

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

GUÍA PARA EL DESARROLLO DE MODELOS DE SIMULACIÓN EN ATP PARA ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS TIPO II

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**LUIS OMAR PILCA PILCA
JEFFERSON MAURICIO YUQUILEMA ALDAZ**

DIRECTOR: Dra.-Ing. Ximena Patricia Gavela Guamán

Quito, Marzo 2022

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Omar Pilca Pilca y Jefferson Mauricio Yuquilema Aldaz, bajo mi supervisión

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Pilca', written over a horizontal line.

Dra.-Ing. Ximena Gavela
DIRECTORA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Luis Omar Pilca Pilca y Jefferson Mauricio Yuquilema Aldaz, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejamos constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



Luis Omar Pilca Pilca



Jefferson Mauricio Yuquilema Aldaz

DEDICATORIA

A mis padres, Humberto y Eulalia

A mis hermanos, Verónica y Paul

A mis sobrinos, Adrián y Gabriel

Luis

A mis A la memoria de mis dos madres Lidia y Aguedita quienes con su amor supieron creer en mí en el transcurso de su existencia y hoy son mi guía para salir adelante en la vida y llegar a lo más alto.

A mi hermano Jonathan a quien enrumbaré por el camino del bien con mi ejemplo. Te quiero ñaño.

Mauricio

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de titulación ha sido posible estructurarlo con la ayuda de varias personas importantes a lo largo de mi vida estudiantil, los cuales son:

Mis padres, Humberto Pilca y Eulalia Pilca, por su apoyo, su esfuerzo para darme un hogar digno y una familia a la que quiero mucho.

A mis hermanos, Verónica y Paul, quienes son un ejemplo para mí, un pilar en mi vida muy importante y por estar ahí en los momentos buenos y malos para aconsejarme y poder seguir adelante.

A mi compañero de tesis Mauricio Yuquilema, gracias por su gran paciencia, dedicación y amistad brindados en todo momento.

A nuestra directora Patricia Gavela, quien nos supo guiar en la realización del trabajo de titulación y ayudarnos en los procesos necesarios para continuar con el mismo de manera gentil y profesional.

A la Escuela Politécnica Nacional, por su formación académica necesaria para culminar esta etapa de mi vida.

A mis amigos Eduardo, Henry, Jefferson y Roberto por todos los momentos que compartimos juntos y el apoyo para seguir adelante.

A todas las personas que me faltaron mencionar y que estuvieron enviándome sus buenos deseos.

Y por último a la vida, por todo lo que me ha podido brindar hasta el momento y por lo que vendrá en el futuro

Luis

A Dios por llenarme cada día de salud y vida para cumplir mis logros junto a mi familia y mis seres queridos.

A mi hermano Jonathan por ser mi motivación para ser cada día un mejor hermano.

A mi familia, Abuelito Moisés, tíos, primos, Mónica gracias por brindarme su apoyo en especial a Abraham con quien hemos compartido recuerdos inolvidables de infancia.

A la Escuela Politécnica Nacional por ser mi alma mater durante mi carrera universitaria y darme la oportunidad de cumplir el sueño de llegar a ser profesional.

A los profesores de la carrera de Ingeniería eléctrica quienes supieron compartir sus valiosos conocimientos y formarme en el ámbito académico y profesional con excelencia. Un agradecimiento especial a la Dra. Patricia Gavela por su gran colaboración y guía durante el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A los profesionales en el área de ingeniería eléctrica Ing. Ángel Albarrasin, Ing. Álvaro Chávez, Ing. Freddy Rivera, Ing. Rubén Armas, Ing. Juan Ramírez quienes supieron compartir todo su conocimiento y experiencia profesional para la culminación del presente trabajo de titulación.

A todos mis grandes amigos y amigas de la Escuela Politécnica Nacional con quienes tuve la dicha de compartir buenos y gratos momentos durante los años de universidad. A mi compañero de tesis Luis por compartir su tiempo y confianza en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A Katherine por brindarme su apoyo incondicional en las buenas y malas. Por creer en mí, compartir bellos momentos y enseñarme a ser cada día mejor. Gracias a ti por existir.

A mis grandes amigos de la infancia Erick, Jason, Hugo, Jerssy, Fabricio, Jonathan con quien hemos compartido momentos de alegrías y tristezas apoyándonos en cada paso de la vida para llegar a ser lo que hoy somos más que amigos hermanos.

A la familia Vargas Pérez por abrirme las puertas de su hogar y su familia por ayudarme en los malos momentos y brindarme sus consejos y enseñanzas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VII
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XIV
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2 ALCANCE.....	2
2 MARCO TEÓRICO	3
2.1 SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.....	3
2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES.....	3
2.2 SOBREVOLTAJES TEMPORALES	5
2.2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN	5
2.2.2 FALLAS A TIERRA.....	5
2.2.3 RECHAZO DE CARGA	6
2.2.4 RESONANCIA Y FERRORESONANCIA.....	7
2.3 SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO.....	7
2.3.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN	7
2.3.2 ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	8
2.3.3 PRESENCIA DE FALLAS Y DESPEJE	9
2.3.4 RECHAZO DE CARGA	10
2.3.5 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	10

2.3.6	ELEMENTOS LIMITADORES DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO	11
2.4	SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO.....	12
2.4.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN	12
2.4.2	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	12
2.4.3	PARÁMETROS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA	14
2.4.4	MAGNITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO.....	14
2.4.5	NIVEL CERÁUNICO.....	15
2.4.6	DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA.....	15
2.4.7	LIMITACIÓN DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO	15
3	GUIA DE SIMULACIÓN PARA ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS TIPO II.....	17
3.1	CARACTERISTICAS DEL SOFTWARE ATP.....	17
3.2	INTRODUCCIÓN AL MANEJO DEL SOFTWARE ATP	17
3.2.1	ENTORNO DE ATP 7.0.....	17
3.3	REPRESENTACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA EL CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES.....	20
3.4	MODELACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	22
3.4.1	MEDIDORES.....	23
3.4.2	MODELOS DE INTERRUPTORES	26
3.4.2.1	Interruptor trifásico controlado por tiempo	26
3.4.2.2	Interruptor estadístico	28
3.4.2.3	Interruptor controlado por voltaje.....	31
3.4.3	LÍNEA ACOPLADA SIMÉTRICA RL	33
3.4.4	MODELOS DE FUENTES	35
3.4.4.1	Fuente trifásica AC.....	35
3.4.4.2	Fuente de corriente tipo Heidler	37
3.4.5	MODELOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.....	39
3.4.5.1	Subrutina LCC template	41
3.4.5.1.1	Modelo de parámetros constantes distribuidos Bergeron.....	46
3.4.5.1.2	Modelo de parámetros concentrados constantes PI.	46
3.4.5.1.3	Modelo de parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia Jmartí	47
3.4.5.2	LCC Section.....	48
3.4.5.3	Línea monofásica con parámetros distribuidos	50

3.4.6	MODELOS DE TRANSFORMADORES	53
3.4.6.1	Modelo BCTAN.....	54
3.4.6.2	Modelo híbrido XMFR	57
3.4.7	MODELOS DE CARGA	62
3.4.8	RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN.....	65
3.4.9	PARARRAYOS.....	67
3.5	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	70
3.5.1	MÉTODO DE COORDINACIÓN DETERMINISTA.....	73
3.5.2	MÉTODO DE COORDINACIÓN ESTADÍSTICO	73
3.5.2.1	Método de coordinación estadístico simplificado para sobrevoltajes de frente lento	74
4	CASOS DE ESTUDIO PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS TIPO II.....	78
4.1	ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN	79
4.1.1	CASO DE ESTUDIO CON PRESENCIA DE PARARRAYOS	79
4.1.1.1	Parametrización del sistema	81
4.1.1.1.1	Equivalente de red.....	81
4.1.1.1.2	Interruptores estadísticos.....	85
4.1.1.1.3	Línea de transmisión	89
4.1.1.1.4	Pararrayos.....	94
4.1.1.1.5	Medidores de voltaje.....	97
4.1.1.2	Configuración de parámetros de simulación.....	98
4.1.1.3	Obtención de gráficas y resultados de simulación estadística.....	100
4.1.2	CASO DE ESTUDIO CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN	106
4.1.2.1	Parametrización del sistema	107
4.1.2.1.1	Equivalente de red.....	107
4.1.2.1.2	Interruptores estadísticos y resistencias de preinserción	107
4.1.2.1.3	Línea de transmisión.....	113
4.1.2.1.4	Medidores de voltaje.....	115
4.1.2.2	Configuración de parámetros de simulación.....	116
4.1.2.3	Obtención de gráficas y resultados de simulación estadística.....	116
4.2	RECIERRRE MONOPOLAR DE LÍNEA DE TRANSMISION	118
4.2.1	PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA	119
4.2.1.1	Equivalente de red	119
4.2.1.2	Interruptores controlados por tiempo.....	119

4.2.1.3	Interruptor estadístico con resistencia de preinserción	121
4.2.1.4	Línea de transmisión	122
4.2.1.5	Medidores de voltaje	123
4.2.2	CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN	125
4.2.3	OBTENCIÓN DE GRAFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA	125
4.3	ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	126
4.3.1	CASO DE ESTUDIO SIN MANDO SINCRONIZADO	126
4.3.1.1	Parametrización del sistema	127
4.3.1.1.1	Equivalente de red	127
4.3.1.1.2	Interruptores estadísticos sin mando sincronizado	127
4.3.1.1.3	Transformador trifásico de dos devanados	128
4.3.1.1.4	Medidor de corriente	132
4.3.1.1.5	Medidores de voltaje	134
4.3.1.2	Configuración de parámetros de simulación	135
4.3.1.3	Obtención de gráficas y resultados de la simulación estadística	135
4.3.2	CASO DE ESTUDIO ENERGIZACIÓN CON MANDO SINCRONIZADO ..	137
4.3.2.1	Parametrización del sistema	138
4.3.2.1.1	Equivalente de red	138
4.3.2.1.2	Interruptores estadísticos con mando sincronizado	138
4.3.2.1.3	Transformador trifásico de dos devanados	142
4.3.2.1.4	Medidor de corriente	142
4.3.2.1.5	Medidores de voltaje	143
4.3.2.2	Configuración de parámetros de simulación	144
4.3.2.3	Graficación y obtención de resultados de simulación estadística	144
4.4	RECHAZO DE CARGA	146
4.4.1	PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA	147
4.4.1.1	Equivalente de red	147
4.4.1.2	Línea de transmisión	147
4.4.1.3	Transformador trifásico de dos devanados	148
4.4.1.4	Interruptores estadísticos	148
4.4.1.5	Carga	150
4.4.1.6	Medidores de voltaje	152
4.4.2	CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN	154

4.4.3	OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA	154
4.5	ENERGIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES CON MANDO SINCRONIZADO	155
4.5.1	PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA	156
4.5.1.1	Equivalente de red	156
4.5.1.2	Línea de transmisión.....	156
4.5.1.3	Transformador trifásico de dos devanados.....	157
4.5.1.4	Carga	157
4.5.1.5	Interruptores estadísticos con mando sincronizado.....	158
4.5.1.6	Banco de capacitores.....	160
4.5.1.7	Medidores de voltaje	162
4.5.2	CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN.....	164
4.5.3	GRAFICACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA.....	164
4.6	MODELO DESCARGA ATMOSFÉRICA	166
4.6.1	PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA	166
4.6.1.1	Corriente de rayo	166
4.6.1.2	Línea de transmisión.....	169
4.6.1.3	Torre de transmisión	176
4.6.1.4	Cadena de aisladores	181
4.6.1.5	Resistencia de pie de torre.....	184
4.6.1.6	Pararrayos	186
4.6.1.7	Fuente trifásica AC.....	188
4.6.1.8	Modelación de equipos de una subestación.....	189
4.6.1.9	Conexión de elementos dentro de una subestación	191
4.6.1.10	Medidores de voltaje	196
4.6.2	CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN.....	197
4.6.3	OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN	198
5	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	199
5.1	ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN	199
5.1.1	CASO DE ESTUDIO CON PRESENCIA DE PARARRAYOS	199
5.1.2	CASO DE ESTUDIO CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN	200
5.1.3	CASO DE ESTUDIO RECIERRE MONOPOLAR DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	201

5.2	ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	201
5.2.1	CASO DE ESTUDIO SIN MANDO SINCRONIZADO.....	201
5.2.2	CASO DE ESTUDIO CON MANDO SINCRONIZADO.....	202
5.3	RECHAZO DE CARGA	202
5.4	ENERGIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES CON MANDO SINCRONIZADO.....	203
5.5	RESUMEN DE CASOS DE ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO	204
5.6	EJEMPLO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO	205
5.6.1	FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA	205
5.6.2	FACTOR DE SEGURIDAD.....	206
5.6.3	VOLTAJE SOPORTADO DE COORDINACIÓN	206
5.6.4	VOLTAJE SOPORTADO A IMPULSO TIPO MANIOBRA (SIWV) PARA AISLAMIENTO INTERNO DE LOS EQUIPOS.....	207
5.6.4.1	Voltaje soportado normalizado	207
5.6.5	VOLTAJE SOPORTADO A IMPULSO TIPO MANIOBRA (SIWV) PARA AISLAMIENTO EXTERNO DE LOS EQUIPOS.....	207
5.7	EJEMPLO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO PARA SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO.....	208
5.7.1	CALCULO DEL BIL POR DESCARGA SOBRE EL CONDUCTOR DE GUARDA.....	208
5.7.1.1	Bushing del transformador	208
5.7.2	NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO.....	209
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	210
6.1	CONCLUSIONES.....	210
6.2	RECOMENDACIONES.....	212
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	214

RESUMEN

La simulación de transitorios electromagnéticos en un sistema eléctrico de potencia a través software de simulación, si bien puede ser una tarea compleja, es un aspecto fundamental para los estudios necesarios en el diseño de sistemas eléctricos. El conocimiento de los principales aspectos a considerar como son las técnicas de solución, selección de parámetros y lineamientos para el modelado, permiten determinar los sobrevoltajes que podrían soportar los diferentes equipos y desarrollar con base a estos, una correcta coordinación de aislamiento.

En el presente proyecto de titulación se desarrollaron modelos de simulación usando el software ATP versión 7.0 para el estudio de sobrevoltajes de frente lento y frente rápido según los lineamientos que indica las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2 para sistemas dentro de la gama II. Se detalló el procedimiento de configuración y montaje de modelos de prueba con base en las recomendaciones de artículos técnicos relevantes y se establecieron recomendaciones acerca de los criterios de parametrización de los principales elementos del sistema.

Se determinaron los sobrevoltajes producidos por maniobras en un sistema mediante un análisis estadístico, para lo cual se simularon casos de estudio. De igual manera se realizó el modelamiento de un sistema de prueba para descargas atmosféricas para el caso de sobrevoltajes de frente rápido.

Finalmente se describió un ejemplo de aplicación de la metodología de coordinación de aislamiento planteada por las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2 para determinar el nivel de aislamiento normalizado, utilizando el método estadístico simplificado para el caso de sobrevoltajes de frente lento y el método determinista para el caso de sobrevoltajes de frente rápido.

PALABRAS CLAVE: Sobrevoltajes, Transitorios electromagnético, ATP, Coordinación, Aislamiento, Análisis Estadístico, Modelos de simulación.

ABSTRACT

The simulation of electromagnetic transients in an electrical power system through simulation software, although it can be a complex task, is a fundamental aspect for the necessary studies in the design of electrical systems. Knowledge of the main aspects to consider, such as solution techniques, selection of parameters and guidelines for modeling, allow determining the overvoltages that the different equipment could withstand and developing, based on these, a correct insulation coordination.

In this degree project, simulation models were developed using ATP software version 7.0 for the study of slow-front and fast-front overvoltages according to the guidelines indicated by the standards IEC 60071-1 and IEC 60071-2 for systems within the range II. The procedure for setting up and assembling test models was detailed based on the recommendations of relevant technical articles and recommendations were established regarding the parameterization criteria of the main elements of the system.

Overvoltages produced by maneuvers in a system were determined through statistical analysis, for which case studies were simulated. In the same way, the modeling of a test system for atmospheric discharges was carried out for the case of fast front overvoltages.

Finally, an example of application of the isolation coordination methodology proposed by the IEC 60071-1 and IEC 60071-2 standards was described to determine the standardized isolation level, using the simplified statistical method for the case of slow front overvoltages and the deterministic method for the case of fast-front overvoltages.

KEY WORDS: Overvoltages, Electromagnetic transients, ATP, Coordination, Isolation, Statistical analysis, Simulation models.

1 INTRODUCCIÓN

El análisis y simulación de transitorios electromagnéticos se ha convertido en un aspecto fundamental para comprender el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia, su diseño, explicar las fallas de los equipos o probar los dispositivos de protección. El estudio de transitorios es un campo ampliamente estudiado y desde los primeros pasos de este campo, se ha dedicado un esfuerzo importante al desarrollo de nuevas técnicas y herramientas de software más potentes.

Los fenómenos transitorios en los sistemas eléctricos están asociados con perturbaciones causadas por fallas, operaciones de conmutación, descargas atmosféricas o variaciones de carga. Estos fenómenos pueden causar estrés o dañar los equipos eléctricos. La importancia primordial de su estudio se relaciona con determinar niveles de aislamiento en los equipos para que puedan ser capaces de soportar dichos sobrevoltajes, considerando criterios técnicos y económicos que permitan llegar a un equilibrio.

Para determinar los niveles de aislamiento requeridos se sigue la metodología de coordinación descrita en las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, junto con el modelado de sistemas eléctricos que permitan simular las principales perturbaciones y comprobar las bases teóricas que sustentan dichos fenómenos. Bajo estos antecedentes, se presenta este trabajo de titulación, como una guía orientada hacia estudiantes y profesionales que deseen realizar este tipo de estudios, para lo cual se brindan instrucciones para la modelación y simulación de casos requeridos para el estudio de coordinación de aislamiento en sistema tipo II mediante el software ATP 7.0

Se describen los fundamentos teóricos de la metodología de coordinación, se detallan los lineamientos para el montaje, configuración y parametrización de los principales elementos de un sistema eléctrico, para luego desarrollar modelos de prueba sobre los cuales se podrán obtener resultados de simulaciones que servirán para establecer criterios y recomendaciones para realizar una correcta coordinación de aislamiento.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una guía detallada para el estudio de coordinación de aislamiento de sistemas tipo II, en el software ATP.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- i. Describir la metodología de coordinación de aislamiento para los sistemas tipo II, en base a la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2.
- ii. Elaborar una guía detallada para la construcción de los modelos de simulación de los equipos o elementos eléctricos necesarios para estudios de coordinación de aislamiento en el programa ATP considerando los métodos determinísticos y estadísticos de coordinación.
- iii. Desarrollar criterios y recomendaciones para el análisis de resultados.

1.2 ALCANCE

En el presente trabajo de titulación se desarrolla una guía de simulación de sobrevoltajes o transitorios en el software ATP para la aplicación de la metodología de coordinación de aislamiento establecida en la norma IEC 60071-1 e IEC60071-2 para el estudio de sistemas eléctricos de la gama II, en la que se especifica el montaje y configuración de los modelos de simulación de los elementos del sistema eléctrico de potencia a estudiar, así como los criterios para el análisis de resultados.

La guía incluye los lineamientos necesarios para la simulación de los casos más representativos de sobrevoltajes generados por maniobras de energización de líneas de transmisión, transformadores, rechazo de carga, conmutación de reactores y capacitores como parte de sobrevoltajes de frente lento y descargas atmosféricas relacionadas con los sobrevoltajes de frente rápido.

Para el desarrollo de simulaciones en el software ATP, se presenta de forma detallada la configuración de cada uno de los parámetros de los elementos de los sistemas de prueba, la descripción de la simulación y recomendaciones generales para el análisis de resultados y su aplicación en la coordinación de aislamiento.

2 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos utilizados para el desarrollo de este proyecto.

2.1 SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

De acuerdo con la norma IEC 60071-1 se define como sobrevoltaje a cualquier voltaje pico entre una fase y tierra o entre fases, que supere el correspondiente voltaje pico máximo soportado por el equipamiento [1].

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES

Según la norma IEC 60071-1[1] los voltajes y sobrevoltajes se clasifican de la siguiente manera:

- *Voltaje permanente a frecuencia industrial:* Voltaje que considera un valor eficaz constante que esta aplicado a cualquier par de terminales permanentemente y tiene una frecuencia igual a la del sistema.
- *Sobrevoltajes temporales:* Sobrevoltajes de duración relativamente larga con una frecuencia igual a la frecuencia de operación del sistema.
- *Sobrevoltajes transitorios:* Sobrevoltaje de corta duración que no excede de unos milisegundos, de característica oscilatoria o no oscilatoria y por lo regular son fuertemente amortiguados. Los sobrevoltajes del tipo transitorio se clasifican a su vez en:
 - ✓ *Sobrevoltajes de frente lento:* Sobrevoltajes con una duración corta, por lo general son unidireccionales, originados principalmente por maniobras dentro del sistema, con frecuencias entre los 2 y 20 *khz*, valores de tiempo frente de onda (T_p) entre los 20 μs y 5000 μs y duración de tiempo de cola $T_2 \leq 20 ms$.
 - ✓ *Sobrevoltajes de frente rápido:* Sobrevoltajes de duración muy corta, de característica unidireccional, con una amplitud mayor al voltaje pico nominal, originados en su mayoría por descargas atmosféricas, con valores de tiempo de frente de onda (T_1) entre los 0.1 μs y 20 μs y duración de tiempo de cola $T_2 \leq 30 \mu s$.

- ✓ Sobrevoltajes de frente muy rápido: Sobrevoltajes con una duración muy de pocos microsegundos, por lo general son oscilatorios, generados por maniobras y fallas en subestaciones encapsuladas en SF6, presentan oscilaciones superpuestas a frecuencias entre $30\text{ kHz} < f < 100\text{ MHz}$, con valores de tiempo de frente de onda $T1 \leq 0,1\ \mu\text{s}$, y tiempo de duración total menor a 3 m .

Las figuras 2.1 y 2.2 presentan las características detalladas de cada uno de los tipos de sobrevoltajes.

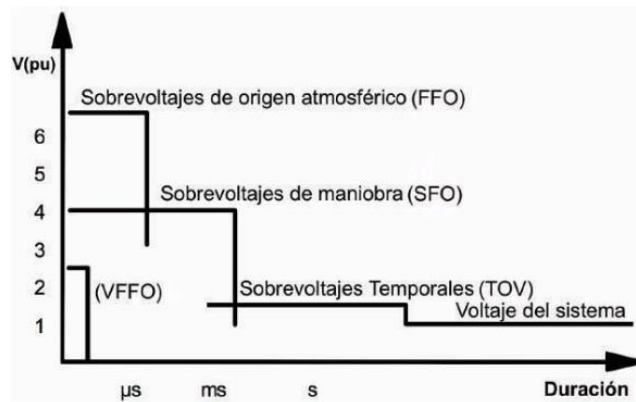


Figura 2.1. Tipos de sobrevoltajes según norma IEC 60071-1[1].

Clase	Baja Frecuencia		Transitorio		
	Continuo	Temporal	Frente Lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de voltaje o sobrevoltaje					
Rango de formas de onda de voltaje o sobrevoltaje	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_r \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de voltaje normalizado					1)
Ensayo de voltaje soportado	1)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	1)

1) A especificar por los comités de aparatos pertinentes

Figura 2.2. Características principales de los sobrevoltajes [2].

2.2 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

2.2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN

Los sobrevoltajes temporales también conocidos como sobrevoltajes a frecuencia industrial se caracterizan por su forma de onda sinusoidal, amplitud, duración relativamente larga poseer una frecuencia cercana o igual a la frecuencia del sistema y ser de naturaleza poco amortiguada.

Los sobrevoltajes temporales son causados generalmente por: fallas monofásicas a tierra, rechazo súbito de carga, fenómenos de resonancia o ferroresonancia o por una combinación de dos o más de las causas mencionadas anteriormente.

2.2.2 FALLAS A TIERRA

Las fallas a tierra son la causa más común que originan sobrevoltajes temporales siendo las fallas monofásicas a tierra las que originan los mayores sobrevoltajes y las que presentan la mayor probabilidad de ocurrencia. Producto de una falla monofásica se produce un sobrevoltaje fase-tierra en las fases sanas del sistema. Las amplitudes de los

sobrevoltajes generados dependen de la conexión a tierra del neutro del sistema y del punto de ubicación de la falla.

El tiempo que dura la falla hasta llegar a ser despejada determina la duración del sobrevoltaje temporal generado. En sistemas con neutro conectado a tierra mediante bobinas de compensación, la falla llega a ser despejada en un tiempo menor a 10 segundos. Para sistemas donde el neutro está conectado a tierra, el tiempo en que es despejada la falla es por lo general menor a 1 segundo. Mientras que en sistemas donde la falla no ha logrado ser despejada, el tiempo que dure el sobrevoltaje dentro del sistema puede extenderse por algunas horas, En tales casos, es preciso definir al voltaje permanente a frecuencia industrial como el sobrevoltaje temporal durante la falla [3].

2.2.3 RECHAZO DE CARGA

Un rechazo de carga de carga puede originarse como resultado del disparo de un interruptor de potencia debido a errores humanos o contingencias dentro del sistema, produciendo una disminución en la caída de voltaje en las impedancias del SEP y dando origen a sobrevoltajes temporales. En un esquema radial como el que se muestra en la figura 2.3, cuando una central eléctrica alimenta una carga y esta se desconecta súbitamente, el generador en la central se acelera y el voltaje en la barra de generación V_1 y en la barra de carga V_2 se elevará [4].

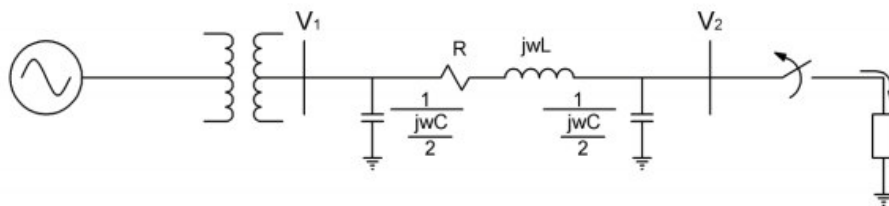


Figura 2.3. Desconexión súbita de carga en un esquema radial [5].

Los sobrevoltajes temporales fase-tierra producidos por la desconexión súbita de carga dependen en gran medida de la carga rechazada, la configuración que adopte el sistema luego de ocurrida la desconexión, así como de las características de las centrales eléctricas involucradas, reguladores de voltaje, reguladores de velocidad, potencia de corto circuito, etc. El aumento de los sobrevoltajes en las tres fases es similar por lo que ocurrirán los mismos sobrevoltajes tanto fase-fase como fase-tierra. Los sobrevoltajes longitudinales que se producen son función del ángulo de desfase luego de producida la desconexión siendo la oposición de fases la peor situación posible [6].

2.2.4 RESONANCIA Y FERRORESONANCIA

El fenómeno de resonancia se da cuando en un circuito conformado por inductores y capacitores lineales, se alimenta por un voltaje con una frecuencia muy cercana a la frecuencia del sistema da origen a un punto de resonancia donde $X_l = X_c$, la frecuencia a la cual se produce este fenómeno se la conoce como frecuencia resonante o natural, esta frecuencia no necesariamente corresponde a la frecuencia del sistema.

Por otro lado, la ferresonancia es un fenómeno no lineal de resonancia, que se produce cuando se tiene una interacción entre la capacitancia del sistema y una inductancia variable, lo cual hace que se presenten varios puntos resonantes por lo que presenta mayor probabilidad de ocurrencia. En sistemas eléctricos el fenómeno de ferresonancia puede aparecer debido a elementos de inductancia saturable como son: transformadores de potencial inductivos, reactancias en derivación y transformadores de potencia, mientras que, los elementos que causan el efecto capacitivo pueden ser: transformadores de potencial capacitivos, capacitores de compensación y líneas largas, entre otros.

Las condiciones más propicias que pueden llevar a que se produzca el fenómeno de ferresonancia son varias, sin embargo, es posible enlistar algunas circunstancias que son más frecuentes en los sistemas eléctricos de potencia como son:

- Sistemas eléctricos operando con neutro aislado
- Transformadores de potencia en régimen de operación cercano al vacío
- Conexión trifásica de transformadores con 1 o 2 fases desconectadas
- Alimentación de transformadores con un cable aislado, que puede tener suficiente capacitancia como para producir ferresonancia

Los sobrevoltajes temporales producidos por fenómenos de resonancia y ferresonancia pueden llegar a muy altos valores, no obstante, ya que en un SEP se busca prevenir y limitar los sobrevoltajes de este tipo, estos no se toman en cuenta para realizar coordinación de aislamiento ni para la determinación de pararrayos ni [7].

2.3 SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO

2.3.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN

Los sobrevoltajes de frente lento pueden originarse por la operación de equipos de maniobra o modificaciones repentinas en la topología del sistema producto de:

- Energización y recierre de líneas de transmisión
- Rechazo de carga
- Maniobras de corrientes inductivas y capacitivas
- Descargas atmosféricas directas sobre líneas de transmisión, entre otros.

Estos eventos producen sobrevoltajes transitorios que se caracterizan por tener una duración de frente de onda y de cola de varios cientos de microsegundos hasta varios milisegundos, de naturaleza oscilatoria y con valores de frecuencia que van desde los 2 hasta los 20 kHz [2]. La forma de onda del voltaje normalizado es el impulso tipo maniobra estándar de 250/2500 μs como se muestra en la figura 2.4.

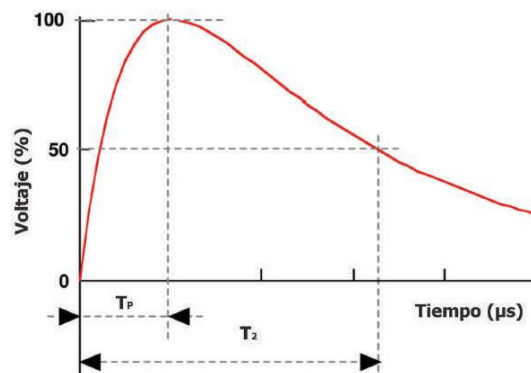


Figura 2.4. Forma de onda de voltaje de impulso tipo maniobra normalizado [1].

El instante en que se efectúa una maniobra con respecto a la frecuencia de la onda de voltaje sinusoidal del sistema determina el valor del sobrevoltaje de frente lento producido. Por lo general, el tiempo en el que se realiza el cierre del interruptor de potencia no se encuentra sincronizado con la frecuencia de la onda sinusoidal de voltaje del sistema, lo que hace necesario usar una distribución estadística con los valores pico de voltaje que permitan representar la función de probabilidad de ocurrencia de los sobrevoltajes transitorios de frente lento originados por maniobras [4].

2.3.2 ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

La energización y recierre de líneas de transmisión dan origen a sobrevoltajes de frente lento tanto entre fases como fase-tierra. La amplitud del sobrevoltaje depende de varios factores propios del sistema como son: longitud de la línea, presencia o no de compensación reactiva, ángulo de la onda de voltaje en el que se produce el cierre, presencia o no de elementos limitadores de sobrevoltajes de frente lento como son:

resistencias de pre-inserción conectados junto a los interruptores de potencia, descargadores de sobrevoltaje (pararrayos), etc. [4].

Los sobrevoltajes originados por el recierre pueden llegar a tener valores muy altos si la línea presenta carga atrapada en el instante que se produce el cierre de los interruptores de potencia. Esta carga atrapada se origina por maniobras de cierre trifásico automático en líneas de transmisión. Ante la presencia de una falla monofásica a tierra en una línea de transmisión, es común que su despeje se realice mediante una maniobra de recierre automático, donde la apertura de los interruptores del inicio y del final de la línea puede no darse simultáneamente [4].

El interruptor que tarda más en realizar la maniobra de apertura debe despejar a dos de las fases sin carga. Dichas fases pueden, en consecuencia, mantenerse con una carga igual al valor pico del voltaje de operación del sistema, el cual estará presente cuando se ejecute el recierre. Lo que significa que luego de un instante de tiempo, un interruptor tendrá que realizar la maniobra de cierre con dos de las fases cargadas aún [4].

Los sobrevoltajes originados por la energización y recierre de líneas son de naturaleza probabilística, dado que para una misma maniobra pueden originarse valores distintos de sobrevoltajes, esto se produce porque la magnitud del sobrevoltaje depende del punto en que se encuentre la onda de voltaje en el instante en que se produce el cierre del interruptor y de la diferencia en los polos. Por tal motivo resulta necesario realizar un análisis estadístico de este tipo de sobrevoltajes [4].

2.3.3 PRESENCIA DE FALLAS Y DESPEJE

La presencia de una falla monofásica y su posterior despeje generan sobrevoltajes de frente lento como resultado del cambio del voltaje de operación del sistema al voltaje temporal que presentan las fases sanas y en la restitución del valor de voltaje cercano a cero hacia el voltaje de operación en la fase con falla. Los máximos valores de sobrevoltajes representativos U_{et} que se producen por una falla a tierra, se pueden aproximar de manera conservadora utilizando las expresiones (2.1) y (2.2).

- Inicio de la falla

$$U_{et} = \sqrt{\frac{2}{3}}(2 * k - 1) * U_s \quad [p. u.] \quad (2.1)$$

- Despeje de la falla

$$U_{et} = 2 * \sqrt{\frac{2}{3}} * U_s \text{ [p.u.]} \quad (2.2)$$

Donde U_s representa el voltaje rms entre fases del sistema y k es el factor de falla a tierra [4].

2.3.4 RECHAZO DE CARGA

La desconexión de una carga importante aparte de producir un sobrevoltaje temporal como se explicó en la sección 2.2.3, también da origen a un sobrevoltaje de frente lento durante los primeros ciclos de producida la maniobra de apertura del interruptor de potencia que desconectó la carga [4].

Generalmente los sobrevoltajes transitorios de frente lento ocasionados por un rechazo de carga presentan valores menores en comparación con los originados por la energización y recierre de líneas de transmisión, razón por la cual, únicamente en el caso de que los sobrevoltajes producidos por la energización y recierre presenten valores menores a 2.0 p.u. se deberá tomar en cuenta a los sobrevoltajes de frente lento producidos por rechazo de carga. En especial si están involucrados líneas de transmisión largas o transformadores a la salida de un generador [4].

2.3.5 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Los sobrevoltajes de frente lento debido a descargas atmosféricas por lo general se producen en sistemas eléctricos con líneas de transmisión largas con longitudes mayores a los 100 km. Esto se da cuando el impacto del rayo se produce en conductor de fase, la magnitud de la corriente de rayo es lo suficientemente pequeña como para no ocasionar una descarga disruptiva en el aislamiento de la línea de transmisión y la descarga se produce a una distancia lo suficientemente alejada, hace que se origine un sobrevoltaje de frente lento en el extremo remoto [4].

Las descargas atmosféricas en este caso producen sobrevoltajes con amplitudes menores en comparación con los sobrevoltajes originados por maniobras dentro del sistema, razón por la cual no toman demasiada importancia dentro del estudio de coordinación de aislamiento siendo generalmente despreciados [4].

2.3.6 ELEMENTOS LIMITADORES DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO

Existen algunos elementos y métodos que permiten limitar los valores de los sobrevoltajes de frente lento, así como controlar o alterar el proceso transitorio cuando se ejecuta la maniobra [4]. Entre los métodos más destacados se encuentran:

- **Uso de interruptores con mando sincronizado:** Método muy usado en la actualidad el cual consiste en seleccionar el instante más adecuado para realizar la maniobra de cierre del interruptor.
- **Uso de resistencias de preinserción:** Consiste en acoplar una resistencia en serie con los interruptores de la línea de transmisión, con la finalidad de mitigar el sobrevoltaje producido por la energización de la línea y maniobras con cargas inductivas y capacitivas.
- **Uso de descargadores:** El objetivo de los descargadores es limitar el sobrevoltaje de frente lento a un nivel de protección preseleccionado.

Los descargadores de óxido metálico sin explosores son adecuados para la protección de sobrevoltajes de frente lento provocados por maniobras de conmutación. El descargador limita el sobrevoltaje fase – tierra a un valor cercano al doble del valor eficaz de su voltaje nominal.

Para realizar una correcta protección contra sobrevoltajes de frente lento, no resulta de suma importancia conocer con exactitud la amplitud de la corriente a través del descargador ya que los resistores de óxido metálico tienen una extrema no linealidad. Para sobrevoltajes provocados por energización o recierre de líneas aparecen corrientes de descarga de entre 0.5 kA a 2 kA de amplitud a través del descargador.

El frente escarpado que presenta las ondas viajeras es otro factor que no posee una influencia en la protección contra este tipo de sobrevoltaje, lo cual conlleva que la distancia de separación entre los equipos dentro de la subestación y el descargador tampoco se considere. Consecuentemente el voltaje que aparece en los bornes del equipo puede ser considerado igual al voltaje limitado en los bornes del descargador, por lo que el valor que se asume como máximo para el sobrevoltaje representativo de frente lento para algún equipo dentro de la subestación llegara a ser igual al nivel de protección contra impulsos de conmutación del descargador.

Para el caso de sobrevoltajes fase – fase el valor de sobrevoltaje representativo puede ser tomado como mayor al doble del nivel de protección para el caso de no tener descargadores conectados entre fases.

El nivel de protección del descargador relacionado con la amplitud del sobrevoltaje de frente lento servirá para determinar el nivel de aislamiento [6]

2.4 SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO

2.4.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES Y ORIGEN

Las descargas atmosféricas son la principal causa de sobrevoltajes de frente rápido en los sistemas eléctricos de potencia, aunque también pueden ser originadas por maniobras cuando los equipos del sistema eléctrico están ubicados a distancias muy cortas del interruptor que realiza la maniobra [4].

Los sobrevoltajes de frente rápido presentan una duración corta de varios microsegundos, con picos de voltaje que por lo general son superiores al voltaje máximo de operación del sistema eléctrico de potencia. Poseen frentes de onda entre los 0.1 y $20 \mu_s$ y tiempos de cola hasta de $300 \mu_s$. La figura 2.5 muestra la forma de onda de voltaje estandarizado impulso tipo rayo $1.2/50 \mu_s$ [4].

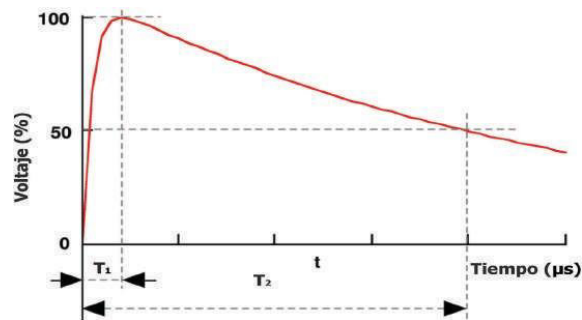


Figura 2.5 Onda de voltaje tipo impulso normalizado [4].

2.4.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas son la principal causa de los sobrevoltajes de frente rápido. Un rayo puede definirse como un fenómeno que se produce ante la ruptura del aislamiento del aire entre dos superficies que han almacenado carga eléctrica de polaridad opuesta [8]. Este tipo de sobrevoltajes de frente rápido dependen del lugar en donde ha ocurrido la descarga atmosférica, razón por la cual se tienen diferentes eventos como se detallan a continuación:

- **Descarga atmosférica directa en los conductores:** Se produce cuando la descarga impacta directamente sobre un conductor de fase de la línea de transmisión tal como se muestra en la figura 2.6. La caída del rayo origina dos ondas de sobrevoltaje que se propagan en sentidos contrarios sobre la fase fallada [4].
- **Descarga atmosférica inversa o flameo inverso:** Se produce cuando la descarga impacta sobre el cable de guarda tal como se muestra en la figura 2.7 esto hace que el voltaje que se origina entre el conductor de fase y la estructura sea mayor que el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, causando un contorneo entre la fase más cercana y la estructura de la torre [4].

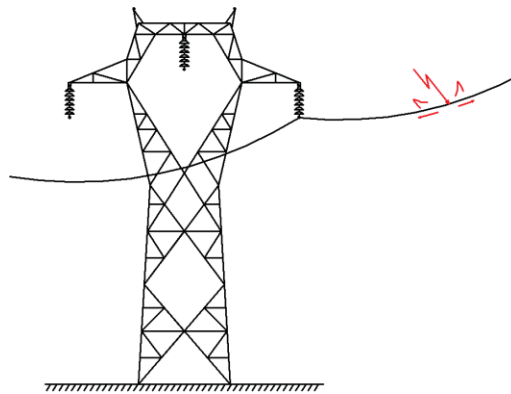


Figura 2.6. Descarga atmosférica directa sobre un conductor de fase [5].

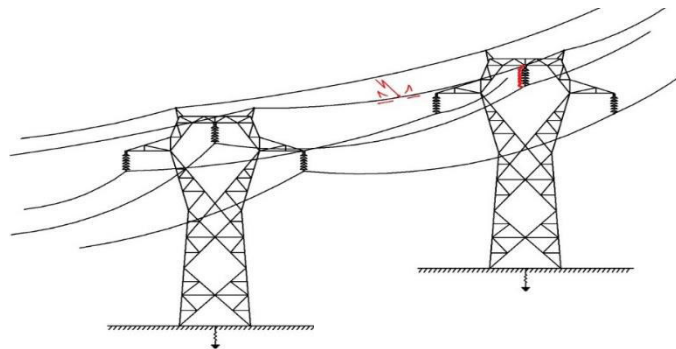


Figura 2.7. Descarga atmosférica sobre cable de guarda [5].

- **Descarga atmosférica indirecta:** Se produce cuando la descarga atmosférica cae cerca de la línea de transmisión tal como se muestra en la figura 2.8 esto hace que se generen sobrevoltajes inducidos en la fase de la línea dependiendo del nivel de aislamiento de la línea [4].

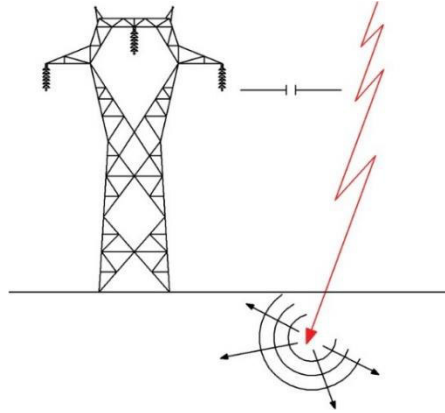


Figura 2.8. Descarga atmosférica en las cercanías de una línea de transmisión [5].

Los sobrevoltajes originados por cualquiera de los eventos mencionados anteriormente tienen una forma de onda semejante y sus características están dadas por los siguientes parámetros:

2.4.3 PARÁMETROS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

La forma de onda del rayo y su valor se ve afectado por algunos parámetros de naturaleza aleatoria, los principales se pueden describir de acuerdo a la CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) como se detalla a continuación [9]:

- Nivel cerámico
- Corriente pico
- Densidad de descarga a tierra
- Frente de onda
- Pendiente
- Tiempo de cola, entre otros.

2.4.4 MAGNITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

Según la norma IEEE Std 998 [10], la probabilidad de ocurrencia de corriente por descargas atmosféricas sobre un terreno plano, considerando un valor medio de 24 kA se puede expresar de la siguiente manera:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{24}\right)^{2.6}} \quad (2.4)$$

Dónde:

$P(I)$: Probabilidad de que el pico de corriente de cualquier descarga será mayor a I .

I : Corriente pico del rayo medida en [kA].

La expresión de la probabilidad del rango de las corrientes de las descargas atmosféricas que caen sobre un terreno plano determina que a mayor valor de corriente pico del rayo menor será la probabilidad de ocurrencia siendo los rayos de pocos valores de kiloamperios los más frecuentes y con mayor probabilidad de ocurrencia [4].

2.4.5 NIVEL CERÁUNICO

El nivel ceráunico se define como el número de días de tormenta al año en un sitio específico, expresado en días de tormenta por año (T_d) [4].

2.4.6 DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA

Es una variable estadística que se puede encontrar de manera empírica a partir de información meteorológica, se mide en términos de descargas por año por km^2 . La expresión 2.5 permite estimar el valor de la densidad de descargas a tierra a partir del nivel ceráunico [4]:

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} \quad (2.5)$$

2.4.7 LIMITACIÓN DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO

La limitación de sobrevoltajes de frente rápido se puede realizar de dos maneras, las cuales se explican a continuación [4]:

- *Limitar el sobrevoltaje generado por la descarga a través del uso de descargadores*

Debido al alto índice de crecimiento de la pendiente de frente de onda de estos sobrevoltajes, los efectos de propagación de la onda entre el descargador y el equipo a proteger si deben ser tomados en consideración además de que la distancia de separación entre ellos tiene una gran importancia. Se debe considerar que el voltaje en el equipo protegido es mayor que el voltaje residual del descargador. Es por este motivo que es recomendado reducir en lo posible la distancia de separación entre el descargador y el equipo con mayor importancia a proteger, cobra mayor relevancia cuando no se tiene instalados cables de guarda. También llega a ser posible proteger a más de un elemento o equipo con un mismo descargador siempre que se limite la pendiente del sobrevoltaje debido a que con

esto se consigue obtener corrientes de descarga y voltajes residuales menores. Esta condición se cumple al tener un apantallamiento confiable en la subestación y en las líneas cercanas a ella.

Los voltajes que entran a una subestación provenientes de líneas que poseen seguridad mediante cables de guarda llegan a tener amplitudes y pendientes de frente de onda menores a las que vienen de líneas sin apantallamientos. Debido a esto en líneas con cables de guarda es factible tener mayores distancias de separación entre el equipo a ser protegido y el descargador. En el caso de tener una única línea aérea protegida con cable de guarda, una distribución de pararrayos se puede colocar en un punto que permita la protección de cada equipo disponible con una preferencia hacia el transformador. Para el caso de existir algunas líneas aéreas no apantalladas cercanas a una subestación, la amplitud y pendiente de las ondas de sobrevoltaje incidentes disminuyen debido al efecto de la división de onda, sin embargo, su frecuencia de aparición se incrementa. Como medida de protección extra se colocaría pararrayos a la entrada de línea.

La distancia de separación entre el pararrayos y el equipo a proteger es considerable, existe dos opciones para aplicar los descargadores para proteger el equipo contra sobrevoltajes de frente rápido.

- Encontrar el voltaje soportado de coordinación a impulsos tipo rayo tomando como datos el nivel de protección y la distancia de separación del pararrayos
- Determinar la zona de protección del pararrayos, es decir la distancia de separación que cumpla los requisitos de coordinación de aislamiento, tomando en cuenta datos de nivel de protección del pararrayos y el voltaje soportado de coordinación el cual se obtiene al dividir el valor de placa del equipo para 1.15 (a nivel del mar).

Debido a que el voltaje soportado de coordinación forma parte del procedimiento para definir el nivel de aislamiento de cada equipo, se vuelve necesario calcularlo usando los criterios de la primera alternativa. Empezando de la asunción que la distancia de separación ha sido previamente conocida. Esto se puede realizar en base a subestaciones ya existentes que sirvan de modelo [6].

- *Evitar el sobrevoltaje en el conductor de fase mediante el uso de pantallas.*

3 GUIA DE SIMULACIÓN PARA ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS TIPO II

3.1 CARACTERISTICAS DEL SOFTWARE ATP

El software ATP es un programa de simulación de sistemas eléctricos enfocado en el estudio de fenómenos transitorios de características electromagnéticas y electromecánicas, necesarios para la especificación de equipos, diseño de sistemas eléctricos, entre otros. Algunos de los estudios que se pueden desarrollar en ATP son los siguientes:

- Análisis de sobrevoltajes atmosféricos, temporales y de maniobra
- Análisis de fallas
- Energización y re-energización de transformadores, reactores y capacitores
- Análisis de ferroresonancias
- Coordinación de aislamiento, entre otros.

3.2 INTRODUCCIÓN AL MANEJO DEL SOFTWARE ATP

El software ATP soporta una gran cantidad de elementos eléctricos que son suficientes para modelar cualquier tipo de sistema eléctrico, entre los principales se tiene [11]:

- Barras: 600
- Ramas: 10000
- Fuentes: 900
- Interruptores: 1200
- Máquinas sincrónicas: 90
- Elementos no lineales: 2250

3.2.1 ENTORNO DE ATP 7.0

ATP presenta una interfaz de usuario estándar de windows. Este capítulo explica algunas de las funcionalidades básicas del menú principal y el menú de selección de componentes de la ventana principal. El menú de selección de componentes está oculto y aparece

inmediatamente cuando hace clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana del circuito. Los componentes también se pueden seleccionar desde la barra lateral de selección, lo que proporciona una vista de árbol completa de todos los componentes [11].

La figura 3.1 muestra la ventana principal de ATP, que contiene dos ventanas de circuito abierto. Este software ofrece al usuario trabajar en varios circuitos simultáneamente, además presenta la facilidad de copiar información entre los circuitos. El tamaño de la ventana del circuito es mucho mayor que la pantalla real, como lo indican las barras de desplazamiento de cada ventana del circuito [11]. La ventana principal consta de las siguientes partes:

- **Menú principal.** - Proporciona acceso a todas las funciones que ofrece ATP.
- **Barra de herramientas.** - Posee similares características de cualquier programa computacional.
- **Ventana de mapa.** - Es una ventana que brinda una vista panorámica de todo el circuito a realizar.
- **Ventana de circuito.** - En esta ventana es donde se construye el circuito.
- **Barra lateral.** - Se ubica en la parte izquierda y contiene tres páginas, las cuales son: simulación, selección y proyecto.

Dentro de las variables del circuito se presentan las siguientes opciones:

- **Modo de acción actual.** - Se muestra en la parte inferior izquierda de la ventana principal, puede tener varios modos, los cuales son:
 - ✓ **Editar:** El modo normal.
 - ✓ **Editar texto:** Indica que se prefiere la edición de texto.
 - ✓ **Dibujar:** Se activa cuando se agrega formas al circuito.
 - ✓ **Comprimir:** Cuando se seleccionan objetos y se hace clic en editar posteriormente comprimir.
- **Barra de estado con sugerencias.** - Se utiliza para mostrar el estado modificado del circuito activo.

Dentro del menú de selección se tiene la opción zoom que se detalla a continuación:

- **Zoom y tamaño de nodo.** – En este campo se selecciona el zoom y tamaño de nodo en %.

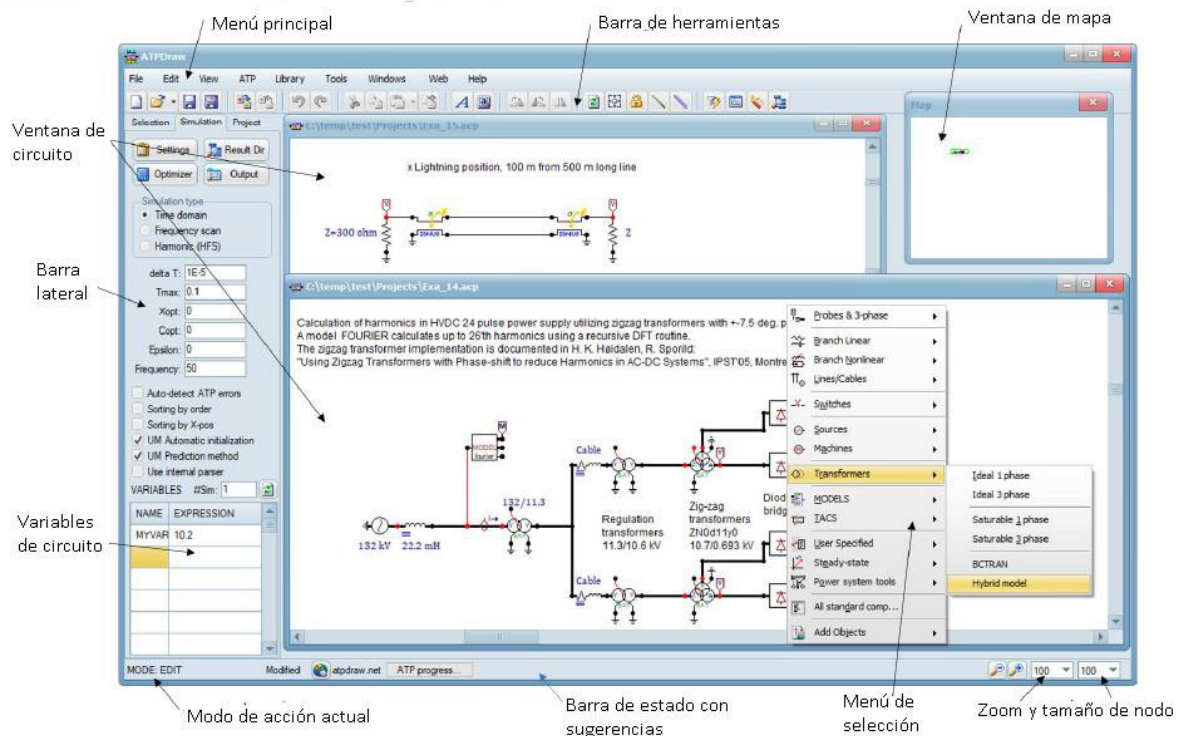


Figura 3.1. Interfaz de ATP 7.0 [11].

ATP presenta diferentes menús importantes para el manejo de la configuración de las simulaciones, modificación de archivos, etc. Los cuales se describen a continuación:

- **Menú ATP.** - La figura 3.2 muestra las opciones disponibles dentro del menú ATP, donde se encuentra la opción *settings*, que permite establecer el tipo de simulación, así como ajustar parámetros de acuerdo con la simulación a realizar. La opción *run ATP* permite ejecutar la simulación mientras que la opción *run plot* ejecuta el graficador y carga el archivo de resultados obtenidos de la simulación actual [11].

La opción *Sub-process* abarca opciones para generar el archivo ATP, así como permitir la asignación de nombres de nodos. La opción *Output Manager* permite activar el administrador de variables de salida sobre el cual se puede observar lo que está configurado para ser visualizado. La opción *Edit ATP* permite ver y editar el archivo plano con extensión *.atp* y la opción *view LIS file* permite observar el reporte de la simulación actual. La opción *find node* permite localizar un nodo, si no se ha asignado un nombre en particular por el usuario, ATP realizar una designación tipo XX001. La opción *Line Check* verifica los modelos de líneas y cables en cuanto

a conexiones e impedancias. Finalmente, la opción *Edit command* es utilizada para añadir comandos que serán usados por otros programas auxiliares [11].

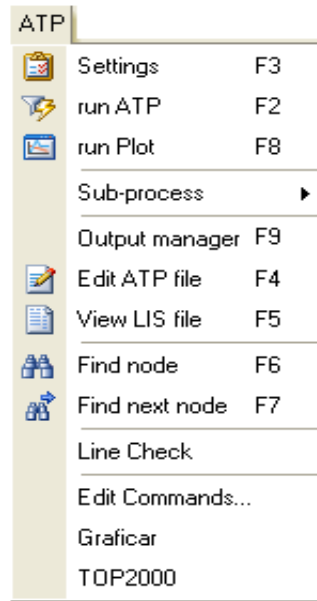


Figura 3.2. Opciones disponibles dentro del menú ATP [11].

- **ATP Settings.-** Dentro de la ventana de configuración ATP Settings se configura el tipo de simulación siendo esta en el dominio del tiempo, frecuencia o análisis armónico así como otros parámetros [11].

3.3 REPRESENTACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA EL CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES

Para estudios de transitorios electromagnéticos, los modelos de los elementos de la red varían en función de la frecuencia, esto debido a que para bajas frecuencias una aproximación en los circuitos dicta que los componentes inductivos son más significativos que los componentes capacitivos. A medida que la frecuencia aumenta, toman importancia los componentes capacitivos, así como el fenómeno de propagación de ondas, por otro lado la resistencia se vuelve variable con la frecuencia debido al efecto skin por lo que se la debe tomar en cuenta en fenómenos de alta frecuencia [11].

De manera general acorde con la referencia [2], la representación de los principales elementos de un sistema eléctrico se puede realizar tomando en cuenta el rango de frecuencias de cada uno de los fenómenos transitorios a analizar, las cuatro categorías o gamas de frecuencia muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Gamas de frecuencia para estudios transitorios [2].

Grupo	Gama de frecuencias	Designación	Representación principalmente para
I	0,1 Hz - 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobrevoltajes temporales
II	50 Hz - 20 kHz	Ondas de frente lento	Sobrevoltajes por maniobra
III	10 kHz - 3 MHz	Ondas de frente rápido	Sobrevoltajes por descargas atmosféricas
IV	100 kHz - 50 MHz	Ondas de frente muy rápido	Sobrevoltajes por recebado en GIS

Los aspectos más importantes que se deben considerar para la elección del modelo del sistema eléctrico para estudios de sobrevoltajes se enlistan a continuación:

- Rango de frecuencias de las oscilaciones que se producen con el fenómeno transitorio.
- La información que va a ser obtenida, así como la precisión requerida en los resultados.
- La zona del sistema eléctrico que es necesario incluir en el modelo.

El rango de frecuencias de los principales fenómenos que se producen dentro de un sistema de potencia se muestra en la tabla 3.2 [2].

Tabla 3.2. Valores de frecuencia para los principales fenómenos transitorios [2].

Origen	Gama de frecuencias
Energización de transformadores	0,1 Hz - 1 kHz
Ferro-resonancia	0,1 Hz - 1 kHz
Pérdida súbita de carga	0,1 Hz - 3 kHz
despeje de fallas	50 Hz - 3 kHz
Aparición de fallas	50 Hz - 20 kHz
Energización de líneas	50 Hz - 20 kHz
Recierre de líneas	50 Hz - 20 kHz
Cebados múltiples de interruptores	10 kHz - 1 MHz
Ondas producidas por rayos	10 kHz - 3 MHz
Fallas en subestaciones	10 kHz - 3 MHz
Maniobra en seccionadores y fallas en subestaciones tipo GIS	100 kHz - 50 MHz

3.4 MODELACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Como se muestra en la figura 3.3, al hacer clic derecho sobre el área de trabajo aparece la ventana del menú de componentes el cual presenta las siguientes opciones de elementos:

- Elementos de medición y conexión entre elementos
- Elementos no lineales
- Elementos lineales
- Líneas y cables
- Fuentes
- Interruptores
- Transformadores
- Máquinas eléctricas
- MODEL (Presenta opciones para uso del lenguaje)
- TACS (Presenta elementos para control y su análisis)
- Componentes para análisis en el dominio de la frecuencia
- Especificaciones del usuario

- Todos los componentes estándar

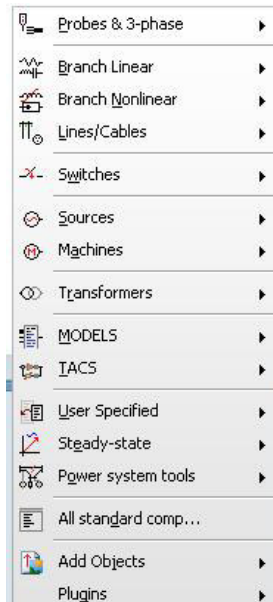


Figura 3.3. Opciones disponibles dentro del menú de componentes.

3.4.1 MEDIDORES

El menú *probes & 3-phase* posee varios medidores de voltaje y de corriente siendo los *probe voltaje* y *probe corriente* los más utilizados. Para acceder a estos se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar *probes & 3-phase*, posterior a ello aparecerá la lista de todos los medidores disponibles dentro de ATP como se muestra en la figura 3.4.

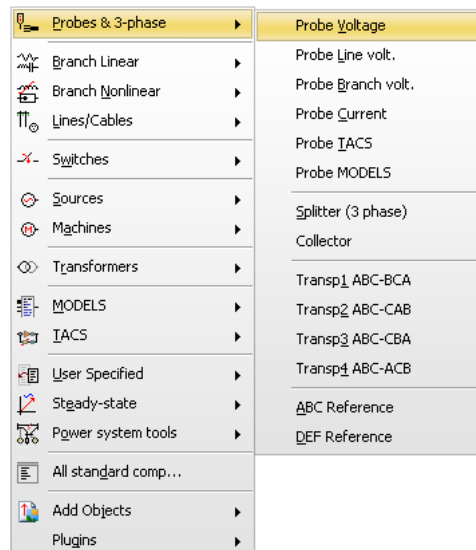


Figura 3.4. Opciones disponibles dentro del menú de medidores.

La figura 3.5 muestra la ventana del medidor de voltaje fase-tierra.

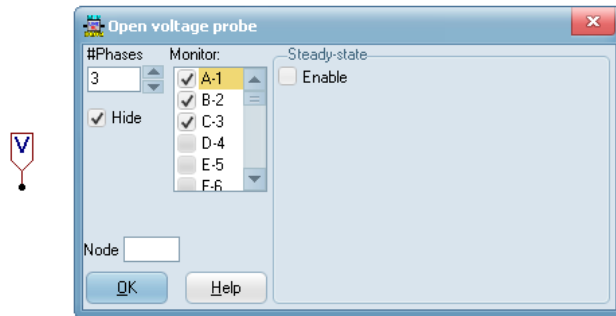


Figura 3.5. Medidor de voltaje fase-tierra.

La tabla 3.3 describe las opciones disponibles que deben ser configuradas previo a realizar la medición.

Tabla 3.3. Opciones disponibles dentro del medidor de voltaje fase-tierra [12].

Parámetros de configuración medidor de voltaje	
#Phases	Número de fases a medir.
Monitor	Permite seleccionar las fases a medir

La figura 3.6 muestra la ventana del medidor de corriente. La tabla 3.4 detalla las opciones a configurar.

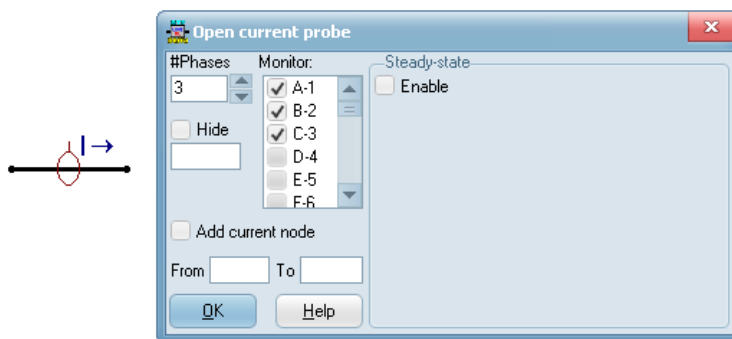


Figura 3.6. Medidor de corriente.

Tabla 3.4. Opciones disponibles dentro del medidor de corriente [12].

Parámetros de configuración medidor de corriente	
#Phases	Número de fases a medir.
Monitor	Permite seleccionar las fases a medir

La figura 3.7 muestra la ventana del medidor de voltaje fase-fase.

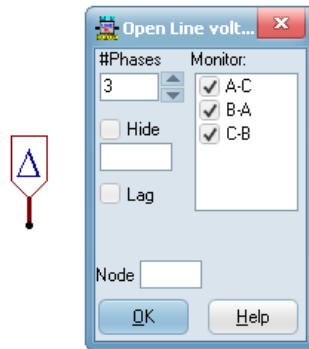


Figura 3.7. Medidor de voltaje fase-fase.

La tabla 3.5 describe las opciones disponibles que deben ser configuradas previo a realizar la medición.

Tabla 3.5. Opciones disponibles dentro del medidor de voltaje fase-fase [12].

Parámetros de configuración medidor de voltaje	
#Phases	Número de fases a medir.
Monitor	Permite seleccionar las fases a medir

Un elemento importante a la hora de realizar conexiones entre componentes es el splitter. Este es un divisor que permite transformar un nodo trifásico en tres nodos monofásicos como se puede observar en la figura 3.8 donde cada una de las salidas representa una fase.

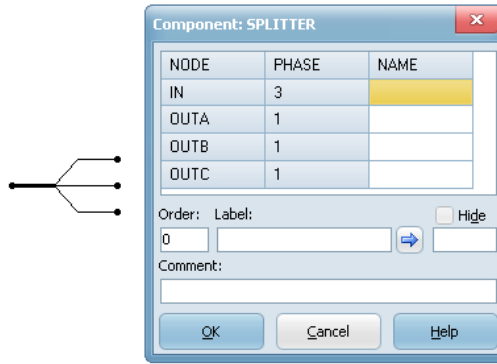


Figura 3.8 Splitter.

Las opciones disponibles dentro del splitter se muestran a continuación en la tabla 3.6 muestra.

Tabla 3.6. Opciones dentro de splitter [12].

Opciones disponibles splitter	
In	Nombre del nodo trifásico de entrada.
OutA	Nombre de la fase A del nodo trifásico.
OutB	Nombre de la fase B del nodo trifásico.
OutC	Nombre de la fase C del nodo trifásico.

3.4.2 MODELOS DE INTERRUPTORES

ATP presenta varios tipos de interruptores como son los de uso general y los interruptores especiales. Para acceder al menú de interruptores se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar la opción *switches* tal como se muestra en la figura 3.9.

3.4.2.1 Interruptor trifásico controlado por tiempo

El interruptor trifásico controlado por tiempo permite realizar maniobras de apertura y cierre al configurar independientemente el instante de tiempo donde se produce la maniobra en cada una de las fases. Para acceder a este elemento se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo de ATP y dentro de la opción *switches* seleccionar *switch time 3 ph* tal como se observa en la figura 3.9.

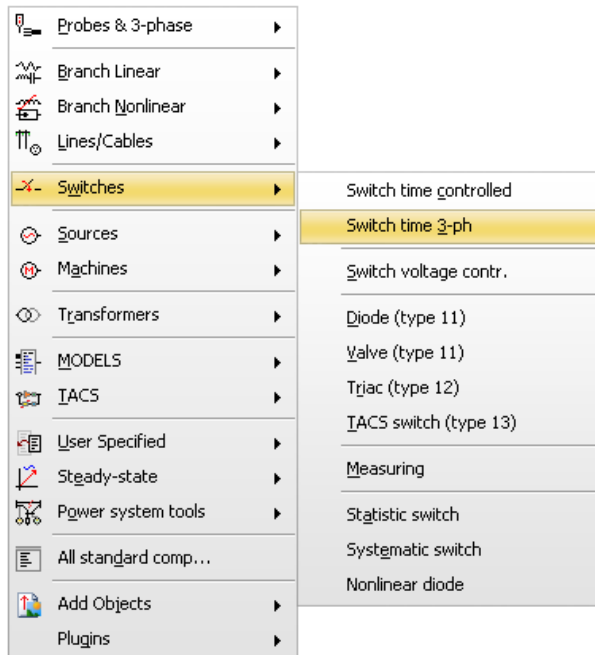


Figura 3.9. Opciones disponibles dentro de switches.

La figura 3.10 muestra el cuadro de diálogo con los parámetros de configuración del interruptor *switch time 3 ph*.

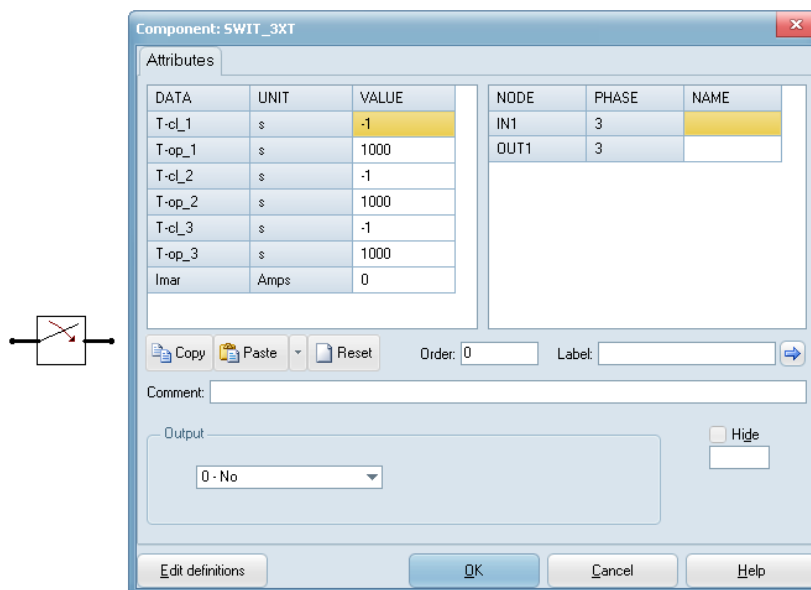


Figura 3.10. Interruptor trifásico controlado por tiempo.

La tabla 3.7 muestra la descripción de cada uno de los parámetros de configuración dentro del interruptor donde se tiene los tiempos de apertura y cierre en cada fase del interruptor.

Tabla 3.7. Opciones de configuración de interruptor trifásico controlado por tiempo [12].

Parámetros de configuración interruptor trifásico controlado por tiempo	
T-cl_1	Tiempo de cierre del interruptor en la fase A en [s].
T-op_1	Tiempo de apertura del interruptor en la fase A en [s].
T-cl_2	Tiempo de cierre del interruptor en la fase B en [s].
T-op_2	Tiempo de apertura del interruptor en la fase B en [s].
T-cl_3	Tiempo de cierre del interruptor en la fase C en [s].
T-op_3	Tiempo de apertura del interruptor en la fase C en [s].
Imar	Valor de corriente que abre el interruptor cuando esta es menor que I _{mar} .
INI1	Nombre del nodo de inicio del interruptor
OUT1	Nombre del nodo al final del interruptor

3.4.2.2 Interruptor estadístico

Los interruptores de uso especial como es el caso del interruptor estadístico permiten realizar simulaciones y análisis estadísticos de apertura y cierre. El instante de cierre de este tipo de interruptores es generado de manera aleatoria de acuerdo con una función de probabilidad determinada [2]. Para acceder a este interruptor se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *switches* seleccionar *statics switch* como se muestra en la figura 3.11.

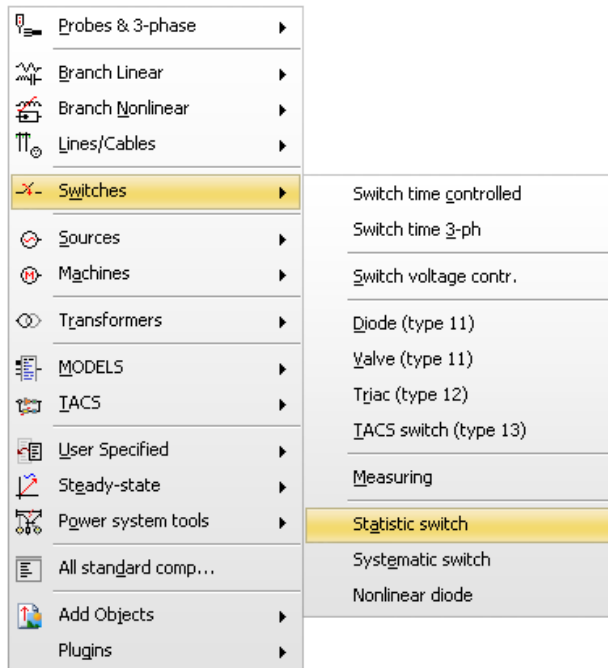


Figura 3.11. Selección de interruptor estadístico.

La figura 3.12 muestra el cuadro de diálogo con los parámetros de configuración del interruptor estadístico.

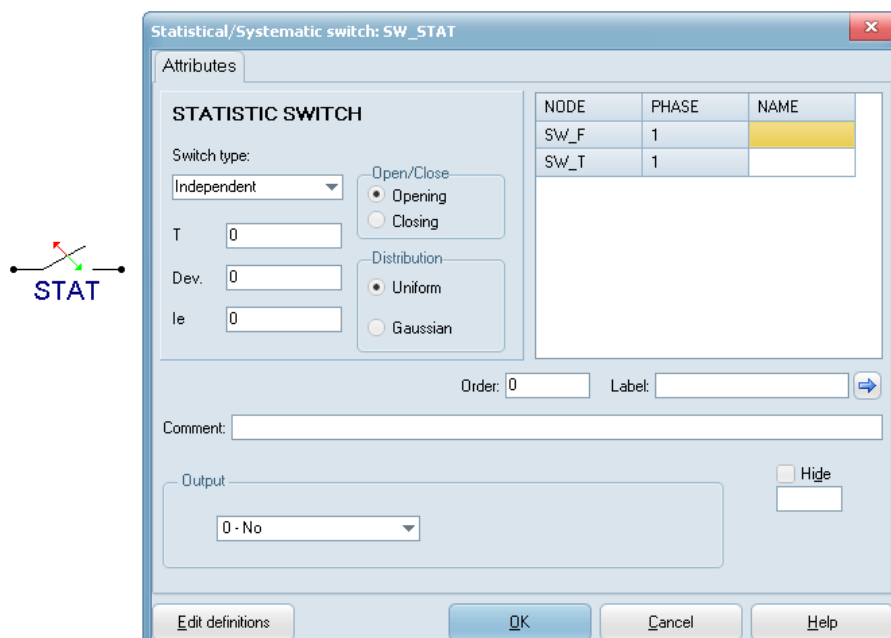


Figura 3.12. Interruptor estadístico.

La descripción de los parámetros que presenta el interruptor estadístico se enlista a continuación en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Opciones de configuración de interruptor estadístico [12].

Parámetros de configuración interruptor estadístico	
Switch type	Tipo de interruptor : Independiente, maestro, esclavo.
T	Tiempo medio de apertura o cierre del interruptor en [s]. Para interruptores esclavos este es el tiempo de retardo.
Dev	Desviación estandar en [s]. Para interruptores esclavos esta es la desviación estandar de retardo.
le	Valor de corriente que abre el interruptor cuando esta es menor que la corriente le.
Open/close	Maniobra de apertura, cierre.
Distribution	Tipo de distribución : uniforme ó gaussiana.
SW_F	Nombre del nodo de inicio del interruptor.
SW_T	Nombre del nodo final del interruptor.
REF_F	Nombre del nodo de inicio del interruptor maestro.
REF_T	Nombre del nodo final del interruptor maestro.

El modo de operación maestro esclavo permite formar un arreglo de interruptores estadísticos de manera que uno funcione como maestro y otro interruptor dependiente del primero (esclavo). El instante de cierre del interruptor esclavo se obtiene a partir del instante de cierre del maestro de acuerdo con la siguiente expresión:

$$T_{Cierre(esclavo)} = T_{Cierre(maestro)} + T_{aleatorio} \quad (3.1)$$

Donde el $T_{aleatorio}$ es el retardo obtenido de manera aleatoria definida por el usuario [2]. La figura 3.13 muestra el esquema de funcionamiento para interruptores estadísticos en configuración maestro esclavo.

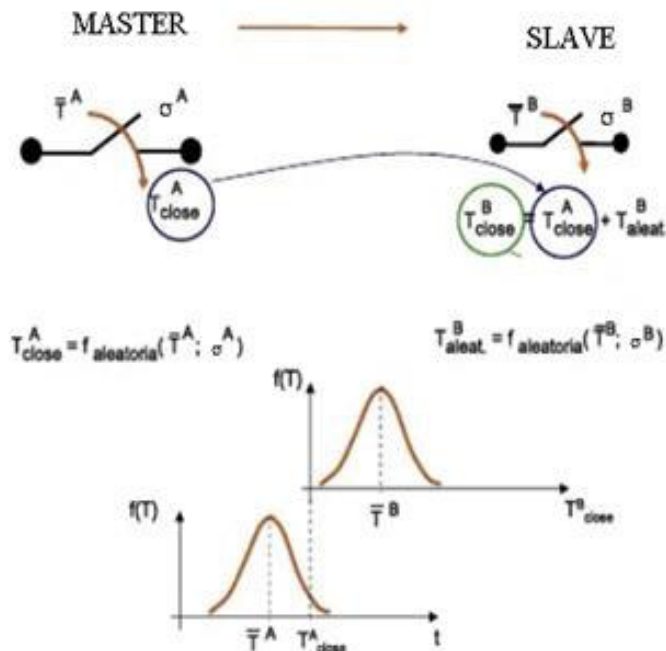


Figura 3.13. Esquema de funcionamiento para interruptores en configuración maestro esclavo [13].

3.4.2.3 Interruptor controlado por voltaje

El interruptor controlado por voltaje permite representar la cadena de aisladores en una torre de transmisión. Este interruptor es normalmente abierto de tal manera que si supera un determinado valor de voltaje este se cierra, permanece cerrado un tiempo y luego regresa a su estado normal simulando la regeneración del aislamiento [14].

Para acceder a este tipo de interruptor se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *switches* seleccionar *switch voltage contr* tal como se muestra en la figura 3.14.

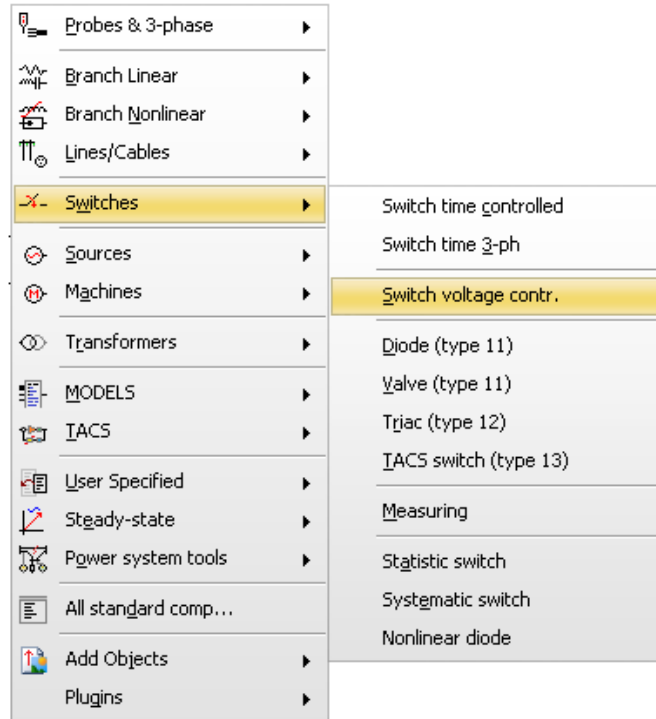


Figura 3.14. Selección de interruptor controlado por voltaje.

La figura 3.15 muestra el cuadro de dialogo del interruptor controlado por voltaje con las opciones disponibles.

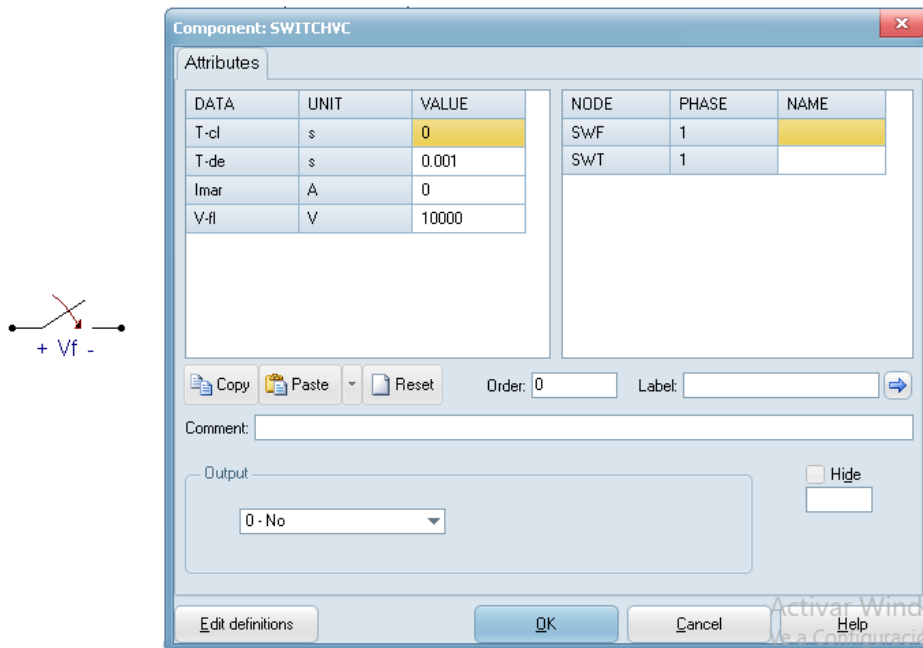


Figura 3.15. Interruptor controlado por voltaje.

La descripción de los parámetros que presenta el interruptor controlado por voltaje se enlista a continuación en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Opciones de configuración de interruptor controlado por voltaje [12].

Parámetros de configuración interruptor controlado por voltaje	
T-cl	Tiempo de cirre del interruptor [s]
T-de	Tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado [s].
Imar	Corriente marginal [A].
V-fl	Voltaje de activación [V].

3.4.3 LÍNEA ACOPLADA SIMÉTRICA RL

El componente de línea acoplada simétrica RL conocido como *LINERL3S* permite modelar un equivalente de red a partir de los valores de resistencia e inductancia de secuencia positiva y secuencia cero. De acuerdo con la recomendación dada en la norma IEC 60071-4 para el caso de sobrevoltajes de frente lento el equivalente de red debe ser determinado al menos dos barras hacia atrás de la barra en la que se ejecuta la maniobra, con la finalidad de considerar el efecto de las ondas viajeras [15]. Para acceder a este elemento se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo seleccionar *lines/cables, Lumped, RL Coupled 51* y elegir *3 ph.seq.* La figura 3.16 muestra el acceso al elemento de línea acoplada.

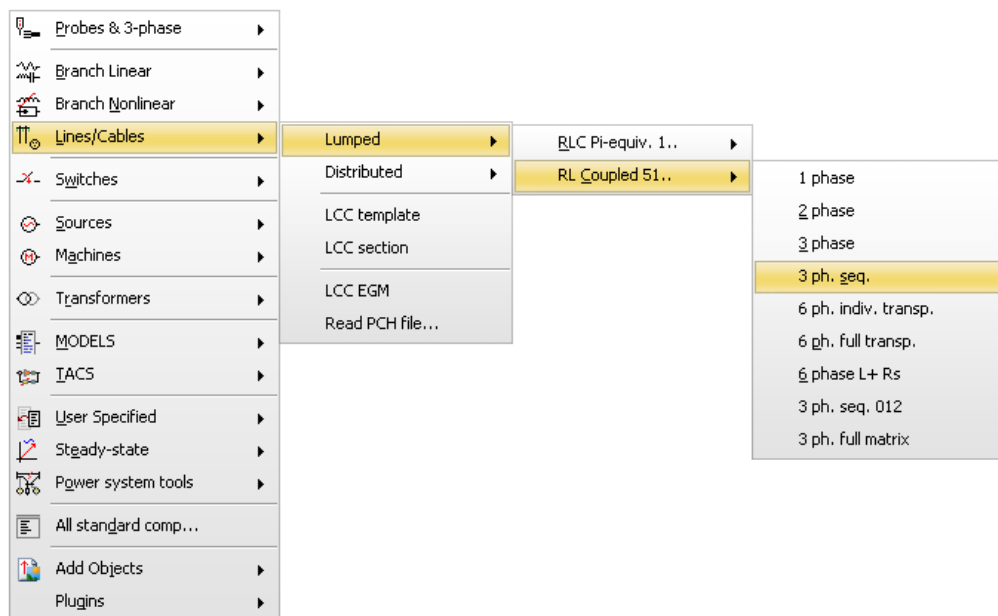


Figura 3.16. Selección del componente de línea acoplada simétrica RL.

La figura 3.17 muestra el cuadro de dialogo de la línea acoplada con las opciones disponibles.

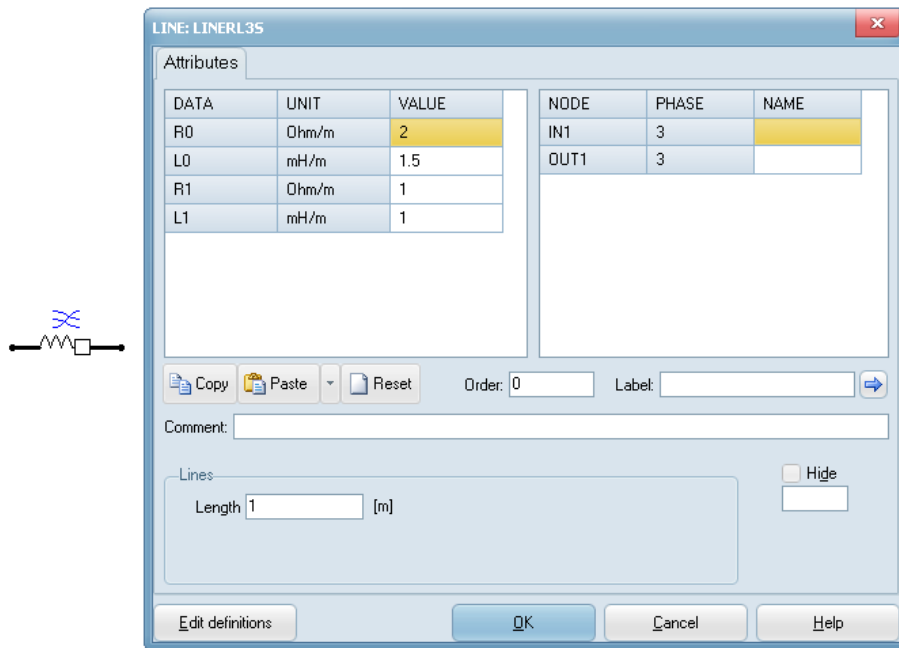


Figura 3.17. Componente de línea acoplada simétrica RL.

En la tabla 3.10 se muestra la descripción de las opciones que presenta este elemento, así como los valores de secuencia positiva y secuencia cero que deben ser parametrizados para su configuración.

Tabla 3.10. Valores a ingresar en componente de línea acoplada simétrica RL [12].

Parámetros de configuración línea acoplada simétrica RL	
R0	Resistencia de secuencia cero en [Ω/m].
L0	Inductancia de secuencia cero en [mH/m].
R1	Resistencia de secuencia positiva en [Ω/m].
L1	Inductancia de secuencia positiva en [mH/m].
Lenght	Longitud de la línea en [m].
IN1	Nombre del nodo trifásico de entrada.
OUT1	Nombre del nodo trifásico de salida.

3.4.4 MODELOS DE FUENTES

ATP dispone de varias fuentes de voltaje y corriente de tipo AC monofásicas y trifásicas con conexión a tierra o sin conexión a tierra, además de otros tipos como lo son las fuentes DC, rampa de voltaje y corriente, fuentes tipo rampa, doble exponencial TACS / MODELS, tipo standler, entre otras. Siendo las fuentes de tipos trifásicas y monofásicas AC junto con la fuente de impulso Heidler las más comunes.

Las fuentes de tipo AC se utilizan para simulaciones en estado estable y simulaciones de maniobras dentro del sistema eléctrico mientras que la fuente tipo impulso se utiliza especialmente para simular descargas atmosféricas [11]. Para acceder a las diferentes fuentes que presenta ATP dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar la opción *sources* como se ilustra en la figura 3.18.

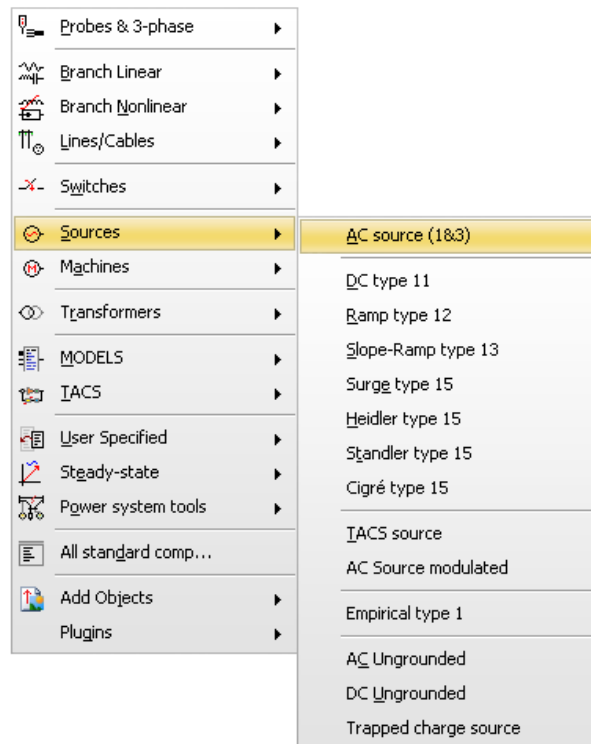


Figura 3.18. Opciones disponibles dentro del menú de fuentes.

3.4.4.1 Fuente trifásica AC

Para acceder a esta fuente se debe dar clic sobre el área de trabajo y dentro de la opción *sources* seleccionar *AC sources* tal como se muestra en la figura 3.18. La figura 3.19 muestra las opciones disponibles dentro de la fuente AC.

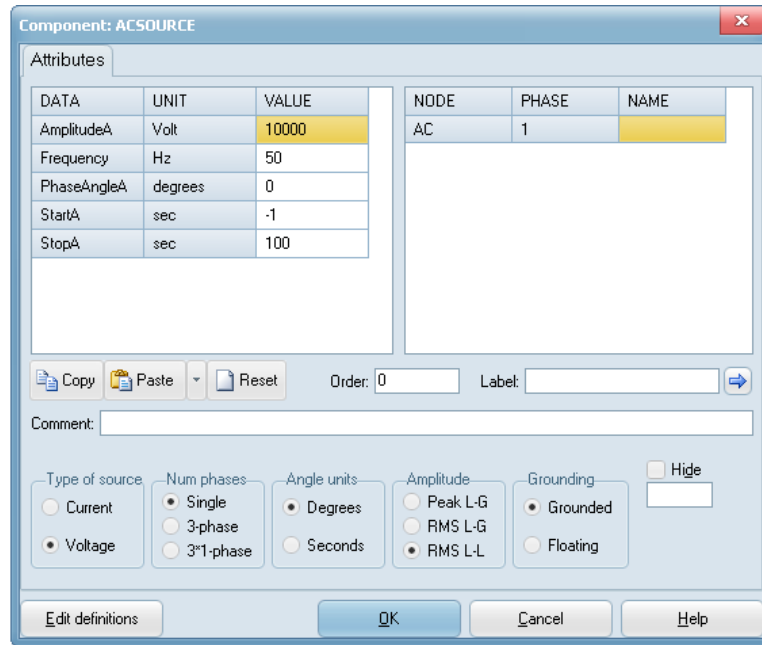
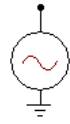


Figura 3.19. Fuente trifásica AC.

La descripción de las opciones disponibles y valores de parametrización se detallan a continuación en la tabla 3.11. La especificación del tipo de fuente y número de fases, así como el valor de amplitud y frecuencia son algunos de sus parámetros principales.

Tabla 3.11. Opciones disponibles dentro de fuente trifásica AC [12].

Opciones disponibles fuente AC	
Type of source	Tipo de fuente a utilizar sea de voltaje o corriente.
Num phases	Tipo de sistema de la fuente sea este monofásico, trifásico.
Angle units	Especifica la unidad de medida del ángulo de fase medido en grados o segundos
Amplitude	Permite especificar la amplitud como : Valor pico línea-tierra (peak L-G) Valor RMS línea-tierra (RMS L-G) Valor RMS línea-línea (RMS L-L).
Grounding	Permite especificar si la fuente presenta conexión a tierra (grounded) o no existe conexión a tierra (floating).
Data	Value
AmplitudeA	Valor pico de la fuente en [A] o [V].
Frequency	Permite ingresar la frecuencia en [Hz].
PhaseAngleA	Ángulo de fase en grados o segundos para la fase A.
StartA	Tiempo de inicio en segundos. Un valor negativo indica que la fuente opera en estado estable.
StopA	Tiempo de parada de la fuente en segundos.

La figura 3.20 muestra los principales parámetros de la onda que se consideran para la configuración de la fuente AC.

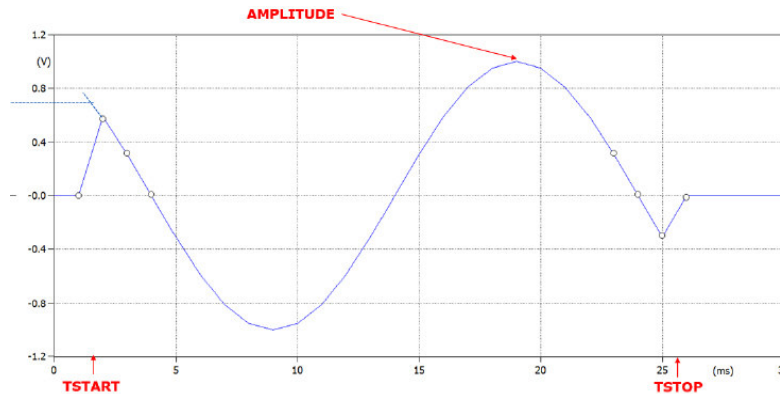


Figura 3.20. Parámetros de onda de voltaje en fuente trifásica AC [16].

3.4.4.2 Fuente de corriente tipo Heidler

La fuente tipo Heidler permite representar la forma de onda de corriente de rayo a partir de la recomendación dada por la norma IEC 62305-1 [17]. Para acceder a este tipo de fuente se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *source* seleccionar Heidler type 15 como se muestra en la figura 3.21.

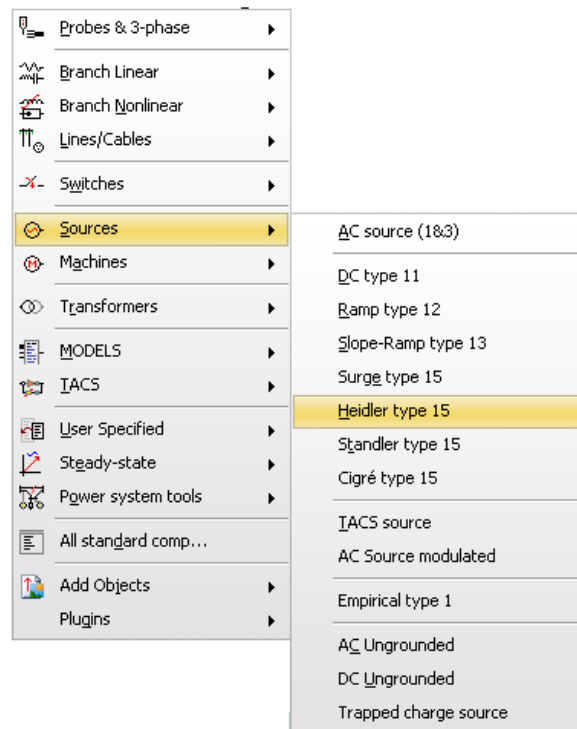


Figura 3.21. Selección de fuente tipo Heidler.

La figura 3.22 muestra el cuadro de dialogo de la fuente Heidler con las opciones disponibles.

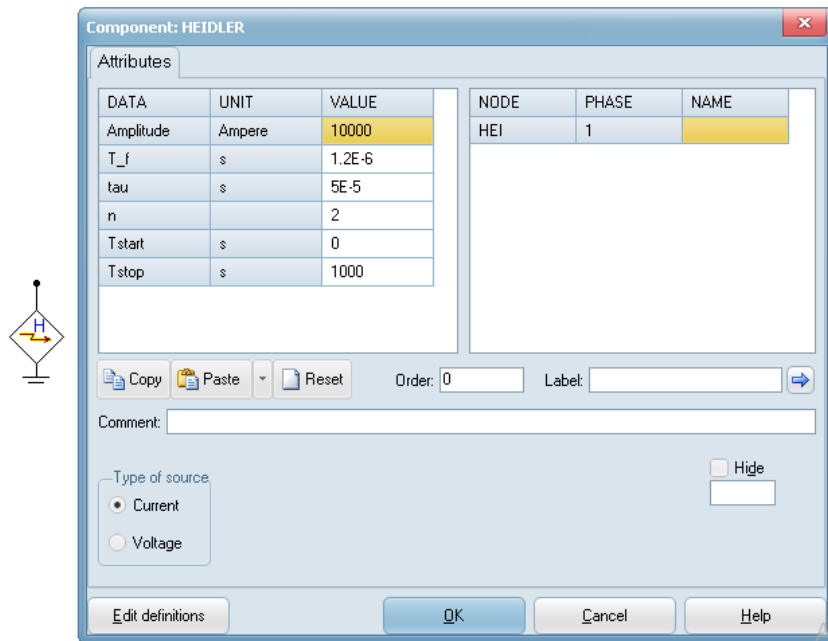


Figura 3.22. Fuente tipo Heidler.

La descripción de los parámetros que presenta la fuente de corriente tipo Heidler se enlista a continuación en la tabla 3.12. La especificación de la amplitud de la onda de corriente de rayo, así como el tiempo de frente de onda y tiempo de cola representan algunos de los parámetros más importantes para este tipo de fuente.

Tabla 3.12. Opciones de configuración fuente tipo Heidler [18].

Parámetros de configuración fuente tipo Heidler	
U/I	0 Para fuente de voltaje.
	- 1 Para fuente de corriente.
Amp	Amplitud de la onda en [A].
T_f	Tiempo de frente de onda en [s]. Intervalo entre t=0 al tiempo del pico de la función.
Tau	Duración de la descarga en [s]. Intervalo entre t=0 hasta el punto de la cola donde la amplitud de la función ha decrecido hasta el 37 % de su valor pico.
n	Factor de influencia de la tasa de crecimiento. Incrementando n se incrementa la máxima pendiente.
Tstart	Tiempo de inicio en [s]. La fuente tiene valor cero para un tiempo $t < T_{start}$.
Tstop	Tiempo de finalización en [s]. La fuente tiene valor cero para un tiempo $t > T_{stop}$.

3.4.5 MODELOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

El menú de líneas de transmisión posee varios submenús para diferentes tipos de modelos de líneas entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Modelos de líneas con parámetros concentrados (Lumped).
- Modelos de líneas de onda viajera con parámetros distribuidos (Distributed).
- Modelos de líneas y cables LCC con parámetros distribuidos.

Siendo estos últimos los más utilizados por lo que se les dará mayor importancia. La figura 3.23 muestra la clasificación de los diferentes modelos de líneas que presenta ATP.

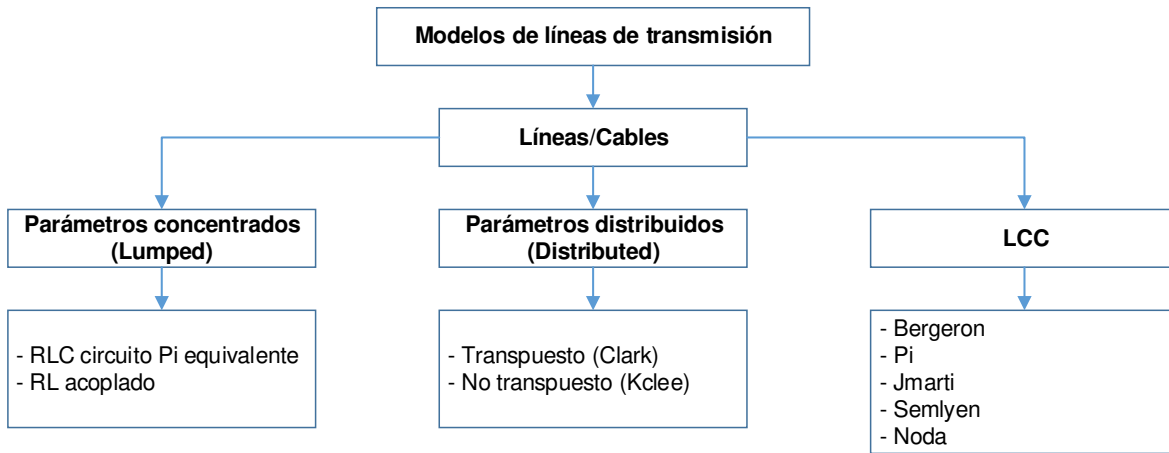


Figura 3.23. Opciones disponibles dentro del menú de componentes [19].

Para acceder al menú de líneas se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar *lines/cables* tal como se muestra en la figura 3.24.

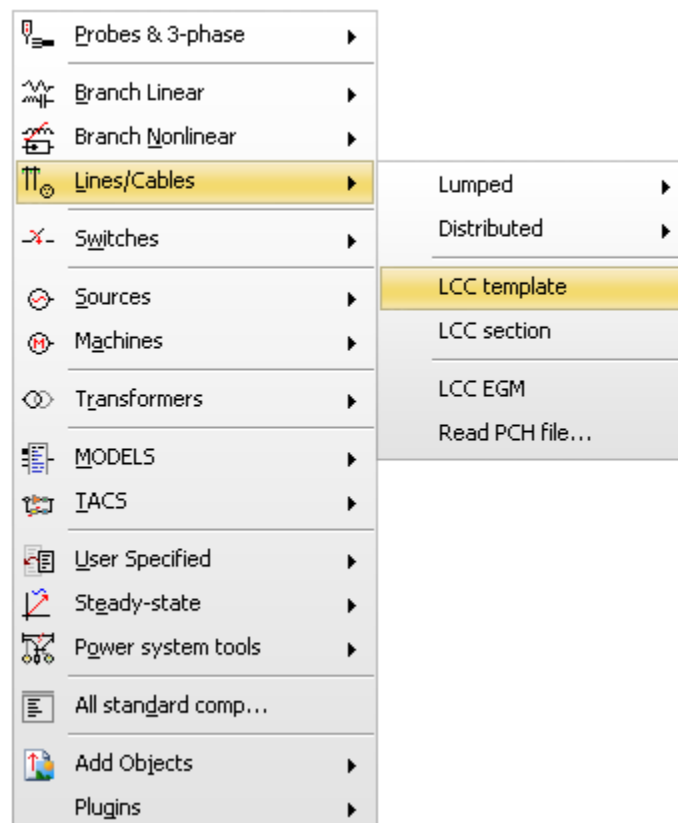


Figura 3.24. Opciones disponibles dentro del menú de líneas y cables.

3.4.5.1 Subrutina LCC template

Para el caso de líneas de transmisión se debe usar la subrutina *LCC template*. El usuario debe seleccionar el componente *lines/cables* y escoger *LCC template* como se ilustra en la figura 3.25, esto hace que aparezca el icono de la línea dentro del área de trabajo.

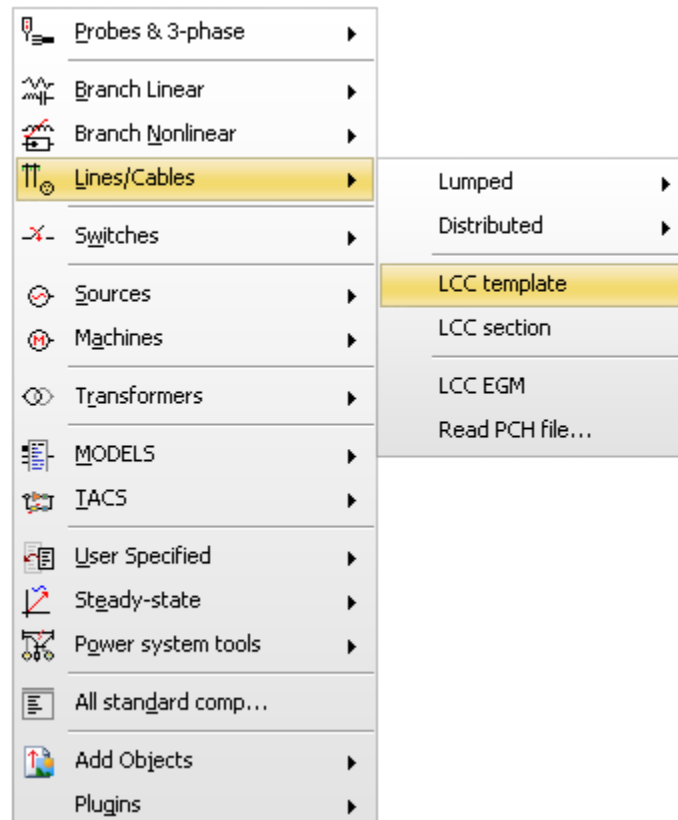


Figura 3.25. Opciones disponibles dentro del menú de líneas y cables.

Al hacer clic izquierdo sobre el elemento *LCC Template*, se desplegará un cuadro de dialogo con tres submenús como son: *model*, *data* y *nodes*. La figura 3.26 muestra las opciones disponibles dentro de la opción *model*.

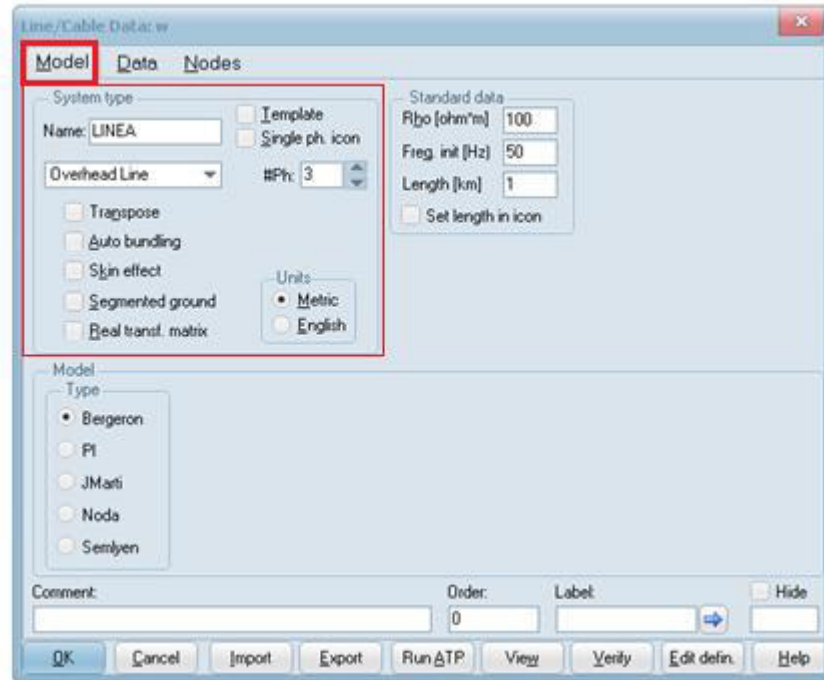
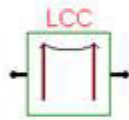


Figura 3.26. Opciones disponibles dentro del componente LCC template.

Los principales parámetros de configuración dentro de *system type* así como la descripción de cada una de ellos se muestran en la tabla 3.13. Dentro de esta opción se puede especificar el número de fases que presenta la línea, así como considerar aspectos como la transposición, efecto piel y conductores en haz.

Tabla 3.13. Opciones disponibles dentro de system type [11] [5] [20].

Parámetros de configuración dentro de system type	
Name	Nombre de la línea.
#Ph.	Número de fases que presenta la línea
Overhead line	Permite modelar una línea aérea con conductores desnudos.
Single Core Cables	Permite modelar un cable coaxial de un solo núcleo sin tubería envolvente
Enclosing pipe	Permite modelar un sistema de cables coaxiales encerrados a manera de un tubo conductor.
Transpose	Permite considerar la transposición de la línea.
Auto bunding	Permite considerar haces de conductores al ingresar datos de distancia de separación, posición angular y número de conductores.
Skin effect	Permite considerar el efecto piel.
Segmentd ground	Cables de tierra segmentados. Si el botón no está marcado, se supone que los cables de tierra están conectados a tierra continuamente.
Real transf matrix	Permite considerar solo la parte real de la matriz de transformación. Recomendado para simulación de fenómenos transitorios.
Units	Sistema de unidades internacional o ingles.

La zona correspondiente a la opción *standard data* que se ilustra en la figura 3.26 muestra que aquí se puede ingresar información general que será usada para todos los modelos de líneas como el valor de resistividad del suelo, valor de frecuencia inicial para el modelo seleccionado y la longitud de la línea. La tabla 3.12 detalla cada una de las opciones disponibles:

Tabla 3.14. Opciones disponibles dentro de standard data [11] [5] [20].

Parámetros de configuración dentro de standard data	
Rho	Resistividad del terreno en [$\Omega \cdot m$].
Freq. Init.	Frecuencia a la que se calcularán los parámetros de la línea (Bergeron y PI) o el punto de frecuencia inferior (JMarti, Noda y Semlyen)
Length	Longitud de la línea.

Todos los modelos de línea necesitan para su implementación, los parámetros de la distribución geométrica de las torres de transmisión, así como los parámetros eléctricos de los conductores, estos deben ser ingresados dentro de la opción *data* tal como se ilustra en la figura 3.27. A continuación se detallan cada uno de los parámetros:

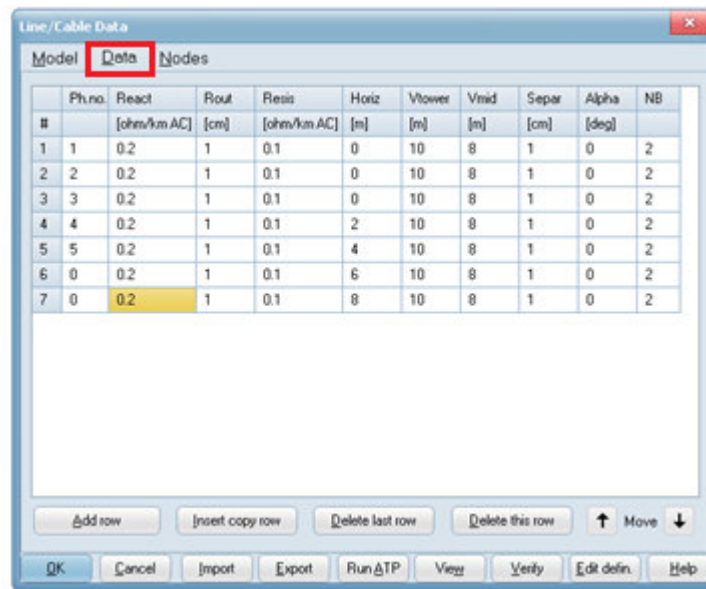


Figura 3.27. Opciones disponibles dentro de Data.

La figura 3.28 muestra las características a ser tomadas en cuenta en la disposición geométrica de una torre de transmisión, así como las características en un haz de conductores.

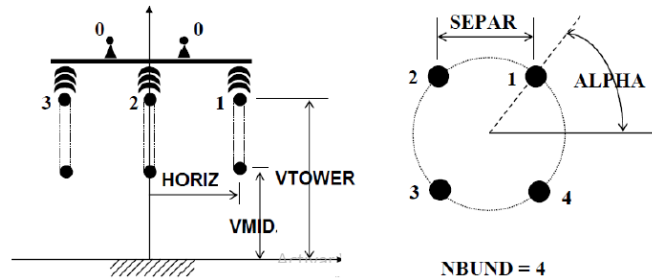


Figura 3.28. Principales parámetros de una torre de transmisión y haz de conductores [11].

La tabla 3.15 muestra las opciones de parametrización dentro de la opción data donde se tiene los valores de radio interno del conductor, radio externo, resistencia, distancias horizontales y verticales de los conductores, así como la separación y el ángulo que se presentan en un haz de conductores.

Tabla 3.15. Opciones disponibles dentro de data [11] [5].

Parámetros de configuración dentro de data	
Ph.no	Permite ingresar cada una de las fases que presenta la línea. Ph.no = 0 hace referencia a un cable de guarda.
Rin	Radio interno del conductor. Rin=0 hace referencia a un conductor homogéneo.
Rout	Radio externo del conductor.
Resis	Valor de resistencia AC ó DC del conductor.
Horiz	Distancia del conductor (centro del haz de conductores) respecto al eje x.
Vtower	Atura del conductor (centro del haz de conductores) respecto al suelo.
Vmid	Altura del conductor (Centro del haz de conductores), respecto al suelo, en el medio del vano.
Separ	Distancia de separación entre los conductores del haz.
Alpha	Posición angular de uno de los conductores del haz medida en sentido anti-horario respecto a la horizontal.
Nb	Número de conductores que conforman el haz.

Dentro de la opción *model type* como se observa en la figura 3.29 se tienen los diferentes modelos de líneas que pueden ser seleccionados de acuerdo con el fenómeno a estudiar, a continuación, se describen cada uno de ellos:

3.4.5.1.1 Modelo de parámetros constantes distribuidos Bergeron

Este modelo se basa en la propagación de ondas en una línea de transmisión con parámetros constantes L y C , distribuidos a lo largo de la línea. Para líneas con fases múltiples, se realiza una descomposición modal mediante una matriz de transformación con el objetivo de estudiar cada modo como una línea monofásica. Si la línea esta desbalanceada y no esta transpuesta, la matriz de transformación varía con la frecuencia por lo que pierde su característica de ser constante y por lo tanto su uso no sería útil [19].

Para acceder al modelo Bergeron el usuario debe dar clic izquierdo sobre *LCC Template* y dentro de *model type* seleccionar *Bergeron* como se muestra en la figura 3.29. A continuación se muestra el cuadro de dialogo que presenta el modelo Bergeron.

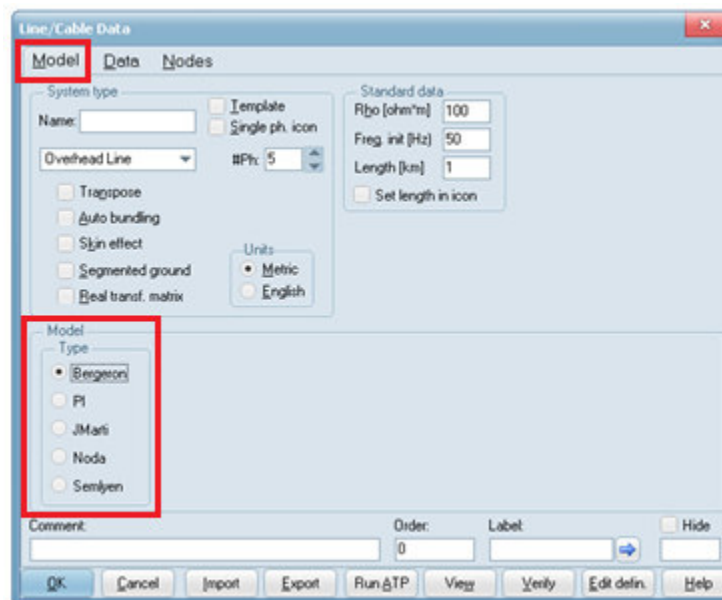


Figura 3.29. Modelo Bergeron.

3.4.5.1.2 Modelo de parámetros concentrados constantes PI.

Este modelo es propicio para líneas cortas, donde se simulan fenómenos en régimen estacionario a la frecuencia del sistema (60 Hz). Para acceder al modelo Pi el usuario debe dar clic izquierdo sobre *LCC Template* y dentro de *model type* seleccionar *PI* con lo cual se desplegará el cuadro de dialogo que se ilustra en la figura 3.30 [19].

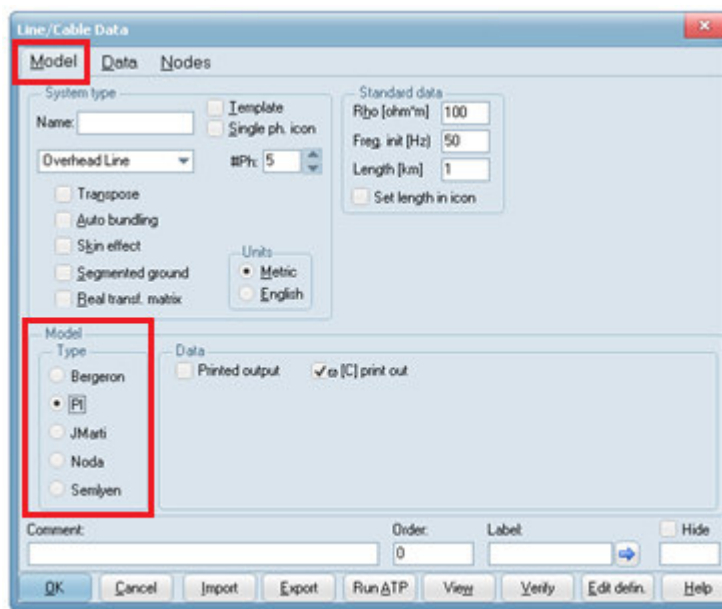


Figura 3.30. Modelo Pi.

3.4.5.1.3 Modelo de parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia *Jmart*

Este modelo es considerado el más preciso para el análisis de transitorios ya que utiliza parámetros dependientes de la frecuencia, a través de funciones racionales realiza una aproximación de la constante de propagación y la impedancia característica. Mediante una matriz de transformación constante realiza la conversión de valores que se encuentran en el dominio modal hacia el dominio fasorial. La desventaja de este modelo es que presente poca exactitud en los resultados cuando se lo utiliza a frecuencias muy bajas y considerando secciones de líneas muy cortas [21].

Para acceder al modelo *J marti* el usuario debe dar clic izquierdo sobre *LCC Template* y dentro de *model type* seleccionar *J marti* con lo cual se desplegará el cuadro de dialogo que se ilustra en la figura 3.31

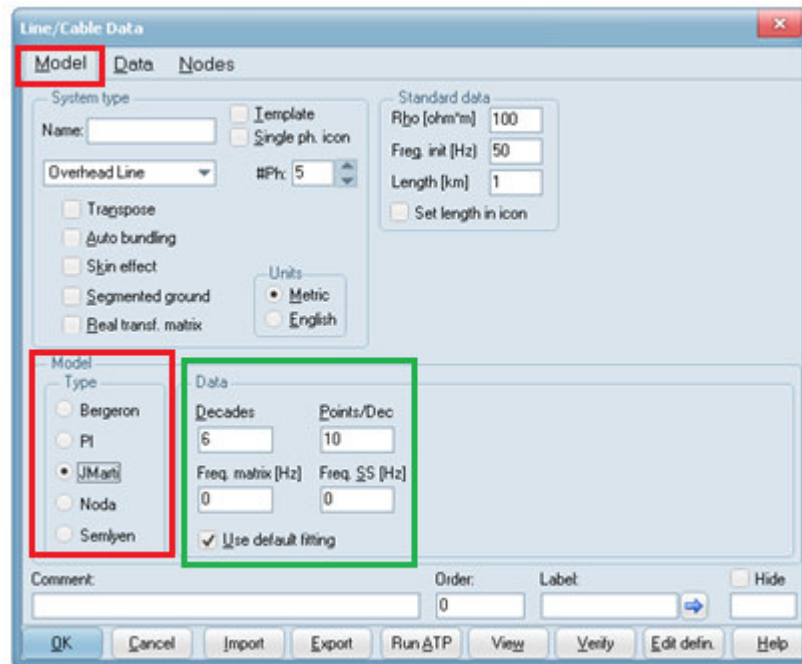


Figura 3.31. Modelo Jmartí.

Dentro del modelo de línea *Jmartí* la opción *data*, presenta las siguientes opciones que se describen a continuación en la tabla 3.16:

Tabla 3.16. Opciones disponibles dentro data del modelo Jmartí [5].

Parámetros de configuración data modelo Jmartí	
Decades	Número de décadas. A partir de este valor se deduce la frecuencia máxima para el ajuste del modelo.
Points/Dec	Puntos por década
Freq. Matrix	Frecuencia a la que se construye la matriz de transformación en [Hz].
Freq. SS	Frecuencia a la que se construye el modelo de la línea en estado estable en [Hz].

3.4.5.2 LCC Section

El elemento LCC section permite representar vanos de una línea de transmisión a partir de un elemento LCC template. La sección de la línea tiene los mismos valores de parametrización y configuración que el template. Para seleccionarlo se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *Lines/cables* escoger *LCC section* tal como se muestra en la figura 3.32.

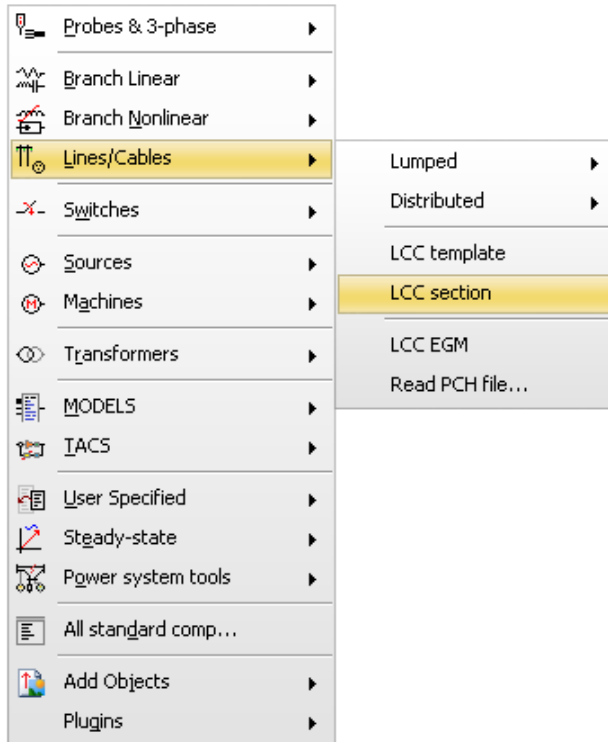


Figura 3.32. Selección de *LCC section*.

La figura 3.33 muestra las opciones disponibles dentro de *LCC section*.

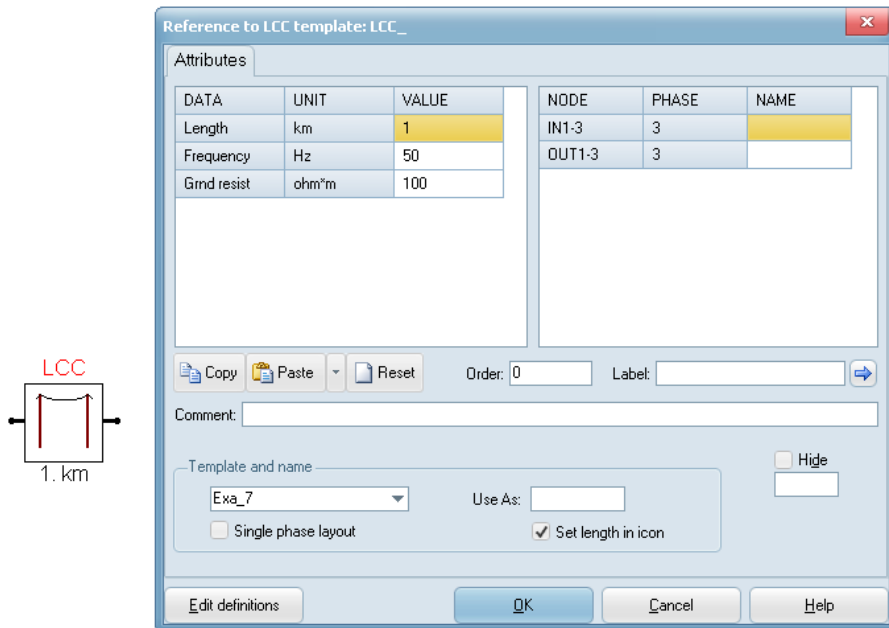


Figura 3.33. LCC section.

La descripción de los parámetros que presenta el elemento *LCC section* se enlistan a continuación en la tabla 3.17.

Tabla 3.17. Opciones de configuración LCC section [12].

Parámetros de configuración LCC section	
Length	Longitud del tramo de la línea en [km].
Frequency	Frecuencia del modelo de línea (PI, Bergeron) o frecuencia de inicio del barrido en [Hz].
Grnd resist	Resistencia de tierra en [Ohm*m].

3.4.5.3 Línea monofásica con parámetros distribuidos

La línea monofásica con parámetros distribuidos permite modelar segmentos de una torre de transmisión. Para acceder a este elemento se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo seleccionar *lines/cables*, *Distributed*, *Transposed lines* y elegir *1 phase* como se muestra en la figura 3.34.

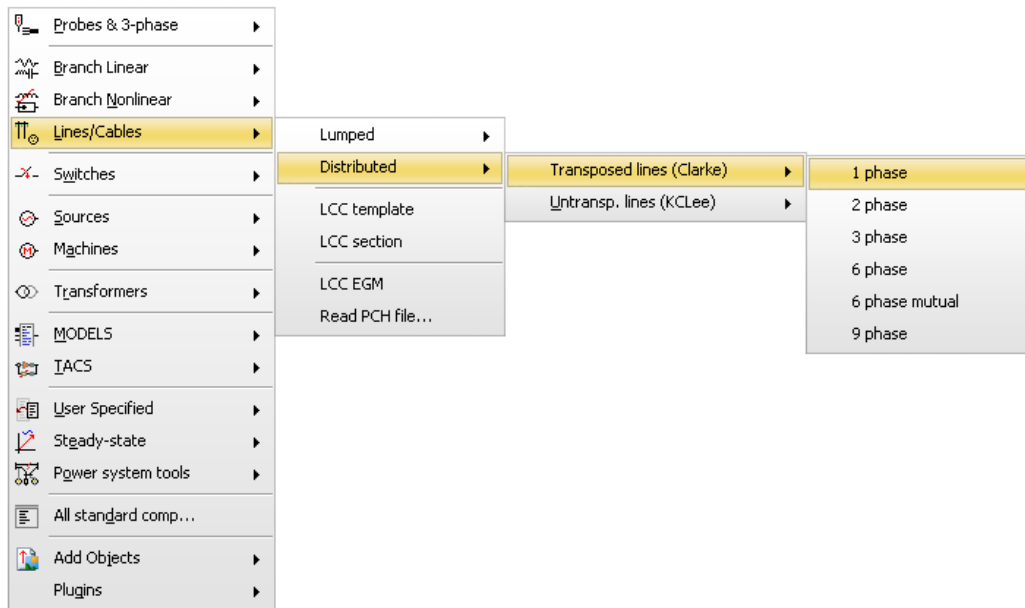


Figura 3.34. Selección de línea monofásica con parámetros distribuidos.

La figura 3.35 muestra el cuadro de dialogo de la línea monofásica con las opciones disponibles.

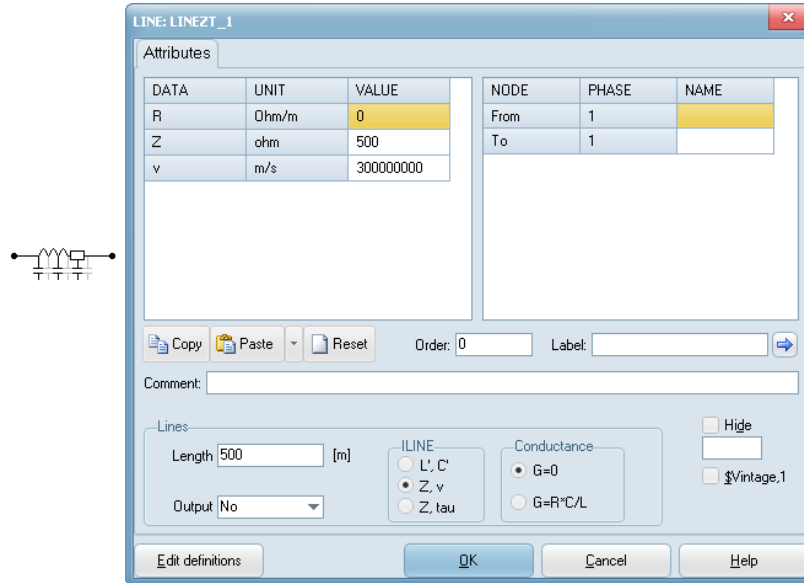


Figura 3.35. Línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos.

La descripción de los parámetros que presenta el elemento *LCC section* se enlistan a continuación en la tabla 3.18.

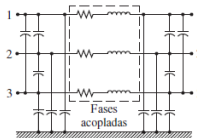
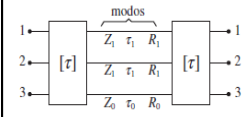
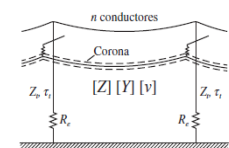
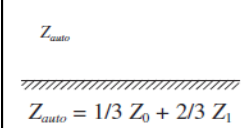
Tabla 3.18. Opciones de configuración línea monofásica con parámetros distribuidos [12].

Parámetros de configuración línea monofásica con parámetros distribuidos	
R	Resistencia en [Ohm*m]
z	Impedancia de sobrevoltaje modal en [Ohm]
v	Velocidad de propagación modal en [m/s]
Length	Longitud de la línea en [m]

- **Recomendaciones de modelación de línea de transmisión**

La modelación de una línea de transmisión para estudios de transitorios toma en cuenta ciertas características de acuerdo con el tipo de fenómeno de estudiar. La tabla 3.19 muestra las características de la línea de acuerdo a la gama de frecuencias de sobrevoltajes temporales, frente lento, frente rápido y frente muy rápido [2]. La tabla muestra que para frecuencias bajas los parámetros de resistencia, inductancia y capacitancia de la línea son importantes para realizar la modelación mientras que para altas frecuencias algunos de estos parámetros se pueden despreciar.

Tabla 3.19. Principales consideraciones para modelar una línea de transmisión de acuerdo con el fenómeno transitorio [2].

Líneas aéreas		Grupo I: 0.1 Hz a 3 kHz	Grupo II: 50 Hz a 20 kHz
Línea transpuesta		 <p>Línea representada mediante secciones en π para las que hay que obtener las matrices $[R]$, $[L]$ y $[C]$, en las que los elementos de la diagonal son iguales, y también los de fuera de la diagonal. O igual modelo que en Grupo II.</p>	 <p>Transformación modal con $[r]$</p>
Línea no transpuesta	Capacitiva	Importante	Importante
	Inductiva	Importante	Poco importante para simulaciones monofásicas
Parámetros dependientes de la frecuencia	Modos a secuencia cero	Importante	Importante
	Modos a secuencia positiva	Poco importante	Poco importante
Efecto corona		Importante si $V > V_{Corona}$	Poco importante
Líneas aéreas		Grupo III: 10 kHz a 3 MHz	Grupo III: 100 kHz a 50 MHz
Línea transpuesta		 <p>$[Z]$ = matriz impedancias características $[Y]$ = matriz de admitancias $[v]$ = matriz de velocidades Z_0 = impedancia característica de torre τ_0 = tiempo de propagación de la torre R_0 = resistencia puesta a tierra de torre</p>	 <p>$Z_{modal} = 1/3 Z_0 + 2/3 Z_1$</p>
Línea no transpuesta	Capacitiva	Poco importante para simulaciones monofásicas	Poco importante
	Inductiva	Poco importante para simulaciones monofásicas	Poco importante
Parámetros dependientes de la frecuencia	Modos a secuencia cero	Importante	Importante
	Modos a secuencia positiva	Poco importante	Poco importante
Efecto corona		Muy importante	Poco importante

L = Inductancia

Z = Impedancia característica

Índice 0: sistema a secuencia cero

R = Resistencia

f = Frecuencia

Índice 1: sistema a secuencia positiva

C = Capacitancia

τ = Tiempo de propagación

La representación de una línea de transmisión se basa en modelos de parámetros distribuidos. Los modelos de parámetros agrupados o circuitos pi son menos precisos por

lo que la referencia [22] recomienda utilizar un modelo de línea con parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia ya que proporcionan una representación muy precisa de una amplia gama de frecuencias de fenómenos transitorios. La referencia [23] recomienda utilizar alguno de los modelos de líneas mostrados en la tabla 3.20 para los diferentes fenómenos transitorios.

Tabla 3.20. Modelos de líneas para simulación de fenómenos transitorios [23].

	Estado estable	Transitorio de baja frecuencia	Transitorio de frente de onda corta	Transitorio de frente de onda rápida
Barra	Bergeron, Pi	Bergeron	Bergeron	Bergeron
Líneas cortas	Bergeron, Pi	Bergeron	Bergeron	Jmarti,Bergeron
Líneas medianas	Bergeron, Pi	Bergeron	Jmarti,Bergeron	Jmarti
Líneas largas	Bergeron, Pi	Bergeron	Jmarti,Bergeron	Jmarti
Líneas muy largas	Bergeron	Bergeron	Jmarti,Bergeron	Jmarti

3.4.6 MODELOS DE TRANSFORMADORES

ATP permite modelar transformadores con diferentes características desde ideales hasta saturables de dos y tres devanados. Para representar los transformadores ideales únicamente se requiere la relación de transformación mientras que los saturables requieren además de la relación de transformación, los parámetros de impedancia en el devanado primario y secundario, grupo de conexión, resistencia de la rama magnetizante y el ángulo de desfase [19]. Para acceder al menú de transformadores se debe hacer clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar *transformers* como se ilustra en la figura 3.36.

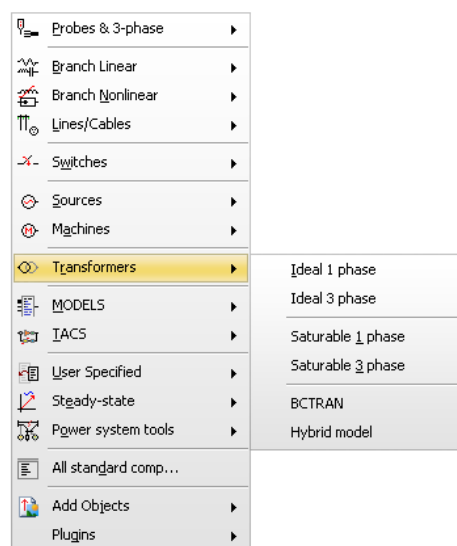


Figura 3.36. Acceso a menú de transformadores en ATP.

Por otro lado, existen otro tipo de transformador denominado híbrido, en el cual el transformador puede ser modelado con base en tres fuentes de datos como son: datos de diseño, datos de informe de prueba y valores típicos [19]. Los modelos de transformadores más comunes dentro de ATP son el modelo *BCTRAN* y el modelo híbrido *XFMR*. A continuación, se describen las características más importantes de cada uno de ellos.

3.4.6.1 Modelo BCTRAN

El modelo BCTRAN realiza una representación lineal simplificada de los transformadores trifásicos o monofásicos en forma de matrices de admitancia o impedancia de rama, considerando los acoplamientos mutuos. Esta aproximación no considera los efectos no lineales del núcleo que llevan a la saturación, por lo que para vencer esta limitación se conectan al modelo ramas externas formadas por elementos no lineales [24]. Para acceder a este modelo se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *transformers* seleccionar *BCTRAN* como se muestra en la figura 3.36. La figura 3.37 muestra el cuadro de dialogo con las opciones que se disponen dentro del modelo.

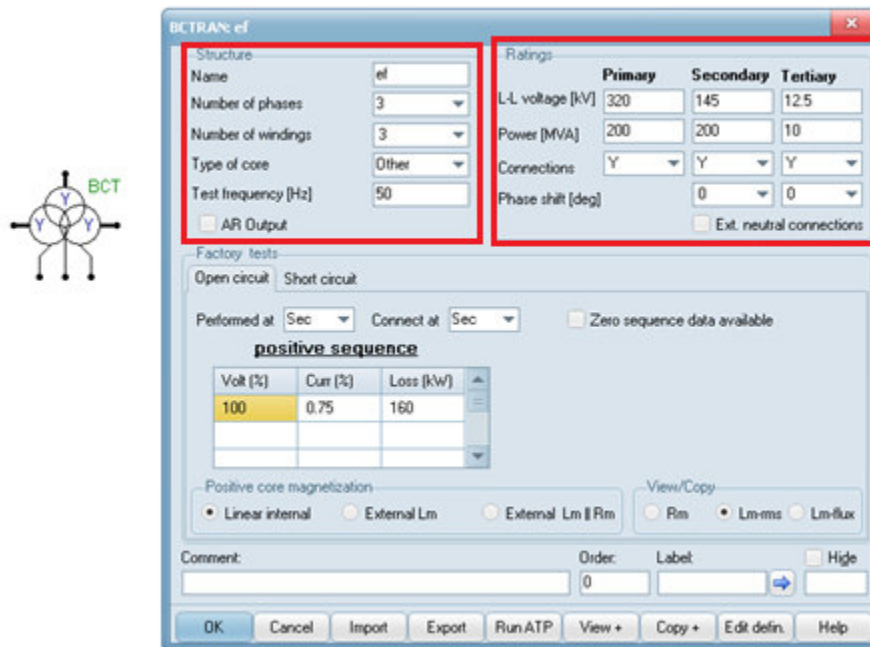


Figura 3.37. Modelo de transformador BCTRAN.

La tabla 3.21 describe los principales parámetros de configuración del modelo *BCTRAN* dentro de las opciones *structure* y *rating* respectivamente. La opción *structure* permite ingresar información básica del transformador como es el número de devanados y número de fases del transformador mientras que en la opción *rating* se especifica el voltaje nominal,

potencia aparente y grupo de conexión que presenta el transformador. La opción *rating* permite ingresar información del voltaje de operación del transformador, potencia aparente y grupo de conexión.

Tabla 3.21. Parámetros de configuración modelo de transformador BCTRAN [12].

Parámetros de configuración modelo BCTRAN	
Structure	
Name	Nombre del transformador.
Number of phases	Número de fases (1 ó 3).
Number of windings	Número de devanados (2 ó 3).
Type of core	Tipo de núcleo.
Test frequency	Frecuencia de prueba en [Hz].
Rating	
L-L voltage	Voltaje línea-línea en [kV] en los devanados primario, secundario y terciario.
Power	Potencia aparente nominal en [MVA] en cada uno de los devanados.
Connections	Tipo de conexión en cada uno de los devanados sea : A : Autotransformador D : Triángulo Y : Estrella
Phase shift	Desfase en grados que presentan cada uno de los devanados para formar el grupo de conexión.

Dentro de la zona de la opción *factory test* que se muestra en la figura 3.37 se ingresan los resultados de las pruebas de circuito abierto o cortocircuito de secuencia positiva y secuencia cero de ser el caso. Para el caso de la prueba de circuito abierto, la tabla 3.22 muestra los valores que deben ser ingresados a partir de los resultados obtenidos en la prueba, así como elegir de qué manera se desea modelar la rama de magnetización.

Tabla 3.22. Opciones disponibles para prueba de circuito abierto en modelo BCTAN [12].

Factory test : Open circuit	
Performed at	Permite especificar el devanado donde fue realizada la prueba de circuito abierto sea: Prim : Primario Se : Secundario Tert : Terceario.
Connect at	Permite especificar el devanado donde se va a conectar la rama de magnetización sea: Prim : Primario Se : Secundario Tert : Terceario.
Positive core magnetization	
Linear internal	Permite modelar el núcleo lineal tomando los valores correspondientes al ensayo del 100% de voltaje.
External Lm	Permite adicionar externamente la rama de magnetización LM u omitirla.
External Lm II Rm	Permite adicionar externamente la rama de magnetización u omitirla.
Positive sequence	
Volt	Valor de voltaje en [%] respecto al voltaje nominal.
Curr	Valor de corriente en [%] respecto de la corriente nominal
Loss	Pérdidas de potencia activa en [kW].

Para el caso de la prueba de circuito abierto, la tabla 3.23 muestra los valores que deben ser ingresados a partir de los resultados obtenidos en la prueba.

Tabla 3.23. Opciones disponibles para prueba de corto circuito en modelo BCTRAN [12].

Factory test: Short circuit	
Positive sequence	
Imp	Valor de impedancia en [%] entre los devanados primario, secundario y tercerario.
Pow	Valor de potencia en [MVA] entre los devanados primario, secundario y tercerario.
Loss	Valor de pérdidas de potencia activa en [kW] entre los devanados primario, secundario y tercerario.

3.4.6.2 Modelo híbrido XMFR

El modelo desarrollado para un rango de frecuencias extendido es el *Hybrid transformer* o *XMFR*. Este modelo contempla la respuesta en frecuencia de las resistencias de los devanados, las capacitancias parásitas, la magnetización y las pérdidas en el hierro. La simulación de este transformador se puede realizar con base en tres fuentes de datos como son [24]:

- Datos de diseño (especificación geométrica y parámetros del material de los devanados y del núcleo).
- Reporte de pruebas (de igual manera a como se realiza en el modelo BCTRAN excepto para el modelo del núcleo).
- Valores típicos (basados en potencias y voltajes nominales).

Para acceder a este modelo se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *transformers* seleccionar *hybrid model* tal como se muestra en la figura 3.38.

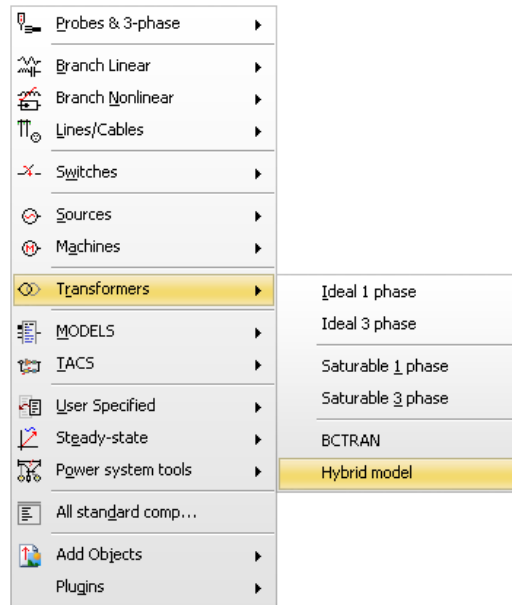


Figura 3.38. Selección del modelo Híbrido en ATP.

La figura 3.39 muestra el cuadro de dialogo con las opciones que dispone el modelo híbrido donde se tienen 3 opciones de configuración como son *structure*, *data* y *ratings & connections*

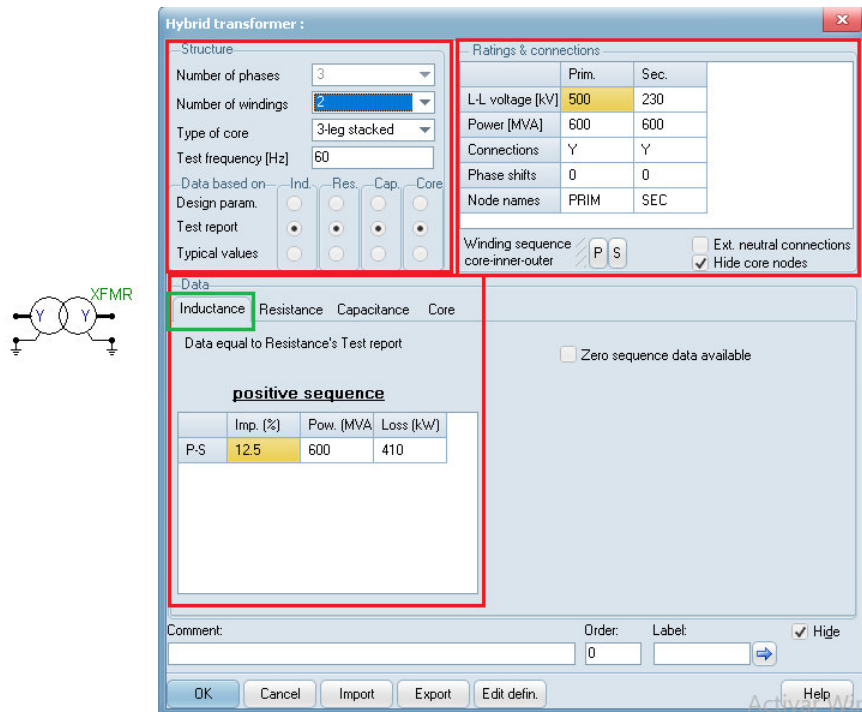


Figura 3.39. Opciones disponibles dentro del modelo Híbrido XMFR.

La tabla 3.24 muestra las opciones de configuración y parametrización disponibles dentro de *structure*, *data based on* y *rating and connections* respectivamente. Los parámetros dentro de la opción *structure* especifican la información básica del transformador como es el número de devanados y número de fase. La opción *data based on* permite ingresar los valores de los parámetros del transformador basados en parámetros de diseño, valores de pruebas o valores típicos. La opción *rating and connections* permite ingresar los valores de voltaje nominal, potencia aparente y grupo de conexión del transformador.

Tabla 3.24. Opciones disponibles dentro del modelo Híbrido en ATP [12].

Parámetros de configuración modelo híbrido	
Structure	
Number of phases	Número de fases del transformador.
Number of windings	Número de devanados (2,3 ó 4).
Type of core	Tipo de núcleo
Test frequency	Frecuencia de prueba en [Hz].
Data based on	
Desing param	Datos para modelación basados en parámetros de diseño del transformador.
Test report	Datos para modelación basados en reportes de pruebas del transformador.
Typical values	Datos para modelación basados en valores típicos de transformadores.
Rating & connections	
L-L voltage	Voltaje línea - línea en [kV] para cada uno de los devanados.
Power	Potencia aparente en [MVA] para cada uno de los devanados.
Connections	Tipo de conexión en cada uno de los devanados sea : A : Autotransformador D : Triángulo Y : Estrella Z : Zig-Zag
Phase shifts	Desfase en grados que presentan cada uno de los devanados para formar el grupo de conexión.
Node names	Nombre de cada uno de los devanados.

La tabla 3.25 describe las opciones de configuración y parametrización dentro de la zona de la opción *data* que se muestra en la figura 3.39. Dentro de *inductance* se especifican los valores de la prueba de corto circuito realizada al transformador mientras que dentro de la

opción *core* se especifican los valores de la prueba de circuito abierto para considerar la saturación del núcleo del transformador.

Tabla 3.25. Parámetros de configuración dentro de data en el modelo híbrido [12].

Parámetros de configuración data	
Inductance : Positive sequence	
Imp	Valores de impedancia en [%] entre cada uno de los devanados.
Pow	Valores de potencia aparente en [MVA] entre cada uno de los devanados.
Loss	Valores de pérdidas de potencia activa en [kW] en cada uno de los devanados.
Resistance : Positive sequence	
Imp	Valores de impedancia en [%] entre cada uno de los devanados.
Pow	Valores de potencia aparente en [MVA] entre cada uno de los devanados.
Loss	Valores de pérdidas de potencia activa en [kW] en cada uno de los devanados.
Capacitance	
Capacitances between windings	Valores de capacitancia en [nF] entre los devanados y entre los devanados y tierra.
Capacitances between phases	Valores de capacitancia en [nF] entre fases.
Core	
Volt	Valores de voltaje en [%].
Loss	Valores de perdidas de potencia activa en [kW]
Iav	Valores de corriente promedio en [%].
Performed at	Permite especificar el devanado donde fue realizada la prueba de circuito abierto sea: Prim : Primario Se : Secundario Tert : Terceario. Quart : Cuarto devanado.
Average currents	Especifica el valor de corriente promedio en [%] ó se considera la corriente en [%] en cada una de las fases.

- **Recomendaciones de modelación para transformador de potencia**

La tabla 3.26 muestra las principales características del transformador que deben ser consideradas en cada una de las cuatro categorías en que se dividen los fenómenos transitorios para realizar el modelado del transformador.

Tabla 3.26. Modelos de transformadores para cada uno de los rangos de frecuencia [2].

Principales consideraciones para Transformadores	Grupo I: 0.1 Hz a 3 kHz	Grupo II: 50 Hz a 20 kHz
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante
Saturación del núcleo	Muy importante	Muy importante para procesos de energización de transformadores y rechazo de carga con aumento elevado de voltaje
Pérdidas serie dependientes de la frecuencia	Muy importante	Importante
Pérdidas en el hierro	Importante solo para fenómenos por resonancia	Importante solo para procesos de energización de transformadores
Acoplamiento capacitivo	Poco importante	Importante solo para transferencia de voltaje
Principales consideraciones para Transformadores	Grupo III: 10 kHz a 3 MHz	Grupo III: 100 kHz a 50 MHz
Impedancia de cortocircuito	Importante solo para transferencia de voltaje	Poco importante
Saturación del núcleo	Poco importante	Poco importante
Pérdidas serie dependientes de la frecuencia	Poco importante	Poco importante
Pérdidas en el hierro	Poco importante	Poco importante
Acoplamiento capacitivo	Muy importante para transferencia de voltaje	Muy importante para transferencia de voltaje

L = Inductancia
R = Resistencia
C = Capacitancia

Z = Impedancia característica
f = Frecuencia
 L_m = Inductancia de magnetización

R_{fe} = Resistencia de pérdidas en el hierro

La figura 3.40 muestra la representación del transformador en cada uno de los rangos de frecuencia.

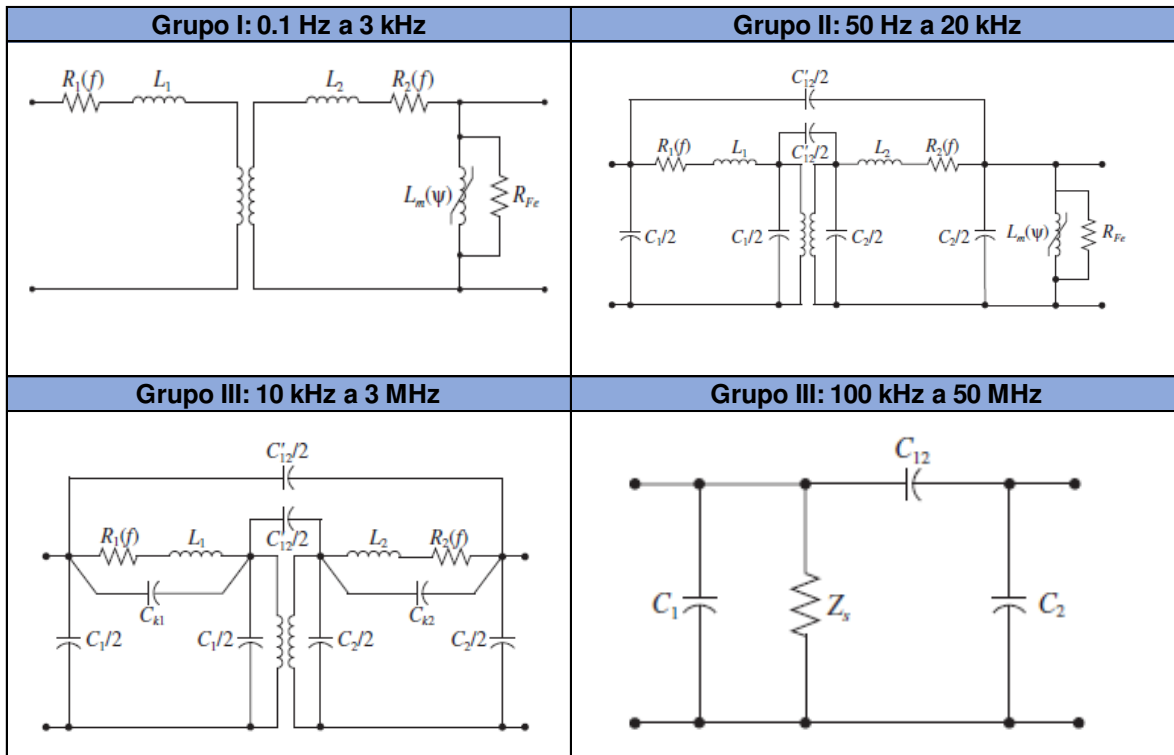


Figura 3.40. Representación de transformador de acuerdo con la gama de frecuencia de fenómeno transitorio [2].

3.4.7 MODELOS DE CARGA

Cuando sean conocidos únicamente los valores de potencia activa y reactiva de manera general la norma IEC 60071-4 [15] recomienda que la carga sea representada mediante un circuito serie R-L o un circuito en paralelo R-L como se muestra en la figura 3.41.

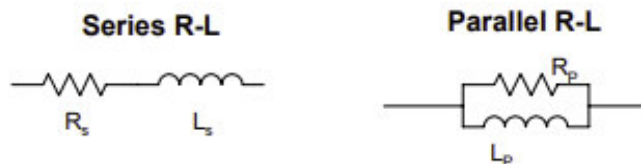


Figura 3.41. Modelos para representación de carga [16].

De manera particular para la modelación de la carga mediante un circuito serie R-L, la referencia [25], recomienda hacerlo mediante una carga trifásica genérica conectada en estrella con neutro aterrado. Cuyos valores de resistencia e inductancia por fase se determinan a partir de los datos disponibles de potencia activa, potencia reactiva y voltaje nominal. A continuación, se detallan las expresiones que permiten obtener los valores de resistencia e inductancia necesarios para la modelación.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.1)$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (3.2)$$

$$Z = \frac{V^2}{S} \quad (3.3)$$

$$R = Z \cos(\varphi) \quad (3.4)$$

$$X_l = Z \sin(\varphi) \quad (3.5)$$

$$L = \frac{X_l}{2\pi f} \quad (3.6)$$

Donde:

S : Potencia aparente trifásica en [MVA].

P : Potencia activa trifásica en [MW].

Q : Potencia reactiva trifásica en [MVar].

V : Voltaje de línea en [kV].

R : Resistencia por fase en [Ω].

Z : Impedancia por fase en [Ω].

X_l : Reactancia inductiva por fase en [Ω].

L : Inductancia por fase en [H].

Dentro de ATP el componente que mejor se ajusta a las características para modelar la carga es el elemento ramal trifásico RLC acoplado en estrella *RLC-Y-3ph* el cual permite ingresar los valores de resistencia e inductancia por fase. Para acceder a este elemento se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y dentro de la opción *Branch linear* seleccionar *RLC-Y-3ph* como se muestra en la figura 3.42.

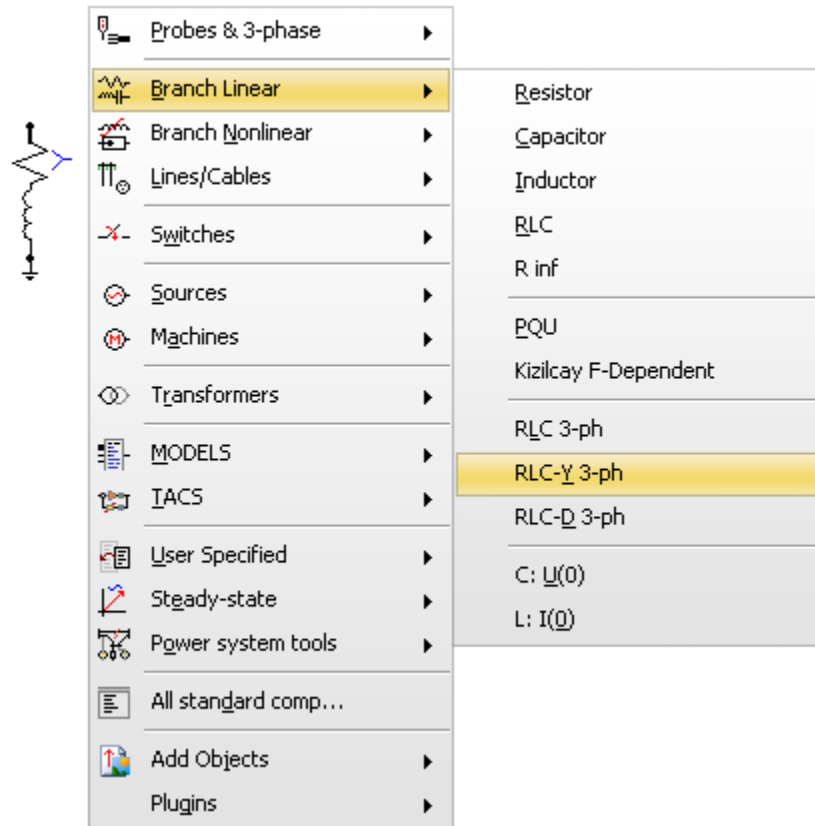


Figura 3.42. Acceso elemento *RLCY-3 ph* para modelo de carga R-L serie.

En la tabla 3.27 se describen las opciones que dispone el elemento de ramal trifásico RLC acoplado en estrella donde se tiene los valores de resistencia e inductancia por fase para la carga, los valores de capacitancia no se toman en cuenta por lo que se les asigna un valor de cero.

Tabla 3.27. Parámetros de configuración ramal trifásico RLC en estrella para modelo de carga trifásica.

Opciones disponibles RLC-Y-3-Ph	
R_1	Valor de resistencia en [Ω] en la fase A.
L_1	Valor de inductancia en [mH] en la fase A.
C_1	Valor de capacitancia en [μ F] en la fase A.
R_2	Valor de resistencia en [Ω] en la fase B.
L_2	Valor de inductancia en [mH] en la fase B.
C_2	Valor de capacitancia en [μ F] en la fase B.
R_3	Valor de resistencia en [Ω] en la fase C.
L_3	Valor de inductancia en [mH] en la fase C.
C_3	Valor de capacitancia en [μ F] en la fase C.

3.4.8 RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

El método de resistencias de preinserción es uno de los más eficaces para mitigar los sobrevoltajes producidos por operaciones de maniobras. El uso principal de las resistencias en los interruptores modernos es reducir los transitorios de voltaje al cerrar un circuito, aunque también son útiles durante la apertura. Básicamente las resistencias cumplen dos funciones:

- En un interruptor de múltiples interrupciones, se pueden usar para ayudar a distribuir el voltaje de recuperación transitorio de manera más uniforme a través de las diversas interrupciones.
- Alternativamente, su propósito es reducir la severidad de la tensión de recuperación transitoria (TRV) en el momento de la interrupción al introducir un amortiguamiento en la oscilación.

La disposición de las resistencias se puede realizar de dos maneras como se muestra en la figura 3.43. El esquema a) muestra una configuración en paralelo con el interruptor

mientras que el esquema b) muestra una configuración en serie. El valor óptimo de la resistencia varía en función de la impedancia característica de la línea de transmisión [5].

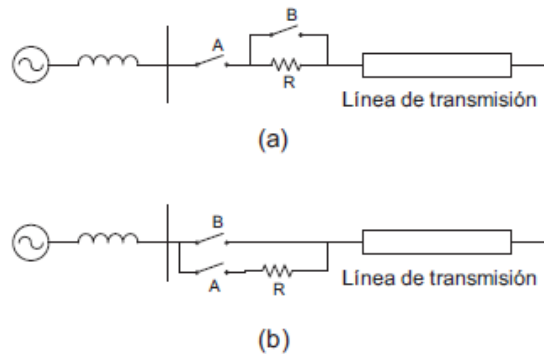


Figura 3.43. Disposición de resistencias de preinserción para maniobras en líneas de transmisión [8].

La secuencia de operación del interruptor con resistencia de preinserción involucra en primer lugar, la inserción del elemento resistivo unos 6 a 15 ms antes del cierre [5]. Luego de incorporar la resistencia se produce el cierre de los contactos de arqueado del interruptor y finalmente los contactos principales del interruptor, con lo que queda normalizada la operación del sistema. La representación de las resistencias de preinserción se la realiza mediante el elemento *resistor*. Para acceder a este elemento se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo de ATP y dentro de la opción *branch linear* seleccionar resistor tal como se muestra en la figura 3.44.

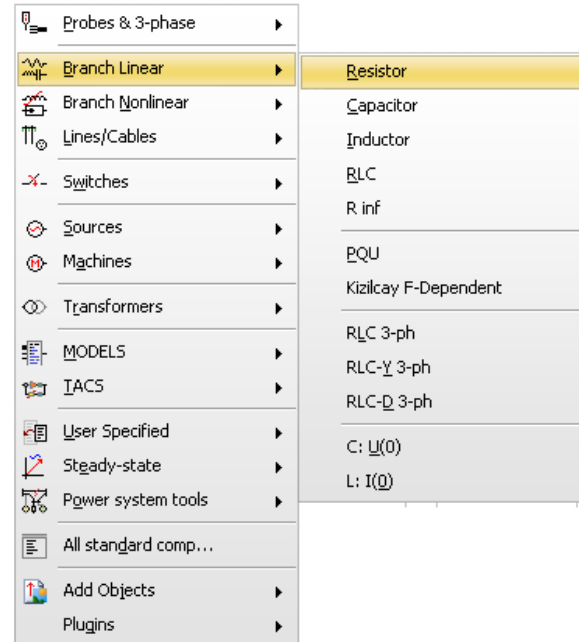


Figura 3.44. Selección de elemento resistivo dentro de ATP.

3.4.9 PARARRAYOS

El menú *Branch Nonlinear* posee varios elementos, uno de ellos el elemento *MOV Type 92* es utilizado para representar a un pararrayo, el cual tiene la función de no conducir para voltajes de operación normal y de conducir corriente en el momento de aparecer una falla en el sistema eléctrico de potencia. Se hace necesario reflejar una característica voltaje-corriente con la cual se necesita una resistencia muy alta en operación normal y una resistencia baja en caso de aparición de sobrevoltajes transitorios [26].

Para acceder a estos se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar *Branch Nonlinear* después de ello aparecerá la lista de todos los elementos no lineales disponibles dentro de ATP como se muestra en la figura 3.45 y se selecciona el elemento.

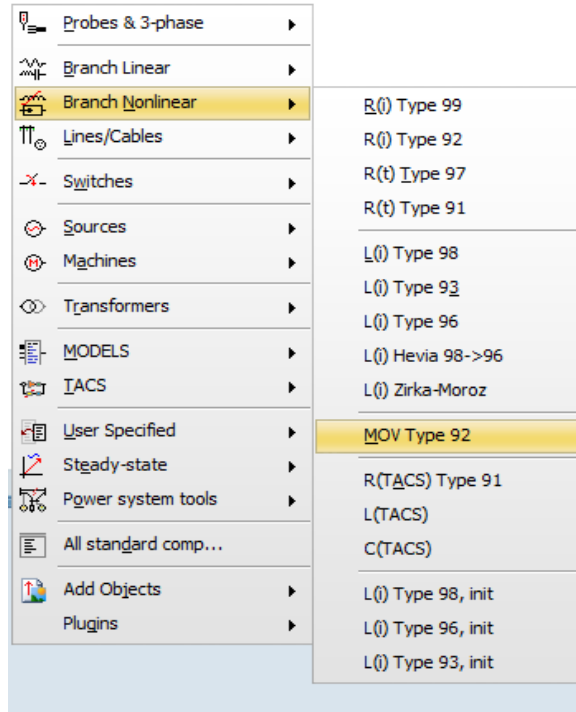


Figura 3.45. Selección de elemento no lineal dentro de ATP.

La figura 3.46 muestra la ventana del elemento resistor no lineal *MOV Type 92*.

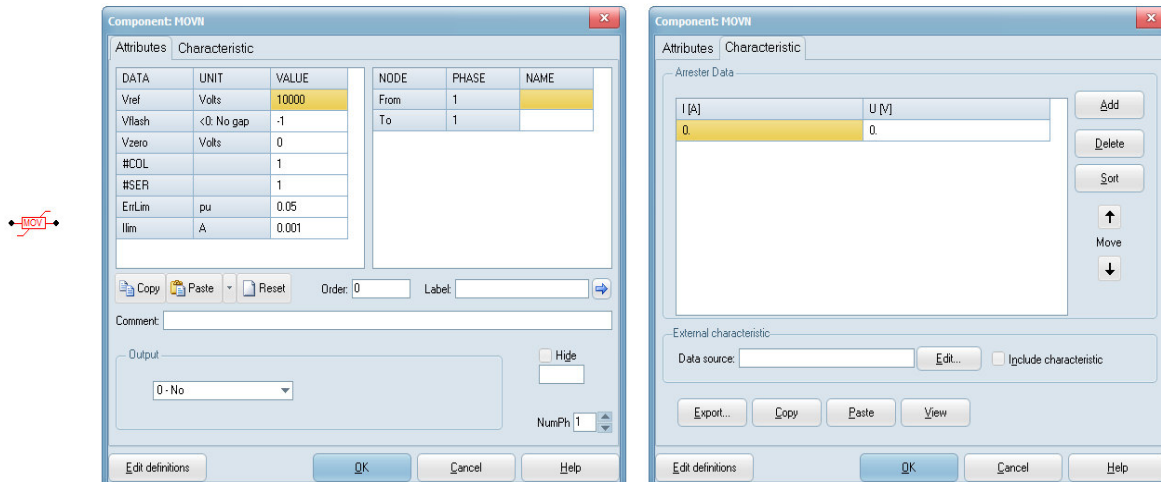


Figura 3.46. Resistencia no lineal MOV Type 92

La tabla 3.28 describe las opciones disponibles que deben ser configuradas dentro del submenú *attributes*. Para el submenú *characteristics* se especifican los valores de corriente y voltaje para graficar la curva de operación del pararrayos.

Tabla 3.28. Opciones disponibles dentro del elemento MOV Type 92 [12].

Opciones disponibles dentro de atributes	
Vref	Voltaje de referencia en [V]. Use un valor arbitrario bien condicionado alrededor del voltaje nominal.
Vflash	Voltaje de descarga disruptiva en pu. de Vref. Use un número negativo para que no haya espacio.
Vzero	Voltaje inicial en [V]. Opcional.
Col	Factor multiplicativo para COEF. Número de columnas de pararrayos.
Ser	Número de bloques en serie en cada rama.
ErrLIM	Tolerancia de ajuste en pu.
Ilim	La característica se supone lineal por debajo de este Nodo actual.

Así mismo se tiene otro elemento que se tendra en consideración ya que cuenta con una característica de resistencia no lineal el cual es el elemento R(i) type 92.

Para acceder a estos se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo y seleccionar *Branch Nonlinear* después de ello aparecerá la lista de todos los elementos no lineales disponibles dentro de ATP como se muestra en la figura 3.47 y se procederá a su selección.

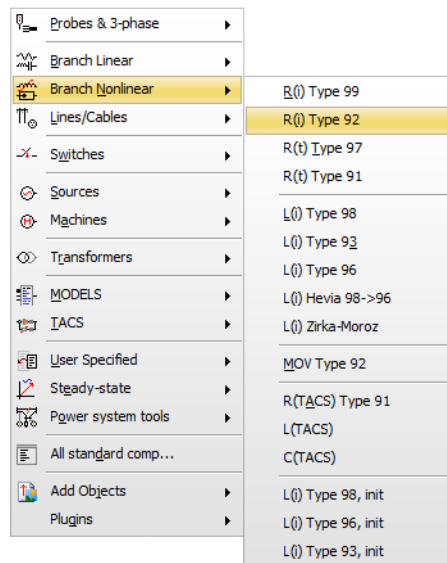


Figura 3.47. Selección de elemento no lineal dentro de ATP.

La figura 3.48 muestra la ventana del elemento resistor no lineal *R(i) Type 92*.

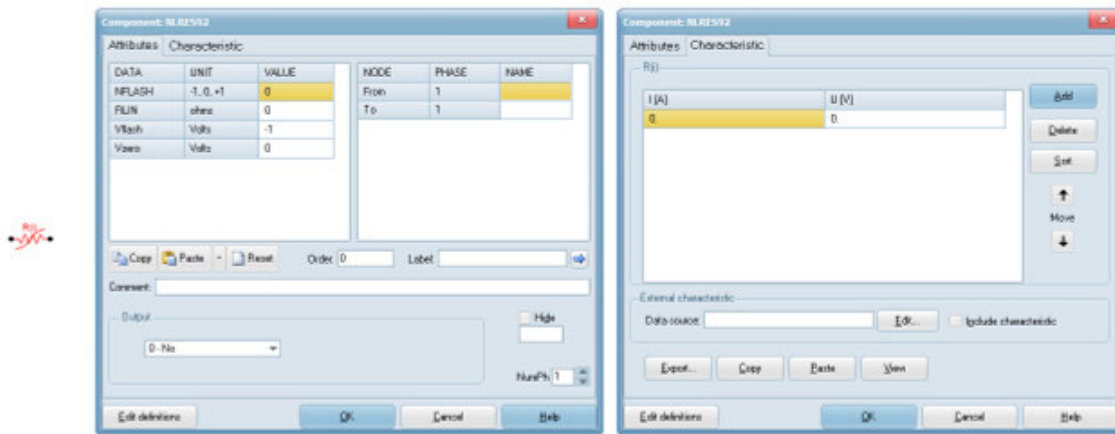


Figura 3.48. Resistencia no lineal R(i) Type 92

La tabla 3.29 describe las opciones disponibles que deben ser configuradas dentro del elemento *R(i) Type 92*, en el submenú *attributes*. Para el submenú *characteristics* se especifican los valores de corriente y voltaje para graficar la curva de operación.

Tabla 3.29. Opciones disponibles dentro del elemento R(i) Type 92 [12].

Parámetros de configuración resistencia no lineal R(i) Type 92	
NFLASH	Control de brecha de serie. -1: Gap se descarga una vez y permanece cerrado 0: Gap cierra y abre tantas veces como sea necesario +1: Gap parpadea y se borra una vez
RLIN	Resistencia lineal en [Ω] en serie con la no lineal. Cero es permitido.
Vflash	Brecha de voltaje de descarga disruptiva en [V]. Número negativo si no hay espacio.
Vzero	Voltaje inicial en la iteracion de Newton. En la mayoría de casos cero esta tambien.

3.5 PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La norma IEC 60071-1 define a la coordinación de aislamiento como la selección del nivel de aislamiento estándar de los equipos en relación con los voltajes de funcionamiento y sobrevoltajes que pueden aparecer en el sistema, teniendo en cuenta el entorno de servicio y las características de los dispositivos de prevención y protección disponibles [2]. Para realizar una correcta coordinación de aislamiento la norma IEC 60071-2 proporciona un procedimiento general que se muestra en la figura 3.47 en el cual se pueden resaltar los siguientes puntos:

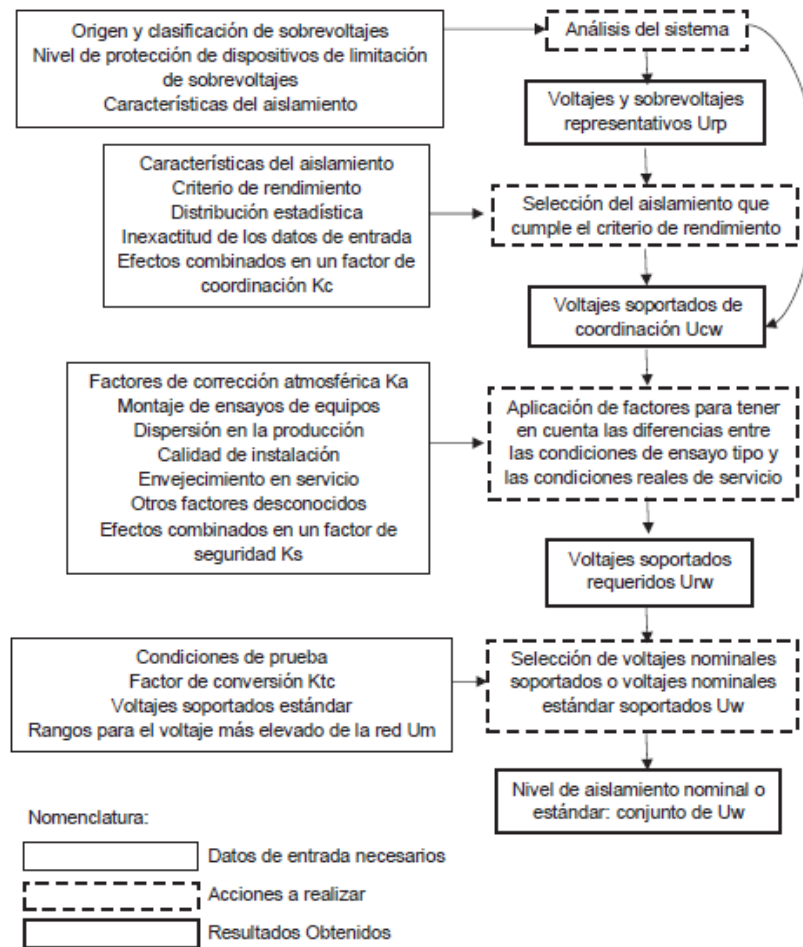


Figura 3.49. Procedimiento general para coordinación de aislamiento según IEC 60071-2 [27].

1. **Determinación de los sobrevoltajes representativos (U_{rp}).**- Estos sobrevoltajes se definen como aquellos que pueden producir el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que los sobrevoltajes que tienen lugar durante el servicio de la instalación [2]. Se debe determinar un sobrevoltaje representativo con su respectiva duración, forma, amplitud mediante un análisis para cada tipo de sobrevoltaje, considerando la elección y ubicación de los equipos limitadores de sobrevoltajes, el sobrevoltaje representativo puede caracterizarse por un valor máximo estimado, un conjunto de valores pico o mediante una distribución estadística de valores pico [2]. ATP permite obtener la distribución estadísticas de sobrevoltajes así como el sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido (U_{e2}) estos valores, son

utilizados como valores de entrada para determinar de sobrevoltajes representativos que luego son usados dentro del procedimiento de coordinación de aislamiento.

2. **Determinación de voltajes soportados de coordinación (U_{cw}).**- El voltaje soportado de coordinación se define como el valor de voltaje soportado por el aislamiento en condiciones de servicio que cumple con los criterios de comportamiento. Los criterios de comportamiento son la base sobre la cual se selecciona el aislamiento para reducir a un nivel aceptable, tanto técnica como económicamente la probabilidad de que los esfuerzos producidos por los sobrevoltajes causen daños en los aislamientos. Este criterio se expresa al considerar de una tasa de fallo aceptable [2]. Los sobrevoltajes soportados de coordinación tienen la forma de onda de los sobrevoltajes de la categoría considerada, sus valores se pueden obtener usando la siguiente expresión:

$$U_{cw} = U_{rp} * K_c \quad (3.7)$$

Donde el factor K_c representa el factor de coordinación y su valor depende de la precisión del análisis de los sobrevoltajes representativos y de una estimación empírica o estadística de la distribución de sobrevoltajes [2].

3. **Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw}).**- El voltaje soportado especificado se define como el voltaje estandarizado de ensayo que el aislamiento debe soportar para cumplir con los criterios de comportamiento cuando este sea sometido a sobrevoltajes en condiciones reales y durante todo el tiempo de funcionamiento [2]. Para determinar el voltaje soportado especificado se debe convertir los voltajes soportados de coordinación a sus equivalentes en las condiciones de ensayo normalizadas mediante las siguientes expresiones:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a \quad (3.8)$$

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s \quad (3.9)$$

Donde los factores K_s y K_a permiten compensar las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y las condiciones de los ensayos de voltajes soportados normalizados. El factor K_s se define como el factor de seguridad mientras que el factor K_a se define como el factor de corrección de altitud. La expresión 3.8 se utiliza para aislamiento de externo mientras que la expresión 3.9 se utiliza para aislamiento interno.

4. **Determinación de los voltajes soportados (U_w).**- La selección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar el conjunto de voltajes soportados normalizados (U_w) del aislamiento más económico, suficiente para demostrar que se satisfacen todos los voltajes soportados especificados [2], de forma que los voltajes normalizados representan los niveles normalizados del aislamiento.

La determinación de los voltajes soportados normalizados para cada uno de los equipos de un sistema eléctrico es el resultado de la aplicación de la metodología de coordinación de aislamiento detallada en la norma IEC 60071-2, la cual especifica dos métodos como son el método determinista y el método estadístico.

3.5.1 MÉTODO DE COORDINACIÓN DETERMINISTA

El método determinista o también llamado convencional se aplica cuando el diseñador carece de información estadística acerca de la tasa de fallo de los equipos, que pueda ser obtenida a partir de simulaciones o pruebas.

En este método, el dimensionamiento del nivel de aislamiento se realiza de tal manera que este exceda al mayor sobrevoltaje representativo que aparezca en los equipos del sistema. En el caso de aislamientos no autorregenerativos, el nivel de aislamiento será el resultado del producto entre el voltaje representativo y el factor de coordinación K_c considerando una probabilidad del 100% de tolerar voltajes de prueba aplicados, mientras que para el caso de aislamientos autorregenerativos, se toma en cuenta el sobrevoltaje soportado estadístico con una probabilidad del 10% de ser excedido, por lo cual el factor K_c debe tomar en cuenta la diferencia entre el este sobrevoltaje y el que se espera que soportará el aislamiento previsto en el diseño [4].

Este método no es recomendable para sistemas de alto voltaje, debido a la robustez y costos excesivos de aislamiento que podrían arrojar los resultados.

3.5.2 MÉTODO DE COORDINACIÓN ESTADÍSTICO

El método de coordinación estadístico se aplica cuando se dispone de la distribución de sobrevoltajes dentro del sistema eléctrico así como la distribución de sobrevoltajes que soportan los materiales, este método contempla un análisis probabilístico y se sustenta en el cálculo del riesgo de falla que presentan los equipos, lo que permite dimensionar el nivel de aislamiento con el objetivo de que el riesgo de fallo se encuentre dentro de límites tolerables, los cuales serán afectados por factores como el número de veces que aparezcan los sobrevoltajes, la aplicación de la red y de las consecuencias producto del fallo en el

aislamiento [4]. La figura 3.48 muestra la intersección de las curvas de para el cálculo del riesgo de fallo del aislamiento.

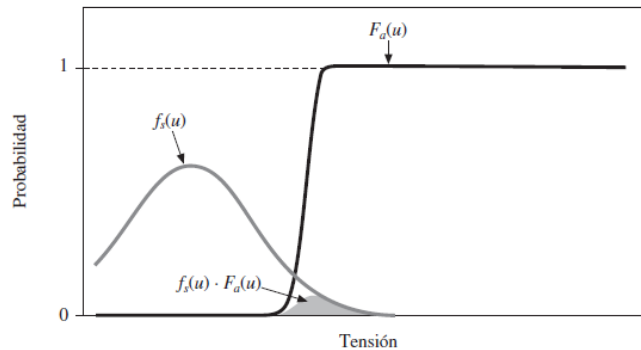


Figura 3.50. Cálculo del riesgo de fallo del aislamiento [2].

El nivel de voltaje puede ser un criterio que permita determinar la selección del método a aplicar para la coordinación de aislamiento además de la precisión con la que se desee proteger a los equipos. Para sistemas dentro de la gama II ($U_m > 245 \text{ kV}$) por lo general se utiliza el método estadístico debido a que es necesario una mayor exactitud en la determinación del aislamiento a causa del alto costo de los equipos, por lo que se debe llegar a un equilibrio entre el nivel de aislamiento adoptado para los equipos y una tasa de fallos establecida.

La utilización de uno u otro método dependen de que se disponga o no de las distribuciones estadísticas de los sobrevoltajes que soportan los materiales y a su vez conocer los sobrevoltajes que se pueden presentar en el sistema. No obstante, los procedimientos que se aplican son el resultado de una mezcla entre los dos métodos [4].

3.5.2.1 Método de coordinación estadístico simplificado para sobrevoltajes de frente lento

El método estadístico basado en las amplitudes de los sobrevoltajes puede simplificarse si se asume que la distribución de sobrevoltajes y la distribución de soportabilidad del aislamiento pueden ser definidas por un punto en cada una de estas curvas. La distribución de sobrevoltajes se puede determinar mediante el sobrevoltaje estadístico con probabilidad del 2% de ser excedido. La distribución de soportabilidad del aislamiento se identifica mediante el voltaje soportado estadístico, que se define como el voltaje para el cual el aislamiento presenta un 90% de probabilidad de soportabilidad [2]. El factor de coordinación

estadístico (K_{cs}) es el resultado de dividir el voltaje soportado estadístico entre el sobrevoltaje estadístico con probabilidad del 2% como se muestra en la siguiente expresión:

$$K_{cs} = \frac{U_{cw}}{U_{e2}} \quad (3.10)$$

La correlación entre el factor de coordinación estadístico y el riesgo de falla puede verse afectada levemente por cambios en los parámetros de la distribución de sobrevoltajes. Esto debido al hecho de que el valor de U_{e2} seleccionado como referencial se encuentra dentro de la zona de la curva de distribución que proporciona contribución al riesgo de falla [6].

La figura 3.49 muestra un ejemplo de la relación entre el riesgo de falla con el factor de coordinación estadístico considerando los métodos fase-pico y caso-pico cuando se aplica una distribución de gauss para la contribución de la distribución de sobrevoltajes y una distribución de Weibull modificada para la probabilidad de descarga [6] [2].

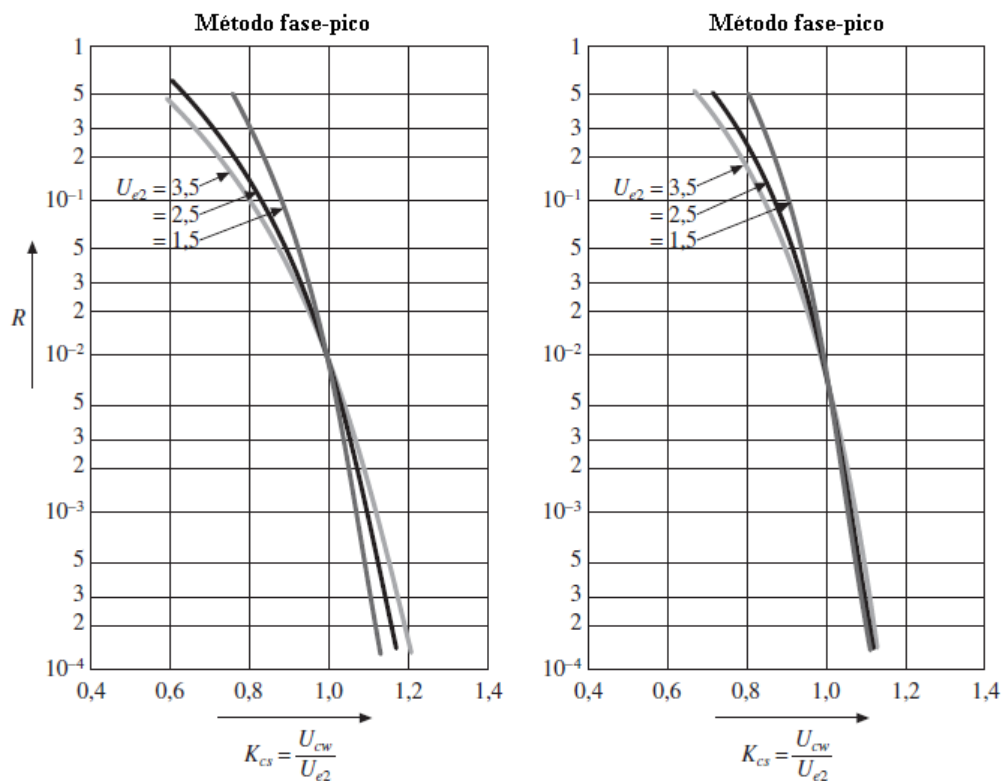


Figura 3.51. Riesgo de falla del aislamiento externo para sobrevoltajes de frente lento en función del factor de coordinación estadístico [2].

El voltaje soportado especificado (U_{cw}) que se verificará en condiciones de ensayo tipo estándar y en una atmósfera de referencia estándar se determina tomando en cuenta todos

los factores que pueden reducir el aislamiento en servicio, de manera que se mantenga el voltaje soportado de coordinación durante la vida útil del material en el sitio donde este sea instalado. Para lograr esto, se deben considerar dos tipos de factores de corrección como son:

- Un factor de corrección asociado con las condiciones atmosféricas
- Factores de seguridad que tengan en cuenta las diferencias entre las condiciones reales en servicio del aislamiento y condiciones de los ensayos normalizados de voltaje soportado.

a. Factor de corrección por altura

El factor de corrección K_a se sustenta en la dependencia que presenta la presión atmosférica en función de la altura [3]. El factor de corrección se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$K_a = e^{m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (3.11)$$

Donde

H : Altura sobre el nivel del mar [m]

m : Factor que puede tomar los siguientes valores:

$m = 1$: Para voltajes soportados de coordinación a impulsos tipo rayo y temporales.

m : Según la norma IEC 60071-2, para voltajes soportados de coordinación a impulsos tipo maniobra se calcula de acuerdo con la figura 3.50.

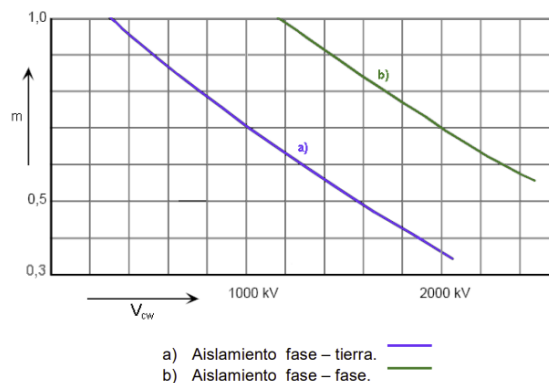


Figura 3.52. Relación entre el factor m y el voltaje soportado de coordinación para sobrevoltajes de frente lento [3].

La tabla 3.29 muestra valores de factores de corrección para diferentes alturas según las recomendaciones dadas por la IEEE.

Tabla 3.30. Valores de factor de corrección por altura según IEEE [6].

Altura m.s.n.m.	Factor de corrección K_a
1000	1
1200	1,02
1500	1,052
1800	1,087
2100	1,123
2400	1,163
2700	1,204
3000	1,25
3600	1,333
4200	1,428
4500	1,492

Una vez definido el factor K_a , este debe multiplicarse por el voltaje soportado de coordinación U_{cw} para calcular el voltaje soportado requerido U_{rw} .

b. Factor de seguridad

El factor de seguridad tiene relación con los diferentes modos de funcionamiento y sus respectivas sollicitaciones eléctricas, térmicas, mecánicas y medioambientales a las que el aislamiento eléctrico este sometido [6]. Las consideraciones que se toman en cuenta para determinar el factor de seguridad son:

- Envejecimiento del aislamiento durante la vida útil prevista.
- Diferencias entre las condiciones de fábrica y el montaje del equipo

La norma IEC 60071-2 [3] recomienda usar los siguientes valores de factores de seguridad.

- Para aislamiento externo se recomienda $K_s = 1.05$
- Para aislamiento interno se recomienda $K_s = 1.15$

4 CASOS DE ESTUDIO PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS TIPO II

En este capítulo se presentarán casos prácticos de aplicación de la guía de estudio de coordinación desarrollada en este documento, dentro de los cuales se incluyen:

Para el caso de sobrevoltajes de frente lento:

- Energización de línea de transmisión y recierre monopolar.
- Energización de transformador de potencia
- Rechazo de carga
- Energización de banco de capacitores.

Para el caso de sobrevoltajes de frente rápido:

- Descarga atmosférica

Dentro de los casos de sobrevoltajes de frente lento no se considera el caso de conmutación de corrientes inductivas debido a la complejidad de representar y modelar los componentes involucrados por la poca información técnica que se encuentra disponible. El procedimiento a seguir para realizar la modelación, simulación y obtención de resultados en cada uno de los casos de estudios presentados sigue el procedimiento mostrado en la figura 4.1.

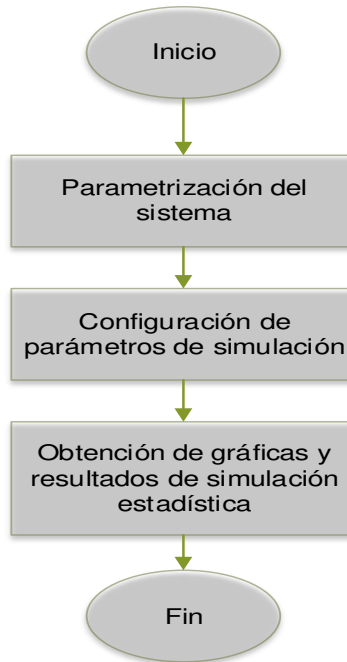


Figura 4.1. Procedimiento de modelación para casos de estudio.

4.1 ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En esta sección se explicarán los modelos para dos casos de estudio:

- El primer caso considera la operación de cierre con presencia de pararrayos a los extremos de la línea;
- El segundo caso considera la operación con resistencia de preinserción.

Dado que el alcance de este trabajo se limita a la explicación de modelos para simulación, para la explicación se utilizará un modelo teórico de energización por un extremo de la línea considerando características radiales; sin embargo, es importante notar que para estudios de sistemas mallado se deberá considerar que las maniobras de energización deben realizarse por ambos extremos de la línea.

4.1.1 CASO DE ESTUDIO CON PRESENCIA DE PARARRAYOS

Para la modelación de líneas en ATP se utiliza el esquema que se presenta en la figura 4.2, el cual, a través de un equivalente de red, barras, conductores de la línea, interruptores estadísticos, línea de transmisión y pararrayos en los extremos emisor y receptor permite representar la energización de una línea. Para este caso de estudio particular se trata de una línea trifásica de 500 kV en vacío.

Las características de cada elemento serán explicadas en la sección de parametrización de estos e incluye la representación geométrica de torres, así como las características de los conductores.

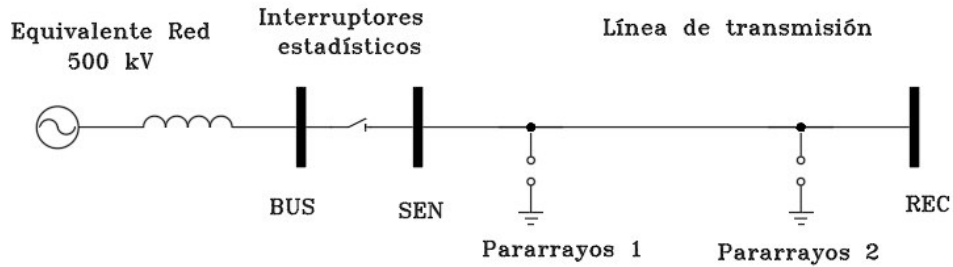


Figura 4.2. Modelo para estudio de energización de línea de transmisión 500 kV.

Para sistemas gama II, las torres de transmisión que normalmente se utilizan son las que se describen a continuación:

Estructura de suspensión

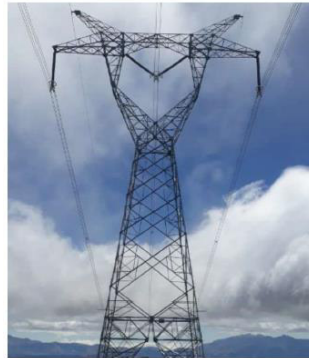


Figura 4.3. Estructura de suspensión para línea de transmisión 500 kV [28].

- **Estructura de retención.** - Dentro de estas se clasifican en tipo terminal y tipo angular como se puede observar en la figura 4.4 [28].



Figura 4.4. Estructura de retención para línea de transmisión 500 kV [28].

- **Estructura de transposición**



Figura 4.5. Estructura de transposición para línea de transmisión 500 kV [28].

De la literatura técnica se observa que los cuatro grandes grupos de conductores más utilizados en líneas de transmisión son [29]:

- All Aluminum conductor (AAC).
- Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR).
- Aluminum Conductor Alloy Reinforced (ACAR).
- All Aluminum Alloy Conductor (AAAC ó AASC).

4.1.1.1 Parametrización del sistema

4.1.1.1.1 Equivalente de red

De acuerdo con la recomendación dada en la norma IEC 60071-4 para el caso de sobrevoltajes de frente lento, el equivalente de red debe ser determinado al menos dos

barras hacia atrás de la barra en la que se ejecuta la maniobra, con la finalidad de considerar el efecto de las ondas viajeras [15]. Para la modelación del equivalente de red se utiliza una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL tal como se muestra en la figura 4.6

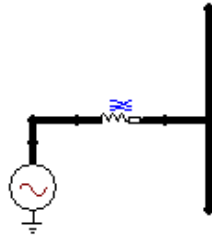


Figura 4.6. Modelo de equivalente de red 500 kV.

- **Fuente trifásica AC**

Para acceder a la fuente trifásica se deben seguir los siguientes pasos:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *sources*.
3. A continuación, se escoge la opción *AC Sources (1&3)*.
4. Dar clic izquierdo en las alternativas: *grounded*, *RMS L-L*, *3-phase*, y en tipo de fuente seleccionar *voltage*.
5. Dentro de la opción *value* ingresar los valores de parametrización como se muestra en la figura 4.7.

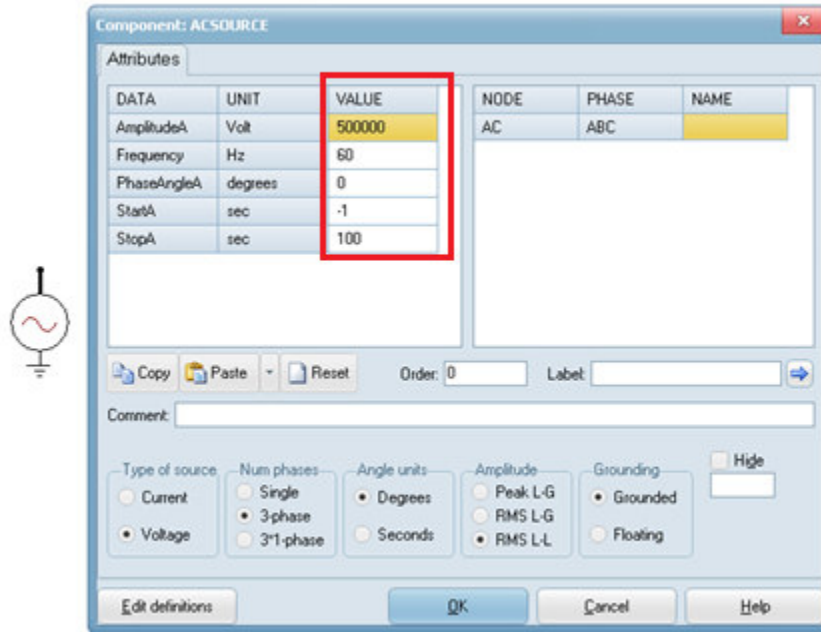


Figura 4.7. Parametrización de fuente trifásica AC para equivalente de red.

Como ejemplo para el caso de estudio analizado en esta sección se han considerado los valores descritos en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Valores de parametrización para fuente trifásica AC [16].

Fuente trifásica AC		
Parámetro	Valor	
Voltaje	500000	[Vrms L-L]
Frecuencia	60	Hz
Ángulo fase	0	[grados]
Tiempo inicial	-1	[S]
Tiempo final	100	[S]

Los valores ingresados corresponden a una fuente con un voltaje de línea de 500 kV, el tiempo final se ha configurado con un tiempo mayor al de la duración de la simulación (20 ms) de acuerdo con lo recomendado en [16].

- **Línea acoplada RL**

Para acceder a la línea simétrica acoplada RL se deben seguir los siguientes pasos:

1. Dar clic derecho la ventana del circuito.
2. Seleccionar la opción *Lines/Cables*.

3. Una vez seleccionado se escoge *Lumped*.
4. Posteriormente se selecciona *RL Coupled 51*.
5. Dar clic izquierdo en *3 ph. seq.*
6. Dentro de la opción *value* ingresar los valores de parametrización tal como se muestra en la figura 4.8.

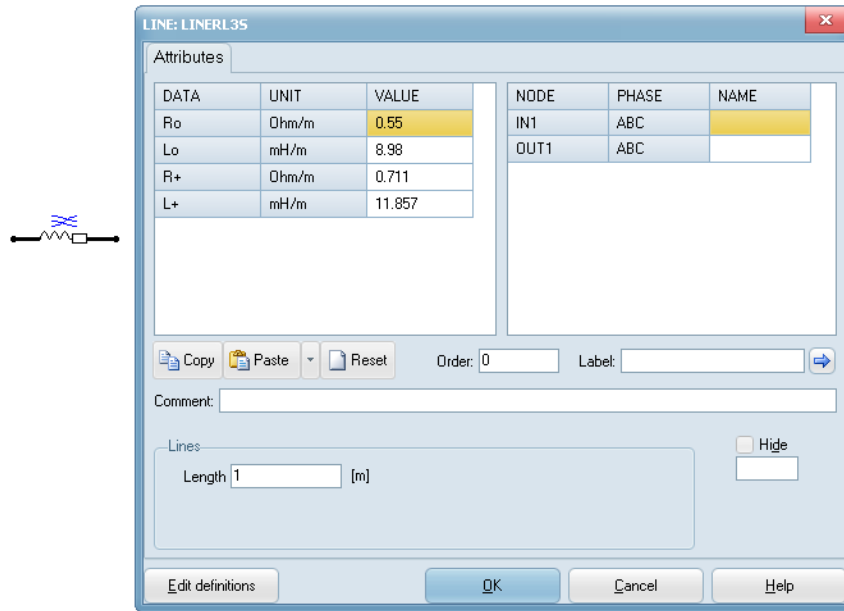


Figura 4.8. Parametrización de línea simétrica acoplada RL para equivalente de red.

Como ejemplo para el caso de estudio analizado en esta sección se han considerado los valores de un equivalente Thevenin de un sistema de 500 kV [16]. Los valores de resistencias e inductancias de secuencia positiva y secuencia cero que se muestran en la tabla 4.2 provienen del estudio de corto circuito realizado previamente a la red.

Tabla 4.2. Valores de parametrización para equivalente Thevenin 500 kV [16].

Línea acoplada simétrica RL		
Parámetro	Valor	
Ro	0,55	[Ohm/m]
Lo	8,98	[mH/m]
R+	0,711	[Ohm/m]
L+	11,8570	[mH/m]

4.1.1.1.2 Interruptores estadísticos

De acuerdo con la norma IEC 60071-4 los tiempos de cierre de las tres fases de un interruptor tienen una gran influencia en el sobrevoltaje generado por lo que se deben tomar en cuenta dos aspectos el primero corresponde a que el comando de cierre puede ocurrir en cualquier instante de la onda de voltaje [15]. El otro aspecto considera que las tres fases, que se supone que deben recibir el comando al mismo tiempo, responden a este comando con un retraso aleatorio debido a las dispersiones mecánicas y pre encendidos. Además, la norma recomienda usar una distribución gaussiana para el modelamiento estadístico de interruptores donde la desviación estándar a ser utilizada puede ser cualquier valor dentro de un rango entre 0.8 ms hasta 2 ms mientras que la norma IEC 62271-100 recomienda una desviación estándar de 5 ms [30].

Para la modelación de los interruptores estadísticos se busca emular la operación monopolar donde la maniobra de cierre de cada polo del interruptor es efectuada por su mecanismo de operación correspondiente [31], además se considera el arreglo de interruptores en configuración maestro esclavo para considerar la dispersión entre los polos del interruptor. En la práctica se desconoce la dispersión al momento de producirse la maniobra de cierre por ser un aspecto que se define entre cliente y fabricante sin embargo para efectos de modelación la referencia [32] recomienda usar un valor de hasta 5 ms.

Para el caso de estudio mostrado como ejemplo, se considera que el interruptor maestro es el que está conectado a la fase A, mientras que los esclavos corresponden a las fases B y C. luego de producirse el cierre del interruptor maestro empieza el conteo del tiempo de retardo de los esclavos para realizar el cierre. Los interruptores manejan los tiempos que se presentan en la tabla 4.3 con una distribución de probabilidad gaussiana y una desviación estándar de 2 ms [13].

Tabla 4.3. Valores de parametrización para interruptores estadísticos.

Fase	Tiempo [s]	Desviación estándar [s]
A	0.035	0,002
B	0,005	0,002
C	0,003	0,002

Para formar el arreglo de interruptores estadísticos de la figura 4.13 se debe realizar el siguiente procedimiento:

- **Interruptor maestro**

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Switches*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Statistic switch*.
4. Dentro de la opción switch type seleccionar la opción *master*, posteriormente colocar $order=0$, seleccionar closing y *gaussian*.
5. Ingresar los valores de parametrización especificados en la tabla 4.3.

- **Interruptores esclavos**

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Switches*
3. Una vez seleccionado se escoge *Statistic switch*
4. Dentro de la opción switch type seleccionar la opción *slave*, posteriormente colocar $order=1$, seleccionar closing y *gaussian*.
5. Ingresar los valores de parametrización especificados en la tabla 4.3.

Las figuras 4.9 hasta la 4.11 muestran la parametrización con los valores de tiempo ingresados en cada uno de los interruptores de cada una de las fases.

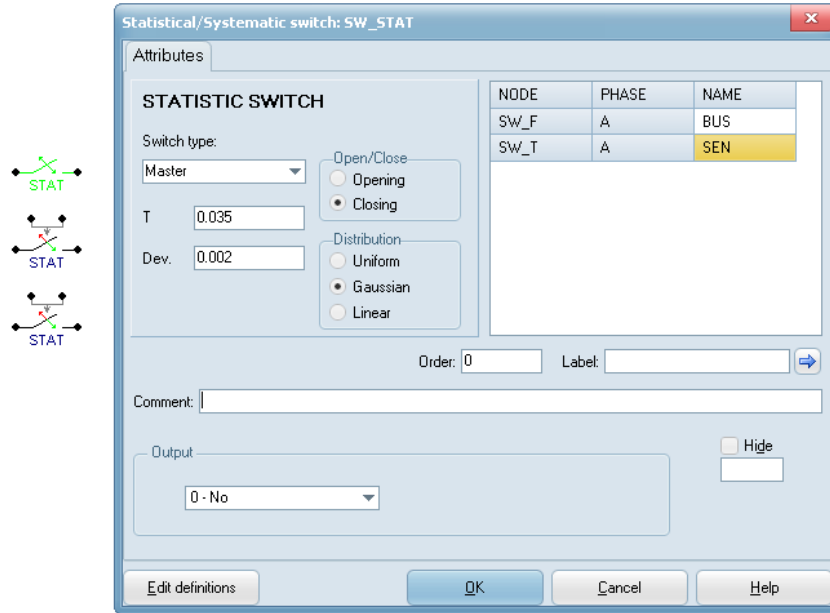


Figura 4.9. Parametrización del interruptor estadístico fase A (maestro).

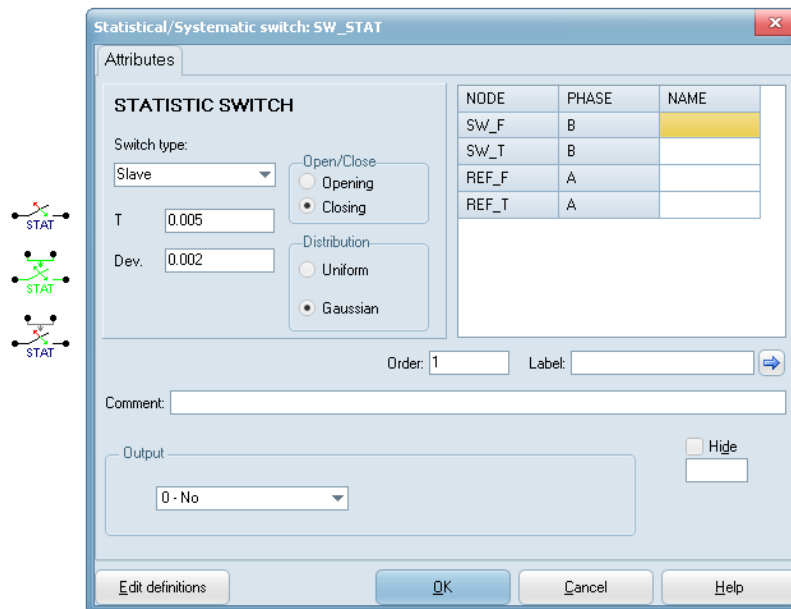


Figura 4.10. Parametrización del interruptor estadístico fase B (esclavo).

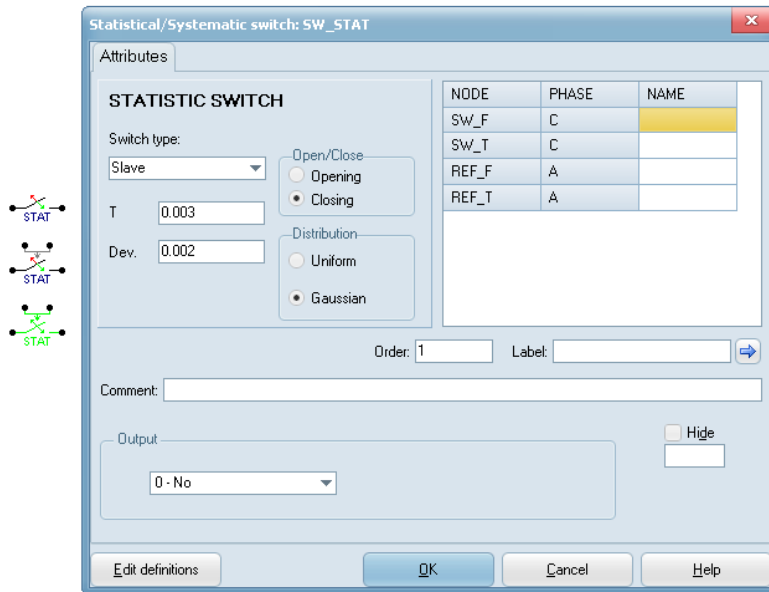


Figura 4.11. Parametrización del interruptor estadístico fase C (esclavo).

La conexión de los elementos para formar el arreglo de interruptores debe realizarse con la ayuda del elemento splitter el cual sirve para separar cada una de las fases que van hacia cada uno de los interruptores. Para acceder a este elemento se deben seguir los siguientes pasos:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Splitter (3-phase)*

La figura 4.12 muestra la configuración de los splitter utilizados para formar el arreglo de interruptores estadísticos.

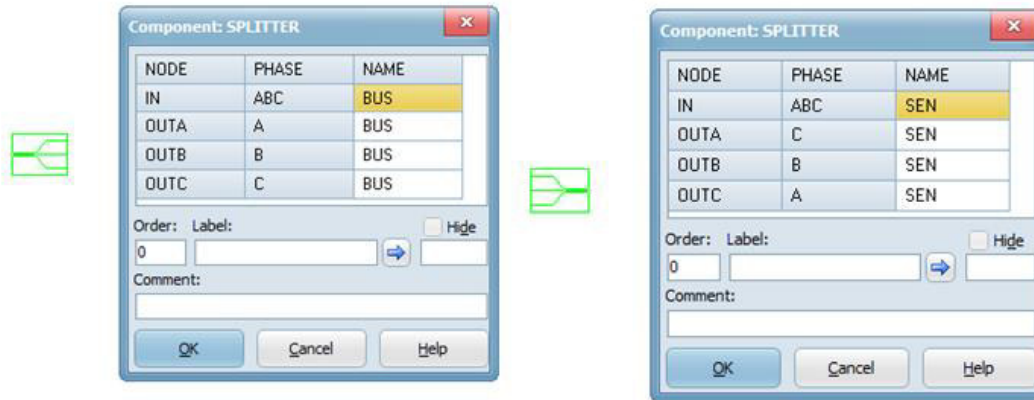


Figura 4.12. Splitter.

Para unir la salida de la fase A del splitter se debe dar clic izquierdo sobre el nodo de la fase A y arrastrar la línea hacia el nodo de entrada del interruptor de la fase A. Este proceso se repite para las demás fases hasta obtener el arreglo de interruptores que se muestra en la figura 4.13.

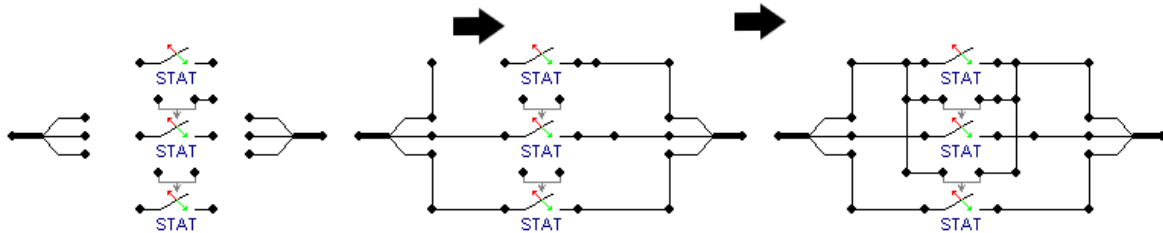


Figura 4.13. Conexión de splitter e interruptores estadísticos.

4.1.1.1.3 Línea de transmisión

Los parámetros de la línea se configuran en unidades del sistema internacional. Para el caso de estudio del ejemplo propuesto, cada fase está representada por un haz de dos conductores y dos cables de guarda soportados en una estructura de suspensión tal como se muestra en la figura 4.14 [16].

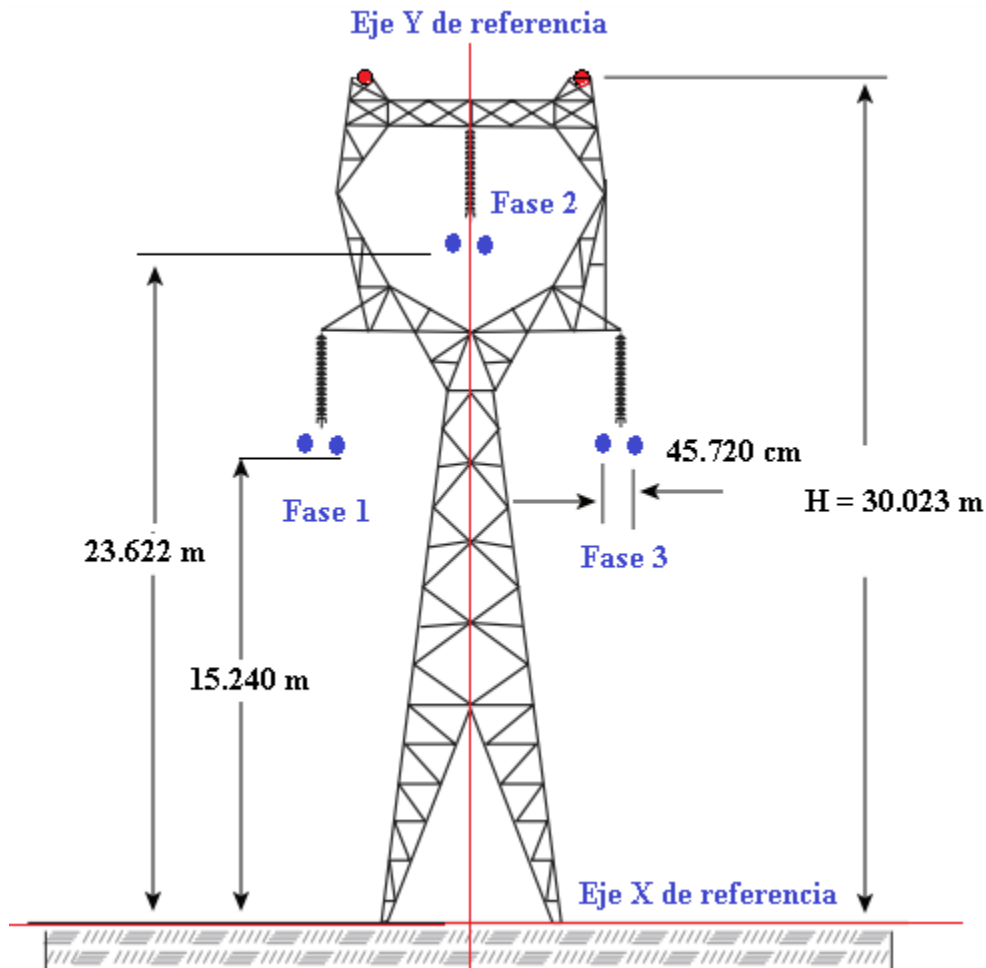


Figura 4.14. Disposición de línea de 500 Kv [13].

Para la modelación de la línea de transmisión, con base a las recomendaciones de modelación para líneas considerando un análisis de frecuencia en el rango de 50 a 20 kHz por tratarse de un sobrevoltaje de frente lento según la sección 3.3 y considerando parámetros dependientes de la frecuencia según descrito en la sección 3.4.5 se seleccionó el modelo Jmartí dentro de la subrutina LCC template [16], siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Lines/Cables*.
3. Una vez seleccionado se escoge *LCC template*.
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.4 muestra los parámetros para la configuración dentro de las opciones system type, standar data. El valor de frecuencia inicial establece el punto de frecuencia a partir del cual se calcularán los parámetros de la matriz de transformación hasta el valor de *Freq. Matrix*. La referencia [18] recomienda usar valores de frecuencia inicial desde las decimas de frecuencia. Los valores de *Freq. Matrix* se establecen de acuerdo con el valor de frecuencia del fenómeno transitorio. En la referencia [2] se recomienda usar valores de hasta 20 kHz para estudios de energización de línea. Para el caso de estudio se ha considerado un valor de 5 kHz.

Tabla 4.4. Configuración y parametrización de línea de 500 kV [16].

Parametrización dentro de system type	
Name	Linea_500kV
#Ph.	3
Overhead line	Activo
Transpose	Inactivo
Auto bunding	Activo
Skin effect	Activo
Segmentd ground	Activo
Real transf matrix	Activo
Units	Metric
Model type	Jmarti
Valores de parametrización dentro de standard data	
Rho	100 [$\Omega \cdot m$].
Freq. Init.	0.006 [Hz]
Length	200 [Km]
Valores de parametrización dentro data modelo Jmarti	
Decades	8
Points/Dec	5
Freq. Matrix	5000 [Hz]
Freq. SS	60 [Hz]

La tabla 4.5 muestra los parámetros para la configuración de cada conductor de fase, así como para el cable de guarda como son los valores de radio interno, radio externo y valor de resistencia.

Tabla 4.5. Valores de parametrización para conductores en línea de 500 kV [16].

Conductor de fase		
Parámetro	Valor	
Resis	0,0324	[[Ω]/Km]
Rout	2,035	[cm]
Rin	0,553	[cm]
Cable de guarda		
Parámetro	Valor	
Resis	1,622	[[Ω]/Km]
Rout	0,490	[cm]
Datos adicionales		
Parámetro	Valor	
Nb	2	

Para el ejemplo, el cable de guarda se considera un conductor homogéneo por lo que solo es necesario especificar el radio externo del conductor [16], en el caso de no considerar este criterio habrá que considerar el valor del radio interno del conductor mediante la opción *Rin*.

La referencia [16] recomienda trazar un eje de referencia X en la mitad de la torre para determinar las distancias horizontales de los conductores. El eje de referencia Y se traza a nivel del suelo para determinar las distancias verticales tal como se muestra en la figura 4.14. En la tabla 4.6 se presenta los parámetros utilizados para las distancias horizontal y vertical de los conductores y cables de guarda de la línea.

Tabla 4.6. Distancias de disposición geométrica de la línea [16].

Disposición geométrica de la torre		
Horiz [m]	Vtower [m]	Separ [cm]
-6,096	15,240	45,720
0	23,622	45,720
6,096	15,240	45,720
-3,932	30,023	0
3,932	30,023	0

Para el caso puntual del estudio presentado en este capítulo, los valores para la distancia a la mitad del vano se consideran iguales a la distancia vertical de la torre [13]. En el caso de no considerar este criterio habrá que considerar la siguiente el despeje del término V_{mid} dentro de la siguiente expresión para determinar la altura vertical del conductor a medio vano:

$$H = \left(\frac{2}{3}\right) * V_{mid} + \left(\frac{1}{3}\right) * V_{tower} \quad (4.1)$$

Donde:

H : Altura del conductor [m]

V_{mid} : Altura vertical del conductor a medio vano [m].

V_{tower} : Altura vertical del conductor en la torre [m].

Una vez determina la distancia a medio vano se debe ingresar el valor de V_{mid} dentro de la opción *data*.

La figura 4.15 muestra el ingreso de los valores de parametrización dentro del cuadro de dialogo del modelo Jmartí en su opción *model*.

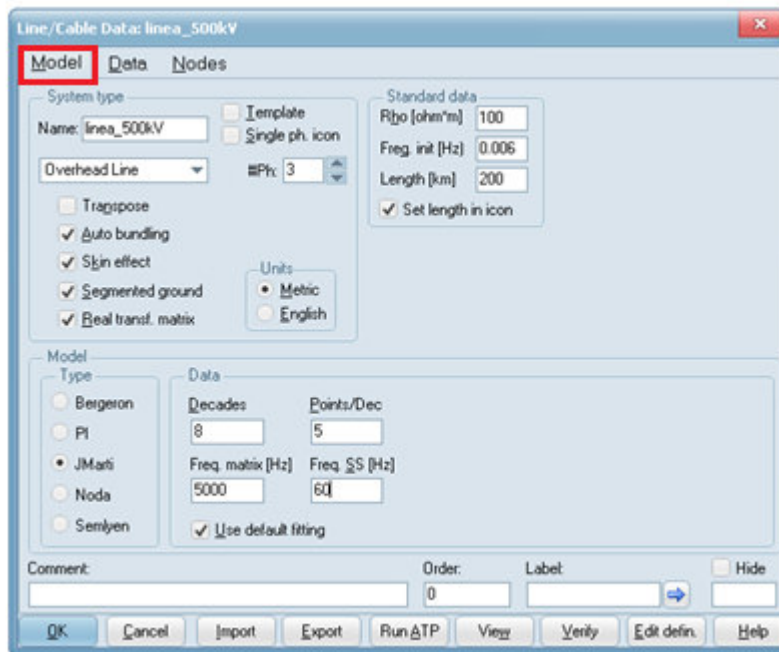


Figura 4.15. Parametrización de la línea de transmisión 500 kV.

La figura 4.16 muestra el ingreso de los valores de parametrización de las distancias horizontales y verticales de la disposición geométrica de los conductores en la torre.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.553	2.035	0.0324	-6.095	15.24	15.24	45.72	0	2
2	2	0.553	2.035	0.0324	0	23.622	23.622	45.72	0	2
3	3	0.553	2.035	0.0324	6.095	15.24	15.24	45.72	0	2
4	0	0	0.49	1.622	-3.932	30.023	30.023	0	0	0
5	0	0	0.49	1.622	3.932	30.023	30.023	0	0	0

Figura 4.16. Valores de distancias para disposición geométrica de la línea.

4.1.1.1.4 Pararrayos

La modelación de los pararrayos a los extremos emisor y receptor de la línea se realiza a través del elemento *MOV Type 92*, el cual permite considerar la característica de resistencia no lineal del pararrayos a partir de la curva de voltaje-corriente. El principio de operación del pararrayos determina que cuando este se encuentre operando en régimen del voltaje nominal del sistema no sea capaz de conducir corriente a través de él mientras que cuando se presente un sobrevoltaje el pararrayos sea capaz de conducir la corriente que se genera de manera satisfactoria lo que muestra que el descargador debe presentar una resistencia relativamente baja en presencia de sobrevoltajes transitorios y una resistencia alta en condiciones normales de operación [26].

Para ingresar al elemento *MOV* se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo de ATP y dentro de la opción *branch no linear* seleccionar *MOV type 92* tal como se muestra en la figura 4.17.

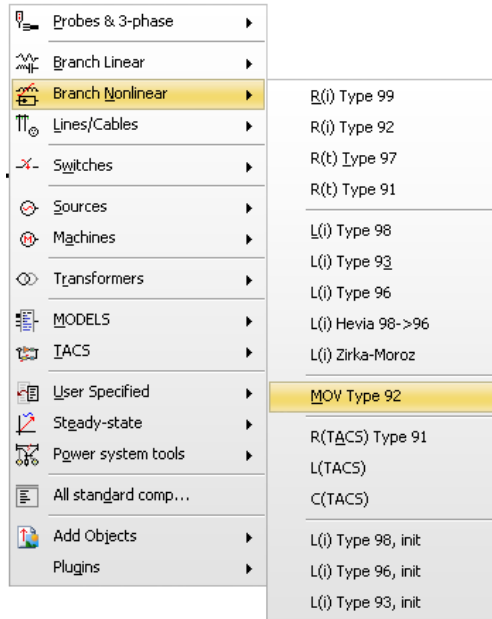


Figura 4.17. Selección de elemento MOV type 92.

La tabla 4.7 muestra los valores para formar la curva de corriente-voltaje para el pararrayos [33]. Se considera la característica de descarga atmosférica (8/20 uS) proporcionada por los fabricantes para corrientes entre 40 y 20 kA [18].

Tabla 4.7. Valores de corriente vs voltaje pararrayos 500 kV [33].

Valores de parametrización resistencia no lineal	
Vref	1000000 [V]
Corriente [A]	Voltaje [V]
10	652355
100	731954
1000	821266
2000	850228
3000	867641
4000	880212
6000	898238
8000	911252
10000	921476
12000	929915
14000	937110
16000	943387
18000	948960
20000	953972

Para la parametrización del elemento la referencia [33] recomienda usar valores de V_{ref} del doble del valor de voltaje del sistema donde se va a colocar el pararrayos. Dentro de $numPH$ se especifica el valor de 3. Los demás valores se dejan con los valores por defecto del elemento en la ventana *atributes* como se muestra en la figura 4.18.

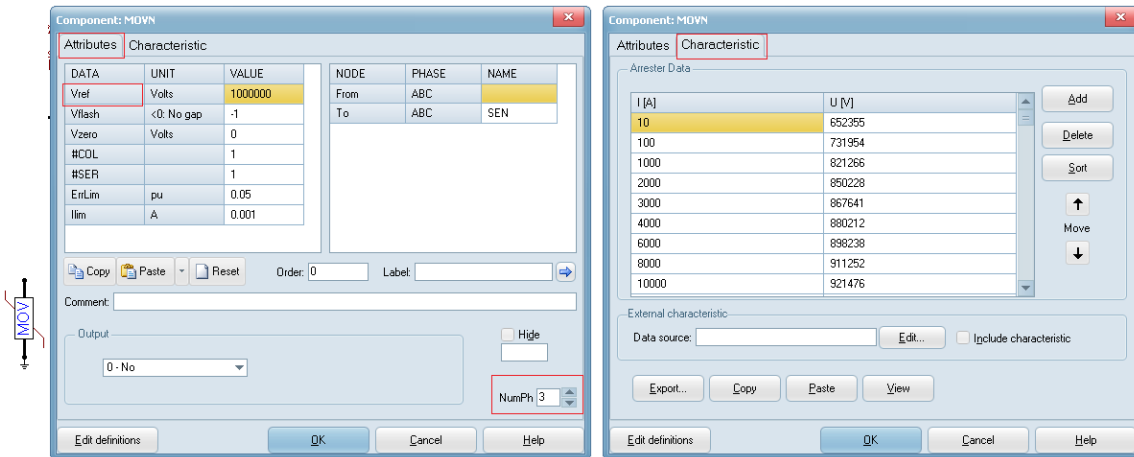


Figura 4.18. Parametrización pararrayos 500 kV.

Para el pararrayos del extremo receptor de la línea el procedimiento de selección y parametrización se repite siguiendo el procedimiento detallado anteriormente. Una vez dispuestos y configurados todos los elementos necesarios dentro del área de trabajo como se muestra en la figura 4.19 se procede a conectar cada uno de ellos.

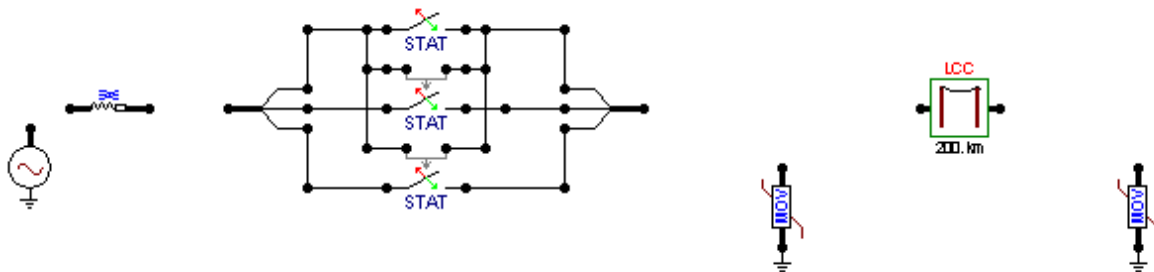


Figura 4.19. Elementos del modelo de energización de línea de transmisión de 500 kV previo a realizar su respectiva conexión.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic izquierdo sobre el nodo del elemento requerido.
2. Dirigirse hacia el nodo correspondiente del siguiente elemento y dar nuevamente clic izquierdo.

3. La construcción de barras se hace de la misma manera con la diferencia que no hay un elemento destinatario.

La figura 4.20 muestra el procedimiento de conexión de los elementos dentro del modelo.

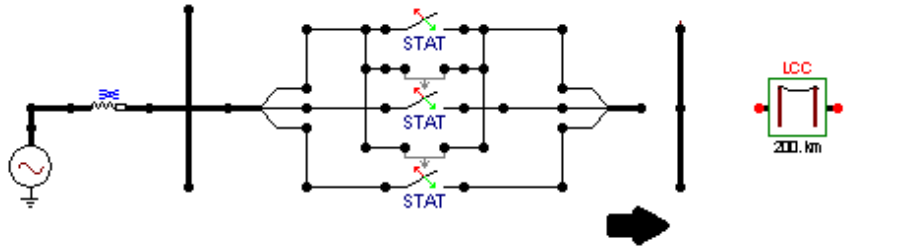


Figura 4.20. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de energización de línea de transmisión de 500 kV.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos se debe especificar los nombres sobre los nodos de interés del sistema. Para esto se debe dar clic sobre el nodo del elemento e ingresar el nombre que el usuario desee. La tabla 4.8 muestra los nombres de los nodos usados en cada uno de los elementos.

Tabla 4.8. Nombres de los nodos de interés dentro del modelo.

Nombres de los nodos del sistema		
LCC	Entrada	SEN
	Salida	REC

4.1.1.1.5 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos, se procede a colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que servirán para obtener los resultados estadísticos, valores de voltajes y graficas que servirán para observar el fenómeno transitorio a lo largo del tiempo tal como se muestra en la figura 4.21.

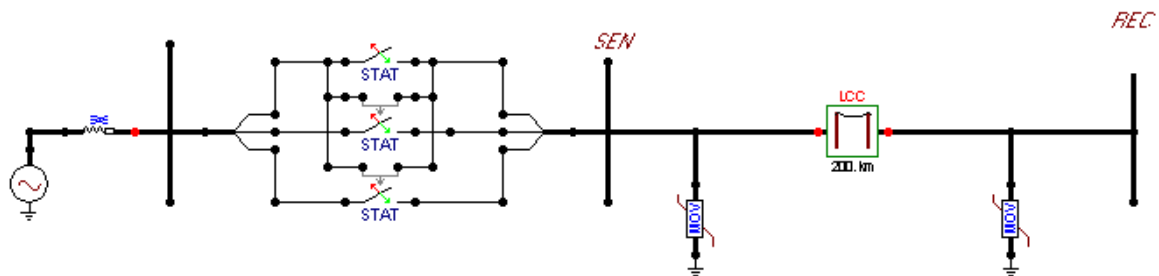


Figura 4.21. Modelo de energización de línea de transmisión de 500 kV sin medidores.

A continuación, se describen los pasos para acceder a los medidores de voltaje fase-tierra y fase-fase:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe Voltaje*.
4. Colocar un medidor fase-tierra sobre el nodo del extremo receptor de la línea REC para el análisis de los sobrevoltajes que podrían llegar hacia los equipos de patio de una subestación conectada en el extremo receptor de la línea.

Al finalizar la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.22.

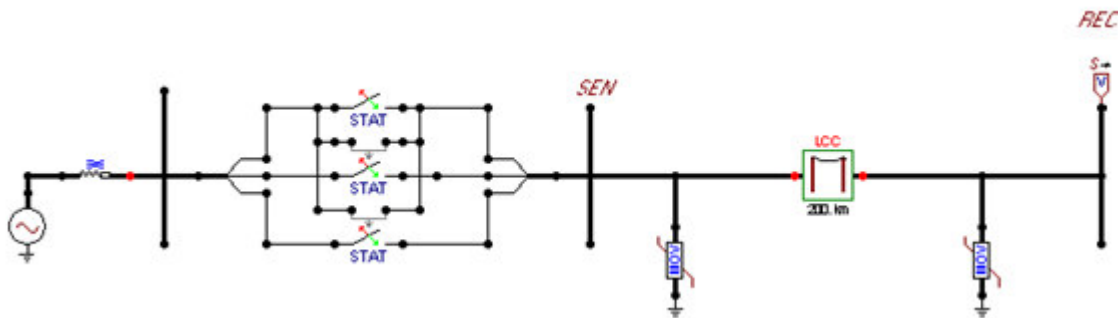


Figura 4.22. Modelo montado en ATP para estudio de energización de línea de transmisión 500 kV con presencia de pararrayos.

4.1.1.2 Configuración de parámetros de simulación

Una vez montado el modelo y haber ingresados todos los parámetros dentro de cada uno de los elementos se procede a realizar la configuración de la simulación, la cual consiste en la parametrización de las siguientes opciones:

- Num: Número de iteraciones por tratarse de una simulación estadística.
- Delta_t: Paso de integración.
- Tmax: Tiempo de duración de la simulación.
- Frequency: Frecuencia de operación del sistema bajo análisis.

Para acceder a esta opción se debe dar clic sobre el menú ATP y seleccionar settings tal como se muestra en la figura 4.23.

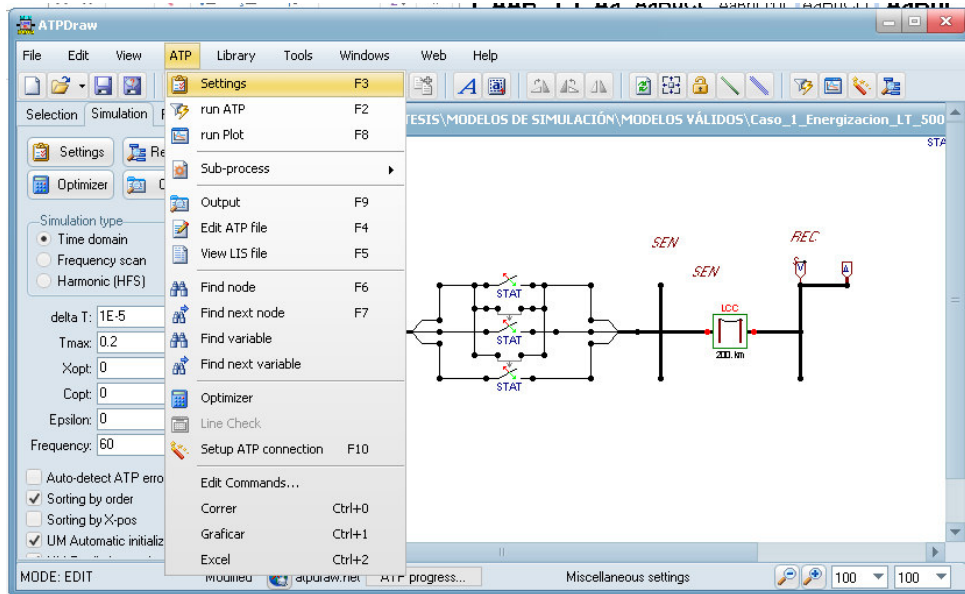


Figura 4.23. Selección del menú ATP.

A continuación, se despliegan las opciones disponibles, dentro de *simulation* se especifica el paso de integración Δt , así como el tiempo de duración de la simulación. En *simulation type* se selecciona *time domain* tal como se muestra en la figura 4.24.

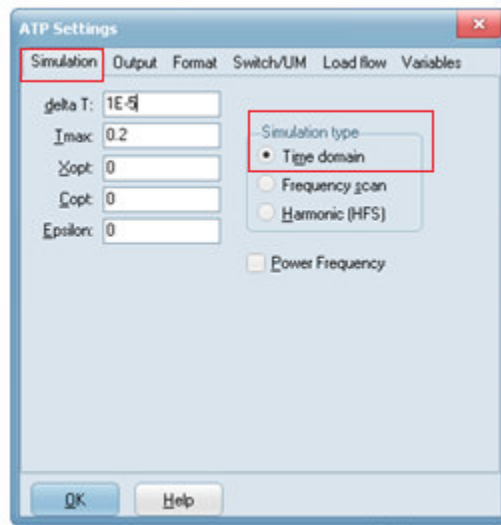


Figura 4.24. Configuración de parámetros de simulación.

Para la simulación estadística, dentro de la opción *switch/UM* se marca la casilla de *statics study* y a la vez se especifica el número de simulaciones a realizar para el estudio estadístico tal como se muestra en la figura 4.25.

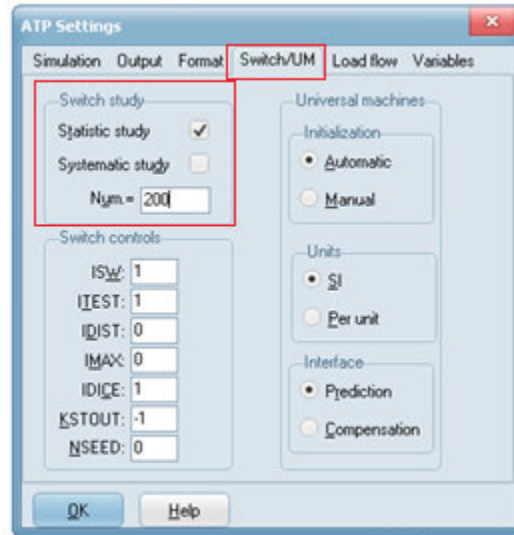


Figura 4.25. Configuración de ATP settings para estudio estadístico.

La tabla 4.9 muestra los valores considerados para la simulación del caso de estudio mostrado en este capítulo.

Tabla 4.9. Valores para configuración de simulación estadística [16].

Parámetros de configuración ATP Settings	
Delta_t	1*E-5
Tmax [s]	0.2
Frecuency [Hz]	60
Num	200

4.1.1.3 Obtención de gráficas y resultados de simulación estadística.

Una vez configurados los valores para la simulación, para comenzar la simulación dentro del menú *ATP* se debe seleccionar *run ATP*. Luego de haber finalizado todas las simulaciones, y poder observar la oscilografía del fenómeno, dentro del menú *ATP* se debe seleccionar la opción *run plot* como se muestra en la figura 4.26 con lo cual se desplegará el elemento graficador *plot XY*, el cual permite al usuario seleccionar las variables que desea observar pudiendo ser: voltajes fase-tierra, voltajes fase-fase, corrientes, etc.

Con la finalidad de mostrar el procedimiento de graficación y de manera referencial debido a que ATP luego de finalizar todas las simulaciones estadísticas muestra por defecto la gráfica de resultados de la última simulación (simulación 200), para el caso de estudio se seleccionarán para el análisis los voltajes fase-tierra medidos en la barra

REC, a fin de observar los sobrevoltajes generados al extremo abierto de la línea ante una energización con presencia de pararrayos y observar cómo estos sobrevoltajes podrían afectar a los equipos conectados en ese extremo de la línea.

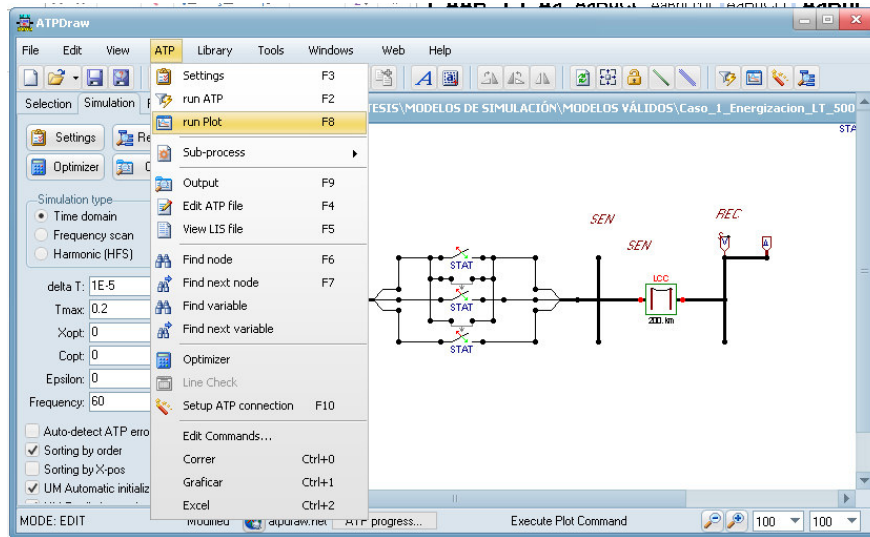


Figura 4.26. Selección de run plot para grafica de variables.

Las variables que se van a graficar se seleccionan del listado que se muestra en la ventana del *plot XY* haciendo clic izquierdo. Una vez elegidas se da clic en la opción *plot* como se muestra en la figura 4.27.

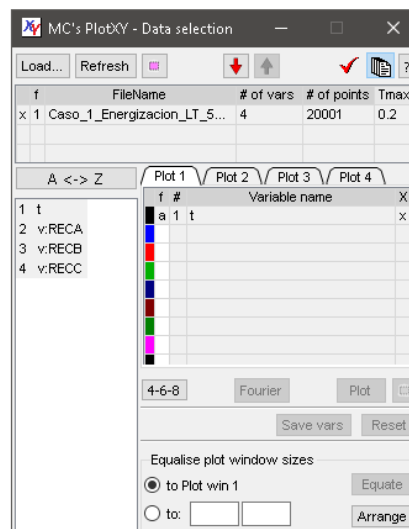


Figura 4.27. Selección de variables de interés para análisis mediante graficas del menú plot XY.

La figura 4.28 muestra los sobrevoltajes que se producen durante la energización de la línea. Los resultados de la simulación demuestran que efectivamente se produce un sobrevoltaje en todas las fases, siendo la fase B la que presenta el peor sobrevoltaje.

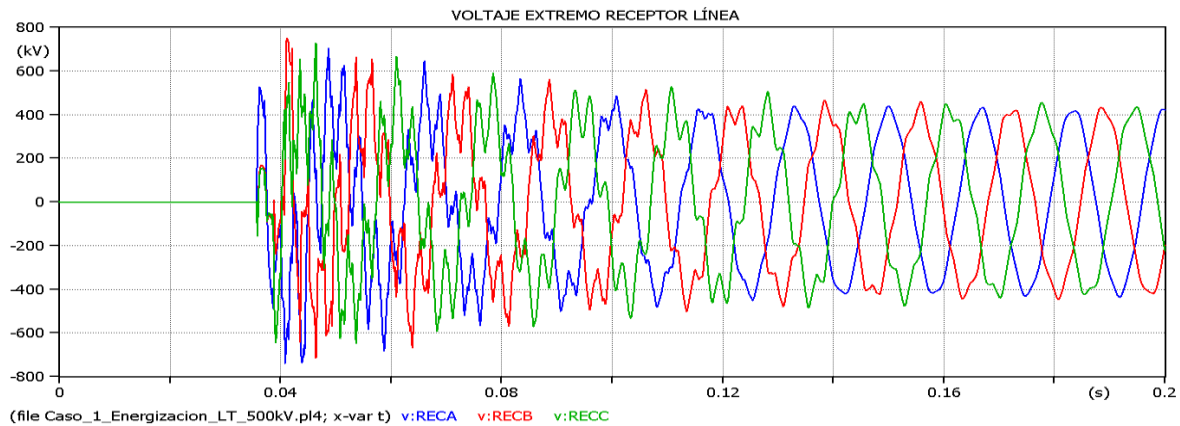


Figura 4.28. Voltaje fase-tierra en el extremo receptor de la línea con presencia de pararrayos.

El fenómeno de energización de línea determina que antes de cerrar el interruptor, el voltaje en el terminal del interruptor es igual al voltaje de operación del SEP, mientras que el voltaje de la línea es cero. Al momento de cerrar el interruptor el voltaje en la línea debe elevarse desde cero hasta el voltaje de operación del sistema [34]. Cuando se energiza la línea, empieza a viajar una onda de voltaje, que encuentra un coeficiente de reflexión por el cambio de medio o impedancia en el extremo abierto, lo que produce el sobrevoltaje en el extremo receptor de la línea según la teoría de ondas viajeras.

En caso de que sea necesario visualizar las formas de onda de la simulación que arrojó el mayor sobrevoltaje de entre todos los casos considerados (200 en este caso) se debe hacer uso del archivo .lis generado por ATP seleccionándolo dentro del menú ATP y la opción *view lis file* donde se puede encontrar la simulación que arrojó el máximo valor y el tiempo en el que se produjo para luego repetir la simulación considerando el uso de interruptores controlados por tiempo con los valores de tiempo determinados del archivo .lis.

Luego de obtener la gráfica del fenómeno transitorio se procede a obtener los resultados estadísticos de los sobrevoltajes como son: valor medio, desviación estándar que sirven para graficar la función de densidad de probabilidad de sobrevoltajes, así como el valor de sobrevoltaje con 2% de probabilidad de ser excedido U_{e2} necesario para determinar el sobrevoltaje representativo para el caso de sobrevoltajes de frente lento dentro del

procedimiento de coordinación. Para obtener estos resultados se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dentro de disco local C, ingresar a la carpeta *ATP DRAW*, seleccionar *ATP* y ubicar el archivo *.lis* con el nombre del archivo guardado (*caso_1_energizacion_lt_500kv.lis*) y copiarlo tal como se muestra en la figura 4.29.

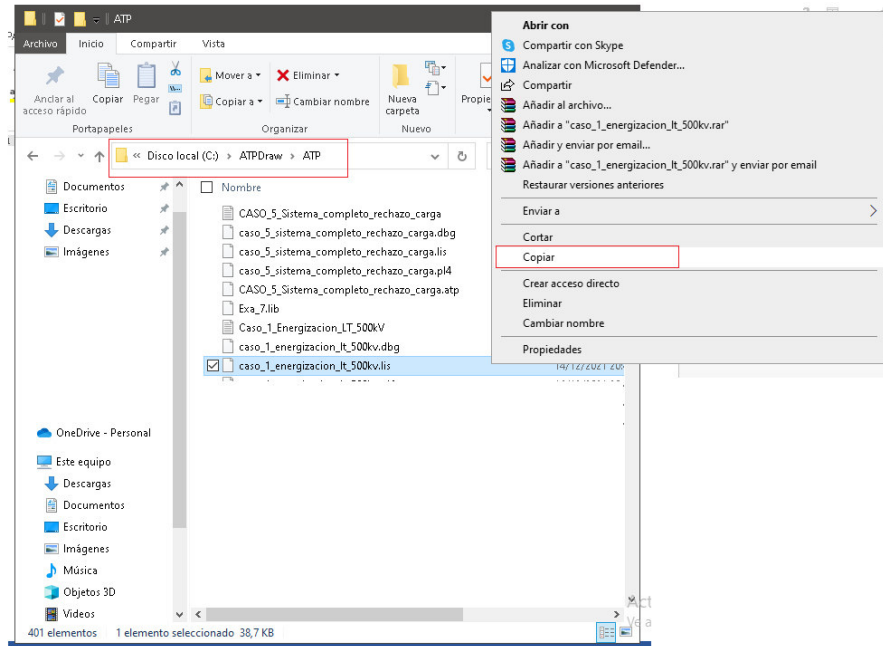


Figura 4.29. Copia del archivo *.lis* existente dentro de la carpeta *ATP*.

2. Dentro de disco local C, ingresar a la carpeta *ATP DRAW*, seleccionar *GTPPLOT* e ingresar nuevamente a la carpeta *GTPPLOT* y pegar el archivo con extensión *.lis* copiado anteriormente tal como se muestra en la figura 4.30.

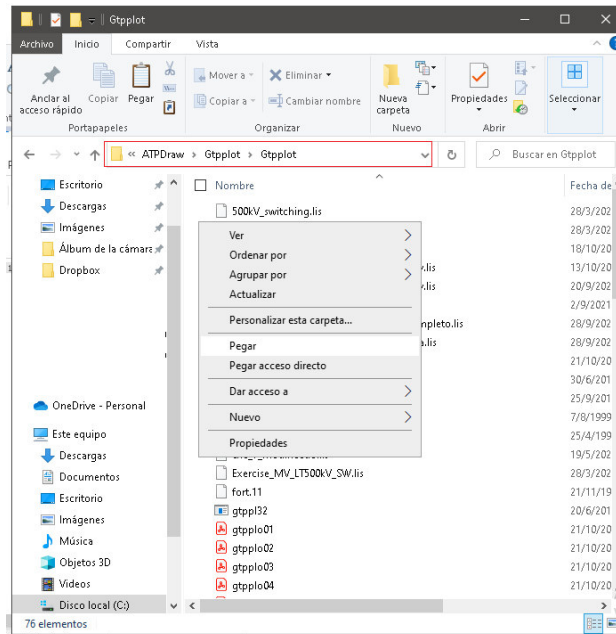


Figura 4.30. Pegado del archivo .lis dentro de la carpeta GTPPLOT.

3. Dar clic sobre “reemplazar el archivo en el destino” y luego ejecutar como administrador la aplicación *GTPPLOT* tal como se muestra en la figura 4.31.

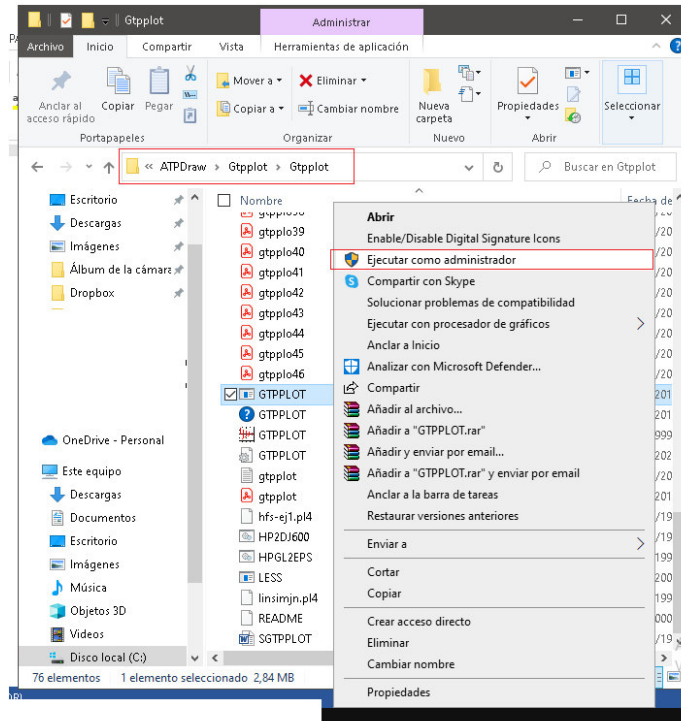
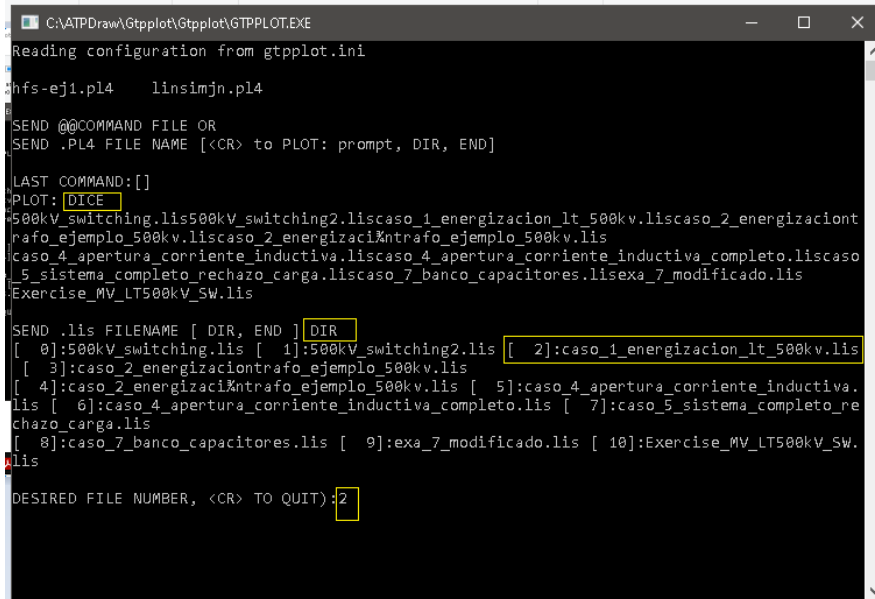


Figura 4.31. Ejecución de la aplicación GTPPLOT.

- Una vez dentro del GTPPLOT aparecerá una interfaz como la que se muestra en la figura 4.32 a continuación se debe dar ENTER y digitar con el teclado el comando DICE, luego dar ENTER y digitar con el teclado el comando DIR y dar ENTER, e ingresar el número que tiene el nombre del nombre del archivo guardado tal como se muestra en la figura 4.32.



```
C:\ATPDraw\Gtpplot\Gtpplot\GTPPLOT.EXE
Reading configuration from gtpplot.ini
hfs-ej1.pl4  linsimjn.pl4

SEND @@COMMAND FILE OR
SEND .PL4 FILE NAME [<CR> to PLOT: prompt, DIR, END]

LAST COMMAND: []
PLOT: DICE
500kv_switching.lis500kv_switching2.liscaso_1_energizacion_lt_500kv.liscaso_2_energizaciontrafo_ejemplo_500kv.liscaso_2_energizaciontrafo_ejemplo_500kv.lis
caso_4_apertura_corriente_inductiva.liscaso_4_apertura_corriente_inductiva_completo.liscaso_5_sistema_completo_rechazo_carga.liscaso_7_banco_capacitores.lisexa_7_modificado.lis
Exercise_MV_LT500kv_SW.lis

SEND .lis FILENAME [ DIR, END ] DIR
[ 0]:500kv_switching.lis [ 1]:500kv_switching2.lis [ 2]:caso_1_energizacion_lt_500kv.lis
[ 3]:caso_2_energizaciontrafo_ejemplo_500kv.lis
[ 4]:caso_2_energizaciontrafo_ejemplo_500kv.lis [ 5]:caso_4_apertura_corriente_inductiva.lis
[ 6]:caso_4_apertura_corriente_inductiva_completo.lis [ 7]:caso_5_sistema_completo_rechazo_carga.lis
[ 8]:caso_7_banco_capacitores.lis [ 9]:exa_7_modificado.lis [ 10]:Exercise_MV_LT500kv_SW.lis

DESIRED FILE NUMBER, <CR> TO QUIT): 2
```

Figura 4.32. Ingreso de comandos para GTPPLOT para obtención de resultados estadísticos.

- Finalmente se debe dar ENTER para desplegar las gráficas de distribución de probabilidad de sobrevoltajes y graficas de densidad de probabilidad acumulada en cada una de las fases.

La figura 4.33 muestra los valores del valor medio, desviación estándar y valor de sobrevoltaje del 2% de ser excedido U_{e2} con un valor de 2.12 p.u. para la fase B del extremo receptor de la línea siendo esta la que arroja el mayor valor de U_{e2} de entre todas las fases.

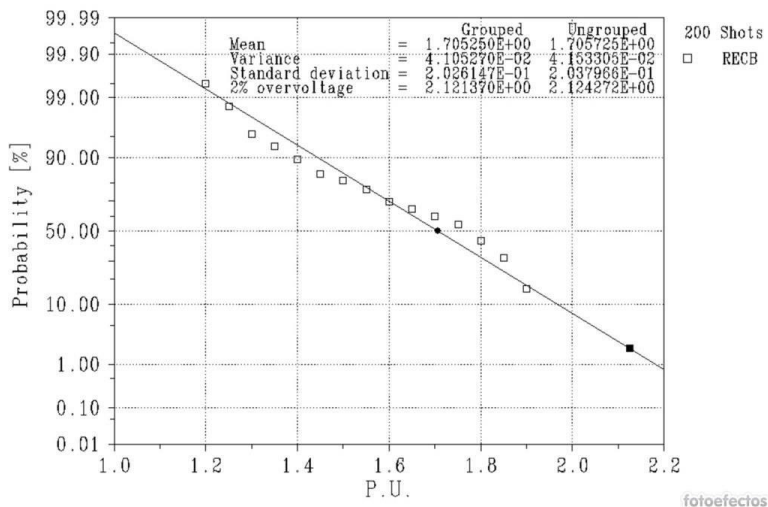


Figura 4.33. Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase B extremo receptor de la línea.

Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.1.2 CASO DE ESTUDIO CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

Para el caso de energización de una línea de transmisión considerando resistencias de preinserción se utiliza el esquema de la figura 4.34, el cual, a través de un equivalente de red, barras, conductores de línea, interruptores estadísticos, resistencias y línea de transmisión permite representar la energización de una línea trifásica en vacío, utilizando como medio de limitación de sobrevoltajes resistencias de preinserción.

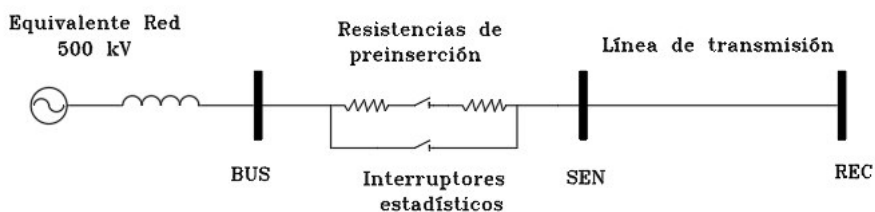


Figura 4.34. Modelo para estudio de energización de línea de transmisión (caso de estudio 500 kV) con resistencias de preinserción.

4.1.2.1 Parametrización del sistema

4.1.2.1.1 *Equivalente de red*

La modelación del equivalente de red se realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL tal como se muestra en la figura 4.35. El procedimiento de configuración y parametrización es similar al detallado en la sección 4.1.1.1.1.

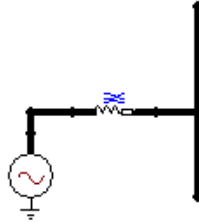


Figura 4.35. Modelo de equivalente de red 500 kV.

4.1.2.1.2 *Interruptores estadísticos y resistencias de preinserción*

En la práctica la secuencia de operación típica para energizar una línea con resistencias de preinserción involucra el cierre inicial de un contacto que inserta el elemento resistivo, seguido por el cierre de los contactos de arqueo y finalmente los contactos principales del interruptor por lo que para implementar este modo de operación se debe hacer uso de interruptores controlados por tiempo, el primero permite simular el cierre del contacto de arqueo para luego de transcurrido el tiempo de inserción abrirse y en el mismo instante cerrar los contactos principales del interruptor haciendo que el flujo de energía se transmita a través de estos contactos y que las resistencias de preinserción queden desconectadas del circuito [32].

Para emular la maniobra de energización mencionada anteriormente a través de interruptores estadísticos. Los interruptores con resistencias de preinserción consideran el modo de operación monopolar. Al realizar la energización de la línea inicialmente se cierra el interruptor maestro (contactos de arqueo) con lo cual se obtiene una resistencia conectada en serie entre el equivalente de red y la línea, luego de transcurrido el tiempo de inserción se cierra el interruptor esclavo (contactos principales) para cortocircuitar las resistencias y dejando operativo el sistema. Bajo estas circunstancias la línea se energiza en dos etapas y en cada una de ellas se producen sobrevoltajes determinados, en primer lugar debido a la energización con las resistencias y luego por el cortocircuito de las mismas [5].

La referencia [5] recomienda que el valor óptimo de resistencia de preinserción que se use para realizar la energización de una línea de transmisión se encuentre en el orden de la impedancia característica de la línea además recomienda considerar tiempos de inserción entre 6 a 15 milisegundos [5]. De acuerdo con la recomendación dada en [5] para sistemas de 500 kV que se analiza cómo caso de estudio práctico de esta guía se utilizarán valores de resistencias de preinserción de 330 Ohmios junto con el arreglo de interruptores estadísticos bajo la configuración maestro esclavo para cada fase tal como se muestra en la figura 4.36.

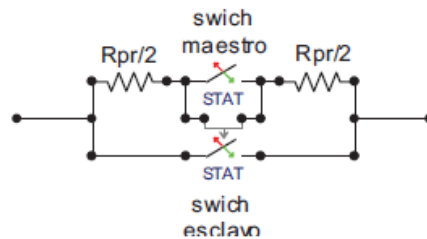


Figura 4.36. Arreglo de interruptores estadísticos y resistencias de preinserción por fase [5].

La figura 4.36 muestra que el valor de resistencia de preinserción en cada uno de los extremos del interruptor se divide en dos para asegurar el tiempo de inserción de la resistencia debido a que estas no deben ser cortocircuitadas antes de que la primera reflexión en el extremo abierto de la línea retorne al terminal de la fuente [5].

Para efectos de simulación de este caso de estudio, se considera que los interruptores maestros manejan un tiempo medio de cierre de 29 milisegundos, mientras que para los interruptores esclavos el tiempo de cierre será de 9 milisegundos siendo este el tiempo de inserción considerado para el estudio [5]. La desviación estándar para todos los interruptores tiene un valor de 1.38 milisegundos, con una distribución de tipo gaussiana. Los valores de parametrización se detallan a continuación en la tabla 4.10.

Tabla 4.10. Valores de parametrización para interruptores estadísticos [5].

Interruptores maestro		
Fase	Tiempo [s]	Desviación estandar [s]
A	0,029	0,00138
B	0,029	0,00138
C	0,029	0,00138
Interruptores esclavo		
Fase	Tiempo [s]	Desviación estandar [s]
A	0,009	0,00138
B	0,009	0,00138
C	0,009	0,00138
Resistencias de preinserción		
Fase	Rpr/2 [Ω]	Rpr/2 [Ω]
A	165	165
B	165	165
C	165	165

Para construir el arreglo de los interruptores mostrado en la figura 4.36 se debe seguir el siguiente procedimiento:

- **Interruptor maestro**

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Switches*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Statistic switch*
4. Dentro de la opción switch type seleccionar la opción *master*, posteriormente colocar $order=0$, seleccionar *closing* y *gaussian*.
5. Ingresar los valores de parametrización especificados en la tabla 4.10, para el interruptor maestro de la fase A.

- **Interruptores esclavos**

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Switches*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Statistic switch*.
4. Dentro de la opción switch type seleccionar la opción *slave*, posteriormente colocar $order=1$, seleccionar *closing* y *gaussian*.

5. Ingresar los valores de parametrización especificados en la tabla 4.10 para el interruptor esclavo de la fase A.

El procedimiento detallado anteriormente se repite para los interruptores de las fases B y C. La figura 4.37 muestra los valores de tiempo ingresados en cada uno de los interruptores para el arreglo de la fase A.

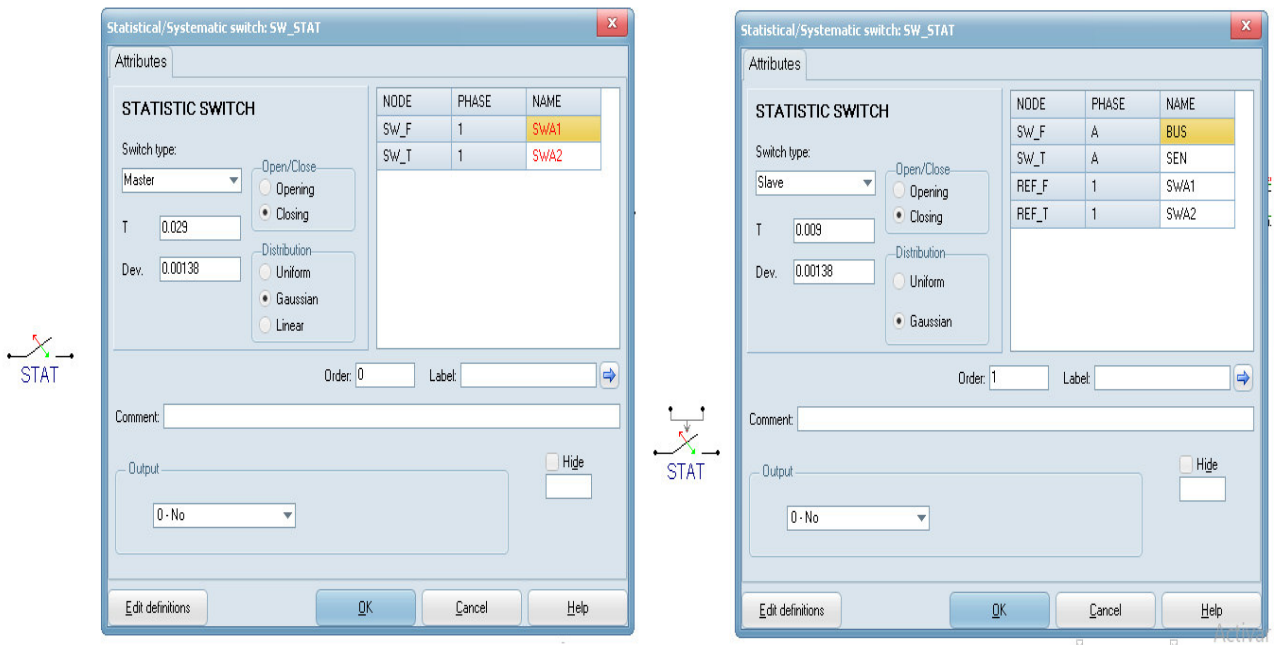


Figura 4.37. Parametrización interruptores estadísticos fase A.

Para acceder a elemento resistor dentro de ATP se debe seguir el siguiente procedimiento:

- **Resistencias de preinserción**

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *branch linear*.
3. Una vez seleccionado se escoge *resistor*.

La figura 4.38 muestra los valores de parametrización de las resistencias de preinserción en la fase A.

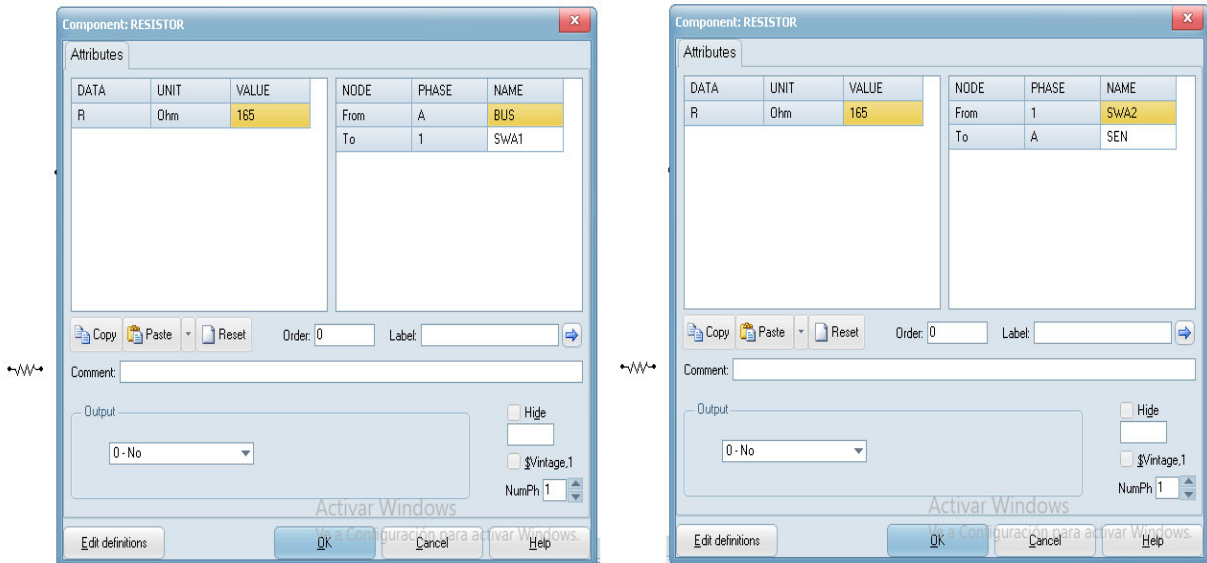


Figura 4.38. Valores de parametrización resistencias de preinserción fase A.

Para realizar las conexiones entre los interruptores y resistencias se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic izquierdo sobre el nodo del elemento requerido.
2. Dirigirse hacia el nodo correspondiente del siguiente elemento y dar nuevamente clic izquierdo.

La figura 4.39 muestra el procedimiento de conexión de los interruptores y las resistencias de preinserción para formar arreglo por fase de la fase A.

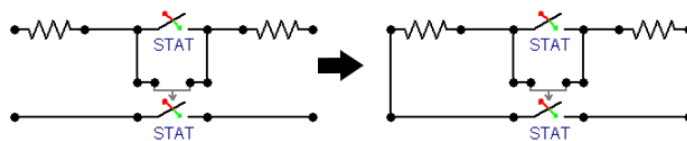


Figura 4.39. Procedimiento de conexión para arreglo de interruptores y resistencias de preinserción fase A.

El procedimiento de selección, configuración, parametrización y conexión de interruptores y resistencias de preinserción para la fase A descrito anteriormente se repite de manera similar para las fases B y C. hasta obtener el arreglo de la figura 4.40.

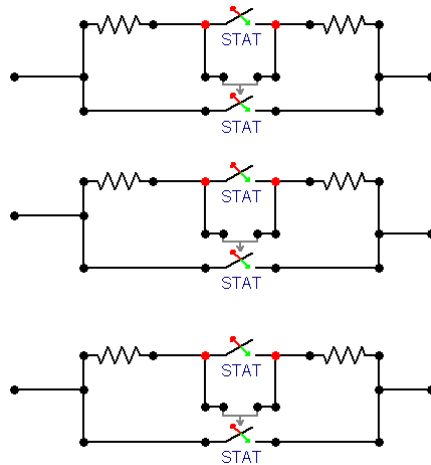


Figura 4.40. Arreglo de interruptores estadísticos y resistencias de preinserción previo a su conexión.

La conexión de cada uno de los arreglos debe realizarse con la ayuda del splitter siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.2. La figura 4.41 muestra la configuración del cuadro de dialogo de cada splitter.

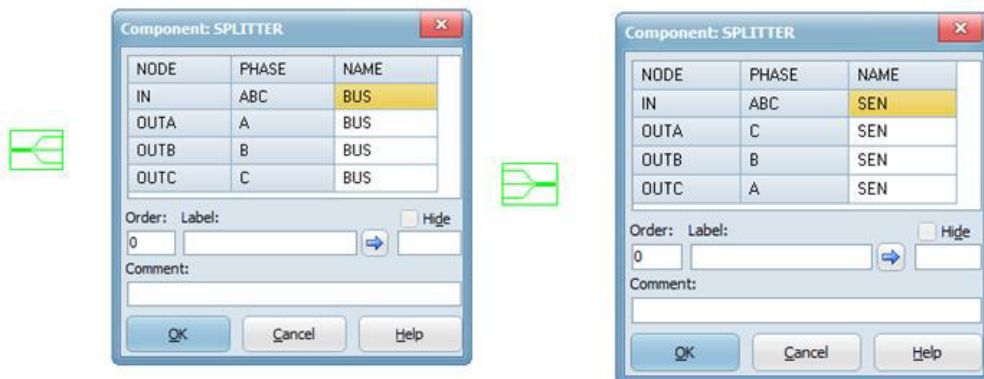


Figura 4.41. Cuadro de dialogo splitter.

Para unir la salida de la fase A del splitter se debe dar clic izquierdo sobre el nodo de la fase A y arrastrar la línea hacia el nodo de entrada del interruptor de la fase A. Este proceso se repite para los interruptores de las demás fases hasta formar la conexión de los interruptores que se muestra en la figura 4.42.

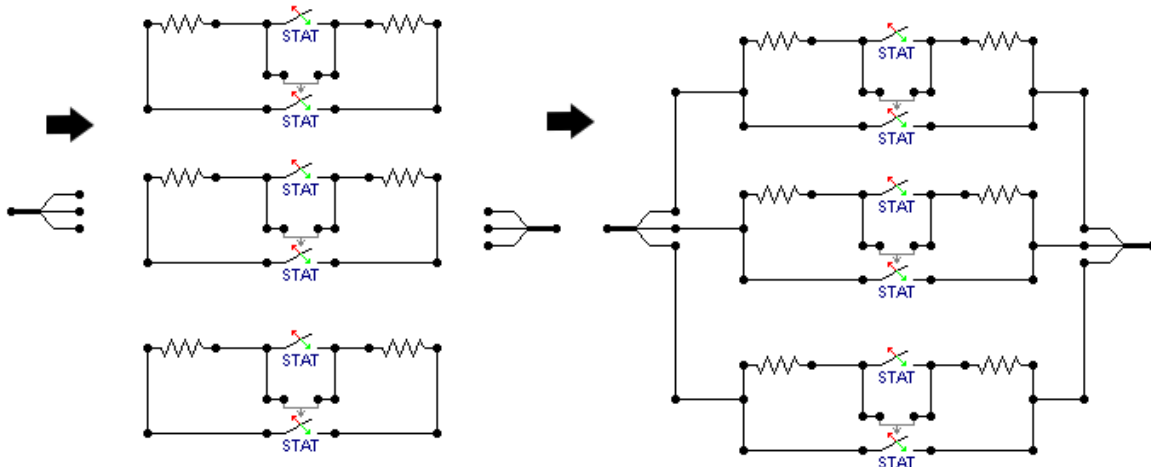


Figura 4.42. Procedimiento de conexión de splitter e interruptores estadísticos.

4.1.2.1.3 Línea de transmisión

Con base a las recomendaciones de modelación para líneas considerando un análisis de frecuencia en el rango de 50 a 20 kHz por tratarse de un sobrevoltaje de frente lento según la sección 3.3 y considerando parámetros dependientes de la frecuencia según descrito en la sección 3.4.5 se seleccionó el modelo Jmartí disponible dentro de la subrutina *LCC Template*. El proceso de configuración y parametrización se realiza de manera similar al detallado en la sección 4.1.1.1.3. La figura 4.43 muestra la línea de transmisión luego de su parametrización.

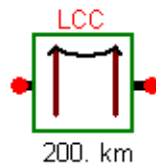


Figura 4.43. Línea de transmisión 500 Kv para estudio de energización con resistencias de preinserción.

Después de tener los elementos necesarios tal como se muestra en la figura 4.44 se procederá a conectar cada uno de ellos.

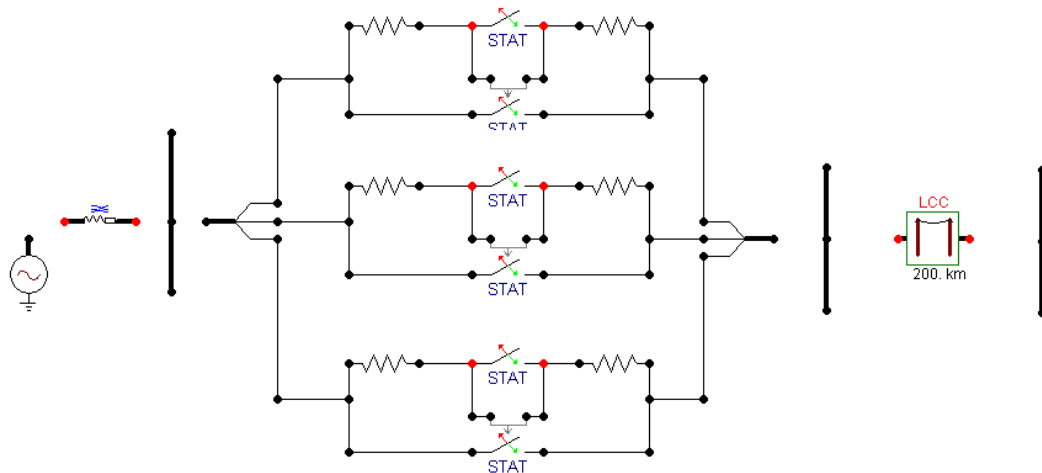


Figura 4.44. Modelo de energización de línea de transmisión de 500 Kv con resistencias de preinserción previo a su conexión.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic izquierdo sobre el nodo del elemento requerido.
2. Dirigirse hacia el nodo correspondiente del siguiente elemento y dar nuevamente clic izquierdo.
3. La construcción de barras se hace de la misma manera con la diferencia que no hay un elemento destinatario.

La figura 4.45 muestra el procedimiento de conexión de los elementos del modelo.

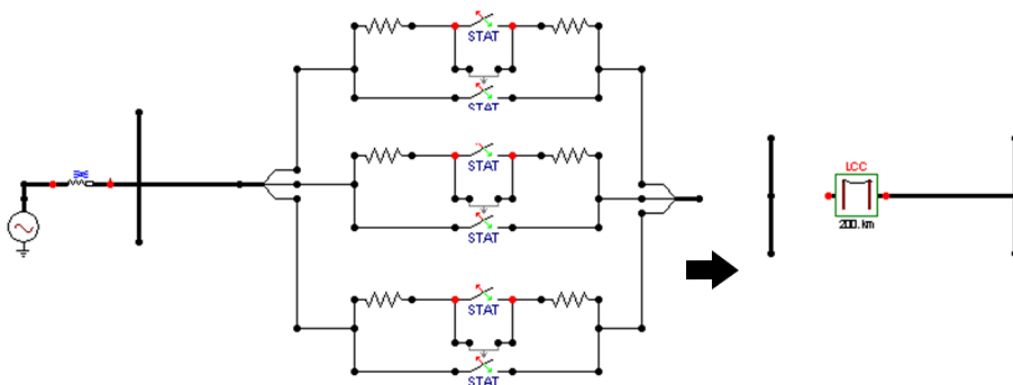


Figura 4.45. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de energización de línea de transmisión de 500 kV con resistencias de preinserción previo a su conexión.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos se debe especificar los nombres de los nodos de interés dentro del sistema, el procedimiento a seguir es similar al detallado en la sección 4.1.1.1.4 considerando los nombres de la tabla 4.8.

4.1.2.1.4 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos como se muestra en la figura 4.46 se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que servirán para obtener los resultados estadísticos, valores de voltajes y gráficas para el análisis del fenómeno transitorio a lo largo del tiempo.

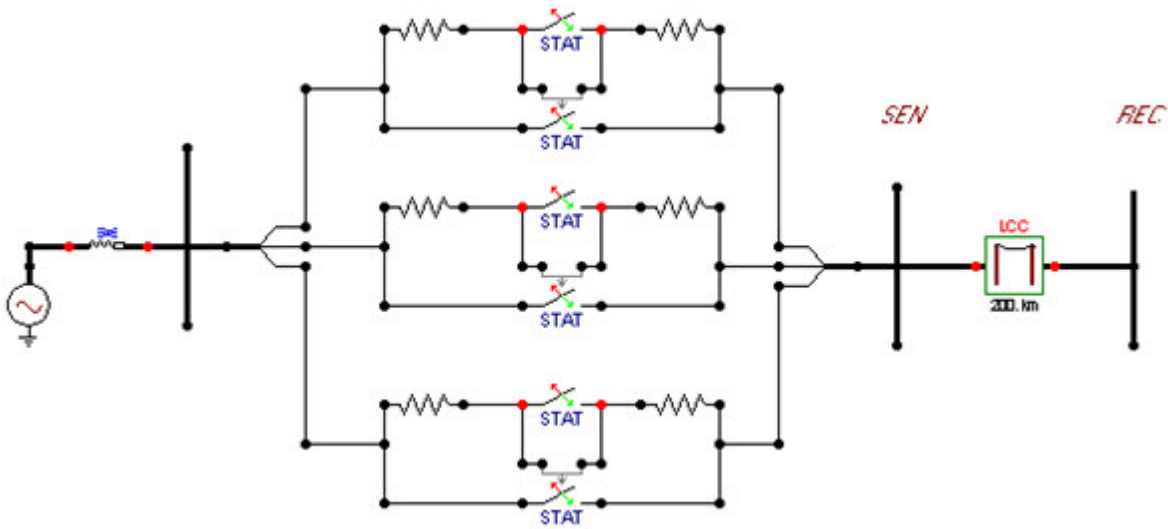


Figura 4.46. Modelo de energización de línea de transmisión de 500 kV con resistencias de preinserción sin medidores.

El procedimiento de selección y ubicación de los medidores de voltaje se realiza de manera similar a lo descrito en la sección 4.1.1.1.5. Al finalizar la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.47.

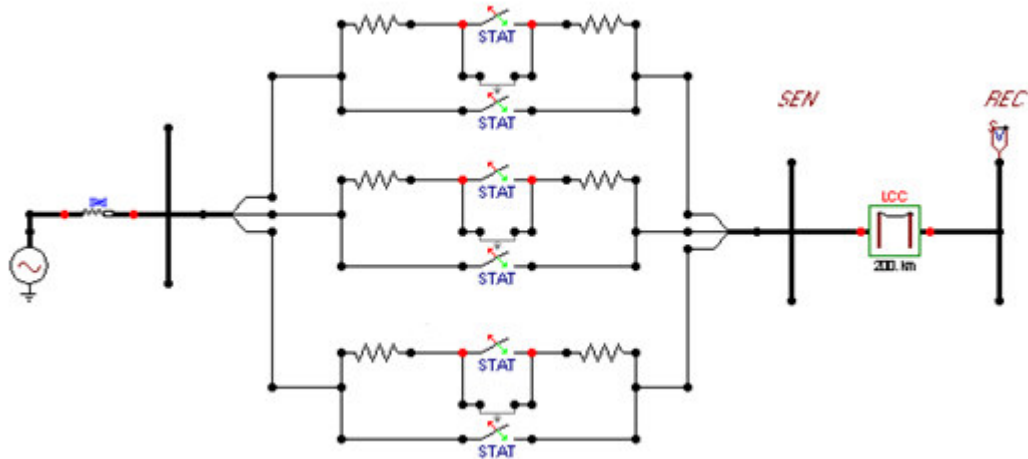


Figura 4.47. Modelo en ATP para estudio de energización de línea de transmisión 500 kV con resistencias de preinserción.

4.1.2.2 Configuración de parámetros de simulación

La configuración de los parámetros de simulación se realiza tomando los valores de la tabla 4.9 y siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.2.

4.1.2.3 Obtención de gráficas y resultados de simulación estadística

La obtención de gráficas de manera referencial y resultados estadísticos se realiza de manera similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.3. La figura 4.48 muestra los sobrevoltajes que se producen durante la energización de la línea. Los resultados de la demuestran que efectivamente se produce un sobrevoltaje en todas las fases, siendo la fase A la que presenta el peor sobrevoltaje.

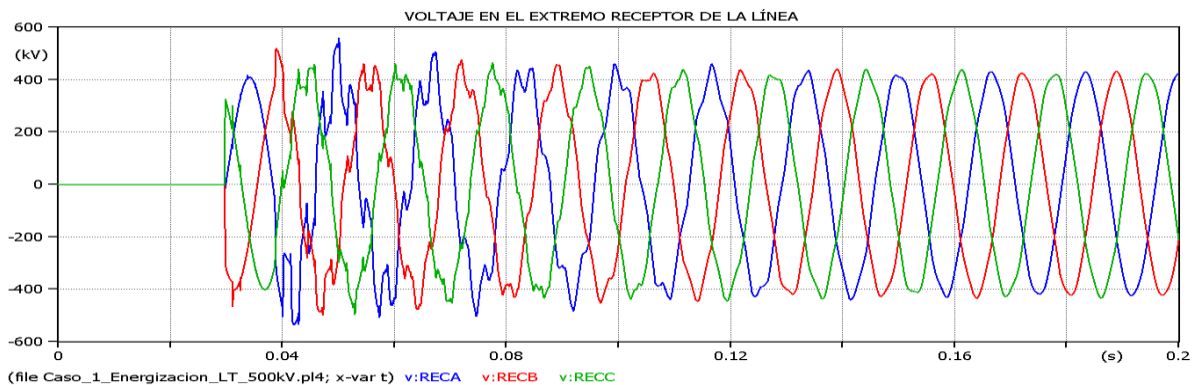


Figura 4.48. Voltaje fase-tierra en el extremo receptor de la línea con resistencias de preinserción.

La figura 4.48 muestra que durante el procedimiento de energización de la línea con resistencias de preinserción se obtuvo una reducción notoria en la magnitud de los sobrevoltajes producidos, esto debido a que según a la teoría de ondas viajeras al incorporar las resistencias de preinserción con un valor cercano al de la impedancia característica de la línea durante la energización, las ondas de voltaje se propagan a través de las resistencias dentro de un medio con valor de impedancia Z_1 (330 ohmios) luego de producida la maniobra de cierre se encuentran con la línea de transmisión que presenta una impedancia Z_2 de valor similar a Z_1 lo que hace que se encuentre en una condición en que ambos medios presenten la misma impedancia ($Z_1 = Z_2$), bajo esta condición se llega a tener un coeficiente de reflexión nulo y por lo tanto no se producen ondas de voltaje reflejado.

La figura 4.49 muestra la gráfica de densidad de probabilidad acumulada del sobrevoltaje de la fase B donde se encuentran los resultados los resultados del valor medio, desviación estándar y valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido U_{e2} con un valor de 1.49 p.u siendo este el mayor valor de entre todas las fases.

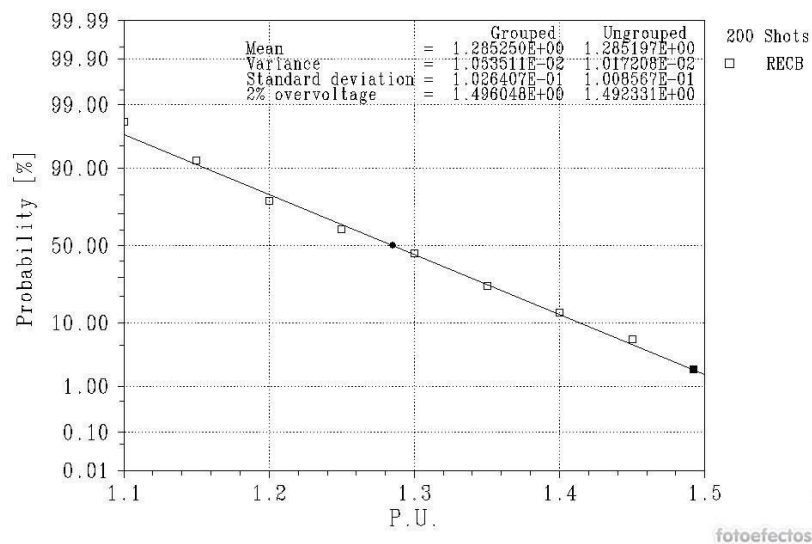


Figura 4.49. Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase A extremo receptor de la línea.

Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.2 RECIERRE MONOPOLAR DE LÍNEA DE TRANSMISION

Para el caso de recierre de una línea de transmisión se utiliza el esquema de la figura 4.50, el cual, a través de un equivalente de red, barras, conductores de línea, interruptor estadístico, resistencias y línea de transmisión permite representar el recierre monofásico de una línea de 500 kV utilizando como medio de limitación de sobrevoltajes resistencia de preinserción.

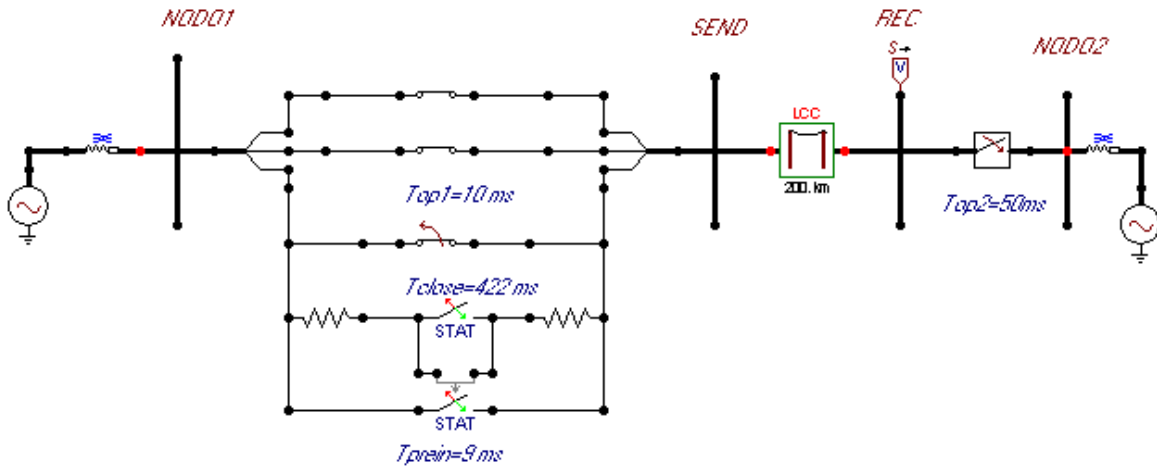


Figura 4.50. Modelo de representación de recierre monofásico de línea de transmisión 500 kV.

Un recierre exitoso se produce cuando el arco secundario se auto extingue antes del tiempo muerto, para un sistema de 500 kV, los esquemas de recierre monofásico tienen tiempos muertos preestablecidos típicamente entre 400 a 500 ms, esto se puede obtener de la ecuación 4.1, la misma está en función del nivel de voltaje de la línea de transmisión [35].

$$t = 10.5 + \frac{V_L}{34.5} \quad (4.1)$$

Usando la ecuación 4.1, para un sistema de 500 kV, el tiempo muerto resultante es de 25 ciclos, al considerar una frecuencia de 60 Hz, el tiempo muerto resultante es de 0.416 s (416 ms) valor dentro del margen previamente mencionado.

En este tiempo se producirá el recierre con la falla despejada o no, por lo que es de gran importancia asegurar la extinción del arco secundario en este periodo de tiempo. Con líneas de transmisión relativamente cortas, la corriente de arco secundario puede ser tan baja que la falla se extingue muy rápido y se puede realizar el recierre después de un ligero retraso.

Con líneas más largas, resulta necesario algún tipo de acción para reducir la corriente de arco secundario.

4.2.1 PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA

4.2.1.1 Equivalente de red

La modelación de los equivalentes de red se lo realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL de manera similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.1 considerando los valores de parametrización de la tabla 4.1 y 4.2 dando como resultado los equivalentes que se muestran en la figura 4.51.



Figura 4.51. Modelo de equivalentes de red 500 kV.

4.2.1.2 Interruptores controlados por tiempo

Los interruptores controlados por tiempo permiten definir los instantes de apertura de la fase a ser desconectada. De acuerdo con la figura 4.50, para el extremo en el nodo 2 se utilizó un modelo de interruptor trifásico mientras que para el extremo del nodo 1 se usó interruptores monofásicos para cada una de las fases siendo la fase C en ambos extremos a ser desconectada según lo recomendado en la referencia [5]. La grafica de la figura 4.52 muestra la conexión de los interruptores monofásicos a través del elemento splitter detallado en la sección 4.1.1.1.2.

En la figura se considera que para realizar las simulaciones de recierre, el sistema de potencia inicialmente debe estar sincronizado durante 10 ms (0.6 ciclos) dejando cerrados los interruptores de los extremos de la fase en estudio, luego de este tiempo se produce la apertura del polo de la fase C, a continuación, se abre el interruptor del extremo opuesto de la fase previamente abierta a los 50 ms (3 ciclos) esto con la finalidad de acumular carga atrapada en la fase de estudio [4] [5].

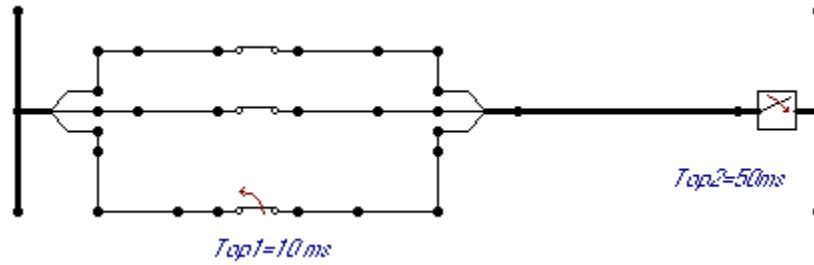


Figura 4.52. Modelo de interruptores para apertura de fase C.

El procedimiento de selección y parametrización de los interruptores monofásicos y el interruptor trifásico controlado por tiempo se realiza siguiendo el procedimiento detallado en la sección 3.4.2. Las figuras 4.53 y 4.54 muestran el procedimiento de parametrización de los tiempos de apertura de los interruptores en la fase C.

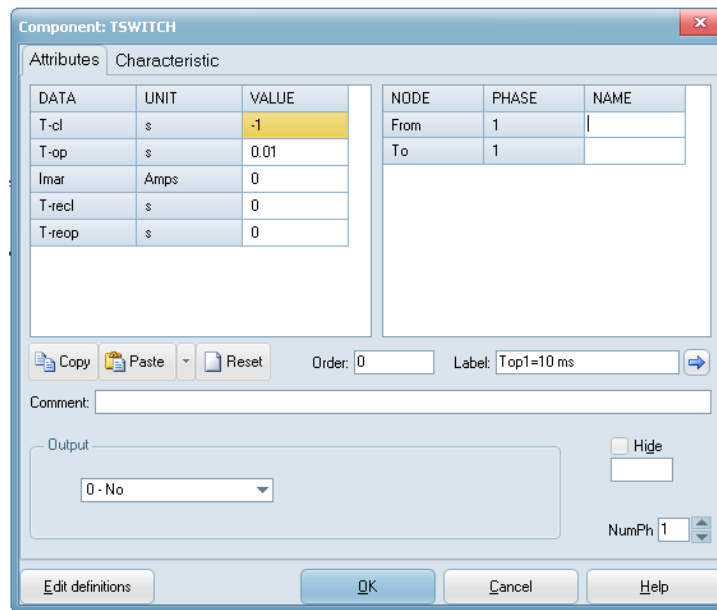


Figura 4.53. Parametrización de instante de apertura fase C a los 10 ms en interruptor monofásico.

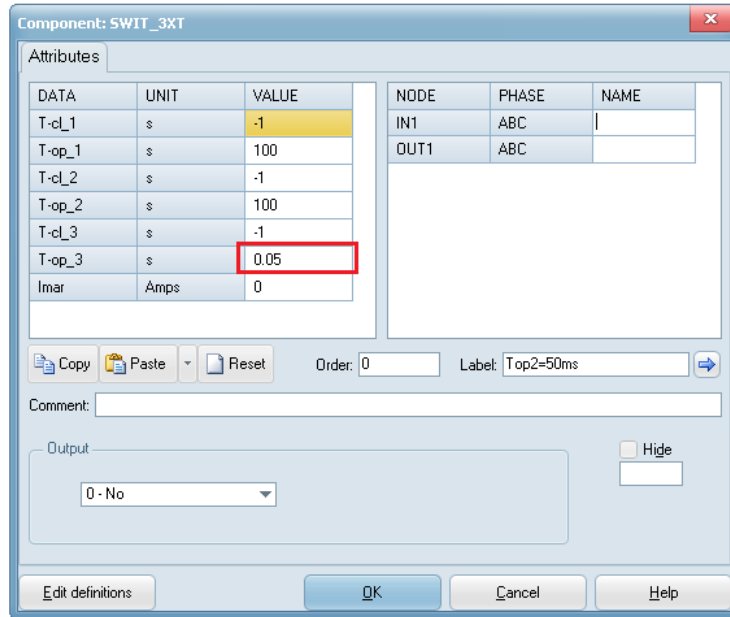


Figura 4.54. Parametrización de tiempo de apertura fase C a los 50 ms interruptor trifásico.

Luego de producida la maniobra de apertura se debe considerar un tiempo muerto antes de producir el recierre monopolar de la línea que para el caso de estudio da a los 422 ms (25 ciclos) asumiendo la extinción del arco secundario en este periodo de tiempo, esta maniobra se modela haciendo uso de un interruptor estadístico [5].

4.2.1.3 Interruptor estadístico con resistencia de preinserción

La maniobra de recierre monopolar para el caso de estudio considerado toma en cuenta su tratamiento estadístico a partir de un interruptor estadístico con presencia de resistencia de preinserción como elemento limitador de sobrevoltajes. Considerando una distribución gaussiana un valor de tiempo medio de 422 ms como valor de tiempo muerto y una desviación estándar de 5 ms [5].

Para realizar la incorporación de la resistencia de preinserción se utiliza la configuración maestro esclavo. Para el interruptor esclavo se utiliza un tiempo medio de 9 ms como tiempo de preinserción y una desviación estándar de 1.38 ms en conjunto con una resistencia de preinserción de valor de 330 Ohmios valor cercano a la impedancia característica de la línea según lo recomendado en [5]. El procedimiento de selección y parametrización se realiza de manera similar al detallado en la sección 4.1.2.1.2. Las figuras 4.55 y 4.56 muestran la parametrización del interruptor estadístico, así como de la resistencia de preinserción.

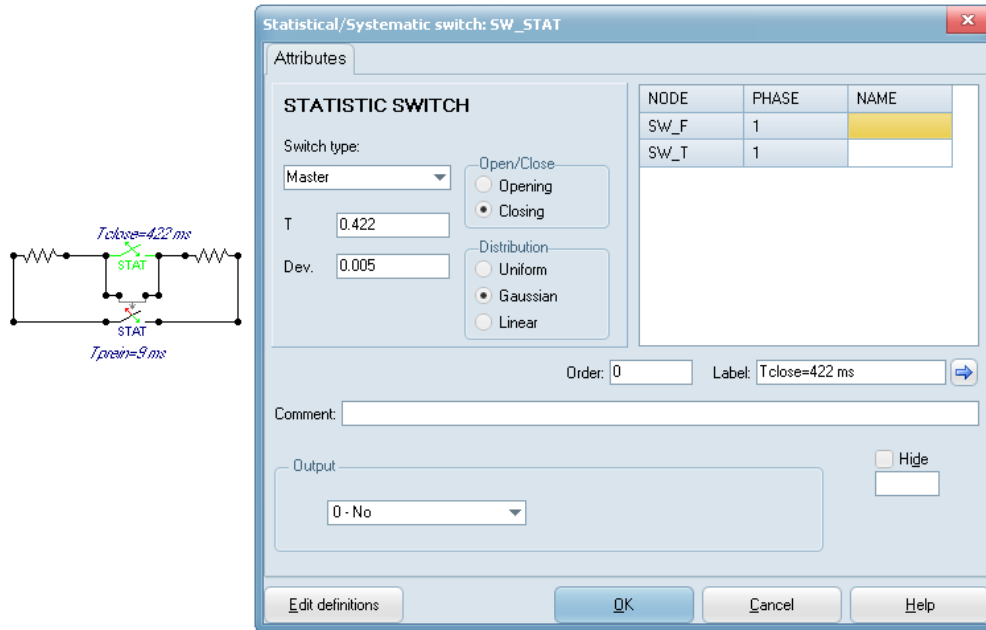


Figura 4.55. Parametrización de interruptor maestro con resistencia de preinserción.

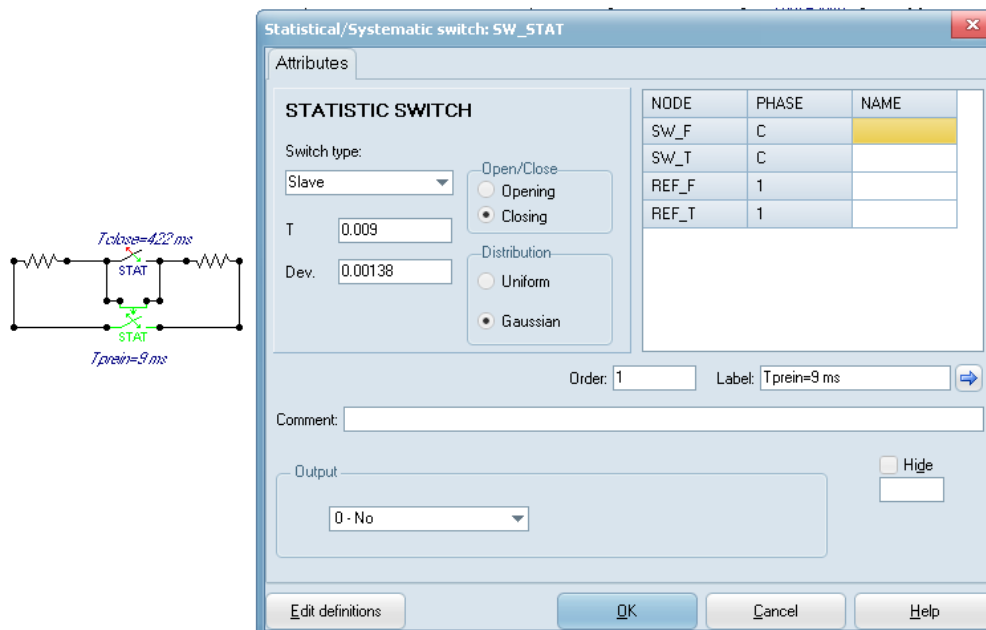


Figura 4.56. Parametrización de interruptor esclavo resistencia de preinserción.

4.2.1.4 Línea de transmisión

Con base a las recomendaciones de modelación para líneas considerando un análisis de frecuencia en el rango de 50 a 20 kHz por tratarse de un sobrevoltaje de frente lento según la sección 3.3 y considerando parámetros dependientes de la frecuencia según descrito en

la sección 3.4.5 se seleccionó el modelo *Jmart* disponible dentro de la subrutina *LCC Template*. El proceso de configuración y parametrización se realiza de manera similar al detallado en la sección 4.1.1.1.3. La figura 4.57 muestra la línea de transmisión luego de su parametrización.

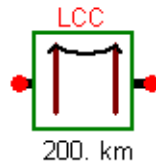


Figura 4.57. Modelo de línea de transmisión 500 kV para estudio de recierre monofásico.

Después de tener los elementos necesarios tal como se muestra en la figura 4.58 se procederá a conectar cada uno de ellos.

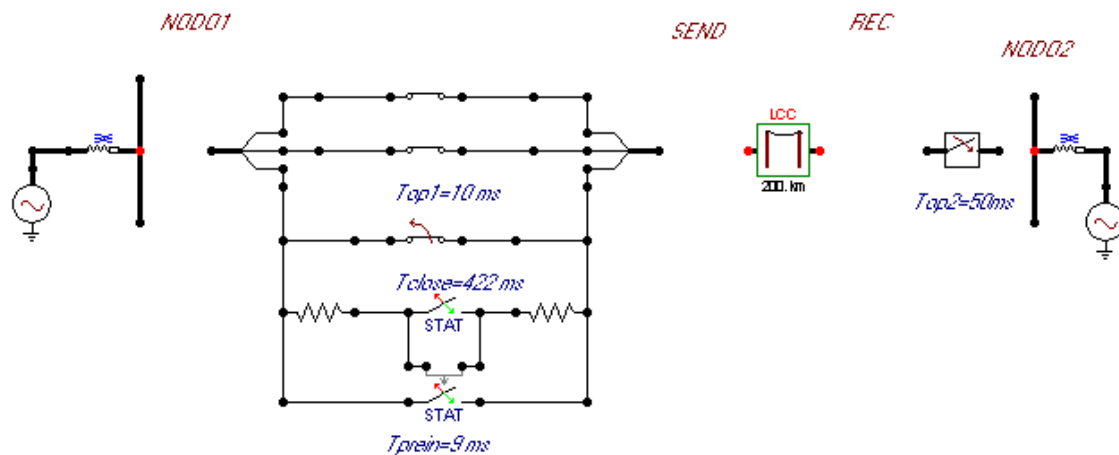


Figura 4.58. Elementos para montaje de modelo de recierre monopolar línea 500 kV.

El procedimiento de conexión entre los elementos que componen el modelo se realiza de manera similar al detallado en la sección 4.1.1.1.4. Luego de finalizar la conexión de todos los elementos se debe especificar los nombres de los nodos de interés dentro del sistema, el procedimiento a seguir es similar al detallado en la sección 4.1.1.1.4 considerando los nombres de la tabla 4.8.

4.2.1.5 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos como se muestra en la figura 4.59 se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés a fin de obtener los resultados

estadísticos, valores de voltajes y gráficas que servirán para el observar del fenómeno transitorio a lo largo del tiempo.

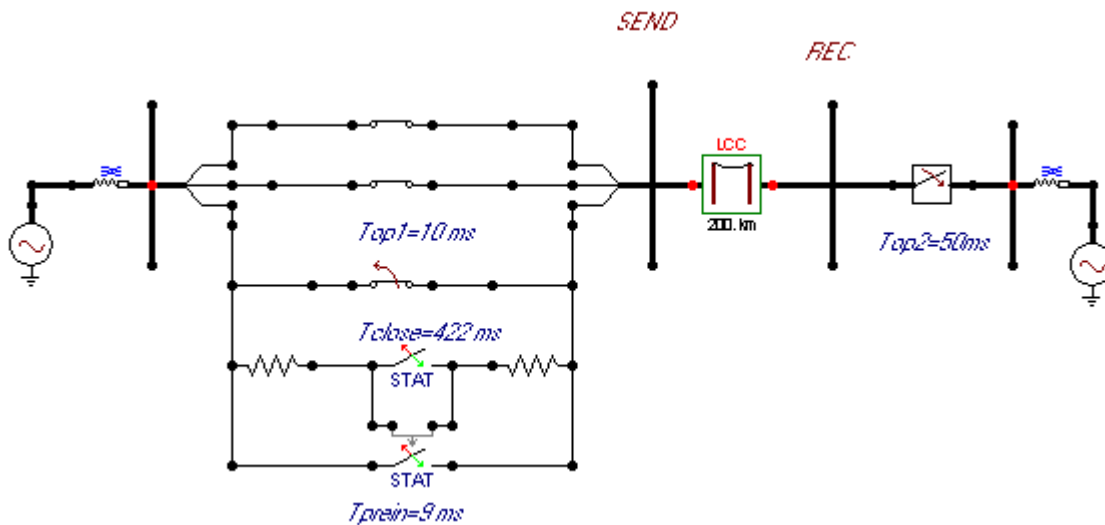


Figura 4.59. Especificación de nombres sobre nodos de interés modelo recierre monopolar.

El procedimiento de selección y ubicación de los medidores de voltaje se realiza de manera similar a lo descrito en la sección 4.1.1.5. Al finalizar la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.60.

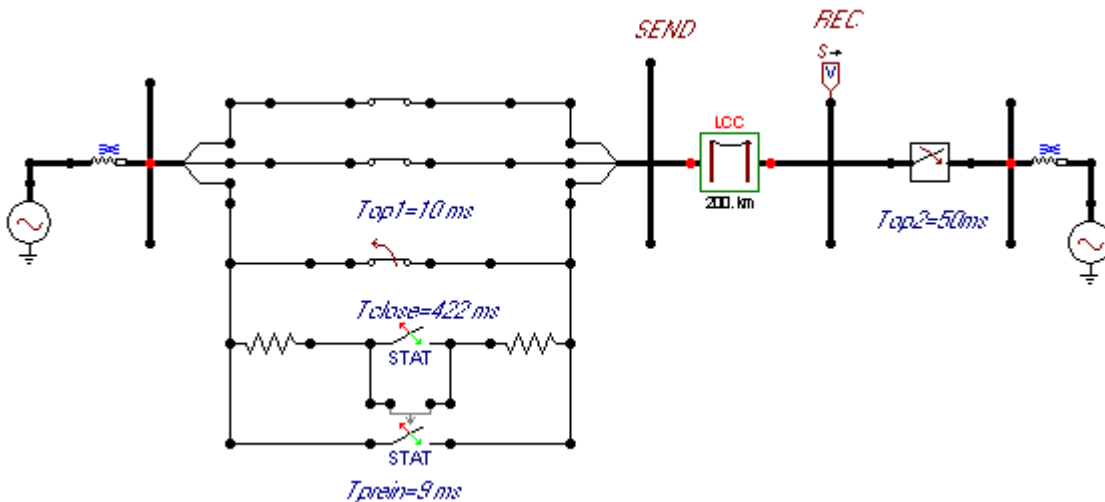


Figura 4.60. Modelo para estudio de recierre monopolar línea de transmisión 500 kV.

4.2.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

La configuración de los parámetros de simulación se realiza siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Parámetros de simulación para recierre monopolar de línea 500 kV.

Parámetros de configuración ATP Settings	
Delta_t	1*E-6
Tmax [s]	0.5
Frecuency [Hz]	60
Num	200

4.2.3 OBTENCIÓN DE GRAFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA

La obtención de gráficas de manera referencial y los resultados estadísticos se la realiza de manera similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.3. La figura 4.61 muestra los sobrevoltajes que se producen durante el recierre de la línea. Los resultados de la simulación demuestran que efectivamente se produce un sobrevoltaje en la fase C aunque debido a la presencia de la resistencia de preinserción su magnitud no es tan elevada.

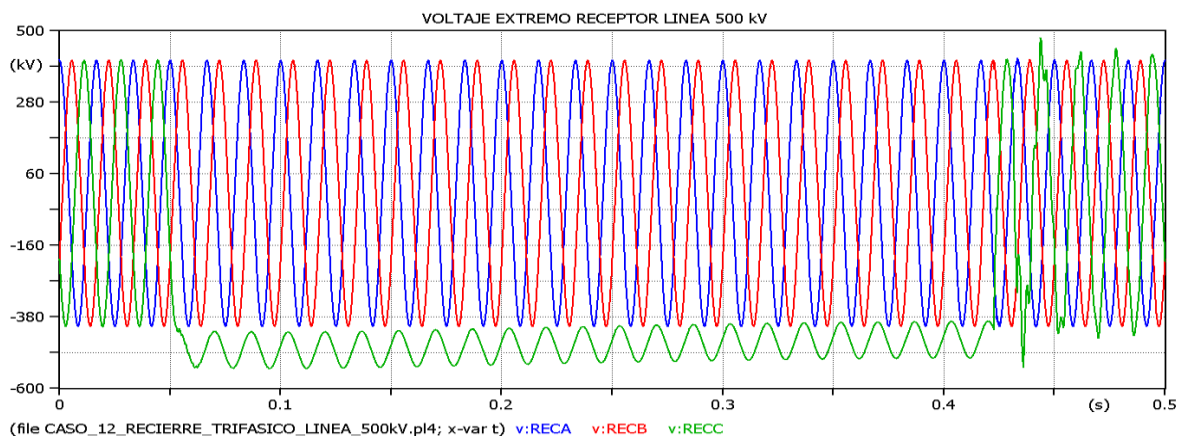


Figura 4.61. Voltaje en extremo receptor ante recierre monopolar línea 500 kV.

La grafica 4.61 muestra que el sistema permanece en estado estable durante los 50 ms en que se desconecta totalmente la fase de la línea afectada, luego de esto transcurre el tiempo muerto donde se produce el fenómeno de carga atrapada en la fase afectada para luego dar paso al recierre a los 422 ms con lo que se restablece la línea y debido a la

resistencia de preinserción incorporada se tiene una notoria reducción de la magnitud del sobrevoltaje originado.

La figura 4.62 muestra la gráfica de densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes para la fase C donde se encuentran los resultados del valor de voltaje medio, desviación estándar y valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido U_{e2} con un valor de 1.36 p.u siendo este el mayor valor de entre todas las fases.

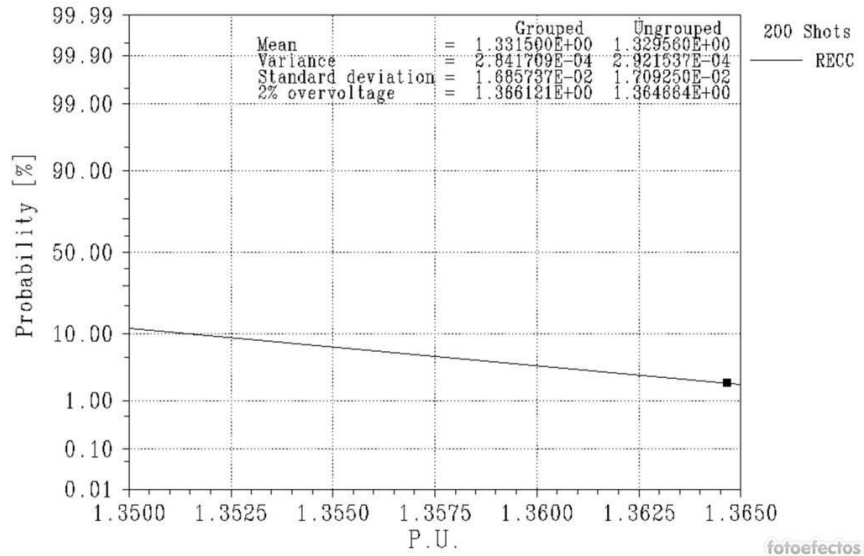


Figura 4.62. Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase C extremo receptor de la línea.

Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.3 ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Se explicarán los modelos para dos casos de estudio: energización de un transformador trifásico sin mando sincronizado y la energización con mando sincronizado.

4.3.1 CASO DE ESTUDIO SIN MANDO SINCRONIZADO.

Para ejemplificar un caso de estudio, se ha considerado la energización de un transformador trifásico de 600 MVA, 500/230 kV. El modelo completo de simulación se muestra en la figura 4.63 el cual consta de una fuente trifásica, un equivalente de red,

barras, interruptores estadísticos y el transformador. Las características de cada elemento serán explicadas en la sección de parametrización de estos.

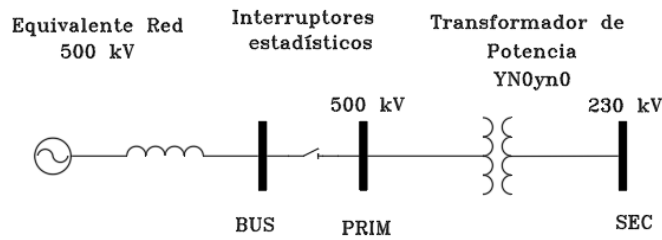


Figura 4.63. Modelo de sistema para energización de transformador de potencia.

4.3.1.1 Parametrización del sistema

4.3.1.1.1 *Equivalente de red*

La modelación del equivalente de red se lo realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL de manera similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1 considerando los valores de parametrización de la tabla 4.1 dando como resultado el equivalente que se muestra en la figura 4.64.

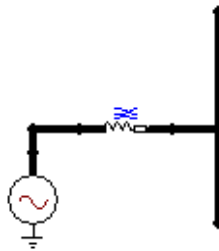


Figura 4.64. Modelo de equivalente de red 500 kV.

4.3.1.1.2 *Interruptores estadísticos sin mando sincronizado*

La modelación de los interruptores estadísticos sin mando sincronizado se realiza considerando el modo de operación monopolar a través de la configuración maestro-esclavo. El procedimiento de parametrización y configuración a seguir es similar al descrito en la sección 4.1.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.3. La figura 4.65 muestra el arreglo de interruptores estadísticos luego de su parametrización y configuración.

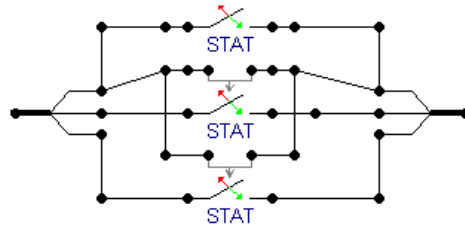


Figura 4.65. Arreglo de interruptores estadísticos sin mando sincronizado.

4.3.1.1.3 Transformador trifásico de dos devanados

De acuerdo con la norma IEC 60071-4, se debe utilizar un modelo de transformador a frecuencia industrial, teniendo en cuenta la no linealidad del núcleo, las pérdidas, el flujo remanente y las capacitancias parásitas entre el primario y secundario [15].

La modelación del transformador trifásico se realiza considerando la frecuencia del fenómeno de energización que se encuentra dentro del rango 50 Hz y 20 kHz por tratarse de un sobrevoltaje de frente lento según la sección 3.3 por lo que se ha seleccionado el modelo híbrido XMFR, el cual permite la mejor respuesta dentro de este rango de frecuencias además permite incorporar las características más importantes para el fenómeno de energización como son la saturación del núcleo y las pérdidas en el hierro a partir de los valores de prueba de circuito abierto, la impedancia de corto circuito a partir de la prueba de corto circuito y el efecto capacitivo entre devanados según lo descrito en la sección 3.4.6.

A continuación, se enlistan los pasos a seguir para acceder al modelo híbrido XMFR.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *transformers*.
3. Una vez seleccionado se escoge *hybrid model*.
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.12 muestra la configuración de los parámetros básicos para la modelación del transformador como son el número de fases, número de devanados y la frecuencia de operación además se especifica que los valores de parametrización de los componentes inductivo, resistivo y del núcleo del transformador se realice a partir de reportes de pruebas mientras que para la capacitancia se hace a partir de valores típicos.

Tabla 4.12. Valores de parametrización dentro de “*structure*” modelo híbrido para el caso de estudio [4].

Parámetros de configuración modelo híbrido : Structure	
Number of phases	3
Number of windings	2
Type of core	3-leg stacked
Test frequency [Hz]	60
Data based on	
Test report	Ind.
Test report	Res.
Test report	Core
Typical values	Cap

La tabla 4.13 muestra los valores de parametrización de los voltajes nominales, potencia aparente y grupo de conexión de los devanados del transformador.

Tabla 4.13. Valores de parametrización dentro de la opción “*ratings and connections*” del modelo híbrido para el caso de estudio [4].

Parámetros de configuración modelo híbrido : Ratings & connections									
L-L voltage [kV]		Power [MVA]		Connections		Phase shifts [°]		Node names	
Prim.	500	Prim.	600	Prim.	Y	Prim.	0	Prim.	PRIM
Sec.	230	Sec.	600	Sec.	Y	Sec.	0	Sec.	SEC

Las tablas 4.14 y 4.15 muestran los valores que deben configurarse en función de los datos obtenidos de las pruebas de cortocircuito y circuito abierto respectivamente, esta última permite representar la no linealidad del núcleo del transformador [4].

Tabla 4.14. Valores de la prueba de corto circuito [4].

Parámetros de configuración: Data Inductance			
Positive sequence	Imp [%]	Pow [MVA]	Loss [kW]
Prim - Sec	12.5	600	410

Tabla 4.15. Valores de la prueba de circuito abierto [4].

Parámetros de configuración: Data Core		
Volt [%]	Loss [kW]	Iav [%]
80	141	0.04
90	180	0.06
100	226	0.08
110	310	0.232
115	355	0.528
120	450	12.65

Dentro de la opción *resistance*, ATP asigna automáticamente los mismos valores ingresados dentro de la sección de inductance, por lo que no es necesario volverlos a introducir. Las figuras 4.66 y 4.67 muestran los valores de los parámetros que han sido ingresados dentro del cuadro de dialogo del modelo híbrido para del caso de estudio de energización.

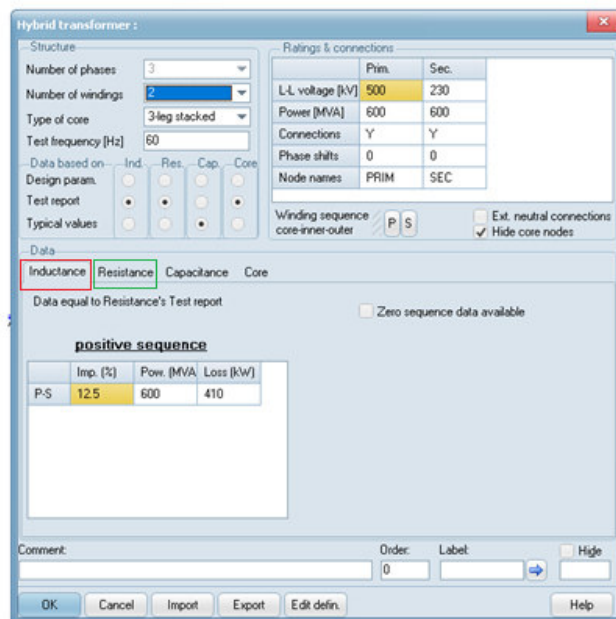


Figura 4.66. Parametrización de transformador con valores de prueba de cortocircuito.

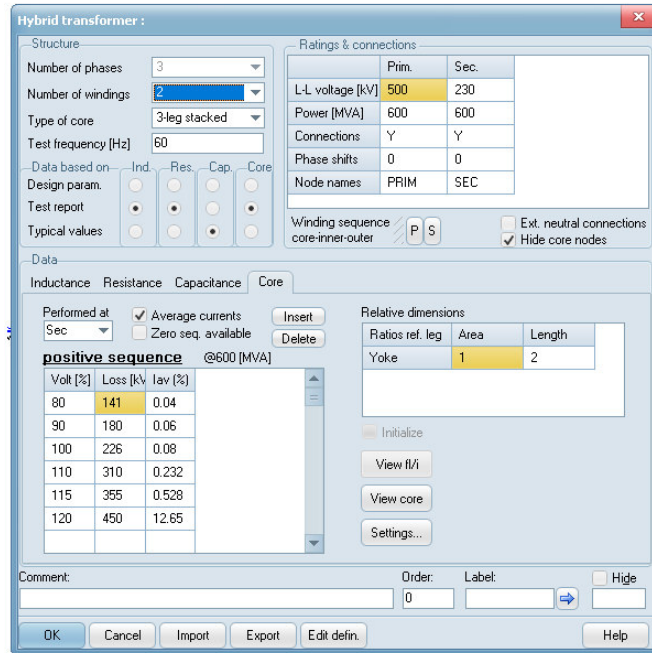


Figura 4.67. Parametrización de transformador con valores de prueba de circuito abierto.

Para tomar en cuenta los valores de capacitancia del transformador se ha considerado la opción *typical values* disponible dentro de data base como se muestra en la figura 4.68, con lo cual ATP realiza una estimación de los valores de capacitancia entre los devanados primario a tierra, secundario a tierra, primario y secundario, basándose en los valores de voltajes y potencias nominales según el artículo IEEE Std. C37.011-1994 [36].

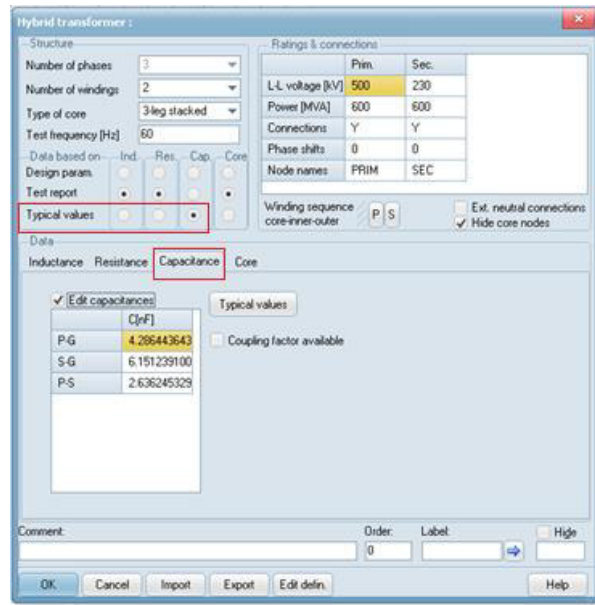


Figura 4.68. Parametrización de transformador con valores de capacitancia.

Para finalizar se coloca el neutro de los devanados en estrella del transformador hacia tierra, para esto se debe dar clic izquierdo sobre el nodo de neutro del devanado primario y seleccionar la opción *ground* tal como se muestra en la figura 4.69. El procedimiento se repite para enviar a tierra el neutro del devanado secundario.

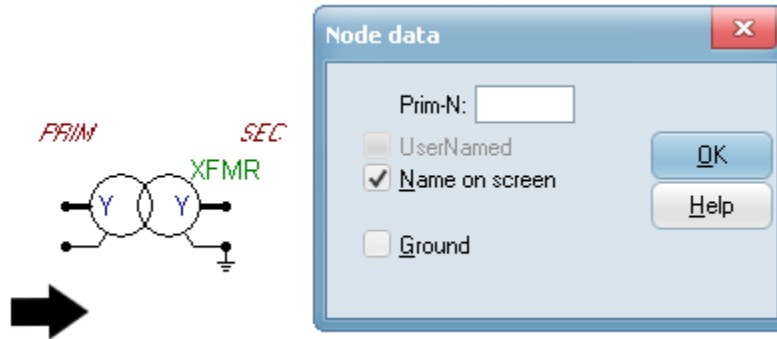


Figura 4.69. Conexión hacia neutro de los devanados primario y secundario del transformador.

4.3.1.1.4 Medidor de corriente

Normalmente las corrientes de conexión de transformadores presentan gran contenido de armónicos y con un contenido de corriente continua muy importante, que provocan perturbaciones eléctricas y mecánicas que afectarán al transformador dependiendo de las condiciones de la red en el momento de la maniobra, por lo que para este caso de estudio es necesario analizar la corriente inrush durante la energización del transformador. Para el efecto se utiliza un medidor de corriente que se configura siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe current*.
4. Colocar el medidor de corriente entre la salida del splitter del interruptor estadístico y el nodo del devanado primario para observar la corriente inrush durante la energización. La figura 4.71 muestra la ubicación del medidor de corriente dentro del sistema. La figura 4.70 muestra la configuración del medidor de corriente.

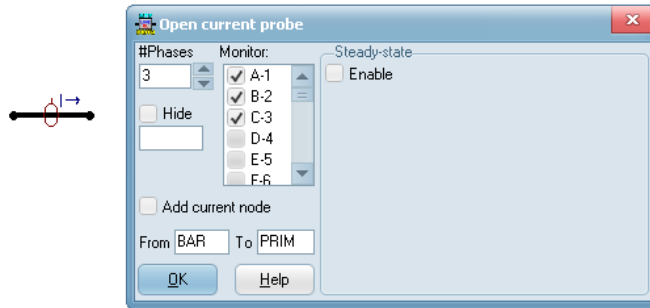


Figura 4.70. Configuración de medidor de corriente para estudio de energización de transformador.

Después de tener todos los elementos necesarios como se muestran en la figura 4.71 se procederá a conectar cada uno de ellos.

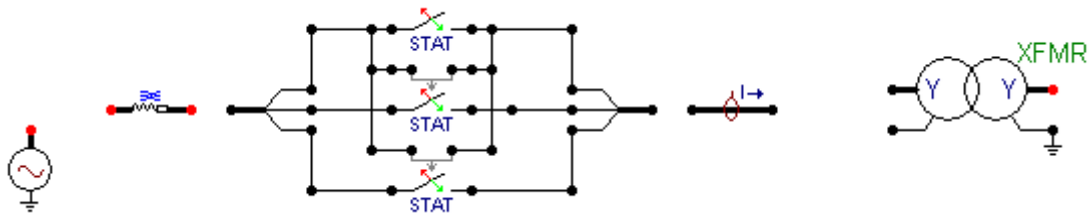


Figura 4.71. Elementos necesarios para montaje de modelo de energización de transformador de potencia.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.4. La figura 4.72 muestra el procedimiento de conexión de los elementos dentro del modelo.

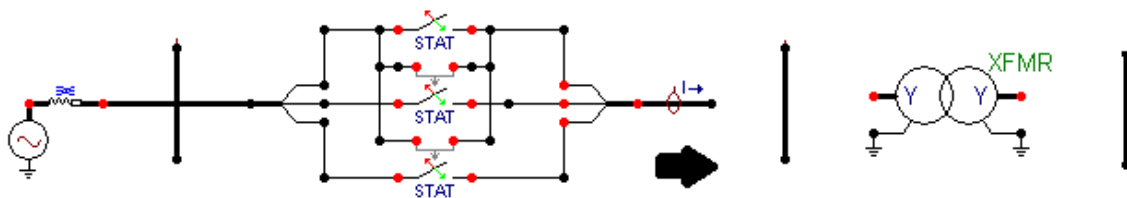


Figura 4.72. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de energización de transformador de potencia analizado como caso de estudio.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos, se procede con la identificación de cada uno de los nodos de los elementos del sistema. Para esto se debe dar clic izquierdo

sobre el nodo del elemento e ingresar el nombre que el usuario desee. La tabla 4.16 muestra los nombres de los nodos usados en cada uno de los elementos.

Tabla 4.16. Nombres de los nodos de interés dentro del modelo del sistema.

Nombres de los nodos del sistema		
Transformador	Entrada	PRIM
	Salida	SEC

4.3.1.1.5 Medidores de voltaje

Para el análisis de los transitorios de voltaje provocados por la maniobra de energización, una vez ingresados los nombres de los nodos, se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés, que para el caso de análisis constituye el nodo del devanado primario del transformador (PRIM) con el fin de analizar los sobrevoltajes que podrían aparecer en los equipos de patio del lado de 500 kV de una subestación, tal como se muestra en la figura 4.73.

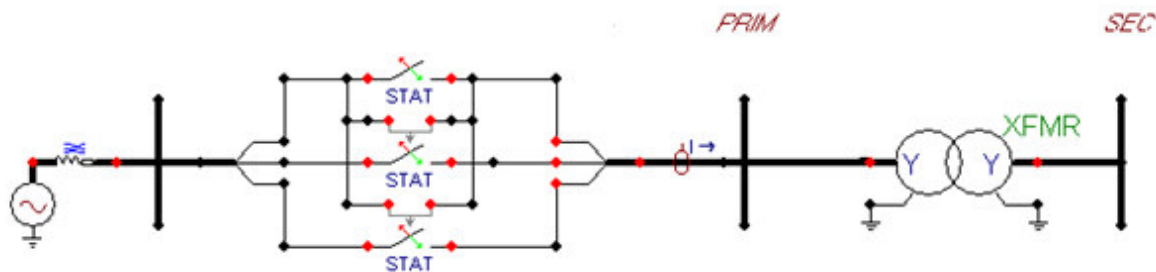


Figura 4.73. Modelo para energización de transformador de potencia sin medidores.

Los pasos para acceder a los medidores de voltaje se describen a continuación:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe Voltaje*.
4. Colocar un medidor en el nodo del devanado primario del transformador (PRIM) con el fin de medir los sobrevoltajes fase-tierra que podrían aparecer en el lado de 500 kV del transformador.

Al final de la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.74.

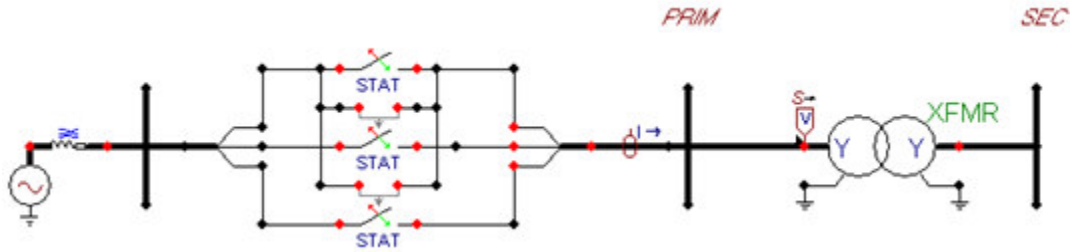


Figura 4.74. Modelo montado en ATP para estudio de energización de transformador de potencia sin mando sincronizado.

4.3.1.2 Configuración de parámetros de simulación

La configuración de los parámetros de la simulación se realiza siguiendo el procedimiento descrito en la sección 4.1.1.2 y tomando en cuenta los valores de la tabla 4.9.

4.3.1.3 Obtención de gráficas y resultados de la simulación estadística

El procedimiento de graficación de manera referencial y la obtención de los resultados de las simulaciones estadísticas a seguir se realiza de manera similar al descrito en la sección 4.1.1.3. Para el caso de estudio, los parámetros de evaluación corresponden a los voltajes fase-tierra en la barra PRIM y la corriente inrush del transformador medida entre los nodos BAR y PRIM.

Al energizar el transformador se genera un cambio abrupto de voltaje en sus terminales lo que produce la saturación de su núcleo, desencadenando el fenómeno de la corriente inrush como se puede observar en la figura 4.76 de manera referencial. Los armónicos resonantes que se generan por la energización provocan sobrevoltajes como los que se pueden observar en la figura 4.75. Los resultados de la simulación demuestran que efectivamente se produce un sobrevoltaje en todas las fases, siendo la fase B la que presenta el peor sobrevoltaje.

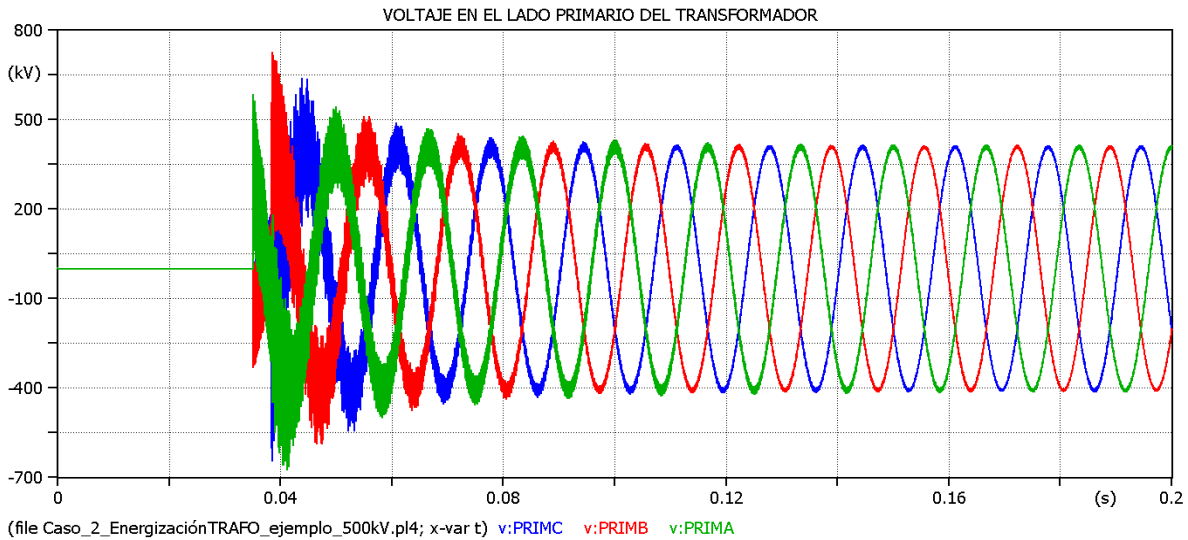


Figura 4.75. Voltaje fase-tierra en el lado primario del transformador sin mando sincronizado (500 kV).

La grafica de la figura 4.76 muestra de manera referencial el comportamiento de la corriente inrush del transformador durante la energización. Los resultados de la simulación muestran que la fase C presenta la máxima corriente inrush.

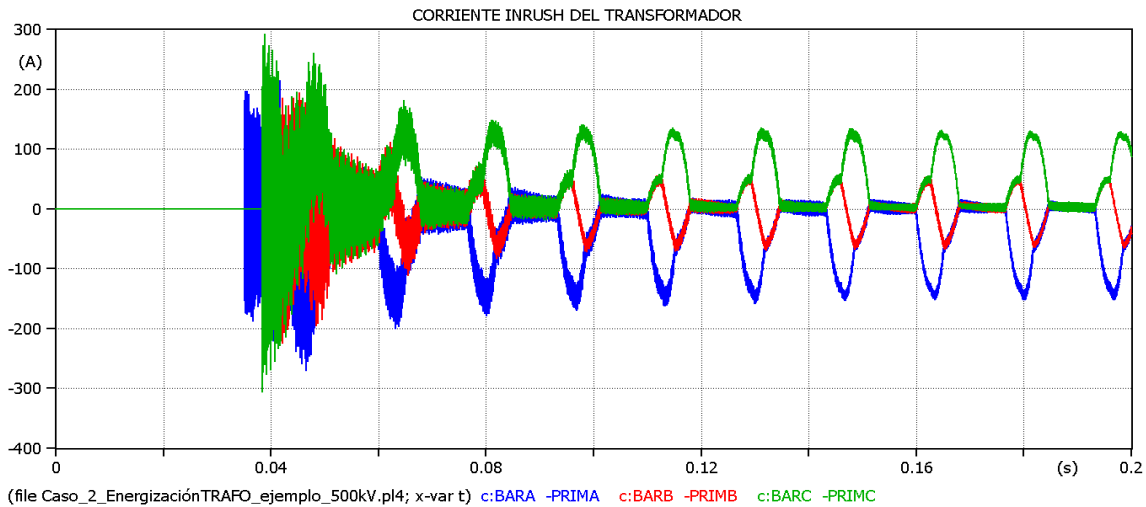


Figura 4.76. Corriente inrush del transformador sin mando sincronizado.

La figura 4.77 muestra la gráfica de densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase A donde se encuentran los resultados los resultados del valor medio, desviación estándar y valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido (U_{e2}) con un valor de 2.13 p.u siendo este valor el mayor de entre las demás fases.

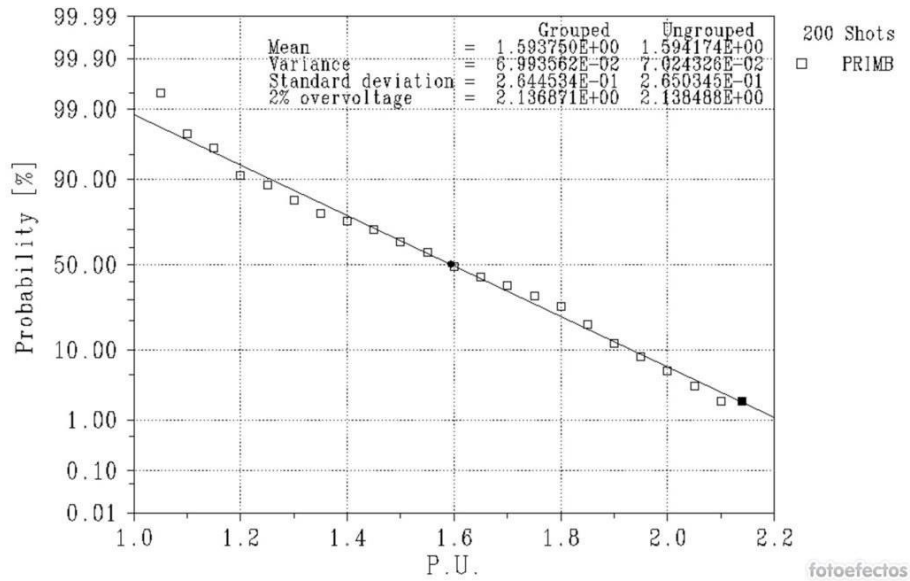


Figura 4.77 Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase B lado primario del transformador.

Los valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.3.2 CASO DE ESTUDIO ENERGIZACIÓN CON MANDO SINCRONIZADO.

Para el caso de estudio se toma como base el ejemplo mostrado anteriormente, pero considerando la sincronización en el proceso de cierre. El mando sincronizado se encarga de controlar el instante de cierre o apertura del contacto del interruptor en un punto deseado de la onda de voltaje o corriente del sistema, estas maniobras pueden ser: cierre a voltaje pico, cierre a voltaje cero, apertura a corriente pico, [37].

El principio de mando sincronizado para energización de transformadores se basa en utilizar un controlador digital que emite la señal de cierre a cada polo del interruptor, para que cada fase del transformador se energice en el instante en que el valor instantáneo del voltaje aplicado pase por su pico máximo o muy cerca a este valor [38]. El sistema utilizado para ejemplificar el caso de estudio se muestra en la figura 4.78.

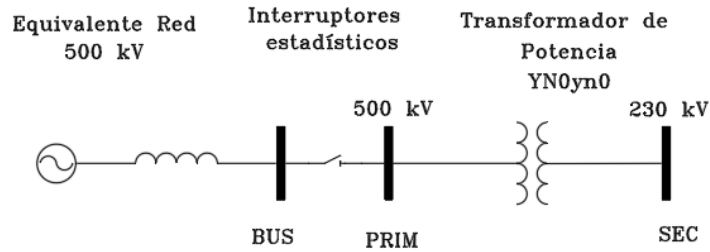


Figura 4.78. Modelo de sistema para energización de transformador de potencia con mando sincronizado.

4.3.2.1 Parametrización del sistema

4.3.2.1.1 Equivalente de red

La modelación del equivalente de red se lo realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.1 y considerando los valores de parametrización de la tabla 4.1. La figura 4.79 muestra el equivalente de red.

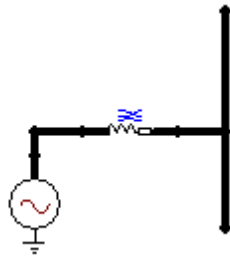


Figura 4.79. Equivalente de red para sistema de 500 kV.

4.3.2.1.2 Interruptores estadísticos con mando sincronizado

La modelación de los interruptores para el mando sincronizado considera la característica de operación monopolar a través del modo de la configuración maestro-esclavo de los interruptores estadísticos. Para modelar el mando sincronizado y configurar los tiempos de actuación o cierre, se deben analizar el instante en el que se produce el cruce por el pico máximo del voltaje en cada una de las fases y la secuencia de actuación [32].

La secuencia de actuación empieza con el cierre del polo de la fase A en el punto máximo de la onda de voltaje para luego producir el cierre simultáneo de las fases B y C un 4.16 ms (cuarto de ciclo) más tarde, en este instante las fases B y C se encuentran cercanas a sus valores pico máximos positivo y negativo respectivamente mientras que la fase A experimenta su cruce por cero tal como se puede observar en la figura 4.80 [32].

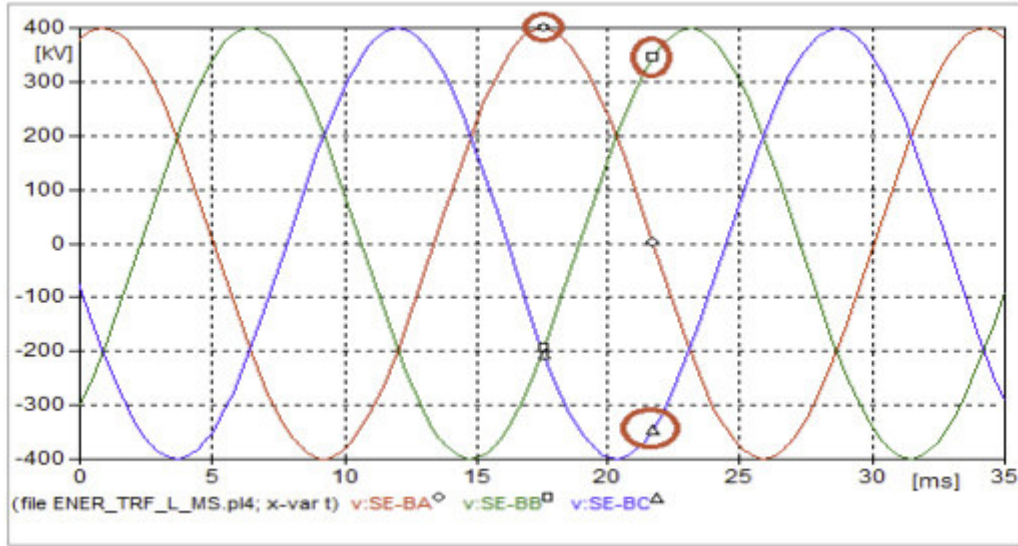


Figura 4.80. Tiempos óptimos para energización con mando sincronizado transformador 500 kV.

Es conocido que todos los interruptores automáticos tienen alguna desviación estadística en su tiempo de cierre mecánico de una operación a otra. Para un interruptor diseñado para un cierre con controlado, las desviaciones típicas del tiempo de cierre son inferiores a ± 1 ms. En la selección del instante de cierre es importante considerar estas desviaciones de tiempo y comprender la influencia que tienen cuando se consideran junto con los transitorios de flujo y el pre encendido [39].

La secuencia en la que se producen la maniobra sincronizada obedece a una secuencia de fases negativa (A-C-B). Todos los interruptores presentan una distribución gaussiana y una desviación estándar de 0.33 ms para asegurar que los valores de tiempo de cierre se encuentren dentro de un margen de error de ± 1 ms según lo recomendado en [38].

La tabla 4.17 muestra los valores de parametrización para cada uno de los interruptores. El procedimiento de parametrización y configuración de los interruptores es similar al descrito en la sección 4.1.1.1.2. La tabla 4.17 muestra los valores de tiempo considerados para el mando sincronizado.

Tabla 4.17. Valores de parametrización para interruptores estadísticos con mando sincronizado.

Fase	Tiempo [s]	Desviación estandar [s]
A	0.01756	0,00033
B	0,00415	0,00033
C	0,00415	0,00033

Las figuras 4.81 hasta la 4.83 muestran la parametrización del interruptor maestro y sus correspondientes esclavos.

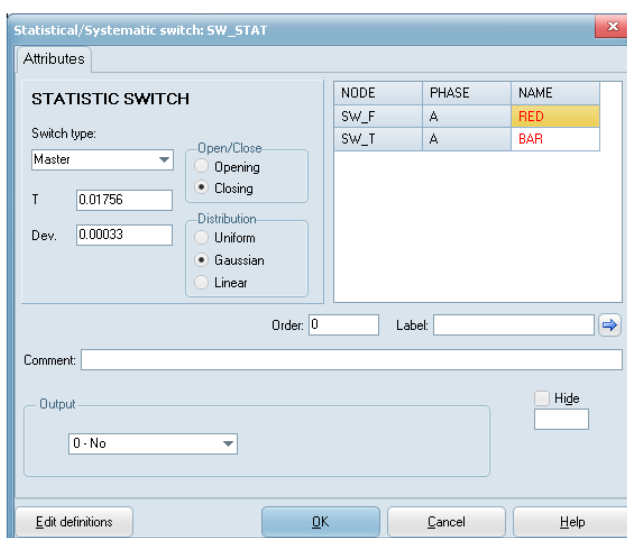


Figura 4.81. Parametrización del interruptor fase A (maestro) mando sincronizado.

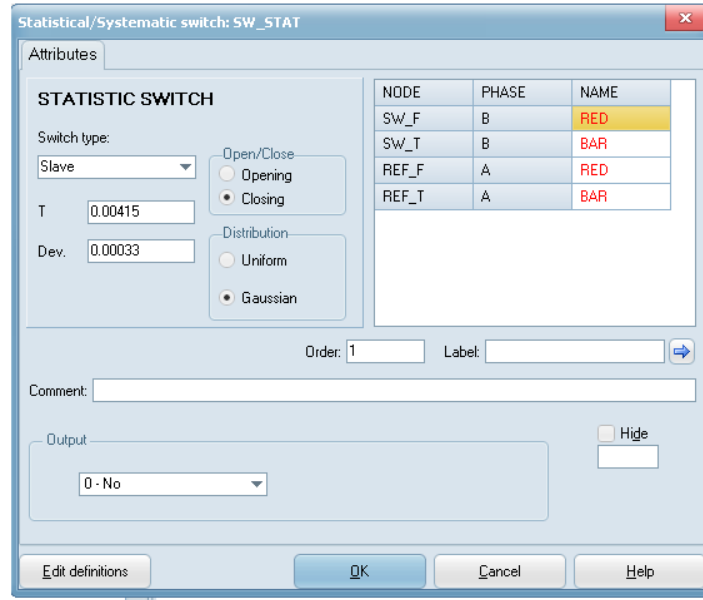


Figura 4.82. Parametrización del interruptor fase B (esclavo) mando sincronizado.

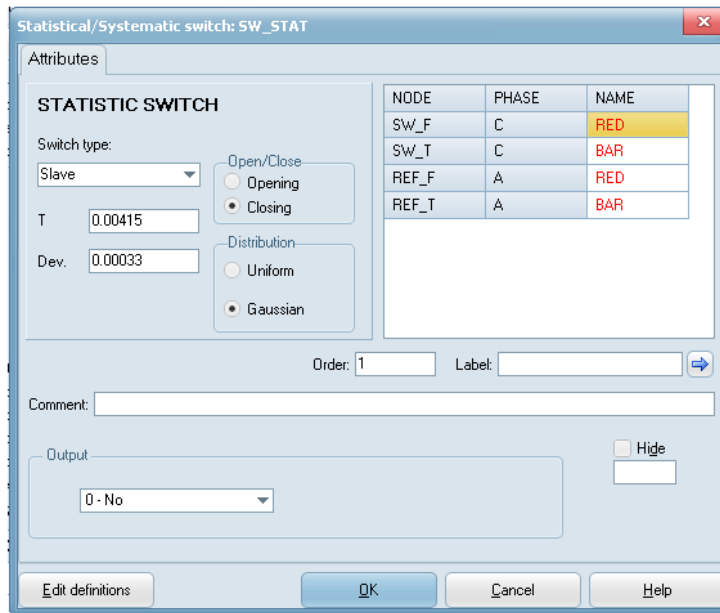


Figura 4.83. Parametrización del interruptor fase C (esclavo) mando sincronizado.

La figura 4.84 muestra el arreglo de interruptores con mando sincronizado luego de su conexión.

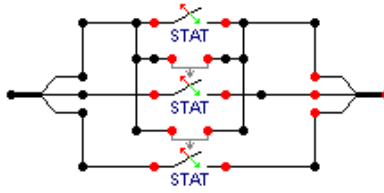


Figura 4.84. Arreglo de interruptores estadísticos con mando sincronizado.

4.3.2.1.3 Transformador trifásico de dos devanados

La modelación de transformadores trifásicos se realiza considerando el modelo híbrido XMFR, el cual permite incorporar las características más importantes para el fenómeno de energización con base a lo descrito en la sección 3.4.6 y explicado en la sección 4.3.1.1.3. Además el procedimiento de parametrización es similar al descrito en la misma sección. La figura 4.85 muestra el transformador de potencia luego de su parametrización.

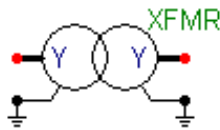


Figura 4.85. Modelo de transformador de potencia para estudio de energización con mando sincronizado.

4.3.2.1.4 Medidor de corriente

El medidor de corriente permite graficar la corriente inrush del transformador durante el proceso de energización. El procedimiento de selección y configuración del medidor se lo realiza de manera similar al descrito en la sección 4.3.1.1.4. La figura 4.86 muestra el medidor de corriente luego de su configuración.



Figura 4.86. Medidor de corriente.

Después de tener todos los elementos necesarios como se muestran en la figura 4.87 se procederá a conectar cada uno de ellos.

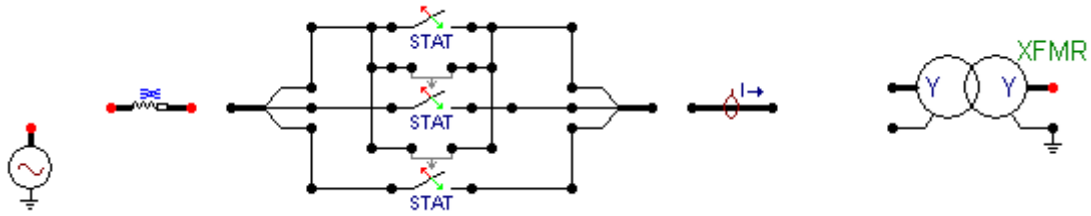


Figura 4.87. Elementos necesarios para montaje de modelo de energización de transformador de potencia.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el procedimiento descrito en la sección 4.1.1.1.4. La figura 4.88 muestra el procedimiento de conexión de los elementos dentro del modelo.

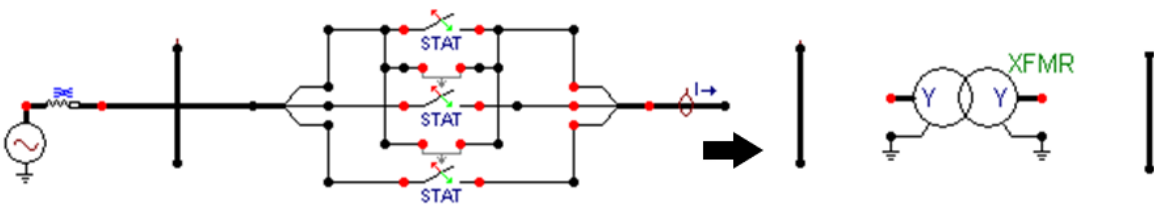


Figura 4.88. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de energización de transformador de potencia.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos, se debe especificar los nombres en cada uno de los nodos de los elementos del sistema, el procedimiento a seguir es similar al detallado en la sección 4.1.1.1.4. La tabla 4.18 muestra los nombres de los nodos usados en cada uno de los elementos.

Tabla 4.18. Nombres de los nodos en cada uno de los elementos del sistema.

Nombres de los nodos del sistema		
Transformador	Entrada	PRIM
	Salida	SEC

4.3.2.1.5 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos como se muestra en la figura 4.89 se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que servirán para obtener los resultados estadísticos, valores de voltajes y gráficas para observar el fenómeno transitorio a lo largo del tiempo. El procedimiento de selección y configuración se realiza de manera similar al descrito en la sección 4.3.1.1.5.

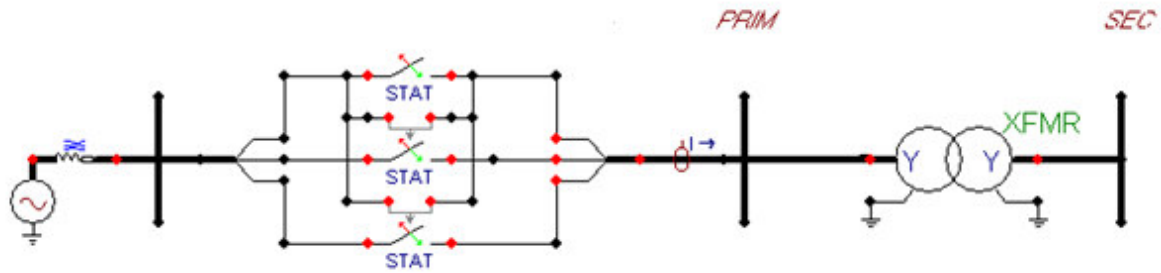


Figura 4.89. Modelo para energización de transformador de potencia sin medidores.

Una vez finalizada la conexión del medidor se tendrá el modelo de la figura 4.90.

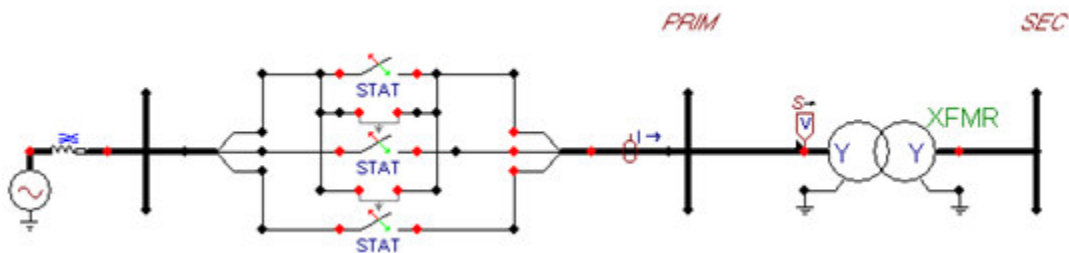


Figura 4.90. Modelo montado en ATP para estudio de energización de transformador de potencia con mando sincronizado.

4.3.2.2 Configuración de parámetros de simulación

La configuración de los parámetros de la simulación se realiza de manera similar a la descrita en la sección 4.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.9.

4.3.2.3 Graficación y obtención de resultados de simulación estadística

Para el caso de estudio los parámetros de evaluación corresponden a los voltajes fase-tierra en la barra PRIM y la corriente inrush del transformador. El procedimiento que se va a seguir para la graficación de manera referencial y la obtención de resultados es similar al descrito en la sección 4.1.1.3.

La figura 4.91 muestra de manera referencial los sobrevoltajes fase-tierra que se producen durante la energización del transformador con mando sincronizado. Los resultados de la simulación arrojan que efectivamente se produce un sobrevoltaje en todas las fases, aunque de menor magnitud en comparación con el caso de energización sin mando sincronizado, siendo la fase B la que presenta el máximo sobrevoltaje mostrando la efectividad del método de mando sincronizado.

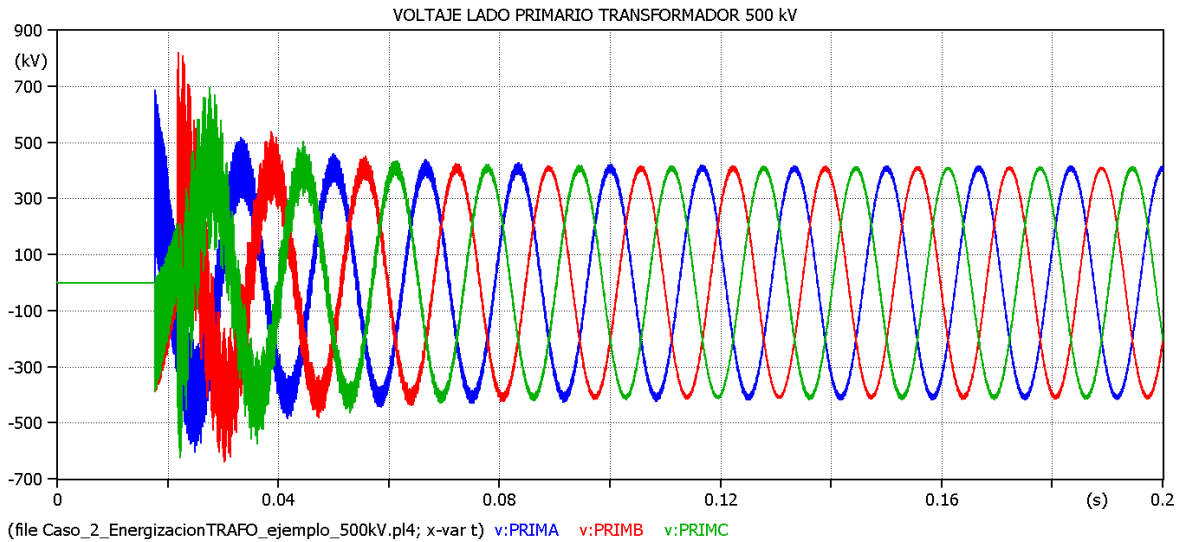


Figura 4.91. Voltaje fase-tierra en el lado primario del transformador con mando sincronizado (500 kV).

De manera referencial la gráfica de la figura 4.92 muestra el comportamiento de la corriente inrush del transformador durante la energización donde se observa que una onda de corriente más estable con menor magnitud en comparación con la energización sin mando sincronizado. Los resultados muestran que la fase C presenta la máxima corriente inrush.

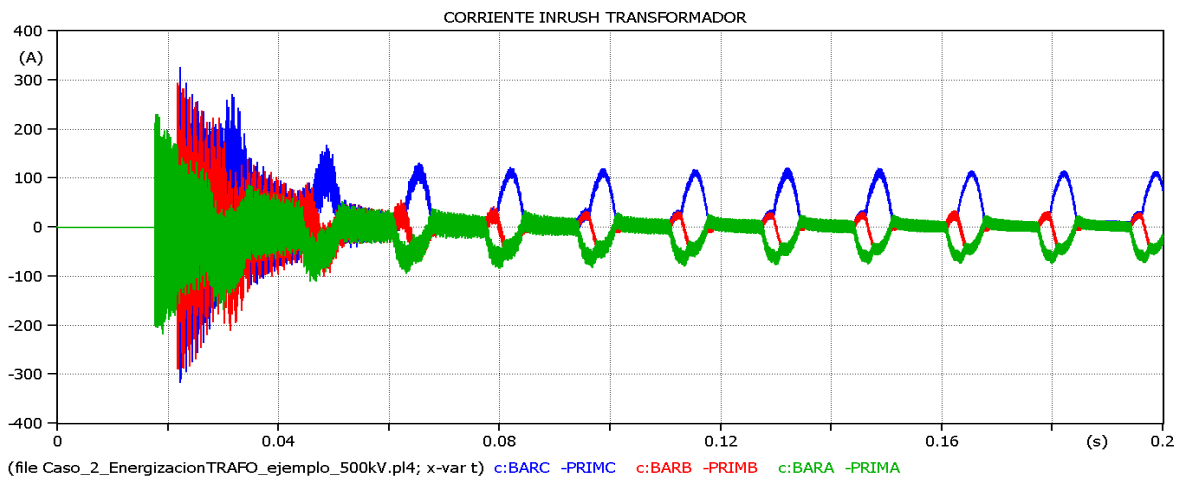


Figura 4.92. Corriente inrush del transformador con mando sincronizado.

La figura 4.93 muestra la gráfica de densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes para la fase A donde se encuentran los resultados del valor de voltaje medio, desviación

estándar y valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido U_{e2} con un valor de 2.08 p.u siendo este el mayor valor de entre todas las fases.

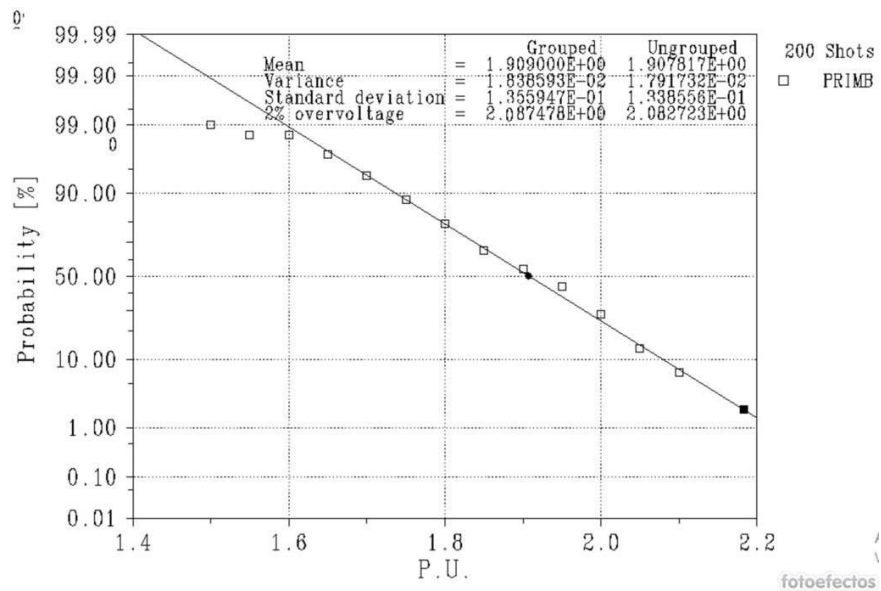


Figura 4.93. Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase A lado primario del transformador.

Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.4 RECHAZO DE CARGA

En esta sección se explicará a través de un caso de estudio la modelación en ATP, los transitorios generados por un rechazo de carga. Para el efecto se utiliza el esquema de la figura 4.94 caracterizado por un equivalente de red, barras, línea de transmisión, transformador de potencia, interruptores estadísticos y modelos de carga que permite emular un rechazo de carga dentro de un sistema eléctrico.

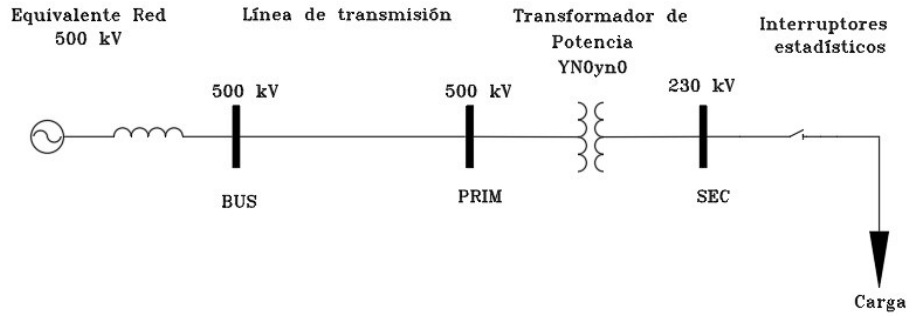


Figura 4.94. Modelo para estudio de rechazo de carga.

4.4.1 PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA

4.4.1.1 Equivalente de red

La modelación del equivalente de red se realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL. El procedimiento de configuración y parametrización es similar al descrito en la sección 4.1.1.1 considerando los valores de la tabla 4.1. La figura 4.95 muestra los el equivalente de red de 500 kV.

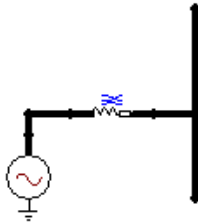


Figura 4.95. Equivalente de red sistema 500 kV.

4.4.1.2 Línea de transmisión

Con base a lo descrito en la sección 3.4.5 para este tipo de estudio considerando el rango de frecuencia que involucra el rechazo de carga el cual se encuentra dentro de los 50 a 20 kHz considerado como sobrevoltajes de frente lento según la sección 3.3, el modelo que mejor se ajusta a este rango de frecuencias es Jmartí disponible dentro de la subrutina LCC Template para la modelación de la línea de transmisión. El procedimiento de configuración y parametrización a seguir es similar al descrito en la sección 4.1.1.1.3. La figura 4.96 muestra el modelo de línea de transmisión luego de su parametrización.

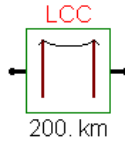


Figura 4.96. Modelo de línea de transmisión de 500 kV para estudio de rechazo de carga.

4.4.1.3 Transformador trifásico de dos devanados

De acuerdo con las características de rechazo de carga por tratarse de un fenómeno que cae dentro del rango de frecuencias entre los 50 Hz y 20 kHz según lo descrito en la sección 3.3 la modelación del transformador de potencia se realiza utilizando el modelo híbrido XMFR el cual permite considerar las características principales del transformador como la impedancia de corto circuito a partir de la prueba de corto circuito, la saturación del núcleo a partir de la prueba de cortocircuito así como el acoplamiento capacitivo entre devanados según lo descrito en la sección 3.4.6. El procedimiento de configuración y parametrización a seguir es similar al descrito en la sección 4.3.1.1.3. La figura 4.97 muestra el modelo de transformador de potencia luego de su parametrización.

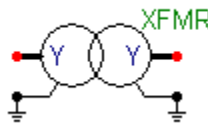


Figura 4.97. Modelo de transformador de potencia para estudio de rechazo de carga.

4.4.1.4 Interruptores estadísticos

La modelación de los interruptores estadísticos se realiza considerando el modo de operación monopolar a través de la configuración de interruptores independientes. El procedimiento a seguir para la configuración y parametrización se detalla a continuación:

1. Dar clic derecho sobre la ventana del área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Switches*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Statistic switch*.
4. Dentro de la opción *switch type* seleccionar la opción *independent*, posteriormente seleccionar *opening* y *gaussian*.

5. Colocar los valores de parametrización de la tabla 4.19

Tabla 4.19. Valores de tiempo para estudio de rechazo de carga.

Fase	Tiempo [s]	Desviación estandar [s]
A	0.035	0,002
B	0.035	0,002
C	0.035	0,002

Para todos los escenarios se considera que los tiempos de los interruptores donde se producen los rechazos de las diferentes cargas se dan a los 35 ms con una desviación estándar de 2 ms estos valores se muestra en la tabla 4.19. La figura 4.98 muestra la parametrización para el interruptor de la fase A.

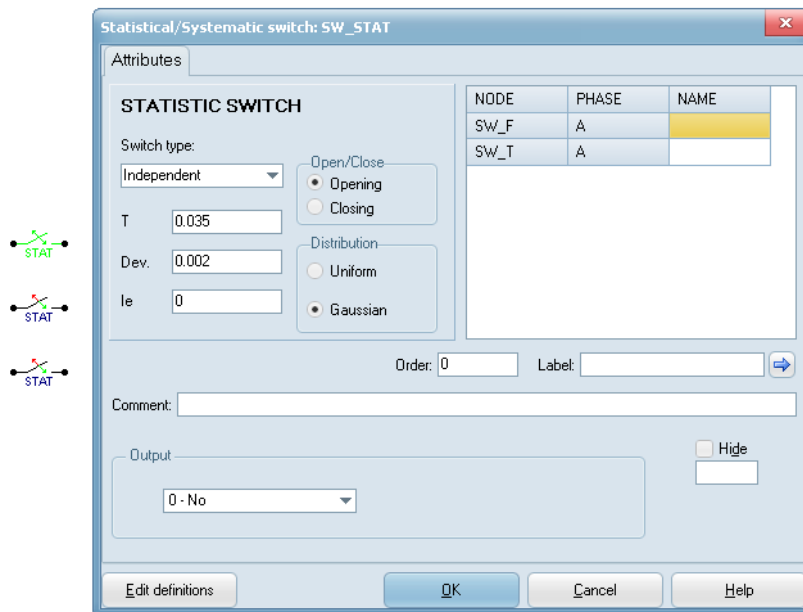


Figura 4.98. Parametrización interruptor estadístico independiente para estudio de rechazo de carga.

El procedimiento a seguir para la selección, configuración y parametrización de los interruptores de las demás fases se realiza de manera similar al procedimiento detallado anteriormente. Una vez completados los tres interruptores se procede a realizar su conexión a través del elemento splitter. El procedimiento de conexión se realiza siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.2. La figura 4.99 muestra el arreglo de interruptores luego de su parametrización.

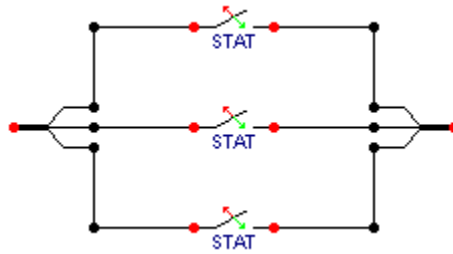


Figura 4.99. Arreglo de interruptores para estudio de rechazo de carga.

4.4.1.5 Carga

La representación de la carga trifásica se realiza considerando el equivalente de circuito en serie RL ya que se dispone únicamente de los valores de potencia activa, reactiva y voltaje nominal de la carga según lo descrito en la sección 3.4.7. Para la modelación trifásica se utilizó el componente *RLC-Y-3ph*. El cual permite ingresar los valores de resistencia e inductancia por fase. A continuación, se enlistan los pasos a seguir para acceder al componente RLC-Y-3ph.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Branch linear*.
3. Una vez seleccionado se escoge *RLC-Y-3ph*.
4. Colocar los valores de parametrización.

Los niveles de sobrevoltajes esperados por la pérdida de carga dependerán fuertemente de la cantidad de carga desconectada, para este caso de estudio, para efectos de ejemplificar la modelación en ATP, se considera una pérdida de carga de valor muy cercano a la potencia nominal del transformador (600 MVA) considerando 15 escenarios en los cuales se evaluó diferentes valores de carga, cada uno determinado a partir de una distribución normal con un valor medio de 590 MVA y una desviación estándar de 5 MVA como se puede observar en la tabla 4.20. La conversión de los valores de resistencia e inductancia de la carga se realizó considerando las expresiones detalladas en la sección en la sección 3.4.7.

Tabla 4.20. Valores de parametrización carga trifásica [40].

VALORES DE CARGA			
N° Casos	S [MVA]	R [Ohms]	L [mH]
1	590,59	87,78	47,28
2	599,83	86,43	46,55
3	592,15	87,55	47,16
4	597,49	86,77	46,73
5	589,32	87,97	47,38
6	590,09	87,85	47,32
7	593,27	87,38	47,07
8	592,81	87,45	47,10
9	598,96	86,55	46,62
10	588,87	88,04	47,42
11	594,48	87,21	46,97
12	591,92	87,58	47,17
13	581,03	89,22	48,06
14	590,16	87,84	47,32
15	598,13	86,67	46,69

La figura 4.100 muestra la configuración y parametrización de la carga trifásica considerada para el primer escenario donde los valores de capacitancia por fase no se consideran para modelar la carga por lo que se colocó un valor de cero en cada fase.

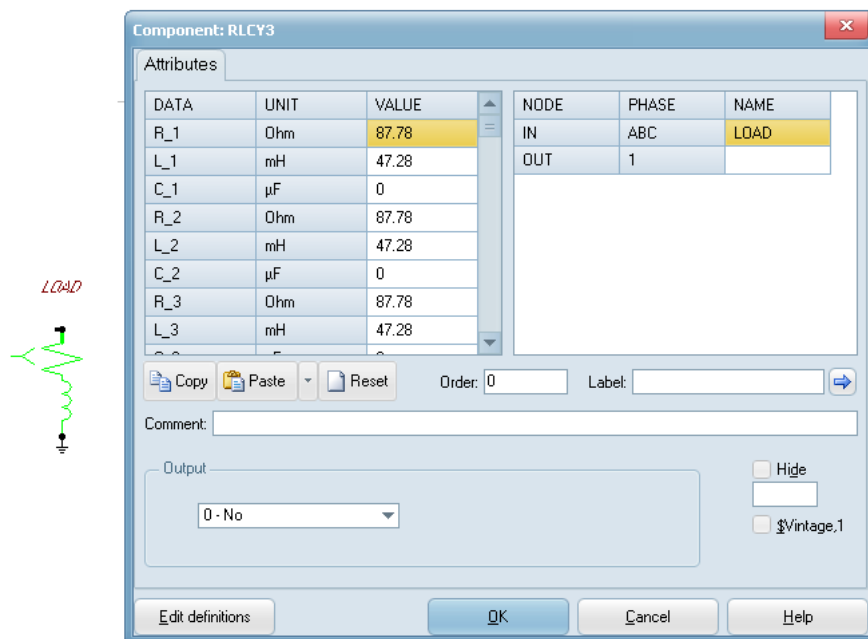


Figura 4.100. Parametrización de carga serie RL para primer escenario.

Una vez configurados todos los elementos del sistema como se muestra en la figura 4.101 se procede a conectar cada uno de ellos.

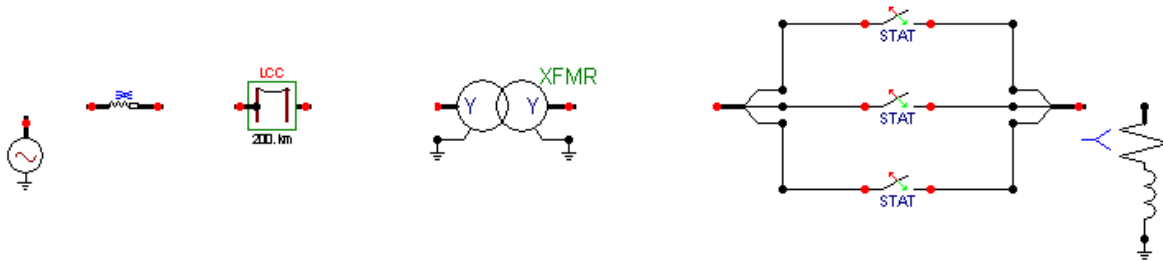


Figura 4.101. Elementos para montaje de modelo de rechazo de carga.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.4. La figura 4.102 muestra el procedimiento de conexión de los elementos dentro del modelo.

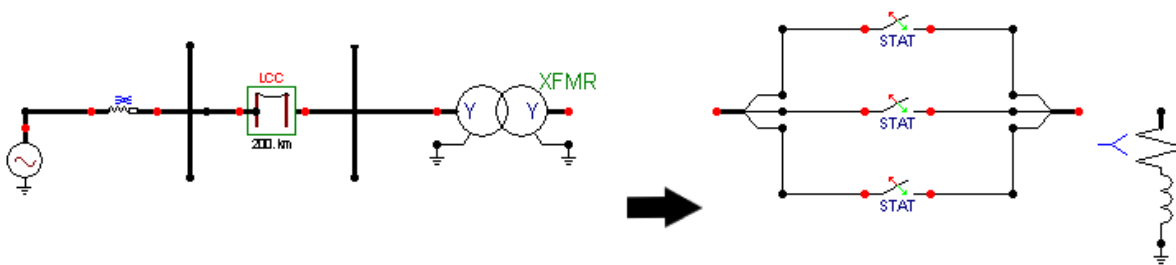


Figura 4.102. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de rechazo de carga.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos, se debe especificar los nombres en cada uno de los nodos de interés del sistema, el procedimiento a seguir es similar al detallado en la sección 4.1.1.1.4. La tabla 4.21 muestra los nombres de los nodos usados en cada uno de los elementos.

Tabla 4.21. Nombres de nodos del sistema para estudio de rechazo de carga.

Nombres de los nodos del sistema		
Transformador	Entrada	PRIM
	Salida	SEC

4.4.1.6 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos como se muestra en la figura 4.103 se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que servirán para obtener los resultados estadísticos, valores de voltajes y gráficas que servirán para observar el

fenómeno transitorio a lo largo del tiempo. Los sobrevoltajes generados por pérdida de carga afectan principalmente a los equipos conectados en la subestación en el lado de la fuente del interruptor automático remoto abierto, por lo tanto, en análisis debe realizarse de ese lado del sistema.

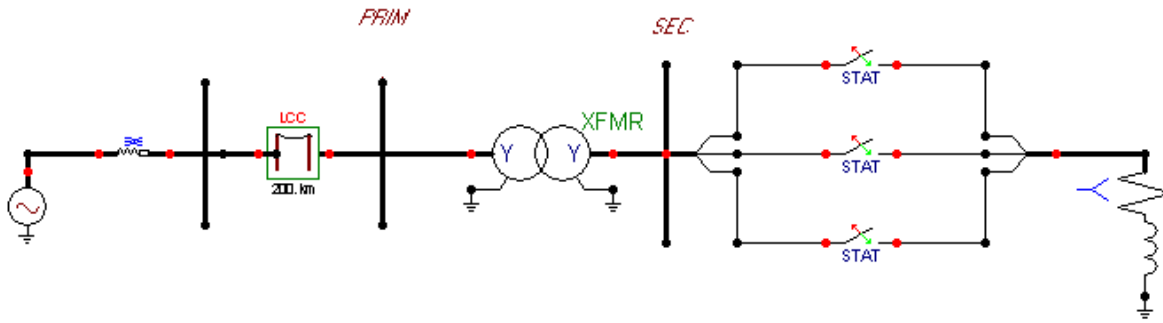


Figura 4.103. Modelo de rechazo de carga sin medidores.

Para seleccionar los medidores se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe Voltaje*.
4. Colocar un medidor sobre el nodo del devanado primario del transformador (PRIM) para obtener los sobrevoltajes fase-tierra que podrían aparecer sobre los equipos de patio del lado de 500 kV de la subestación tal como se muestra en la figura 4.104.

Al finalizar la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.104.

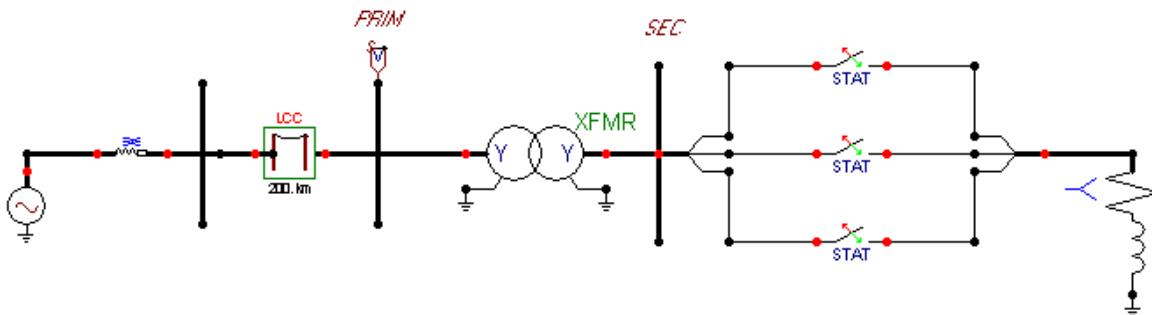


Figura 4.104. Modelo montado para estudio de rechazo de carga en ATP.

4.4.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

La configuración de los parámetros de la simulación se realiza de manera similar a la descrita en la sección 4.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.9.

4.4.3 OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA

El procedimiento de graficación de manera referencial y la obtención de los resultados de las simulaciones estadísticas a seguir se realiza de manera similar al descrito en la sección 4.1.1.3. Para el caso de estudio, los parámetros de evaluación corresponden a los voltajes fase-tierra en la barra PRIM.

Durante la pérdida de carga, el incremento del voltaje fase-tierra de las tres fases es idéntico y, por tanto, los mismos sobrevoltajes relativos ocurren entre fase y tierra y entre fases. Estos incrementos pueden ser especialmente importantes en el caso de pérdida de carga en el extremo remoto final de una línea larga (efecto Ferranti).

La gráfica de la figura 4.105 muestra de manera referencial el comportamiento del voltaje fase-tierra en cada una de las fases del lado primario del transformador durante el primer escenario de rechazo de carga. Los resultados de la simulación demuestran que efectivamente se produce un sobrevoltaje de similar magnitud en las tres fases.

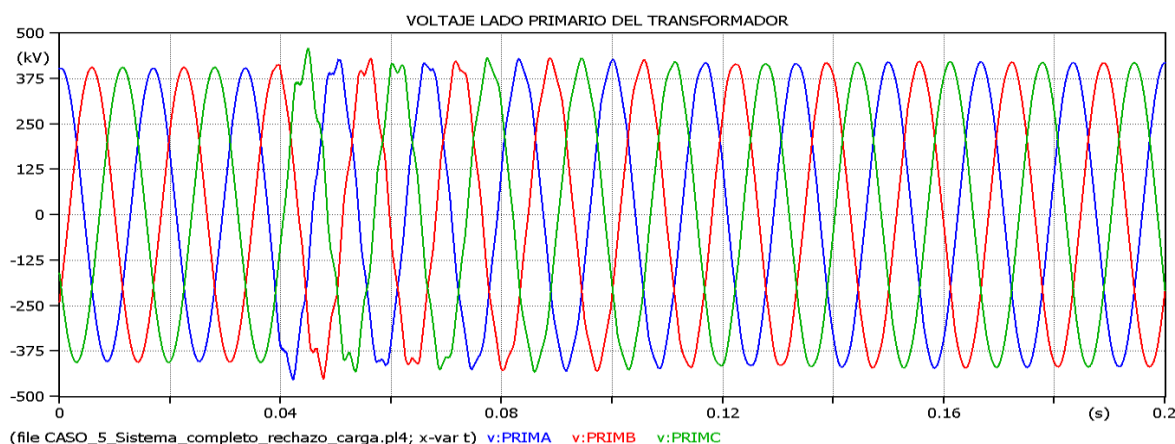


Figura 4.105. Voltaje en el lado primario del transformador luego del rechazo de carga.

La tabla 4.22 muestra los resultados estadísticos obtenidos usando el elemento *gtpplot* siguiendo el procedimiento para el primer escenario de rechazo de carga como son: valor medio y desviación estándar, el valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido U_{e2} es calculado usando la siguiente expresión:

$$U_{e2} = V_{med} * (1 + 2.05 * \delta) \quad (4.2)$$

Donde:

V_{med} : Valor promedio o medio, en p.u, obtenido como resultado de todas las simulaciones (200) por polo del interruptor.

δ : Valor de desviación estándar en p.u

U_{e2} : Valor de sobrevoltaje de maniobra estadístico en p.u con probabilidad del 2% de ser excedido [41].

Todos los casos de estudio consideran un voltaje base de $408.24 \text{ kV} (500 \text{ kV} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}})$

Tabla 4.22. Resultados estadísticos primer escenario de rechazo de carga.

N° Casos	Fase A			Fase B			Fase C		
	Media	Desv. Std	Ue2	Media	Desv. Std	Ue2	Media	Desv. Std	Ue2
1	1,12	1,19E-02	1,147	1,12	1,46E-02	1,154	1,12	1,19E-02	1,147

El procedimiento de parametrización de carga para escenarios restantes se realiza de manera similar al procedimiento detallado anteriormente en la sección 4.4.1.5 hasta repetir la simulación para los diferentes valores de carga. Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.5 ENERGIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES CON MANDO SINCRONIZADO

Para la modelación se utiliza el esquema que se presenta en la figura 4.106, el cual, a través de un equivalente de red, barras, línea de transmisión, transformador de potencia, interruptores estadísticos, modelo de carga y banco de capacitores permite representar la energización de un banco dentro de un sistema eléctrico.

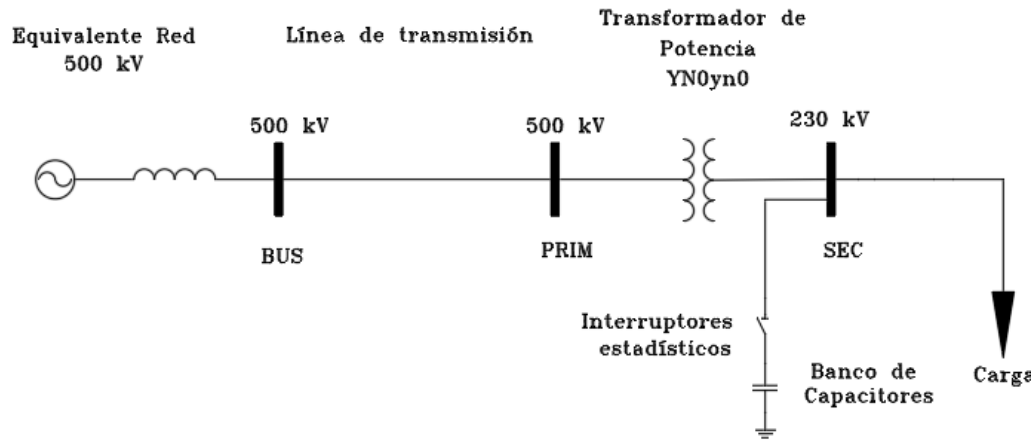


Figura 4.106. Modelo para estudio de energización de banco de capacitores.

4.5.1 PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA

4.5.1.1 Equivalente de red

La modelación del equivalente de red se realiza utilizando una fuente trifásica AC en serie con un elemento de línea acoplada simétrica RL. El procedimiento de configuración y parametrización es similar al descrito en la sección 4.1.1.1 considerando los valores de la tabla 4.2. La figura 4.107 muestra el equivalente de red de 500 kV.

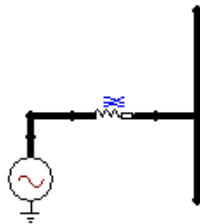


Figura 4.107. Equivalente de red sistema 500 kV.

4.5.1.2 Línea de transmisión

Con base a lo descrito en la sección 3.4.5 para este tipo de estudio considerando el rango de frecuencia que involucra el rechazo de carga el cual se encuentra dentro de los 50 a 20 kHz considerado como sobrevoltajes de frente lento según la sección 3.3, el modelo que mejor se ajusta a este rango de frecuencias es Jmarti disponible dentro de la subrutina LCC Template para la modelación de la línea de transmisión. El procedimiento de configuración y parametrización a seguir es similar al descrito en la sección 4.1.1.1.3. La figura 4.108 muestra el modelo de línea de transmisión luego de su parametrización.

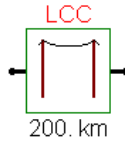


Figura 4.108. Modelo de línea de transmisión de 500 kV.

4.5.1.3 Transformador trifásico de dos devanados

La modelación de transformadores trifásicos se realiza considerando el modelo híbrido XMFR, el cual permite incorporar las características más importantes para el fenómeno de energización con base a lo descrito en la sección 3.4.6 y explicado en la sección 4.3.1.1.3, así como el procedimiento de parametrización que es similar al descrito en la misma sección. La figura 4.109 muestra el transformador de potencia luego de su parametrización.

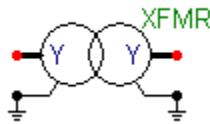


Figura 4.109. Modelo de transformador de potencia.

4.5.1.4 Carga

La modelación de la carga se realiza mediante el componente *RLC-Y-3ph* con base a lo descrito en la sección 3.4.7 y explicado en la sección 4.4.1.5. El procedimiento de parametrización es similar al descrito en la sección 4.4.1.5, utilizando los valores de la tabla 4.23.

Tabla 4.23. Valores de parametrización carga genérica.

Carga RL		
Parámetro	Valor	
Potencia activa	125	[MW]
Potencia reactiva	50	[MVar]
Voltaje línea	230	[kV]
R_1	364.82	[Ohm]
L_1	387.11	[mH]
R_2	364.82	[Ohm]
L_2	387.11	[mH]
R_3	364.82	[Ohm]
L_3	387.11	[mH]

La figura 4.110 muestra la carga genérica luego de su parametrización.



Figura 4.110. Modelo de carga genérica.

4.5.1.5 Interruptores estadísticos con mando sincronizado

La modelación de los interruptores para el mando sincronizado considera la característica de operación monopolar a través de la configuración de interruptores independientes. Para emular el mando sincronizado y configurar los tiempos de actuación o cierre, se deben analizar el instante en el que se produce el cruce por cero de la onda de voltaje en cada una de las fases y la secuencia de actuación [32]. La figura 4.111 muestra los instantes de tiempo donde se produce el cruce por cero en la onda de voltaje, estos valores responden a una secuencia de fases negativa (A-C-B).

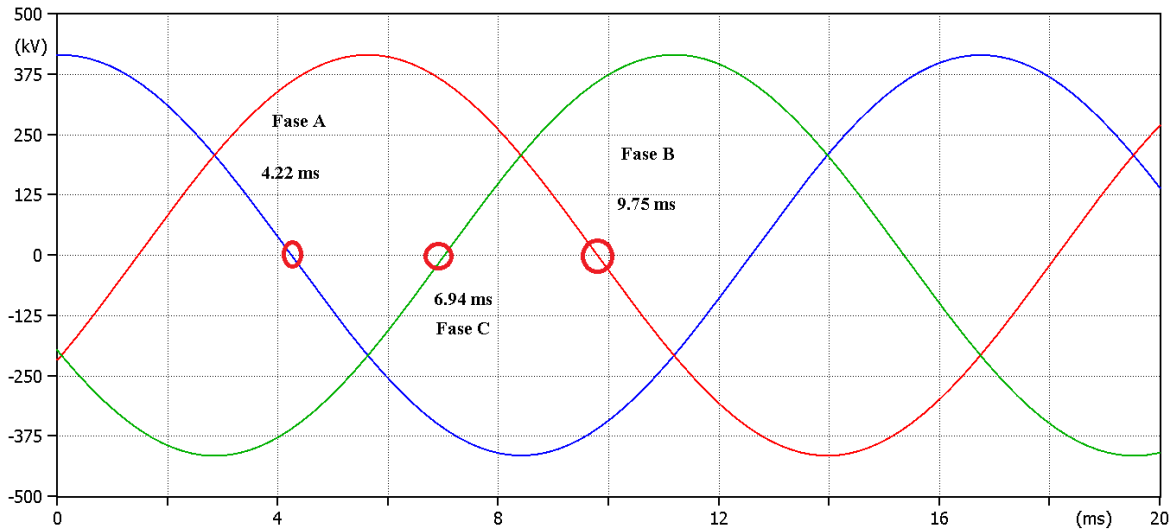


Figura 4.111. Instante de cruce por cero para mando sincronizado en banco de capacitores.

El arreglo de interruptores con mando sincronizado ha sido modelado de tal manera que presenten una distribución normal con un tiempo medio de cierre que se presenta en la tabla 4.24 y una desviación estándar de 0.33 ms para considerar un margen de error en el cierre de ± 1 ms [38]. El procedimiento de configuración y parametrización a seguir es similar al descrito en la sección 4.3.2.1.2 considerando los valores de la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Valores de parametrización interruptores con mando sincronizado [38].

Fase	Tiempo [s]	Desviación estandar [s]
A	0.004225	0,00033
B	0.009758	0,00033
C	0.006941	0,00033

La figura 4.112 muestra el arreglo de interruptores luego de su conexión.

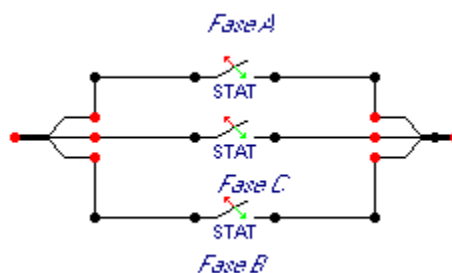


Figura 4.112. Arreglo de interruptores para estudio de energización de banco de capacitores.

4.5.1.6 Banco de capacitores

Para la modelación del banco de capacitores trifásico en conexión estrella con neutro aterrado se utilizó el componente *RLC-Y-3ph*. Los cálculos previos para la transformación de valores de potencia activa y reactiva se realizaron considerando las ecuaciones presentes en la referencia [25]. A continuación, se enlistan los pasos a seguir para acceder al componente *RLC-Y-3ph*.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *branch linear*.
3. Una vez seleccionado se escoge *RLC-Y-3ph*.
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.25 muestra los valores de parametrización para el banco de capacitores donde se tiene cada valor de capacitancia por fase.

Tabla 4.25. Valores de parametrización banco de capacitores [42].

Banco de capacitores		
Parámetro	Valor	
Potencia reactiva	60	[Mvar]
Voltaje línea	230	[kV]
C_1	3,0086	[uF]
C_2	3,0086	[uF]
C_3	3,0086	[uF]

La figura 4.113 muestra la configuración y parametrización del banco de capacitores para el estudio de energización.

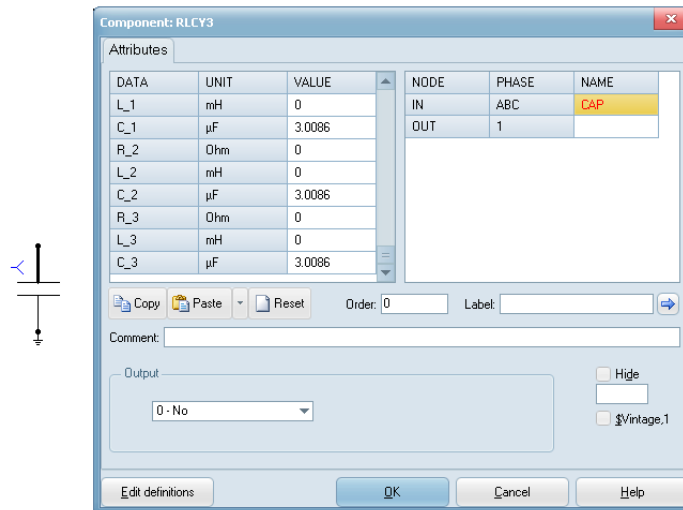


Figura 4.113. Parametrización de banco de capacitores trifásico.

Después de tener los elementos necesarios como se muestra en la figura 4.114 se procederá a conectar cada uno de ellos.

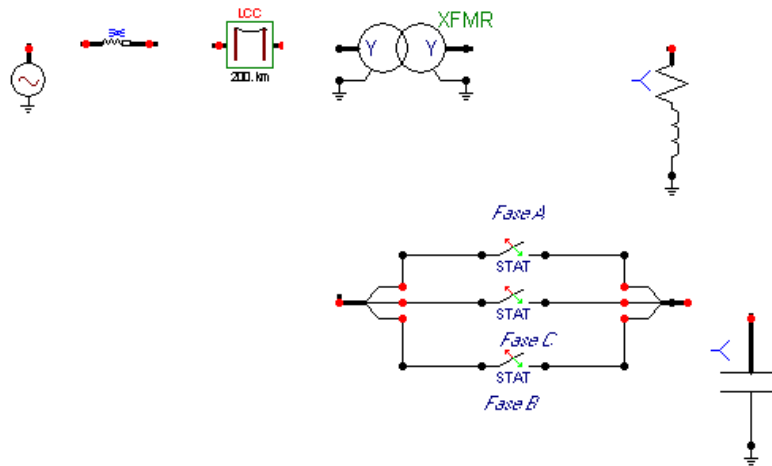


Figura 4.114. Elementos necesarios para montaje de modelo de energización de banco de capacitores.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.4. La figura 4.115 muestra el procedimiento de conexión de los elementos dentro del modelo.

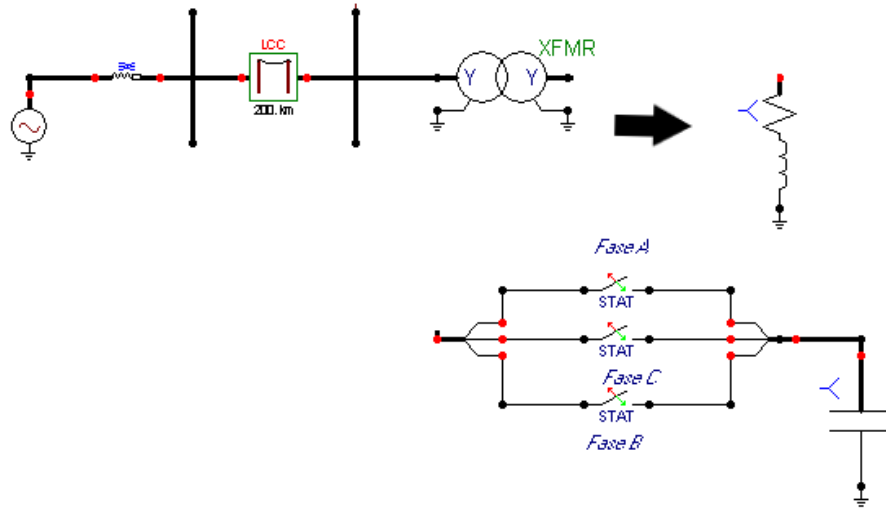


Figura 4.115. Procedimiento de conexión para montaje de modelo de energización de banco de capacitores.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos se debe especificar los nombres en los nodos de interés dentro del modelo. La tabla 4.26 muestra los nombres de los nodos usados en cada uno de los elementos.

Tabla 4.26. Nombre de nodos de importancia dentro del sistema.

Nombres de los nodos del sistema		
Transformador	Entrada	PRIM
	Salida	SEC

4.5.1.7 Medidores de voltaje

Una vez ingresados los nombres de los nodos como se muestra en la figura 4.116 se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que servirán para obtener los resultados estadísticos, valores de voltajes y gráficas de referencia para observar el fenómeno transitorio a lo largo del tiempo. El procedimiento de selección y configuración se realiza de manera similar al descrito en la sección 4.1.1.1.5.

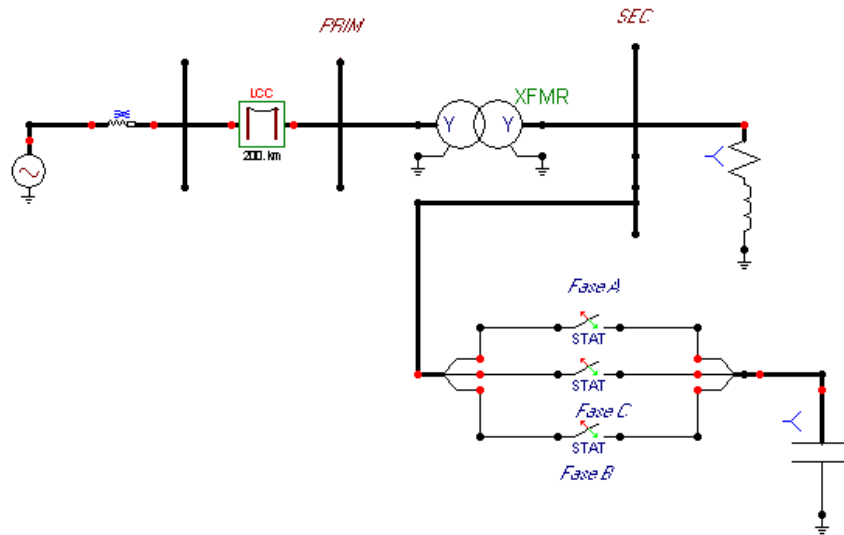


Figura 4.116. Modelo de energización de banco de condensadores sin medidores.

A continuación, se describen los pasos para acceder a los medidores de voltaje:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe Voltaje*.
4. Colocar un medidor sobre el nodo del devanado lado primario (PRIM) para el análisis de los sobrevoltajes a los equipos conectados en el lado primario de la subestación debido a la energización del banco de capacitores.

Al final de la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.117.

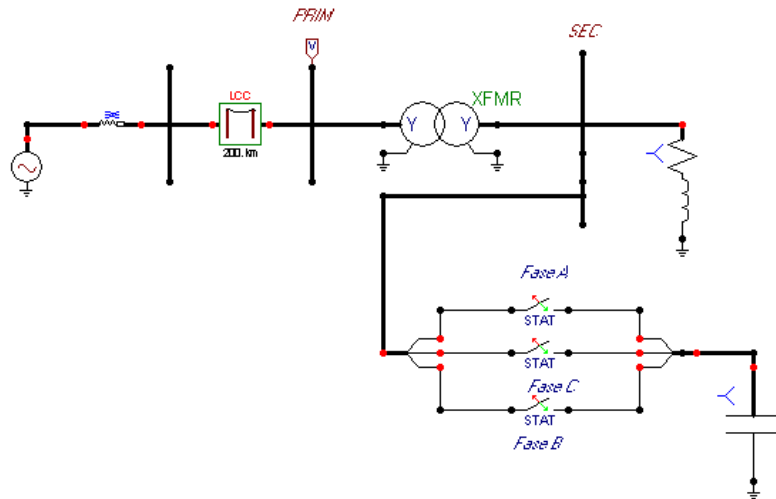


Figura 4.117. Modelo montado en ATP para estudio de energización de banco de capacitores.

4.5.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

La configuración de los parámetros de simulación se la realiza de manera similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.9.

4.5.3 GRAFICACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA

Para el caso de estudio los parámetros de evaluación corresponden a los voltajes fase-tierra en la barra PRIM. El procedimiento que se va a seguir para la graficación referencial y la obtención de resultados estadísticos es similar al descrito en la sección 4.1.1.3. La figura 4.118 muestra de manera referencial los sobrevoltajes fase-tierra que se producen durante la energización del banco de capacitores con mando sincronizado. Los resultados de la simulación arrojan que efectivamente se produce un sobrevoltaje en todas las fases, aunque es notoria la reducción en la magnitud en los sobrevoltajes, se observa la fase C la que presenta el máximo sobrevoltaje

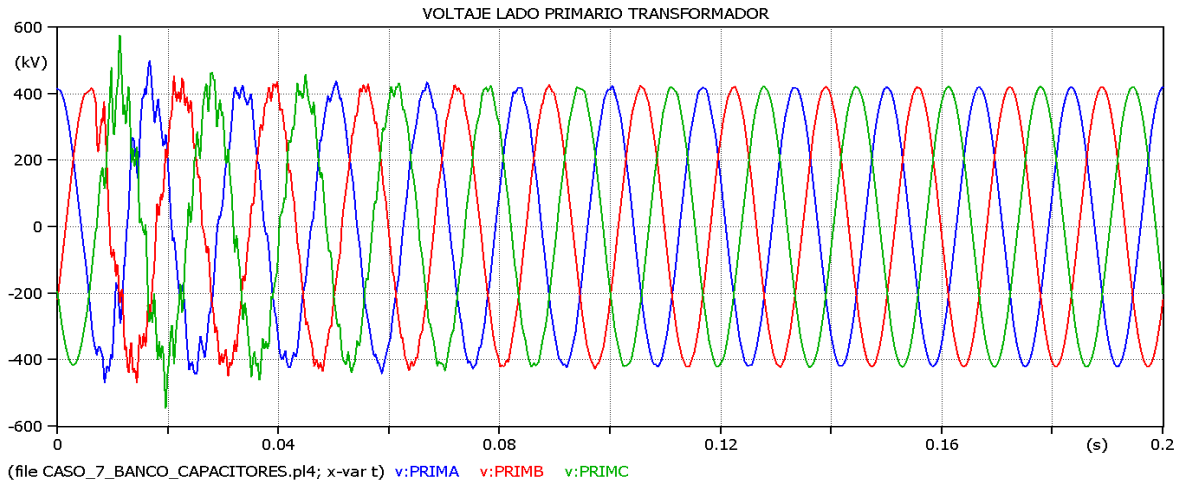


Figura 4.118. Voltaje fase-tierra en el lado primario del transformador.

La figura 4.119 muestra la gráfica de densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes para la fase C donde se encuentran los resultados del valor de voltaje medio, desviación estándar y valor de sobrevoltaje con probabilidad del 2% de ser excedido U_{e2} con un valor de 1.11 p.u siendo este el valor mayor de entre todas las fases.

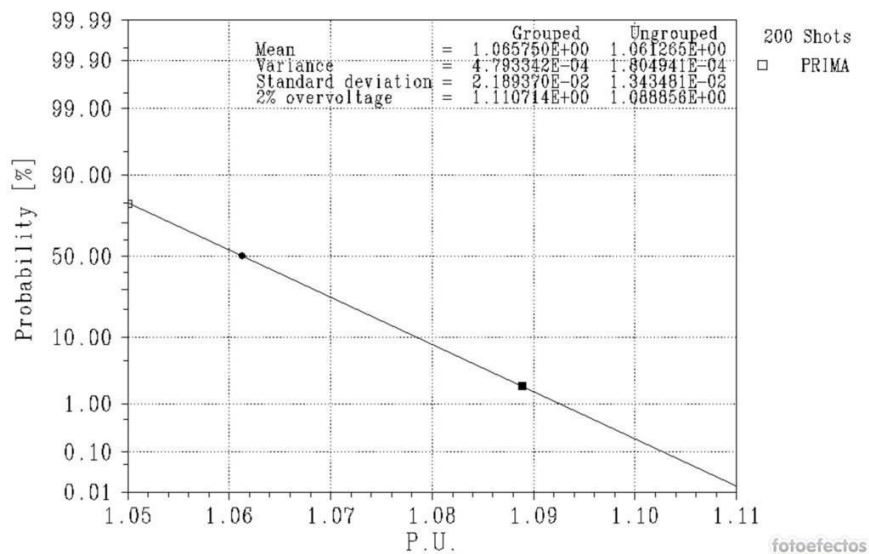


Figura 4.119. Densidad de probabilidad acumulada de sobrevoltajes en la fase C lado primario del transformador.

Los demás valores obtenidos de U_{e2} serán tabulados y analizados en la sección de resultados y discusión a fin de poder determinar el valor del sobrevoltaje representativo utilizado para ejemplificar el procedimiento de coordinación de aislamiento en sobrevoltajes de frente lento.

4.6 MODELO DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para el caso de análisis de sobrevoltajes de frente rápido causados por descargas atmosféricas, se utiliza el esquema de la figura 4.120, el cual, a través de una fuente trifásica de voltaje, vanos de la línea, modelo de torre de transmisión, cadena de aisladores, resistencia de puesta a tierra, fuente de impulso tipo rayo, pararrayos, cables y equipos de patio permite representar una descarga atmosférica sobre el cable de guarda de una línea de transmisión cercana a una subestación de 500 kV.

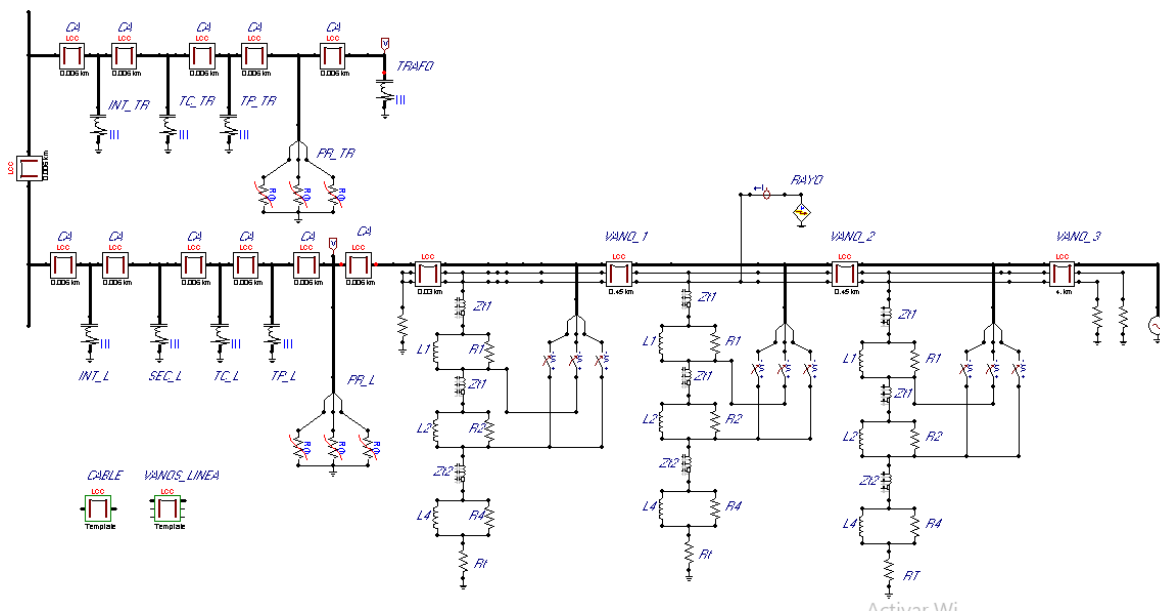


Figura 4.120. Modelo implementado para estudio de descarga atmosférica en cable de guarda línea 500 kV.

Para el caso puntual de estudio se ha considerado la parametrización del modelo bajo las siguientes condiciones:

4.6.1 PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA

4.6.1.1 Corriente de rayo

La norma IEC 62305 -1[17] recomienda que para la representación de la corriente de rayo se utilice la función analítica tipo Heidler. Para su modelación se utiliza la fuente de impulso con el mismo nombre disponible en ATP.

Los principales parámetros que caracterizan a una descarga atmosférica son el tiempo de frente de onda y el tiempo de cola. El tiempo de frente de onda se define como el tiempo

en el cual la onda llega a su máximo valor pico mientras que el tiempo de cola representa el tiempo hasta que la onda llega al 50 % de su valor pico máximo [14].

La referencia [18] recomienda usar valores de tiempo de frente de onda entre los 1.2 y 10 μs mientras que para tiempo de cola recomienda valores entre 50 μs hasta varios miles de microsegundos. Con la ayuda del modelo electro geométrico se puede determinar la magnitud de la corriente máxima que puede producir una falla de apantallamiento para esto se debe determinar en primer lugar la distancia de incidencia máxima que puede provocar la falla del apantallamiento la cual se puede calcular mediante la siguiente expresión [8]:

$$r_{max} = \frac{h+y}{2*(1-\sin \alpha)} \quad (4.2)$$

Donde:

h : Altura del cable de guarda [m].

y : Altura del conductor de fase [m].

α : Ángulo de apantallamiento en grados.

Conocida la geometría de la torre de transmisión, se puede calcular la corriente máxima que producirá una falla de apantallamiento a partir de la distancia máxima de incidencia realizando el despeje de la corriente en la siguiente expresión [43]:

$$r_{max} = 8 * I_{max}^{0.65} \quad (4.3)$$

$$I_{max} = \left(\frac{r_{max}}{8} \right)^{\left(\frac{1}{0.65} \right)} \quad (4.4)$$

Para el ejemplo del caso de estudio planteado se ha considerado que para la línea de 500 kV, la magnitud de corriente máxima que produce fallo de apantallamiento es de 17.51 kA, valor que se obtuvo usando las ecuaciones presentadas anteriormente, de esta manera se considera que las corrientes mayores o iguales a 18 kA impactan sobre el cable de guarda de la línea de transmisión mientras que las corrientes menores a este valor podrían impactar sobre el conductor de fase según el análisis que se desprende del modelo electro geométrico. La probabilidad de que una corriente de cresta de una descarga sea mayor o igual que un valor de corriente I se puede determinar mediante la siguiente expresión [43] :

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31} \right)^{2.6}} \quad (4.5)$$

La tabla 4.27 muestra los valores de corriente de rayo y la probabilidad de tener dichas corrientes debido a la naturaleza aleatoria del fenómeno del rayo.

Tabla 4.27. Corrientes de rayo con su probabilidad de ocurrencia [18].

Corriente [kA]	Probabilidad [%]
3	99,8
4	99,5
5	99,1
6	98,6
7	98,8
8	97,1
9	96,1
10	95
11	93,7
12	92,2
13	90,5
14	88,8
15	86,8
16	84,8
17	82,7
18	80,4
20	75,8
25	63,6
30	52,1

Una vez definidas las principales consideraciones del rayo, se accede al modelo de la fuente Heidler siguiendo el procedimiento siguiente:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo.
2. Seleccionar la opción *Sources*.
3. A continuación, se escoge la opción *Heidler type 15*.
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

Los valores de parametrización del rayo se detallan en la tabla 4.28 esta tabla muestra los principales parámetros que caracterizan al rayo donde T_f representa el tiempo de frente de onda en segundos, Tau representa el tiempo de cola de la descarga, el parámetro de *amplitud* define la corriente de rayo, para el caso de estudio se ha considerado un valor de 20 kA para ejemplificar la descarga atmosférica sobre el cable de guarda de la línea.

Tabla 4.28. Valores de parametrización corriente de rayo.

Fuente tipo Heidler		
Parámetro	Valor	
Amplitud	20	[kA]
T_f	1.2	[us]
tau	50	[us]
n	5	
Tsta	0	[s]
Tsto	1	[ms]

La figura 4.121 muestra el ingreso de los principales valores de la parametrización de la fuente Heidler.

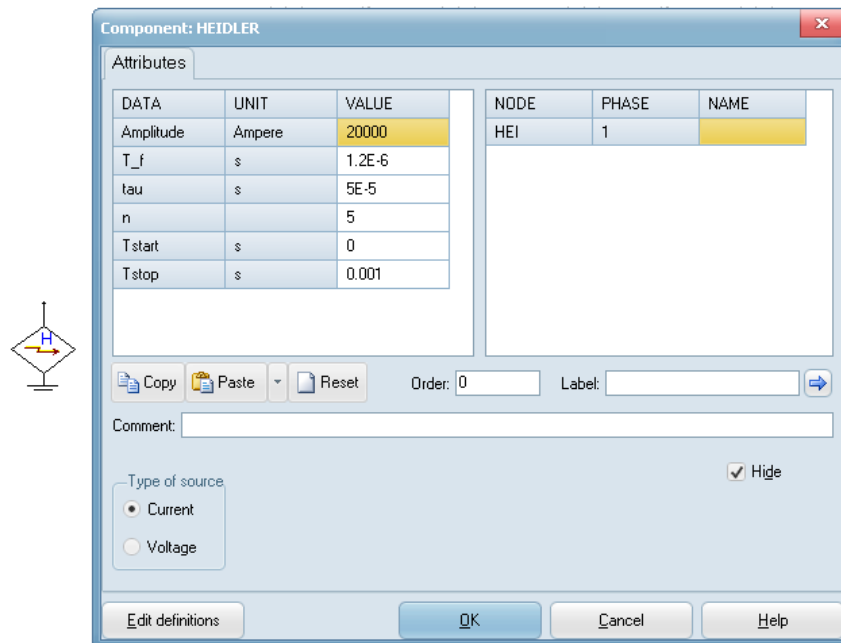


Figura 4.121. Parametrización de fuente tipo Heidler para representación de descarga atmosférica.

4.6.1.2 Línea de transmisión

Para el caso de estudio, se considera una línea de transmisión de 500 kV simple circuito no transpuesta con dos cables de guarda como se puede observar en la figura 4.122. Los parámetros de la línea se dan en unidades del sistema internacional. Para la modelación se seleccionó el modelo Jmartí disponible dentro de la opción *LCC Template*, con base al rango de frecuencias de entre los 10 kHz a los 3 MHz que abarca a los sobrevoltajes de

frente rápido siendo este modelo el que arroja los mejores resultados para este tipo de fenómeno según lo descrito en la sección 3.4.5 ya que una descarga atmosférica representa un fenómeno de alta frecuencia siendo necesario que los parámetros de la línea sean calculados en función de esta [18].

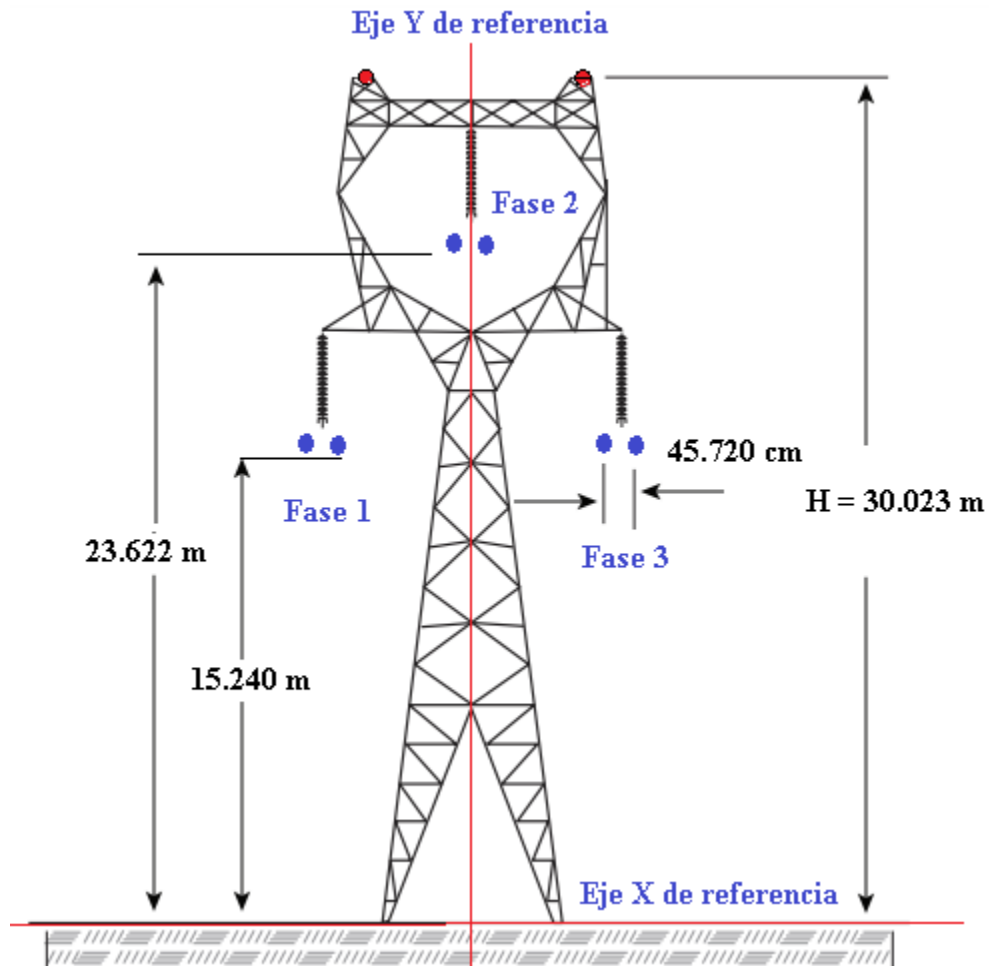


Figura 4.122. Torre de la línea de transmisión de 500 kV utilizada para el caso de estudio [16].

De acuerdo con la referencia [44] para estudios de descargas atmosféricas se recomienda representar la línea través de vanos, para el caso de estudio planteado se consideran cuatro vanos, 1 de 4 km, dos de 450 m y 1 de 30 m de longitud completando aproximadamente 5 km de línea cercana hacia la subestación de 500 kV, para el resto de tramo la línea puede ser representada por su equivalente de impedancia característica a través de una resistencia [4]. Para la modelación de los vanos se utiliza el elemento *LCC section* disponible en ATP.

- **LCC Template**

A continuación, se enlistan los pasos a seguir para acceder al modelo *Jmarti* dentro de la subrutina *LCC template*.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Lines/Cables*
3. Una vez seleccionado se escoge *LCC template*
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.29 muestra las opciones a configurar dentro de *system type*. El cable de guarda se considera un conductor homogéneo por lo que solo es necesario especificar el radio externo del conductor caso contrario se debe considerar el radio interno mediante la opción *Rin*. Se han considerado un número de fases igual a cinco debido a que los cables de guarda se consideran como fases dentro del modelo de la línea para estudios de descargas atmosféricas [18].

Para este tipo de estudios la referencia [22] recomienda usar valores de frecuencia de para la matriz de transformación (Freq. matrix) de entre los 400 a 500 kHz tomando en cuenta el efecto piel. La referencia [44] recomienda usar valores de frecuencia inicial (*freq. Init*) iguales a la frecuencia de operación del sistema (50-60 Hz).

Tabla 4.29. Valores de configuración de línea de 500 kV [16].

Parametrización dentro de system type	
Name	Linea_500kV
#Ph.	5
Template	Activo
Overhead line	Activo
Auto bunding	Activo
Skin effect	Activo
Real transf matrix	Activo
Units	Metric
Model type	Jmarti
Valores de parametrización dentro de standard data	
Rho	100 [Ω *m].
Freq. Init.	60 [Hz]
Length	200 [Km]
Valores de parametrización dentro data modelo Jmartí	
Decades	8
Points/Dec	20
Freq. Matrix	500000 [Hz]
Freq. SS	60 [Hz]

La tabla 4.30 muestra los parámetros para la configuración de cada uno de los conductores de fase, así como para el cable de guarda.

Tabla 4.30. Valores de parametrización para conductores en línea de 500 kV [16].

Conductor de fase		
Parámetro	Valor	
Resis	0,0324	[[Ω]/Km]
Rout	2,035	[cm]
Rin	0,553	[cm]
Cable de guarda		
Parámetro	Valor	
Resis	1,622	[[Ω]/Km]
Rout	0,490	[cm]
Datos adicionales		
Parámetro	Valor	
Nb	2	

En la tabla 4.31 se muestran las distancias horizontales y verticales de la torre determinadas a partir de los ejes de referencia x, y similar al procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.3 y siguiendo la figura 4.122.

Tabla 4.31. Distancias de disposición geométrica torre 500 kV [16].

Disposición geométrica de la torre		
Horiz [m]	Vtower [m]	Separ [cm]
-6,096	15,240	45,720
0	23,622	45,720
6,096	15,240	45,720
-3,932	30,023	0
3,932	30,023	0

Las figuras 4.123 y 4.124 muestran los valores parametrización que han sido ingresados dentro del cuadro de dialogo de la opción *model*. Se ha considerado activa la opción *use default fitting* (valores por defecto) así como la opción *template*.

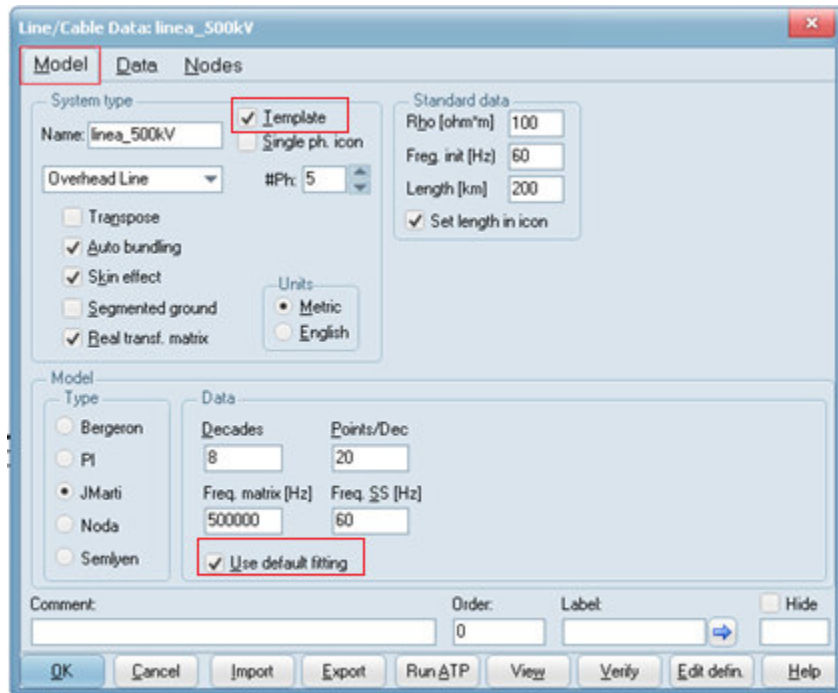


Figura 4.123. Parametrización línea de transmisión de 500 kV.

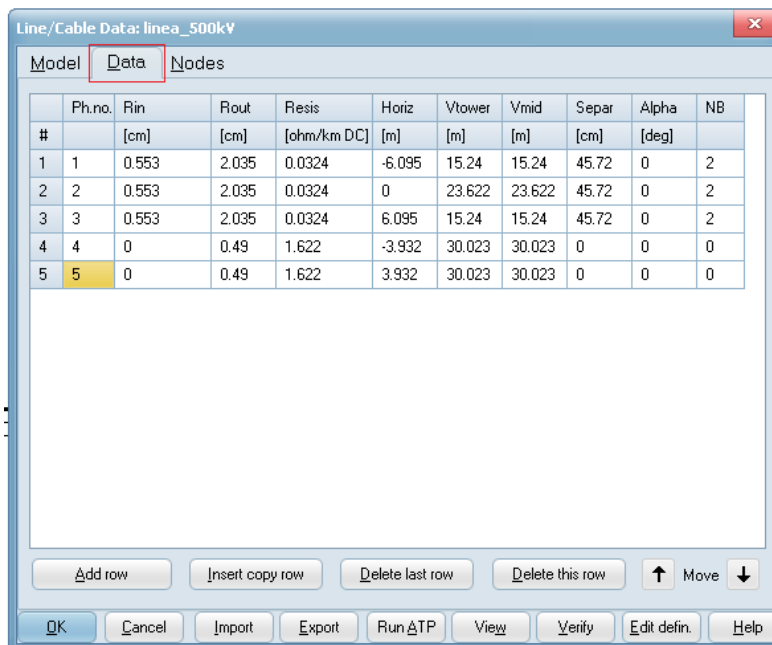


Figura 4.124. Valores de distancias para disposición geométrica línea de 500 kV.

- **LCC Section**

El elemento *LCC section* permite realizar la representación de los vanos de la línea de transmisión con los mismos parámetros del *LCC template* detallado anteriormente. Para acceder al elemento *LCC section* se deben seguir los siguientes pasos.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Lines/Cables*.
3. Una vez seleccionado se escoge *LCC section*.
4. Dentro de la opción *template and name* seleccionar el nombre del template creado anteriormente (*linea_500kV*).
5. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.32 muestra los valores de parametrización de uno de los vanos de la línea. Los valores de frecuencia y resistividad del terreno se consideran similares al template generado anteriormente. Se modelan cuatro vanos de la línea.

Tabla 4.32. Valores de parametrización para vanos de línea de 500 kV.

Valores de parametrización LCC Section línea 500 kV								
Vano 450 m			Vano 30 m			Vano 4 Km		
Parámetro	Valor		Parámetro	Valor		Parámetro	Valor	
Length	0.45	[km]	Length	0.03	[km]	Length	4	[km]
Frequency	500000	[Hz]	Frequency	500000	[Hz]	Frequency	500000	[Hz]
Grnd resist	100	[Ohm*m]	Grnd resist	100	[Ohm*m]	Grnd resist	100	[Ohm*m]

Para ingresar los valores de parametrización en cada vano se debe seguir el procedimiento detallado anteriormente. La figura 4.125 muestra el ingreso de los valores de parametrización para el vano de 450 m. El procedimiento de selección del elemento LCC section así como la parametrización se realiza de manera similar para el resto de vanos.

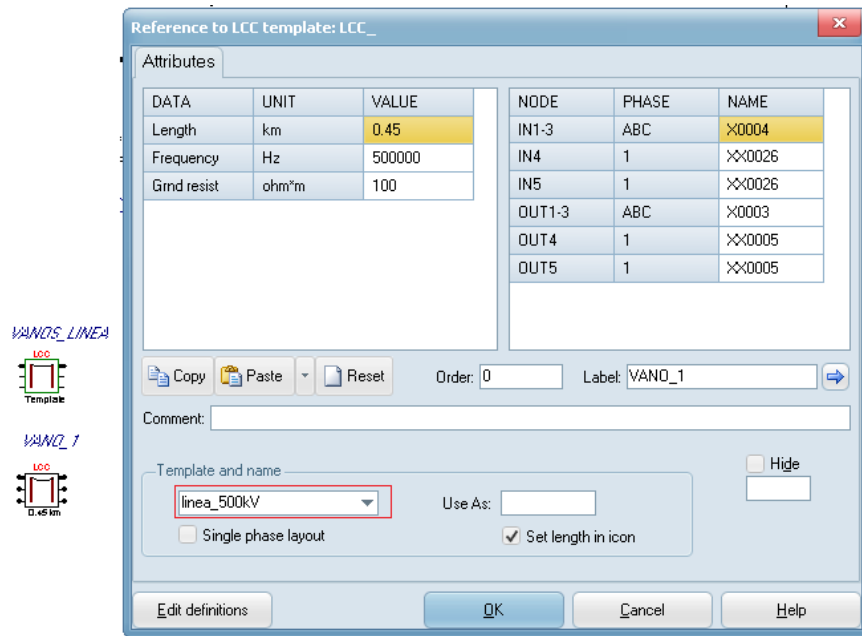


Figura 4.125. Parametrización del vano de 450 m.

Al finalizar la configuración y parametrización de todos los vanos se tendrá los elementos que se muestran en la figura 4.126.

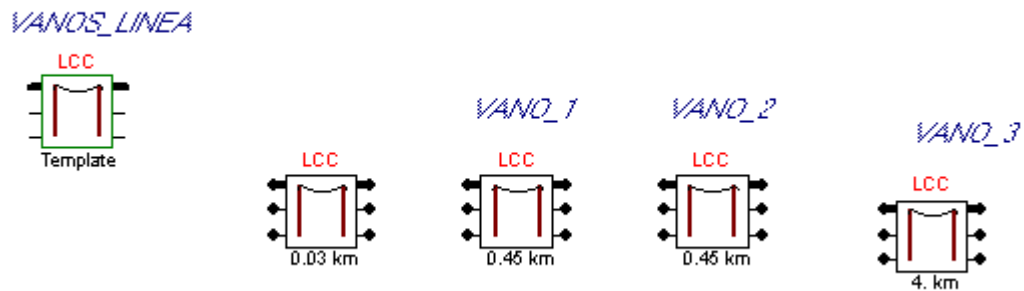


Figura 4.126. Vanos de línea de transmisión 500 kV.

4.6.1.3 Torre de transmisión

En la evaluación de los sobrevoltajes generados en la parte superior de la torre durante la descarga de un rayo, es necesario considerar la respuesta de la torre a los transitorios electromagnéticos.

- **Determinación de la impedancia característica**

La representación de una torre de transmisión para estudios de descargas atmosféricas se puede realizar de manera general a partir de su geometría siendo las de tipo cilíndrica, cónica, cintura y marco H las principales. A partir de esta representación se puede calcular la impedancia característica de la torre de acuerdo con las expresiones que se muestran en la figura 4.127 [45].

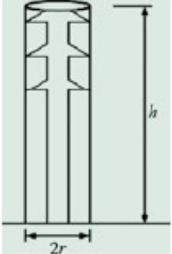
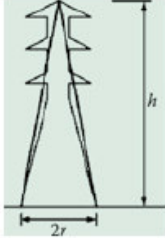
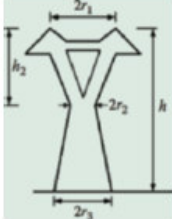
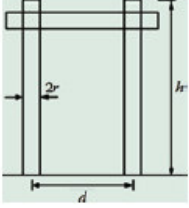
Cilíndrica	Cónica
	
$Z = 60 \frac{\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 1}{h}$	$Z = 60 \ln \left(\sqrt{2} \sqrt{\frac{h^2 + r^2}{r^2}} \right)$
Cintura	Marco en H
	
$Z = \sqrt{\frac{\pi}{4}} 60 \left[\ln \left(\cot \frac{\tan^{-1}(r/h)}{2} \right) - \ln \sqrt{2} \right]$ $r = \frac{r_1 h_2 + r_2 h + r_3 (h - h_2)}{h}$	$Z_1 = 60 \left(\ln \left(2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 1 \right)$ $Z_2 = \frac{60 d \ln \left(2\frac{h}{r} \right) + h Z_1}{h + d}$ $Z = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$

Figura 4.127. Tipos de torres con su impedancia característica [45].

Donde:

h : Altura de la torre.

r : Radio de la base de la torre.

De acuerdo con la referencia [46] los valores de impedancia característica típicos para las torres de transmisión están entre 100 y 300 ohmios mientras el valor de velocidad de propagación puede asumirse similar a la velocidad a la luz.

- **Modelación**

Dado que la impedancia de sobrevoltaje de la torre varía a medida que la onda viaja de arriba hacia tierra se han desarrollado modelos sofisticados que permiten representar una torre por medio de varias secciones de línea y elementos de circuito que se ensamblan teniendo en cuenta la estructura de la torre. Para la modelación de la torre de transmisión de manera general existen varios modelos que van desde los más simples hasta los más complejos.

La norma IEC 60071-4 presenta el modelo *multi-story* o modelo de varios pisos el cual consta de cuatro secciones divididas en las posiciones de brazo transversal de fase superior, media e inferior [15]. Cada sección consta de una línea de transmisión sin pérdidas en serie con una inductancia en paralelo con una resistencia de amortiguación tal como se muestra en la figura 4.128. Los parámetros del modelo se calculan utilizando las ecuaciones detalladas en el punto 7.6.3.2 de la norma IEC 60071-4 [15].

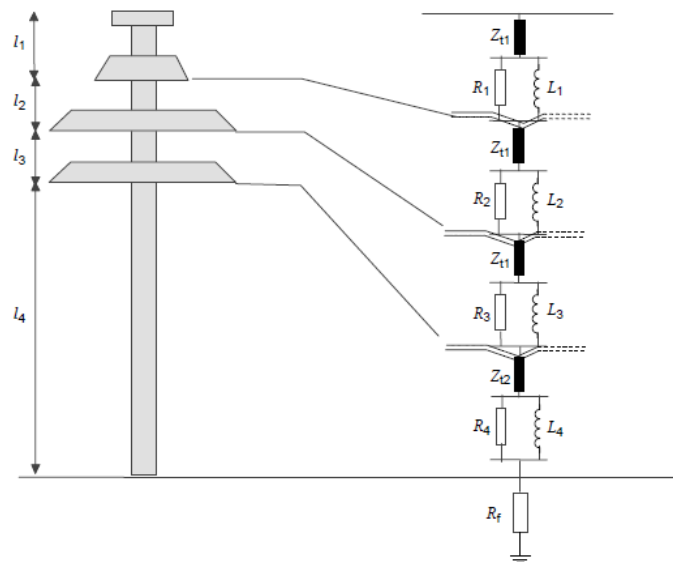


Figura 4.128. Modelo de varios pisos [15].

La referencia [47] recomienda modelar una torre de transmisión de manera más sencilla a través del modelo simplificado de línea ancha, el cual aproxima a la torre como una

estructura simple tal como se muestra en la figura 4.129. Los parámetros del modelo simplificado de línea ancha se calculan utilizando las ecuaciones detalladas en la referencia [47].

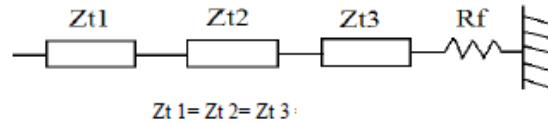


Figura 4.129. Modelo simplificado de torre de transmisión [47].

Para el ejemplo del caso de estudio planteado se ha considerado utilizar el modelo *multi-story* por tratarse de una torre de 500 kV siendo este modelo el que mejor se ajusta a este tipo de estructuras. La figura 4.130 muestra el modelo implementado en ATP.

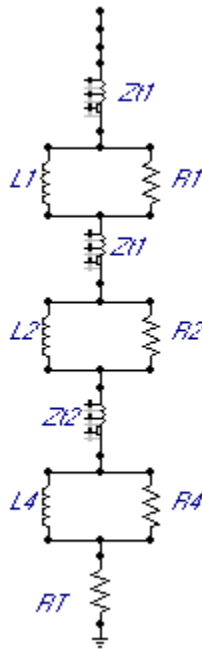


Figura 4.130. Modelo de torre de transmisión 500 kV para el caso de estudio.

Las resistencias de amortiguamiento se modelan a través del elemento *resistor* mientras que las inductancias se modelan mediante el elemento *inductor*. Para acceder a estos elementos se debe dar clic derecho sobre el área de trabajo de ATP y seleccionar *branch linear*. La norma IEC 60071-4 recomienda considerar valores para Z_{T1} de 220 Ohmios mientras que para Z_{T2} recomienda usar 150 Ohmios. Para modelar esta impedancia se usa

el elemento de línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos para acceder a este componente se debe seguir los siguientes pasos:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Lines/Cables*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Distributed*.
4. Dentro de la opción *Transposed line* escoger *1-phase*.
5. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La referencia [46] recomienda usar un valor de velocidad de propagación similar al valor de la velocidad de la luz debido a que el sobrevoltaje que se origina se da por el efecto de las ondas viajeras de voltaje. La tabla 4.33 muestra los valores de parametrización para las impedancias superior e inferior de la torre.

Tabla 4.33. Valores de parametrización línea monofásica con parámetros distribuidos [18].

Línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos Zt1			Línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos Zt2		
Parámetro	Valor		Parámetro	Valor	
R	0	[Ohm/m]	R	0	[Ohm/m]
Z	220	[Ohm]	Z	150	[Ohm]
v	300	[m/us]	v	0,2178	[m/us]
Length	6,4	[m]	Length	8,38	[m]

La velocidad de propagación se ingresa a través del parámetro v . La longitud que se va a ser ingresada es el resultado de considerar las distancias verticales de la torre según la figura 4.122. La tabla 4.34 muestra los valores de resistencia de amortiguamiento e impedancia para cada uno de los tramos de la torre obtenidos a partir de las ecuaciones que se muestran el punto 7.6.3.2 de la norma IEC 60071-4 [15].

Tabla 4.34. Valores de parametrización torre de transmisión 500 kV.

Resistencia de amortiguamiento e Inductancia		
Parámetro	Valor	
R1	21.26	[Ohm]
R2	27.84	[Ohm]
R4	33.48	[Ohm]
L1	0.004252	[mH]
L2	0.005568	[mH]
L4	0.006696	[mH]

La figura 4.131 muestra el ingreso de los valores de parametrización para un tramo de la torre.

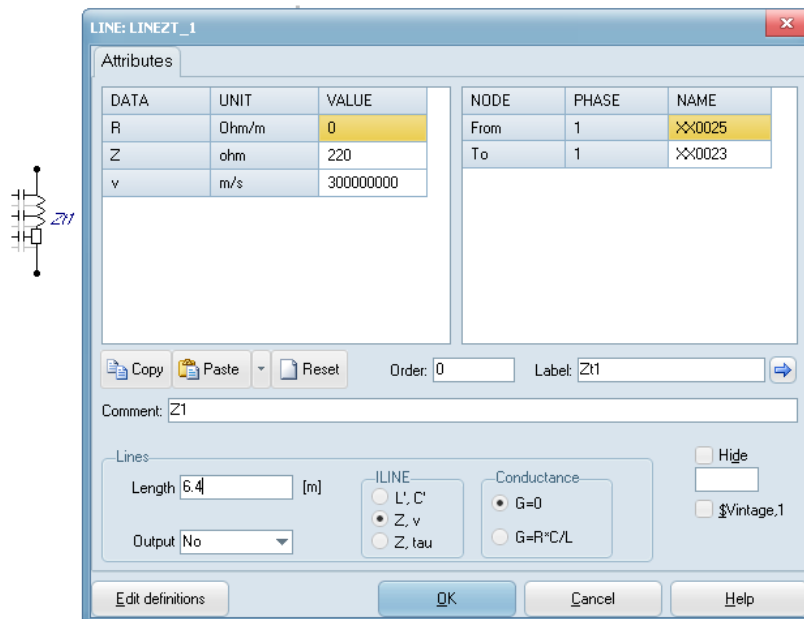


Figura 4.131. Parametrización impedancia superior de torre de transmisión 500 kV.

El procedimiento de selección, parametrización y conexión entre los elementos resistivos, inductivos e impedancias se repite para los demás tramos de la línea hasta formar el arreglo de la figura 4.130. Una vez montada la torre el proceso se repite para las torres adyacentes como se puede ver en la figura 4.120.

4.6.1.4 Cadena de aisladores

La referencia [18] recomienda modelar la cadena de aisladores en cada una de las fases de la línea mediante. Este interruptor debe ser de naturaleza normalmente abierto de tal

forma que si excede un cierto valor de voltaje este se cierre y se mantenga cerrado por un tiempo para luego volver a su estado normal simulando la regeneración del aislamiento [14]. Se considera que la cadena tiene 30 aisladores con una longitud total de 5.2 metros y un valor de voltaje de *critical flash over* de 1150 kV [48].

Para acceder al interruptor controlado por voltaje se deben seguir los siguientes pasos:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *switches*.
3. Una vez seleccionado se escoge *switch voltage contr.*
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.35 muestra los valores de parametrización para un interruptor controlado por voltaje, dichos valores son usados para la cadena de aisladores de las demás fases del circuito.

Tabla 4.35. Valores de parametrización para representación de cadena de aisladores línea 500 kV [41].

Interruptor controlado por voltaje		
Parámetro	Valor	
T_cl	1	[s]
T_de	0,001	[s]
Imar	0	[A]
V_fl	1150000	[V]

El valor de V_{fl} representa el voltaje de activación del interruptor cuyo valor corresponde al *critical flashover* de la cadena de aisladores, T_{de} representa el tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado, T_{cl} representa el tiempo de cierre del interruptor en segundos, [14]. La figura 4.132 muestra el ingreso de los valores de parametrización para la cadena de aisladores de la fase A.

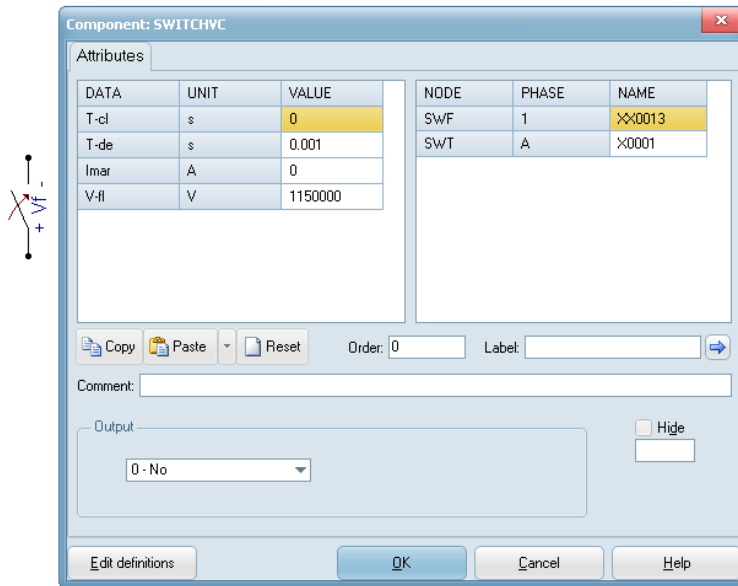


Figura 4.132. Parametrización del interruptor controlado por voltaje.

Luego de finalizar la parametrización y configuración de la cadena de aisladores de la fase A, el procedimiento se repite para las demás fases de circuito de la línea.

Para crear el arreglo de la cadena de aisladores se debe hacer uso del elemento splitter el cual permite separar las fases del primer circuito de la línea. El procedimiento para acceder al splitter es similar al detallado en la sección 3.4.1. Luego de ser seleccionado el splitter se realiza la conexión de los tres interruptores para formar el arreglo de la cadena de aisladores como se muestra en la figura 4.133.

Para realizar las conexiones entre los elementos se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic izquierdo sobre el nodo del elemento requerido.
2. Dirigirse hacia el nodo correspondiente del siguiente elemento y dar nuevamente clic izquierdo tal como se muestra en la figura 4.133.

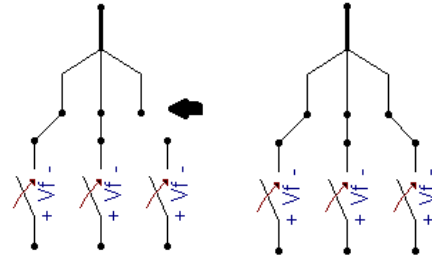


Figura 4.133. Conexión de interruptores controlados por voltaje.

El procedimiento de conexión de la cadena de aisladores hacia la torre de transmisión hasta el resultado final es mostrado en la figura 4.134.

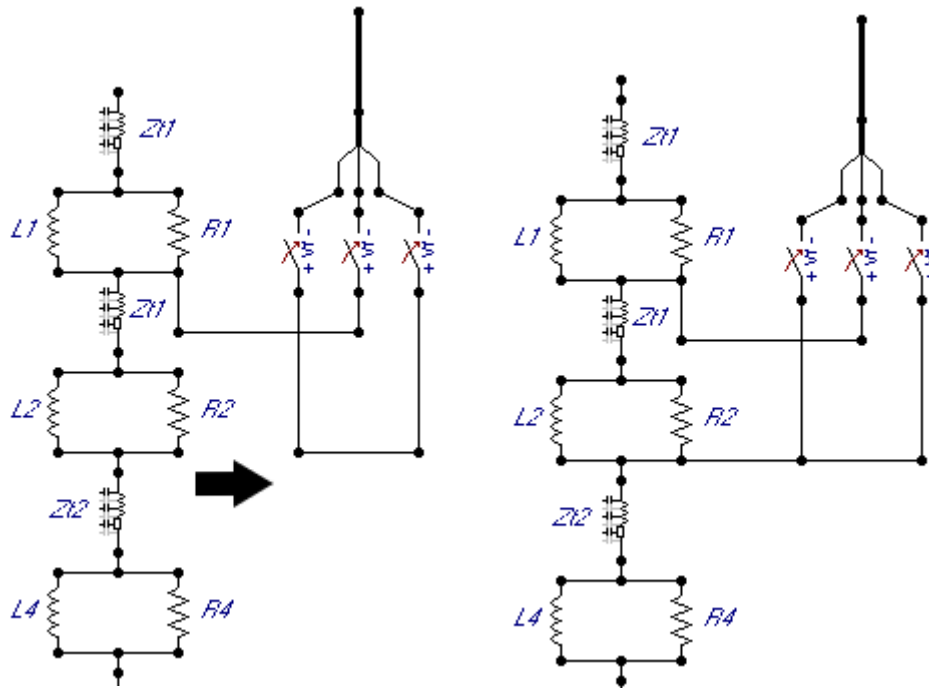


Figura 4.134. Conexión de cadena de aisladores hacia torre de transmisión.

Una vez formado el modelo de torre junto con las cadenas de aisladores, el procedimiento se repite para las torres adyacentes.

4.6.1.5 Resistencia de pie de torre

De acuerdo con la referencia [14] se puede considerar la resistencia de pie de torre, como un valor constante e igual a 10 ohmios y ser representado mediante el elemento *resistor*. A continuación, se enlistan los pasos a seguir para acceder al elemento de resistencia.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.

2. Seleccionar la opción *branch linear*.
3. Una vez seleccionado escoger *resistor*.
4. Colocar el valor de parametrización correspondiente.

La figura 4.135 muestra el ingreso del valor de resistencia dentro del elemento resistor para la resistencia de pie de torre.

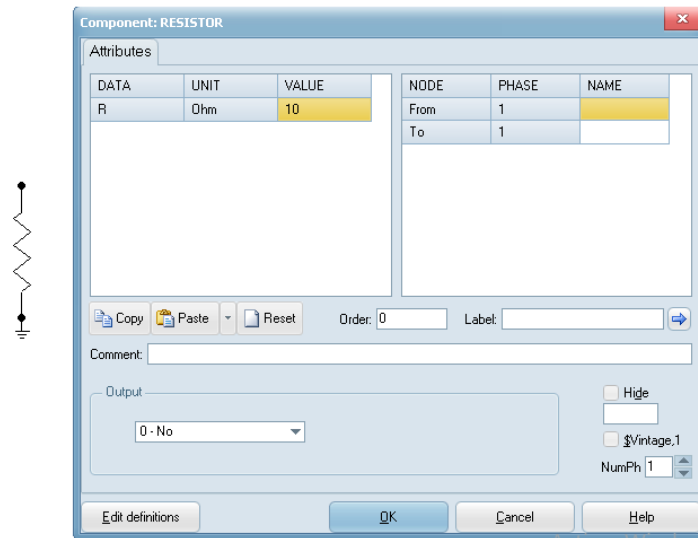


Figura 4.135. Parametrización resistencia pie de torre.

Una vez parametrizado el elemento resistor se debe dar clic izquierdo sobre el nodo de salida de la resistencia y seleccionar la opción ground para poner a tierra la resistencia de pie de torre. La figura 4.136 muestra una torre conectada con su respectiva resistencia.

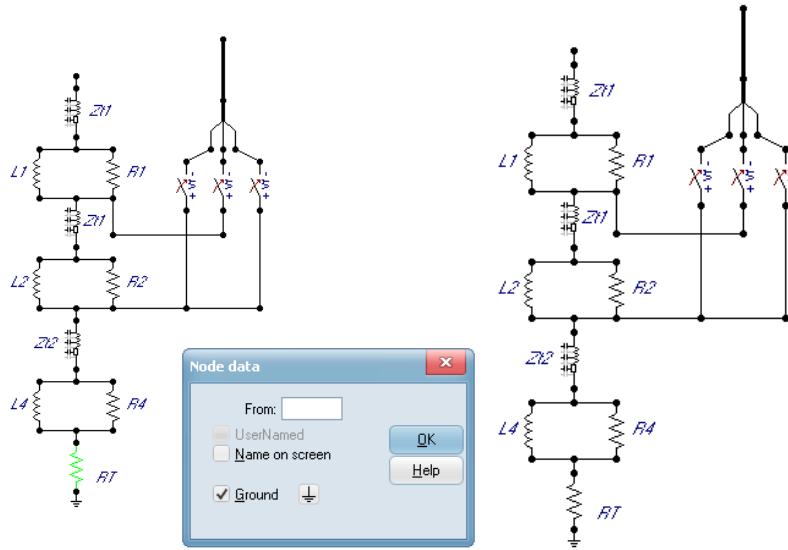


Figura 4.136. Modelo de torre de transmisión 500 kV y resistencia de pie.

4.6.1.6 Pararrayos

Para modelar el pararrayos a la entrada de la subestación la referencia [14] recomienda considerar su característica de resistencia no lineal mediante el elemento $R(i)$ type 92. A continuación se enlistan los pasos a seguir para acceder al elemento de resistencia no lineal.

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *branch no linear*.
3. Una vez seleccionado se escoge $R(i)$ type 92.
4. Dentro de la opción *characteristic* colocar los valores de parametrización respectivos.

La tabla 4.36 muestra los valores de parametrización de la resistencia no lineal para representar el pararrayos.

Tabla 4.36. Valores de parametrización pararrayos [26].

Valores de parametrización resistencia no lineal		
Nflash	0	
RLIN	0	[Ohms]
Vflash	-1	[V]
Vzero	0	[V]
Corriente [A]	Voltaje [V]	
5000	888000	
10000	924000	
20000	998000	
40000	1091000	

Nflash puede tomar valores entre -1,0 y 1. El valor de cero determina que el gap se cierra y se abre tantas veces como sea necesario. *RLIN* representa el valor de resistencia lineal en ohmios. El valor del *vflash* corresponde al voltaje de activación o voltaje de descarga disruptiva en voltios, *vzero* representa el voltaje inicial en la iteración de Newton. En la mayoría de los casos cero está bien [12]. Los valores de voltaje y corriente permiten representar la característica no lineal del pararrayos. Las figuras 4.137 y 4.138 muestran el ingreso de los valores para la parametrización del pararrayos, así como el ingreso de los valores de la curva de voltaje vs corriente.

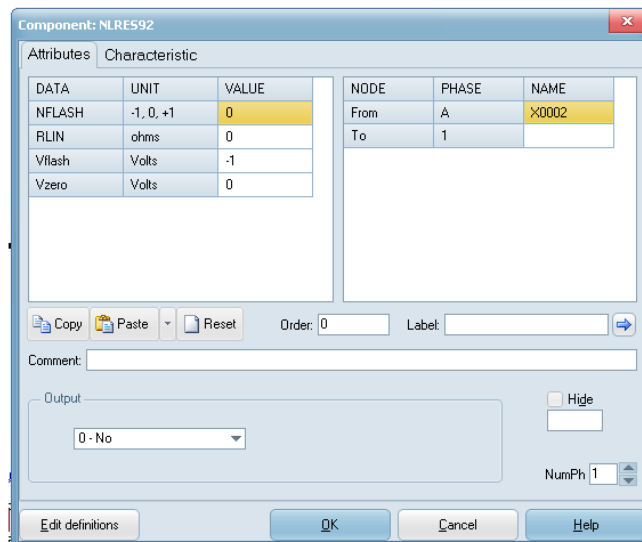


Figura 4.137. Parametrización dentro de pestaña *atributes* resistencia no lineal.

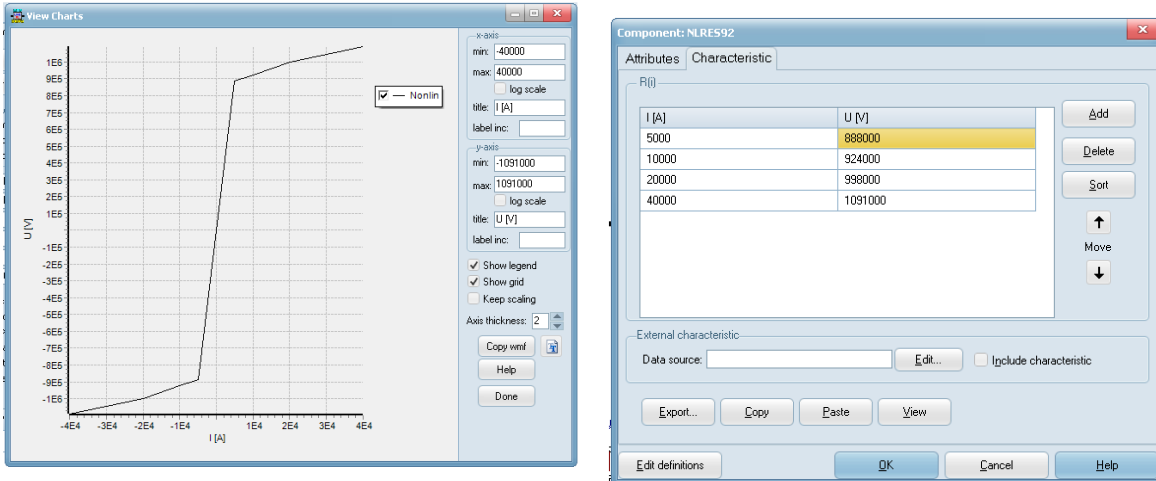


Figura 4.138. Parametrización dentro de pestaña *characteristic* resistencia no lineal.

Una vez parametrizada el pararrayos de la primera fase, el procedimiento se repite para los pararrayos de las siguientes dos fases. El procedimiento de conexión del pararrayos junto con el elemento splitter se realiza de manera similar siguiendo el procedimiento detallado en las secciones 4.1.1.1.2 y 4.6.1.4 hasta formar el arreglo de la figura 4.139.

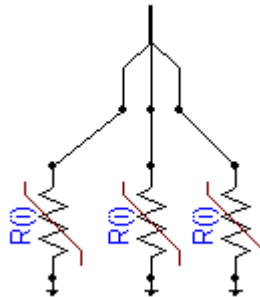


Figura 4.139. Arreglo de pararrayos como elemento a la entrada de la subestación 500 kV.

4.6.1.7 Fuente trifásica AC

El procedimiento de selección y parametrización de la fuente trifásica se la realiza de manera similar al procedimiento mostrado en la sección 4.1.1.1.1. La tabla 4.37 muestra los valores de parametrización utilizados para ambas fuentes de voltaje AC.

Tabla 4.37. Valores de parametrización para fuente trifásica AC en modelo de descarga atmosférica.

Fuente trifásica AC		
Parámetro	Valor	
Voltaje	500000	[Vrms L-L]
Frecuencia	60	Hz
Ángulo fase	0	[grados]
Tiempo inicial	-1	[S]
Tiempo final	100	[S]

La amplitud de la fuente ha sido ingresada como un valor de voltaje rms línea-línea considerando una frecuencia de operación de 60 Hz. La figura 4.140 muestra el ingreso de los valores para la parametrización de la fuente trifásica AC.

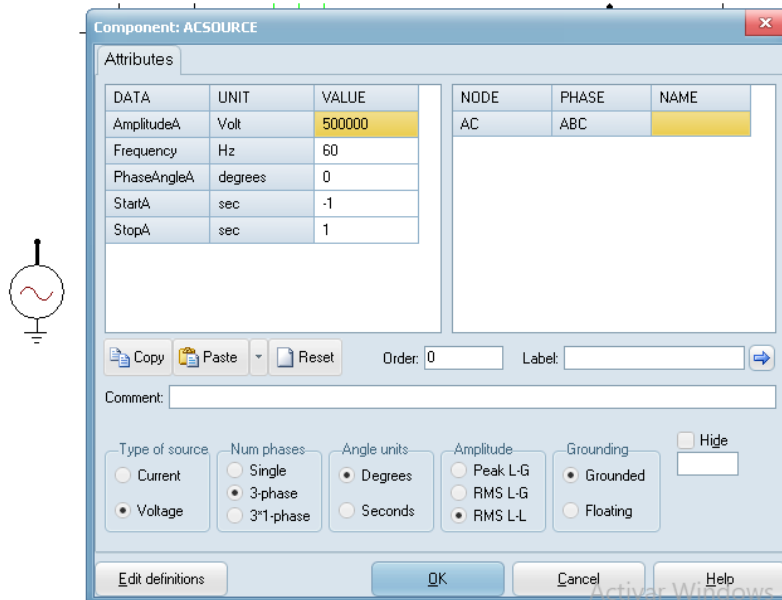


Figura 4.140. Fuente trifásica AC para modelo de descarga atmosférica.

4.6.1.8 Modelación de equipos de una subestación

Para fenómenos de alta frecuencia como es el caso de una descarga atmosférica los equipos de una subestación, tales como los disyuntores, transformadores de potencia de la subestación, transformadores de instrumentos generalmente se representan mediante sus capacitancias a tierra [44]. La tabla 4.38 proporciona los valores capacitancia utilizados en estudios de descargas atmosféricas para diferentes equipos dentro de una subestación de 500 kV [4].

Para representar los elementos a través de capacitancias se utiliza el modelo *RLC 3Ph* disponible en ATP. Para acceder a este se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *branch linear*.
3. Una vez seleccionado se escoge *RLC 3 Ph*.
4. Colocar los valores de parametrización respectivos.

Tabla 4.38. Valores de capacitancia para modelación de equipos de subestación para estudios de descarga atmosférica [4].

Nombre del equipo	Capacitancia (pF)
Transformador	4000
Transformador capacitivo de potencial	4700
Transformador de corriente	710
Disyuntor	300
Seccionador	150

Dentro del elemento *RLC 3 Ph* se parametrizan únicamente los valores de capacitancia en cada fase para el resto de los valores se coloca un valor de cero tal como se muestra en la figura 4.141.

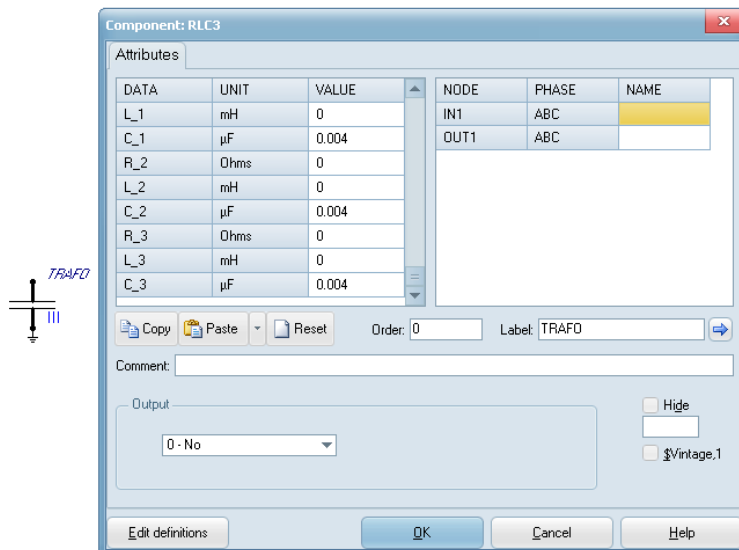


Figura 4.141. Procedimiento de parametrización transformador.

El procedimiento de selección y parametrización se repite para cada uno de los elementos que se muestra en la figura 4.120. La figura 4.142 muestra los elementos de la subestación para el campo de la línea y el campo del transformador.

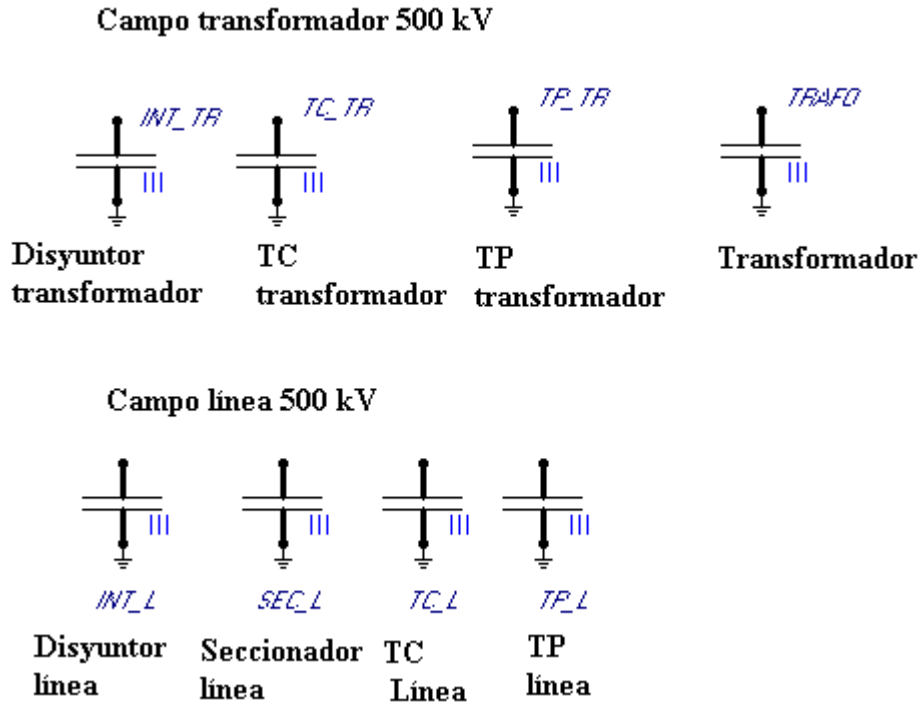


Figura 4.142. Principales equipos de patio de una subestación 500 kV.

4.6.1.9 Conexión de elementos dentro de una subestación

De acuerdo con la referencia [44] las conexiones entre equipos de una subestación se puede representar a través de secciones de línea con parámetros distribuidos si estas presentan una longitud mayor a 3 metros para una longitud menor se puede utilizar una inductancia de parámetros agrupados de valor de $1 \mu H/m$.

Para el ejemplo se ha considerado usar secciones de línea utilizando el modelo *Bergeron* disponible dentro de la opción *LCC template* a fin de obtener un modelamiento mediante parámetros distribuidos en función de la frecuencia. Para acceder al elemento *LCC template* se debe seguir el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.1.3. Las tablas 4.39 y 4.40 muestran los valores de parametrización.

Tabla 4.39. Valores de parametrización conexión elementos 500 kV.

Parametrización dentro de system type	
Name	Cable_500kV
#Ph.	3
Overhead line	Activo
Skin effect	Activo
Real transf matrix	Activo
Units	Metric
Model type	Bergeron
Valores de parametrización dentro de standard data	
Rho	100 [Ω *m].
Freq. Init.	500000 [Hz]
Length	0.006 [Km]

El valor *freq matrix* representa la frecuencia a la que se calcula la matriz de transformación, *freq SS* representa la frecuencia en estado estable, *length* representa la longitud la línea [14]. La referencia [49] recomienda considerar valores similares de frecuencia inicial similar al de la línea de 500 kV modelada anteriormente.

Tabla 4.40. Valores de parametrización para disposición geométrica de cables.

Disposición geométrica de la torre	
Horiz [m]	Vtower [m]
-8	8
0	8
8	8

La referencia [49] recomienda que en caso de no contar con los datos de los conductores dentro de la subestación se utilice los mismos valores de la línea de transmisión, estos valores se presentan en la tabla 4.30 con la diferencia que solo se consideran únicamente los conductores de fase sin los cables de guarda. La longitud de cada segmento de cable se considera de 6 m según lo recomendado en [49].

La figura 4.143 muestra el ingreso de valores de parametrización en el elemento *LCC template*.

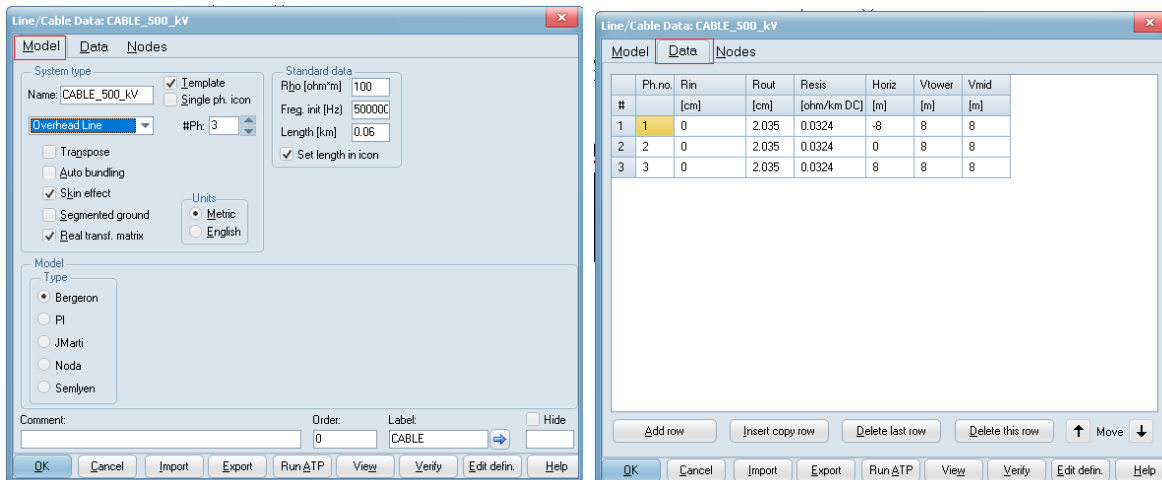


Figura 4.143. Parametrización del conductor *LCC template*.

Una vez generado el template del conductor el procedimiento de selección y configuración para formar los tramos que conectan a los equipos de la subestación mediante el elemento *LCC section* es similar al detallado en la sección 3.4.5.2 considerando los mismos valores de frecuencia, longitud y resistencia del suelo que el *template* parametrizado anteriormente. La figura 4.144 muestra la parametrización del conductor dentro del *LCC section*.

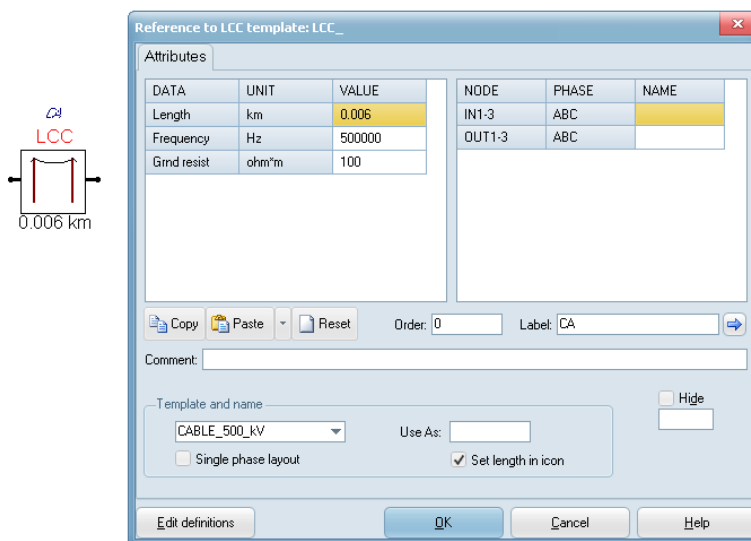


Figura 4.144. Parametrización conductor elemento *LCC section*.

El procedimiento de selección y parametrización se repite para los demás tramos de cable hasta formar el arreglo de conductores que se muestra en la figura 4.145

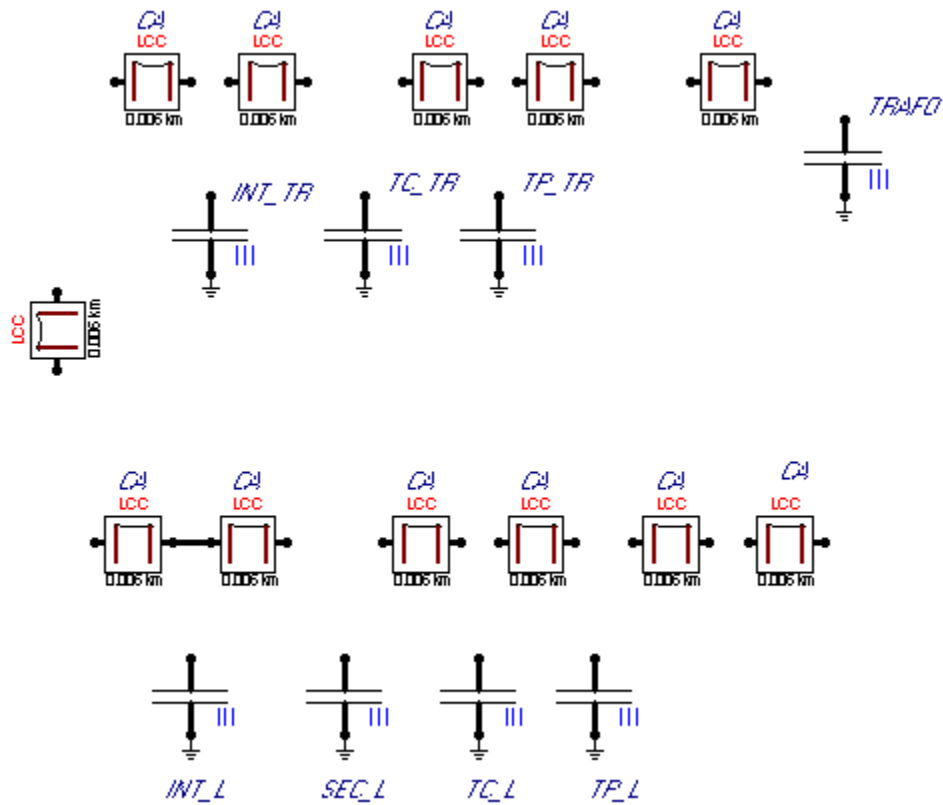


Figura 4.145. Conexión entre elementos de la subestación.

Una vez modelados y configurados todos los componentes del sistema de estudio como se muestra en la figura 4.146 se procede a realizar la conexión entre ellos. El procedimiento de conexión entre elementos se realiza de manera similar al mostrado en la sección 4.1.1.1.4.

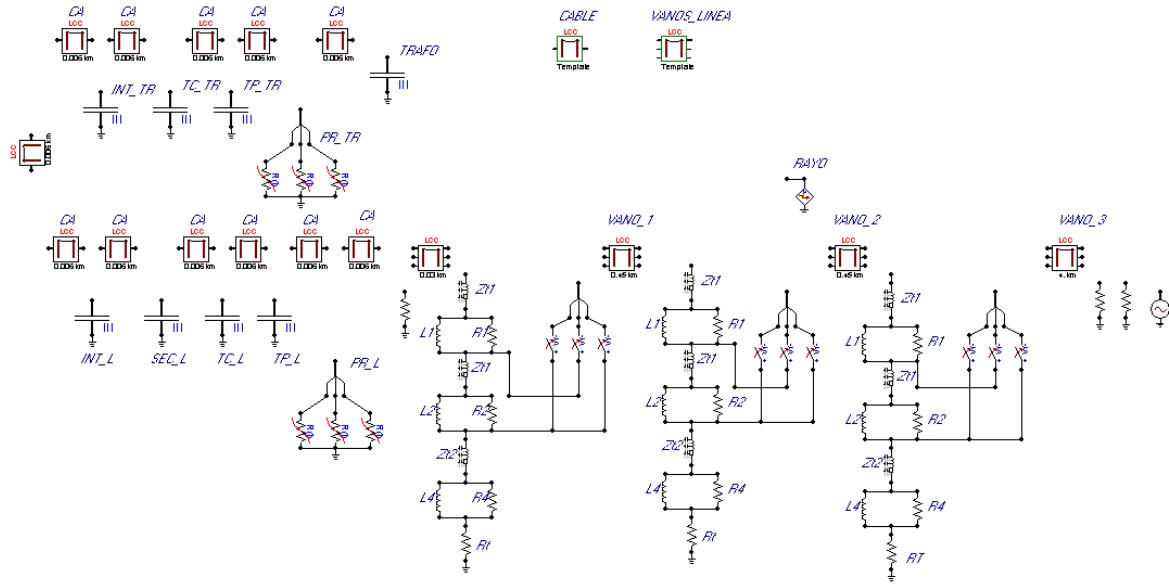


Figura 4.146. Elementos necesarios para montaje de modelo de descarga atmosférica sistema de 500 kV.

Una vez finalizadas las conexiones de todos los elementos se obtiene el modelo para descargas atmosféricas mostrado en la figura 4.147.

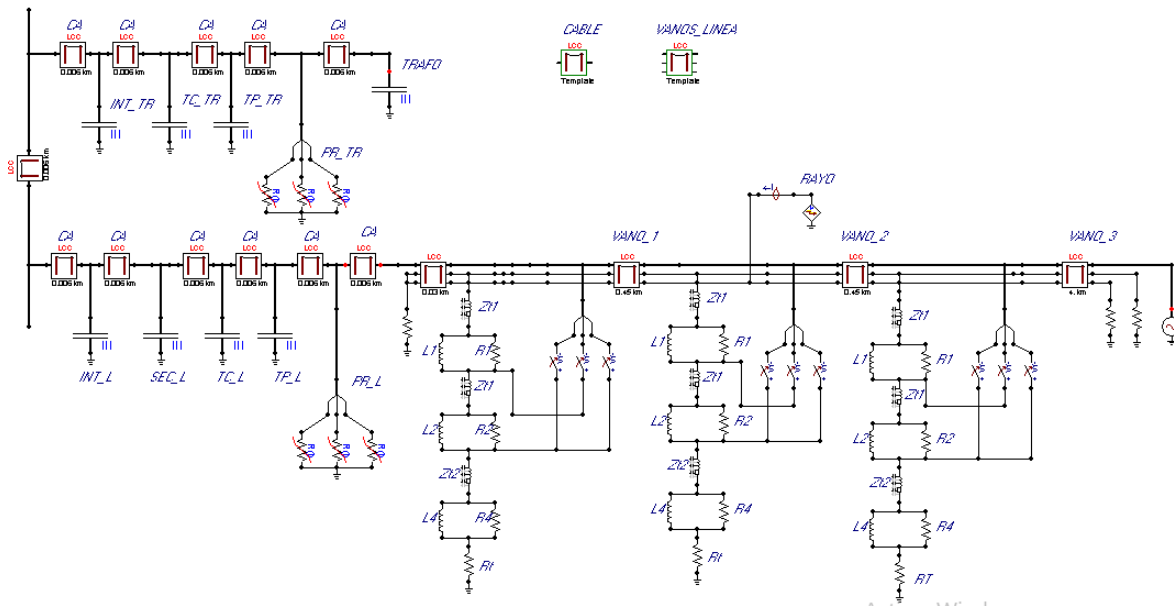


Figura 4.147. Modelo de descarga atmosférica sobre cable de guarda en línea de transmisión de 500 kV.

Luego de terminar la conexión de todos los elementos, se procede con la identificación de los nodos de interés de los elementos del sistema. Para esto se debe dar clic izquierdo

sobre el nodo del elemento e ingresar el nombre que el usuario desee. La tabla 4.41 muestra el nombre del nodo del transformador usado para el análisis de descarga atmosférica.

Tabla 4.41. Nombres de los nodos en cada uno de los elementos del sistema.

Nombres de los nodos del sistema		
Transformador	Entrada	TRAFO
	Salida	-----

4.6.1.10 Medidores de voltaje

Para el análisis de los transitorios de voltaje provocados por la descarga atmosférica, una vez ingresados los nombres en los elementos, se debe colocar los medidores de voltaje sobre los nodos de interés que para el caso de análisis constituye el nodo del transformador con el fin de analizar los sobrevoltajes que podrían aparecer sobre este equipo de la subestación para realizar su coordinación de aislamiento. Los pasos para acceder a los medidores de voltaje se describen a continuación:

1. Dar clic derecho sobre el área de trabajo de la ventana de ATP.
2. Seleccionar la opción *Probes & 3-phase*.
3. Una vez seleccionado se escoge *Probe Voltaje*.
4. Colocar un medidor sobre el nodo del transformador.

Al final de la conexión de los medidores se tendrá el modelo de la figura 4.148.

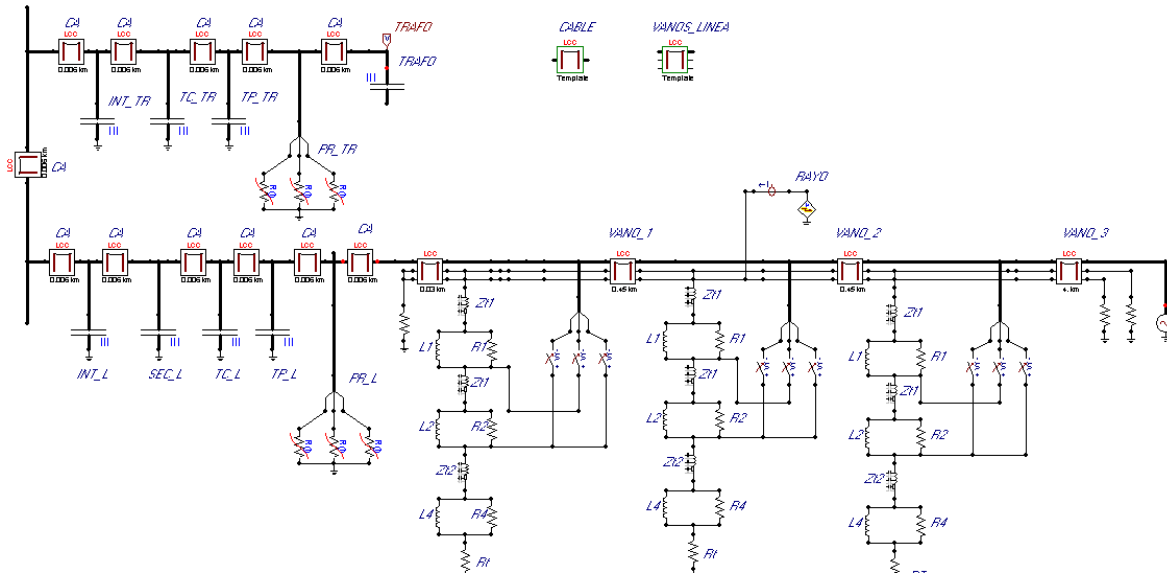


Figura 4.148. Modelo completo para análisis de descarga atmosférica en sistema de 500 kV.

4.6.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

Una vez finalizado el montaje del modelo y haber ingresados todos los parámetros dentro de cada uno de los elementos se procede a realizar la configuración de la simulación, la cual consiste en la parametrización de las siguientes opciones:

- Delta_t: Paso de integración.
- Tmax: Tiempo de duración de la simulación.
- Frequency: Frecuencia de operación del sistema bajo análisis.

La referencia [14] recomienda usar valores de paso de integración de 1 a 20 ns siendo un valor típico 5 ns con un tiempo máximo de simulación de 20 a 50 μs siendo un valor típico 40 μs . Para acceder a esta opción se debe dar clic sobre el menú ATP y seleccionar *settings* según el procedimiento mostrado en la sección 4.1.1.2. A continuación, se despliegan las opciones disponibles, dentro de simulation se especifica el paso de integración delta_t, así como el tiempo de duración de la simulación tal como se muestra en la figura 4.149.

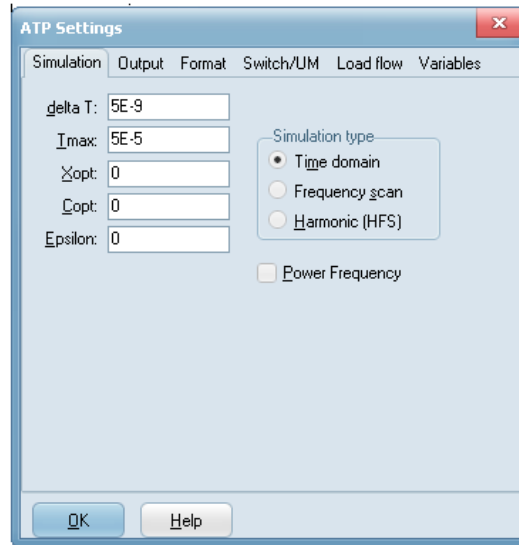


Figura 4.149. Configuración de parámetros de simulación [13].

La configuración de los parámetros de la simulación se realiza de manera similar a la descrita en la sección 4.1.1.2 considerando los valores de la tabla 4.42.

Tabla 4.42. Valores para configuración de simulación descarga atmosférica

Parámetros de configuración ATP Settings	
Delta_t	5*E-9
Tmax [s]	5*E-5
Frecuency [Hz]	60

4.6.3 OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Una vez configurados los valores para la simulación, dentro del menú ATP seleccionar *run ATP* para comenzar la simulación. Luego de haber finalizado la simulación, dentro del menú ATP seleccionar *run plot* tal para desplegar el elemento graficador tal como se detalló en la sección 4.1.1.3.

Como ejemplo, para el caso de estudio se seleccionarán para el análisis los voltajes fase-tierra medidos en el nodo TRAF0, con el fin de analizar los sobrevoltajes que podrían afectar al transformador de la subestación producto de la caída del rayo sobre el cable de guarda. La selección de las variables de voltajes fase-tierra, así como la obtención de gráficas se realiza de manera similar siguiendo el procedimiento detallado en la sección 4.1.1.3.

La figura 4.150 muestra los sobrevoltajes que se producen en el transformador de la subestación debido a caída de un rayo sobre el cable de guarda de una línea de transmisión cercana a esta. Los resultados de la simulación demuestran que la fase C presenta el peor sobrevoltaje con un máximo de 476.07 kV pico. Este valor será utilizado dentro del ejemplo de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente rápido realizado a continuación.

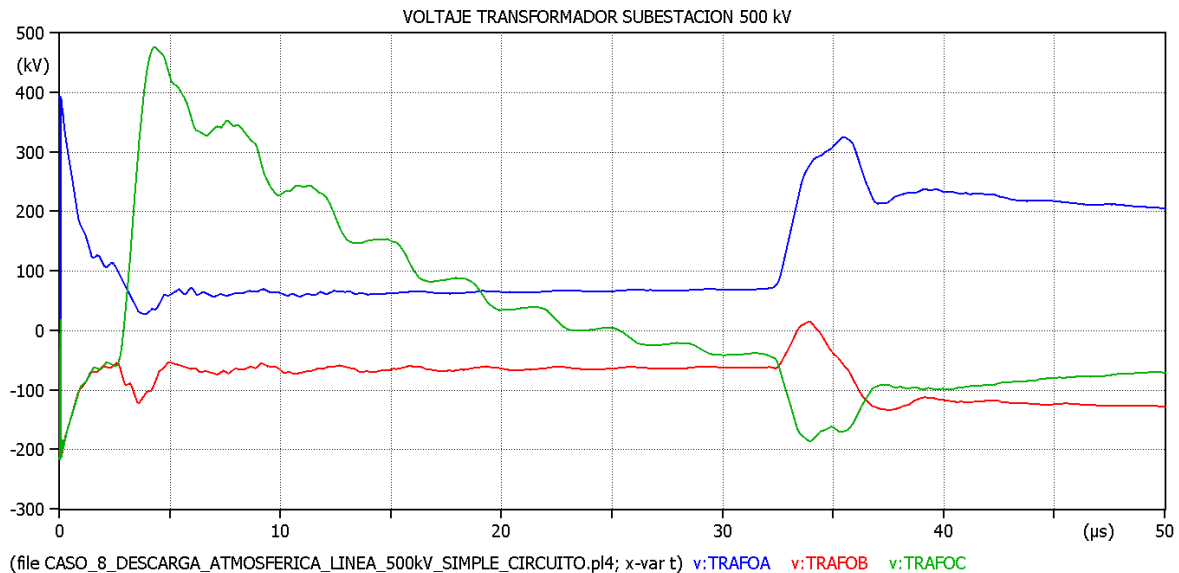


Figura 4.150. Voltaje en el transformador de la subestación 500 kV.

5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se documenta los resultados obtenidos de los casos de estudio desarrollados en capítulos anteriores. Además, se presenta un ejemplo de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento usando el método estadístico simplificado y un ejemplo de coordinación de aislamiento frente rápido usando el método determinista.

5.1 ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

5.1.1 CASO DE ESTUDIO CON PRESENCIA DE PARARRAYOS

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de energización de la línea con presencia de pararrayos se obtuvo los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.1 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 2.12 p.u el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos

los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.1. Resumen de resultados de simulación estadística energización de línea con presencia de pararrayos nodo REC.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
REC			
Fase A	1.75	0,168	2.09
Fase B	1.70	0.202	2.12
Fase C	1.72	0.186	2.10

5.1.2 CASO DE ESTUDIO CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de energización de la línea con resistencias de preinserción se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.2 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 1.49 p.u. el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.2. Resumen de resultados de simulación estadística energización de línea con resistencias de preinserción nodo REC.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
REC			
Fase A	1.27	0.0916	1.46
Fase B	1.28	0.100	1.49
Fase C	1,26	0.00823	1.43

5.1.3 CASO DE ESTUDIO RECIERRE MONOPOLAR DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de recierre monopolar de una línea con resistencia de preinserción se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.3 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 1.36 p.u el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.3. Resumen de resultados de simulación estadística recierre monopolar línea con resistencias de preinserción nodo REC.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
REC			
Fase A	1.05	0,045	1,14
Fase B	1,05	0,052	1,15
Fase C	1,33	0,016	1,36

5.2 ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

5.2.1 CASO DE ESTUDIO SIN MANDO SINCRONIZADO

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de energización de transformador sin mando sincronizado se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.4 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 2.13 p.u el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.4. Resumen de resultados de simulación estadística nodo PRIM energización de transformador sin mando sincronizado.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
PRIM			
Fase A	1,52	0,208	1,97
Fase B	1,59	0,264	2.13
Fase C	1,48	0,24	1,97

5.2.2 CASO DE ESTUDIO CON MANDO SINCRONIZADO

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de energización de transformador con mando sincronizado se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.5 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 2.08 p.u el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.5. Resumen de resultados de simulación estadística nodo PRIM energización de transformador con mando sincronizado.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
PRIM			
Fase A	1.71	0.0982	1.91
Fase B	1.90	0.135	2.08
Fase C	1.65	0.141	1.94

5.3 RECHAZO DE CARGA

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de rechazo de carga se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} para los escenarios considerados. La tabla 5.6 muestra un resumen con los resultados estadísticos de todos los escenarios donde se observa que el máximo valor fase-tierra (U_{e2}) es de 1.154 p.u correspondiente al caso numero 6 donde se produjo un rechazo de carga de 590.09 MVA, este valor servirá para determinar el máximo

sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.6. Resumen de resultados de simulaciones estadísticas nodo PRIM rechazo de carga.

N° Casos	Fase A			Fase B			Fase C		
	Media	Desv. Std	Ue2	Media	Desv. Std	Ue2	Media	Desv. Std	Ue2
1	1,12	1,19E-02	1,147	1,12	1,46E-02	1,154	1,12	1,19E-02	1,147
2	1,12	9,82E-03	1,146	1,12	1,23E-02	1,149	1,12	9,21E-03	1,144
3	1,12	1,03E-02	1,146	1,12	1,35E-02	1,152	1,12	1,03E-02	1,146
4	1,12	9,82E-03	1,146	1,12	1,23E-02	1,149	1,12	9,21E-03	1,144
5	1,12	1,32E-02	1,151	1,12	1,43E-02	1,153	1,12	1,32E-02	1,151
6	1,12	1,39E-02	1,152	1,12	1,50E-02	1,154	1,12	1,32E-02	1,151
7	1,12	1,19E-02	1,149	1,12	1,50E-02	1,154	1,12	1,09E-02	1,147
8	1,12	1,32E-02	1,151	1,12	1,35E-02	1,152	1,12	1,27E-02	1,150
9	1,12	1,09E-02	1,145	1,12	1,32E-02	1,150	1,12	1,19E-02	1,147
10	1,12	1,25E-08	1,120	1,12	1,25E-08	1,120	1,12	1,25E-08	1,120
11	1,11	1,43E-02	1,143	1,11	1,56E-02	1,145	1,11	1,32E-02	1,140
12	1,12	1,25E-08	1,120	1,12	1,25E-08	1,120	1,12	1,25E-08	1,120
13	1,12	1,35E-02	1,151	1,12	1,46E-02	1,154	1,12	1,43E-02	1,153
14	1,12	1,14E-02	1,146	1,12	1,32E-02	1,150	1,12	1,19E-02	1,147
15	1,12	1,35E-02	1,151	1,12	1,46E-02	1,154	1,12	1,32E-02	1,150

5.4 ENERGIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES CON MANDO SINCRONIZADO

A partir de las 200 simulaciones realizadas para el caso de energización del banco de capacitores con mando sincronizado se obtuvieron los valores de voltaje medio, desviación estándar y sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos U_{e2} . La tabla 5.7 muestra un resumen con los resultados estadísticos obtenidos. Se observa que se producen sobrevoltajes en todas las fases siendo 1.11 p.u el máximo valor fase-tierra (U_{e2}), este valor servirá para determinar el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos de estudio considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento.

Tabla 5.7. Resumen de resultados de simulación estadística nodo PRIM energización banco capacitores con mando sincronizado.

Nodo de estudio	Sobrevoltaje Fase-tierra		
	Vmedia p.u.	Desviación estandar	Ue2 p.u.
PRIM			
Fase A	1.065	0.0218	1.11
Fase B	1.071	0.0137	1.099
Fase C	1.075	1,19E-08	1.075

5.5 RESUMEN DE CASOS DE ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO

La tabla 5.8 muestra el resumen de los máximos sobrevoltajes U_{e2} obtenidos de las simulaciones de los casos de estudio realizadas anteriormente, el criterio de selección de estos valores se basa en el método caso-pico donde se selecciona únicamente el valor de sobrevoltaje más alto de entre los tres valores fase-tierra obtenidos en cada uno de los casos de estudio [44].

Los resultados arrojan que los casos donde se produjeron los mayores sobrevoltajes fueron en los que no se consideraron medidas de limitación de sobrevoltajes, específicamente el máximo sobrevoltaje representativo estadístico de entre todos los casos es producido por la energización de transformador sin mando sincronizado con un valor de 2.13 p.u. (869.56 kV), este valor será usado como valor de sobrevoltaje representativo para la determinación del voltaje soportado de coordinación (U_{cw}) dentro del procedimiento de coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente lento presentado en el ejemplo de la sección 5.6.

Tabla 5.8. Valores máximos sobrevoltajes U_{e2} .

	Caso de estudio	Sobrevoltajes fase-tierra	
1	Energización de línea con presencia de pararrayos	2.12 p.u.	865.48 kV
2	Energización de línea con resistencias de preinserción	1.49 p.u.	608.28 kV
3	Recierre monopolar en línea de transmisión	1.36 p.u.	555.21 kV
4	Energización de transformador sin mando sincronizado	2.13 p.u.	869.56 kV
5	Energización de transformador con mando sincronizado	2.08 p.u.	849.15 kV
6	Rechazo de carga	1.15 p.u.	469.48 kV
7	Energización de banco de capacitores con mando sincronizado	1.11 p.u.	453.15 kV

5.6 EJEMPLO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA SOBREVOLTAJES DE FRENTE LENTO

Debido a que no se dispone de la distribución de sobrevoltajes dentro del sistema eléctrico, así como la distribución de sobrevoltajes que soportan los materiales, para el ejemplo de coordinación de aislamiento de sobrevoltajes de frente lento utiliza el método estadístico simplificado para seleccionar el voltaje soportado de impulso tipo maniobra (SIWV) de acuerdo con la metodología detallada en la norma IEC 60071-2.

5.6.1 FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTURA

La dependencia de la presión atmosférica con la altitud determina el factor de corrección K_a , ya que la robustez del aislamiento puede disminuir significativamente con respecto a la altura en la cual se está realizando el diseño [4]. Para efectos de este ejemplo se ha considerado el caso de una subestación ubicada a una altura de 2850 m.s.n.m. Además, se utilizó un factor $m=0.75$ para voltajes de impulso tipo maniobra fase-tierra según lo recomendado en IEEE std.C37-100 [50] y $m=1$ para voltajes de impulso tipo rayo según lo recomendado en la norma IEC 60071-2 [3] con lo cual se aplicó la expresión detallada en la sección 3.5.2.1 obteniéndose los siguientes factores:

- Factor de corrección para voltajes de impulso tipo maniobra:

$$K_a = e^{0.75 * \left(\frac{2850}{8150}\right)} = 1.29$$

- Factor de corrección para voltajes de impulso tipo rayo:

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{2850}{8150}\right)} = 1.419$$

5.6.2 FACTOR DE SEGURIDAD

Para el ejemplo desarrollado se han considerado los siguientes factores de seguridad recomendados por la norma IEC 60071-2 [3]. Para aislamiento interno se consideró $K_s = 1.15$ mientras que para aislamiento externo se consideró $K_s = 1.05$. El uso de estos factores permite una adecuada coordinación entre el aislamiento interno y el externo, protegiendo así principalmente a los aislamientos internos de los equipos.

5.6.3 VOLTAJE SOPORTADO DE COORDINACIÓN

Para determinar el voltaje soportado de coordinación (U_{cw}) se debe multiplicar el factor de coordinación estadístico (K_{cs}) por el voltaje representativo tipo maniobra (U_{rp}) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$U_{cw} = U_{rp} * K_{cs} \quad (5.1)$$

El voltaje representativo se determinó a partir de los resultados estadísticos de los casos de estudio simulados en capítulos anteriores. Para el ejemplo se ha determinado un valor de $U_{rp} = 2.13 \text{ p. u.}$ (869.56 kV fase-tierra pico) correspondiente al máximo valor de U_{e2} de entre todos los casos de estudios considerados.

El valor del factor de coordinación es el resultado de encontrar un riesgo de fallo del aislamiento que ha sido probado de acuerdo a experiencias para ser aceptado según lo explicado en la sección 3.5.2.1 Para el ejemplo, la referencia [4] recomienda usar un valor de riesgo de falla del aislamiento de 0.0001 fallos por año, lo que da como resultado un valor de $K_{cs} = 1.15$. Aplicando la ecuación 5.1 se obtienen los siguientes resultados:

$$U_{cw} = 869.56 \text{ kV} * 1.15 = 1000 \text{ kV}$$

5.6.4 VOLTAJE SOPORTADO A IMPULSO TIPO MANIOBRA (SIWV) PARA AISLAMIENTO INTERNO DE LOS EQUIPOS

El voltaje soportado especificado (U_{rw}) se obtiene al multiplicar el voltaje soportado de coordinación por el factor de seguridad de la siguiente manera:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s = 1000 \text{ kV} * 1.15 = 1150 \text{ kV}$$

5.6.4.1 Voltaje soportado normalizado

El voltaje soportado normalizado a impulso tipo maniobra se determina a partir del voltaje soportado especificado, El criterio de coordinación determina que para obtener el voltaje soportado normalizado se debe seleccionar el valor inmediato superior al valor calculado según la tabla 5.9. Por lo tanto, para el ejemplo el voltaje soportado normalizado a impulso tipo maniobra para el aislamiento interno de los equipos es: $U_w = 1175 \text{ kV}$

Tabla 5.9. Nivel de aislamiento normalizados sistemas tipo II.

Voltaje mas elevado para el material U_m kV (rms)	Voltaje soportado normalizado a impulsos tipo maniobra
	Fase-tierra kV (pico)
420	850
	950
	1050
550	950
	1050
	1175
800	1300
	1425
	1550

5.6.5 VOLTAJE SOPORTADO A IMPULSO TIPO MANIOBRA (SIWV) PARA AISLAMIENTO EXTERNO DE LOS EQUIPOS

El voltaje soportado especificado (U_{rw}) se obtiene al multiplicar el factor de corrección por altura $K_a = 1.3$ por el factor de seguridad $K_s = 1.05$ recomendado por la norma IEC 60071-2 entre el voltaje soportado de coordinación de la siguiente manera:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a = 1000 \text{ kV} * 1.05 * 1.29 = 1354.5 \text{ kV}$$

El criterio de coordinación determina que para obtener el voltaje soportado normalizado se debe seleccionar el valor inmediato superior al valor calculado según la tabla 5.9. Por lo tanto, para el ejemplo el voltaje soportado normalizado a impulso tipo maniobra para el aislamiento externo de los equipos es: $U_w = 1425 \text{ kV}$

5.7 EJEMPLO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO PARA SOBREVOLTAJES DE FRENTE RÁPIDO

Tomando en consideración que el objetivo principal de este trabajo de titulación es el desarrollo de una guía de simulación y análisis de sobrevoltajes para la coordinación de aislamiento, para el ejemplo desarrollado en este capítulo, se utilizó el método determinista siguiendo la metodología de coordinación de la norma IEC 60071-2, el análisis estadístico del fenómeno de descarga atmosférica esta fuera del alcance del trabajo.

Se ha considerado una subestación que se encuentra ubicada a 2850 m.s.n.m. El procedimiento que se va a seguir consiste en obtener el máximo sobrevoltaje que podrían soportar los equipos a la entrada de una subestación mediante la simulación del caso de estudio de caso de la caída de un rayo de 20 kA directamente sobre el cable de guarda de una línea de 500 kV. Con este valor se calcula el BIL o nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo para los bushing del transformador de la subestación para luego determinar el nivel de voltaje normalizado para impulso tipo rayo. Se debe tomar en cuenta las respectivas correcciones tanto del aislamiento externo, así como la corrección por causas atmosféricas [14].

5.7.1 CALCULO DEL BIL POR DESCARGA SOBRE EL CONDUCTOR DE GUARDA

5.7.1.1 Bushing del transformador

A partir de la simulación realizada para el caso de estudio de descarga atmosférica sobre el cable de guarda de una línea de transmisión cercana a una subestación de 500 kV se obtuvo que el valor máximo de sobrevoltaje fase tierra fue de 476.07 kV pico. A este voltaje se lo multiplica por el respectivo factor de corrección atmosférico y factor de seguridad por tratarse del aislamiento externo del transformador.

Se toma el valor del factor K_s recomendado por la norma IEC 60071-2 ($K_s = 1.05$) mientras que el valor del factor K_a se toma a partir del cálculo realizado en la sección 5.6.1 considerando la altura de la subestación de 2850 m.s.n.m. dando como resultado:

$$BIL = V_{max} * K_s * K_a$$

$$BIL = 476.07 \text{ kV} * 1.05 * 1.419$$

$$BIL = 709.32 \text{ kV}$$

5.7.2 NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO

Una vez definido el BIL se procede a determinar el nivel de aislamiento normalizado acorde con el criterio de seleccionar el inmediato superior al valor calculado de acuerdo con la tabla de voltajes soportados normalizados a impulso tipo rayo tomado en la tabla 5.10 de norma IEC 60071-1.

Tabla 5.10. Nivel de voltaje normalizados para impulsos tipo rayo [1].

Voltaje soportado normalizado a impulsos tipo rayo kV (pico)
250
325
380
450
550
650
750
850
950

Por lo tanto, se selecciona el valor de 750 kV como voltaje normalizado para los bushing del transformador de la subestación.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el presente trabajo de titulación se desarrolló una guía detallada para el estudio de coordinación de aislamiento de sistemas tipo II, tomando en cuenta las recomendaciones de las normas IEC 60071-1 y 60071-2. La guía desarrollada incluye la explicación detallada y didáctica de la modelación y análisis de diversos casos para el estudio de la coordinación de aislamiento en sistemas tipo II. Dentro de este contexto, tomando en cuenta que los sobrevoltajes de frente lento y de frente rápido, son lo que mayor incidencia tienen sobre el desempeño del aislamiento para este tipo de sistemas, los casos analizados en la guía, fueron: energización de línea de transmisión, energización de transformador de potencia, rechazo de carga y descarga atmosférica sobre cable de guarda de una línea de transmisión cercana a una subestación.
- Los casos de estudio seleccionados se implementaron en el software ATP con las debidas instrucciones para que cualquier usuario lo pueda replicar. Para el efecto, la guía brinda explicaciones sobre el manejo, configuración y parametrización de los principales elementos eléctricos que se encuentran disponibles dentro del software ATP para la estructuración de modelos de casos de estudio específicos para la coordinación de aislamiento. La explicación incluyó casos de estudio basados en métodos determinísticos y el método estadístico simplificado, los cuales son de gran utilidad para el estudio de coordinación en sistemas gama II.
- Una correcta selección de los principales componentes de un sistema de potencia y modelación acorde con las gamas de frecuencias de los fenómenos transitorios permite obtener resultados de simulación mucho más precisos que contribuyen a optimizar el procedimiento de coordinación de aislamiento para llegar a un equilibrio técnico-económico en la selección del aislamiento normalizado de los equipos en sistemas de gama II.
- Para la limitación de los sobrevoltajes que pueden aparecer en un sistema, es fundamental el uso de elementos limitadores. Por ejemplo, para el caso de sobrevoltajes de frente lento, al comparar los resultados de energización de una línea con y sin resistencias de preinserción, se observó una reducción importante de los sobrevoltajes originados, debido al amortiguamiento que proporcionan las

resistencias durante la energización, por lo que se hace necesario su incorporación especialmente en sistemas eléctricos de alto voltaje.

- Los análisis permitieron determinar que el rechazo de carga, si bien genera sobrevoltajes de frente rápido, sus características como amplitud y frecuencia, en comparación con otros fenómenos, no afecta en mayor medida al sistema, ya que el sobrevoltaje que se origina producto de la desconexión depende en gran medida de la carga que sea desconectada por lo que su respuesta transitoria se asemeja más a un sobrevoltaje temporal.
- Para el caso de sobrevoltajes de frente rápido debido a descargas atmosféricas, la modelación de la torre de transmisión depende de la información que se tenga disponible para utilizar el modelo electrogeométrico y determinar los parámetros principales de la torre que servirán para simular el fenómeno de caída del rayo con mayor o menor precisión, ya que ATP carece de modelos de representación para este tipo de estudios de sobrevoltajes. Asimismo, para este tipo de sobrevoltajes, la modelación de los diferentes equipos de patio que conforman una subestación se puede realizar mediante sus valores de capacitancias fase-tierra debido a que el fenómeno de alta frecuencia del rayo permite despreciar los demás parámetros de modelación de los equipos.
- Las simulaciones estadísticas realizadas para el caso de sobrevoltajes de frente lento permitieron obtener los valores de valor medio y desviación estándar necesarios para determinar las funciones de densidad de probabilidad de sobrevoltajes así como los valores de sobrevoltajes con probabilidad del 2% de ser excedidos esta información sirve como dato de entrada para la determinación de los sobrevoltajes representativos en la aplicación del método estadístico y estadístico simplificado de coordinación para sobrevoltajes de frente lento.
- Del análisis realizado a las normas, se concluye que la aplicación de la metodología de coordinación de aislamiento descrita en las normas IEC 60071-1 y 60071-2 comprende una combinación de métodos estadísticos y determinísticos, por lo que antes de realizar cualquier estudio de coordinación, es primordial realizar la revisión a profundidad de la norma a fin de entender los conceptos y criterios de coordinación de cada uno de los métodos para su correcta aplicación.

6.2 RECOMENDACIONES

- Para evitar posibles errores durante la simulación, se recomienda analizar correctamente los tiempos de duración de la simulación, pasos de integración y frecuencia de operación del sistema modelado.
- En el caso de no disponer información sobre los valores de parametrización, una buena aproximación, son los valores que vienen configurados por defecto dentro de cada uno de los modelos de los elementos que tiene ATP, así como el uso de la opción Help y el manual de usuario de ATP.
- Para un mejor manejo dentro de la ventana de circuito de ATP se recomienda utilizar la opción de *zoom* para realizar conexiones de elementos necesarios para la construcción de modelos de estudio y evitar posibles errores en la simulación.
- Se recomienda usar equivalentes para representar porciones o zonas menos importantes del sistema eléctrico para simplificar el modelo del SEP a estudiar sin dejar de lado la precisión en los cálculos.
- A los profesionales que trabajan en sistemas de transmisión o desarrollan estudios afines, se recomienda profundizar en el uso de software ATP ya que es una gran herramienta al momento de realizar estudios de fenómenos transitorios de características electromagnéticas, cuyo manejo facilita su comprensión.
- Para el caso de sobrevoltajes de frente lento, es deseable realizar un análisis de sensibilidad de frecuencia dentro de los rangos recomendados, para encontrar el valor que arroje la mejor respuesta transitoria en los principales elementos de la red tales como: transformadores, líneas de transmisión, generadores, etc.
- Se recomienda realizar un análisis de sensibilidad para encontrar el valor de resistencia de preinserción que minimice al máximo los sobrevoltajes originados por la energización de una línea de transmisión con resistencias.
- Para el caso de energización de transformador de potencia, se recomienda disponer de los valores de la prueba de vacío del transformador ya que son de vital importancia para la modelación de la curva de saturación del núcleo.
- Para el caso de descargas atmosféricas, se recomienda considerar que los valores de capacitancia fase-tierra para la modelación de los equipos de un sistema

eléctrico, se encuentren dentro de los rangos recomendados en normas y artículos técnicos confiables en el caso de no contar con los valores reales.

- Para el caso de descargas atmosféricas, se recomienda que para validar los resultados de las simulaciones realizadas se realice un análisis comparativo con fuentes de investigación confiables como artículos técnicos y literatura básica debido a la naturaleza aleatoria de los rayos que podrían afectar una subestación o línea de transmisión en particular, así como la información cerámica de la zona donde se vaya a instalar el sistema.
- Se recomienda disponer de las distribuciones de sobrevoltajes que soportan los materiales en el caso de considerar aplicar el método estadístico de coordinación.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «IEC 60071-1:2019 .Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules». 2019.
- [2] J. A. Martínez Velasco, *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. 2013. Accedido: 30 de marzo de 2021. [En línea]. Disponible en: <http://site.ebrary.com/id/11046424>
- [3] «IEC 60071-2-2018. Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines». 2018.
- [4] C. F. S. Soria Albán y W. G. Varela Guerrero, «Evaluación de la coordinación de aislamiento de la subestación el inga 500 kV usando el software Alternative Transients Program.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2015.
- [5] K. F. S. Sailema Morales y X. A. P. Proaño Maldonado, «Análisis de sobrevoltajes a frecuencia industrial y por maniobra en líneas de transmisión a nivel de 500 kV.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2010.
- [6] N. E. M. Morales Mariño, «Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2008.
- [7] P. Ferracci, «Cuaderno Técnico nº 190: La ferorrresonancia», *fdocuments.ec*. <https://fdocuments.ec/document/cuaderno-tecnico-no-190.html> (accedido 4 de diciembre de 2021).
- [8] A. D’Ajuz y Furnas Centrais Eletricas, *Transitorios eléctricos y coordinación de aislamiento: aplicación en sistemas eléctricos de alta tensión*. Niteroi, RJ; Rio de Janeiro (RJ): EDUFF : FURNAS, 1987.
- [9] A. Eriksson, L. Dellera, J. Elovaara, A. Hileman, R. Houlgate, y J. Huse, «Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines.» 1991.
- [10] «IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations», *IEEE Std 998-2012 Revis. IEEE Std 998-1996*, pp. 1-227, abr. 2013, doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6514042.
- [11] Juan Fernando Piñeros Saldarriaga, «Curso ATP - guía básica», *pdfslide.net*. <https://pdfslide.net/engineering/atp-atpdraw-guia-basica-de-uso.html> (accedido 4 de diciembre de 2021).
- [12] L. Prikler, H. K. Høidalen, y P. Francisco, «Manual de usuario ATP 7.0». 2019.
- [13] «Interruptores Estadísticos y Sistemáticos | PDF | Estadísticas | Simulación», *Scribd*. <https://es.scribd.com/document/444680691/Interruptores-Estadisticos-y-Sistematicos> (accedido 5 de diciembre de 2021).
- [14] A. B. Lomas Escobar, «Coordinación de aislamiento en forma determinística, ante descargas atmosféricas en subestaciones aisladas en sf6. Aplicación: patio de 230 kV de la subestación Sopladora.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2015.
- [15] «IEC 60071-4-2004. Insulation co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks.» 2004.
- [16] L. Prikler y H. K. Høidalen, «Manual de usuario ATP 3.5». 2002.
- [17] «IEC 62305-1: Protection against lightning - Part 1: General principles.», 2010. <https://webstore.iec.ch/publication/6793> (accedido 7 de diciembre de 2021).
- [18] K. S. Vásquez Ocaña, «Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el atp (Alternative Transients Program) aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui a 230 kV.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2003.
- [19] A. R. H. Herrera Orozco, «Análisis de los efectos de la variación de los parámetros del modelo de línea, de carga y de fuente, en la localización de fallas en sistemas de distribución.», Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2013.

- [20] «Model data». https://www.atpdraw.net/help/model_data.htm (accedido 14 de diciembre de 2021).
- [21] F. I. L. Lozada Jordán, «Detección de fallas en líneas de transmisión utilizando la transformada de Wavelet.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2017.
- [22] J. A. Martínez Velasco, *Transient analysis of power systems: solution techniques, tools, and applications*. Chichester, West Sussex, United Kingdom: IEEE Press/ John Wiley & Sons, Inc, 2014.
- [23] A. R. T. Tirado Trujillo, «Análisis de modelos de cálculo de parámetros de líneas de transmisión.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2013.
- [24] L. M. Dután Amay, «Modelación de Transformadores para Estudios de Energización usando ATP-EMTP», p. 9, 2010.
- [25] «Capítulo 6 - ATP - EMTP (Alternative Transients Program - ElectroMagnetic Transients Program) ». <https://es.slideshare.net/GilbertoMejiaC1/atp-atpdraw-libro-alternative-transients-program> (accedido 5 de diciembre de 2021).
- [26] E. J. Camacho Vargas, «Cálculo de sobrevoltajes por descargas atmosféricas en subestación de 500 kv utilizando el atp (alternative transients program) aplicado a la subestación el inga (antes Pifo) de 500 kV.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8861/3/CD-5936.pdf>
- [27] D. U. P. Pozo Alarcón, «Aplicación de sistemas expertos a la coordinación de aislamiento para el diseño de subestaciones eléctricas de alto voltaje.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19285?locale=de>
- [28] K. D. C. Cabezas Rubio y P. D. Jimenez Corrales, «Modelación, simulación y medición de los campos electromagnéticos en una línea de extra alto voltaje mediante el método de elementos finitos, caso de aplicación a línea de transmisión de 500 kV San Rafael El Inga.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2019.
- [29] W. Porto Aliaga, «Diseño simulación de una torre de transmisión eléctrica suspensión autosoportada liviana (ASL) de una línea de 500 kV.», Universidad Nacional del Altiplano, Peru, 2013.
- [30] «IEC-62271: High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers.» 2008.
- [31] ABB, «Guía para el comprador Interruptores de Tanque Vivo Ed4». [En línea]. Disponible en: <https://library.e.abb.com/public/08de08aba00d4710c1257b130057b82e/Guia%20para%20el%20comprador%20Interruptores%20de%20Tanque%20Vivo%20Ed4%20es.pdf>
- [32] C. C. Arias, «Metodología para el análisis de transitorios electromagnéticos de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) con ayuda del EMTP/ATP Draw», Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, 2015. [En línea]. Disponible en: https://node1.123dok.com/dt02pdf/123dok_es/002/756/2756574.pdf.pdf?X-Amz-Content-Sha256=UNSIGNED-PAYLOAD&X-Amz-Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Credential=7PKKQ3DUV8RG19BL%2F20220202%2F%2Fs3%2Faws4_request&X-Amz-Date=20220202T223925Z&X-Amz-SignedHeaders=host&X-Amz-Expires=600&X-Amz-Signature=d9f59eb237d9d313250a141ce55cb5fad9dc072cee0407263c4660fd7cbe8f17
- [33] E. E. C. Cuenca Nicolalde, «Análisis y selección de modelos de descargadores para estudios de sobrevoltajes utilizando el programa alternative transients program – ATP.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7079/1/CD-5256.pdf>

- [34] A. M. Orqueda Ayala, «Análisis de métodos para la limitación de sobrevoltajes en el anillo de 230 kV del SNT en maniobras de restauración del sistema luego de un colapso.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2009.
- [35] L. M. Dután y J. C. Cepeda, «Consideraciones Conceptuales sobre Análisis de Estabilidad Transitoria en el Ajuste del Tiempo de Recierre Monofásico de la Línea de Transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 14, n.º 1, ene. 2018, doi: 10.37116/revistaenergia.v14.n1.2018.160.
- [36] «IEEE Std C37.011-1994 (Revision of IEEE Std C37.011-1979) IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis», p. 47, 1994.
- [37] E. R. Ñaupari Jerez, «Aplicación de métodos de reducción de corrientes de inrush y sobrevoltajes-prefactibilidad de implementación en la subestación de la central San Francisco.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19173/1/CD-8556.pdf>
- [38] J. Luis Carrión Torres, «Control de transitorios de maniobra con interruptores con mando sincronizado - aplicación a bancos de capacitores.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2003.
- [39] J. H. Brunke y K. J. Fröhlich, «Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching—Part II: Application and Performance Considerations», vol. 16, n.º 2, p. 5, 2001.
- [40] *Base de datos Sistema Nacional Interconectado 2020.pfd*. Ecuador: Empresa Eléctrica Quito, 2020.
- [41] P. J. Sola Pazmiño, «Cálculo de transitorios en líneas de transmisión a 230 kV con aplicación a la línea Quevedo Totoras.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1501/1/CD-2689.pdf>
- [42] L. M. D. Dután Amay, «Análisis de la necesidad de inductancias limitadoras de transitorios en bancos de capacitores a 230 kV del sistema nacional de transmisión del Ecuador.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- [43] «IEEE Draft Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines», *IEEE P1410D7 June 2010*, pp. 1-70, jul. 2010.
- [44] J. A. Martínez-Velasco, Ed., *Transient analysis of power systems: a practical approach*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2020.
- [45] K. O. Papailiou, *Overhead lines*. New York, NY: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [46] «Modeling guidelines for fast front transients», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, n.º 1, pp. 493-506, ene. 1996, doi: 10.1109/61.484134.
- [47] M. Moradi, H. Abdi, y A. Atefi, «Analyzing and Modeling the Lightning Transient Effects of 400 KV Single Circuit Transmission Lines.», p. 7.
- [48] J. F. R. Sigcho y H. M. V. Salazar, «Coordinación de aislamiento para la línea a 500 kV, doble circuito, de la interconexión Ecuador-Perú por sobrevoltajes de maniobra.», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20329/1/CD%209798.pdf>
- [49] Dirección Ingeniería Corporativa, «Proyecto Friaspata-Mollepata-Mollepata determinación de las sobretensiones atmosféricas representativas subestación Mollepata.», EIS, Perú, 2016.
- [50] «IEEE Standard for Common Requirements for High-Voltage Power Switchgear Rated Above 1000 V», *IEEE Std C371001-2018 Revis. IEEE Std C371001-2007*, pp. 1-99, feb. 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8649794.

ORDEN DE EMPASTADO