



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Automatización de simulaciones en DIgSILENT Power Factory para la verificación de ajustes de protecciones distancia**

**Wilmar Hernández Duque**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad, Departamento de Energía Eléctrica y Automática  
Medellín, Colombia  
2018



# **Automatización de simulaciones en DIgSILENT Power Factory para la verificación de ajustes de protecciones distancia**

**Wilmar Hernández Duque**

Tesis de profundización como requisito parcial para optar al título de:  
**Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica**

Director:

Ph.D., Germán Darío Zapata Madrigal

Codirector (a):

M.Sc., Germán Alonso Gutiérrez Ramírez

Línea de Profundización:

Sistemas Eléctricos de Potencia

Grupo de Investigación:

Grupo de Teleinformática y Teleautomática (Grupo T&T)

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2018



## *Dedicatoria*

### *A mis padres*

*Luz Marina Duque y Giomar Hernández, quienes son la base fundamental de mi constante desarrollo como persona y profesional. Siempre son fuente de inspiración y orgullo por sus grandes cualidades, enseñanzas y apoyo incondicional. ¡INFINITAS GRACIAS!*

### *A mi hermana y sobrina*

*Carolina Hernández y Sara A. Sardu, mujeres valiosas que cuentan con todo mi apoyo y me inspiran a crecer día a día, con el fin de ser ejemplo de vida para ellas. ¡TODO MI AMOR!*

### *A mi pareja*

*Laura V. Agudelo Vélez, persona admirable quien con su amor y comprensión me brinda lo necesario para soñar y alcanzar nuestros objetivos de vida. ¡TE AMO MUCHO!*

## Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a:

Las empresas XM – filial de ISA, Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P. ISA, ISA - INTERCOLOMBIA S.A.E.S.P, de las cuales se obtuvo el conocimiento, experiencia e inspiración para el desarrollo de este trabajo.

Sadul Segundo Urbáez Gonzáles, director de la Dirección Operación y Leonardo Vásquez Ruiz, coordinador Equipo Análisis Operativo, ambos de ISA - INTERCOLOMBIA S.A.E.S.P., por su apoyo incondicional.

Germán Darío Zapata Madrigal, Doctor en Ciencias Aplicadas, profesor de la Universidad Nacional de Colombia, por su orientación constante y disponibilidad como director de este trabajo de profundización.

Germán Alonso Gutiérrez Ramírez, Magister en ingeniería, Especialista en ISA - INTERCOLOMBIA S.A.E.S.P., por sus aportes en el planteamiento técnico y desarrollo del presente trabajo.

Alejandro Cañaveral Osorio, estudiante de Ingeniería Eléctrica Universidad Tecnológica de Pereira, por su asesoría en la programación de los modelos en el lenguaje DPL de DIgSILENT Power Factory.

## Resumen

Este trabajo propone y desarrolla un modelo para la automatización del proceso de simulaciones para la verificación de ajustes de protecciones distancia en Líneas de Transmisión mediante la herramienta DIgSILENT Power Factory, empleando el lenguaje de programación embebido DIgSILENT Programming Language (DPL). Por medio de Redes de Petri coloreadas en la herramienta CPN Tools se realizó la representación del flujo del proceso objeto de análisis, logrando discretizar parte del desarrollo requerido. Con la automatización del proceso de simulaciones se obtiene una disminución considerable en el tiempo de ejecución de la actividad, permitiendo incrementar el tiempo en el análisis de detalle y validación de resultados. Adicionalmente, con la propuesta del trabajo se estandarizan criterios para la validación de ajustes de protecciones distancia. Finalmente, el modelo fue probado en un sistema de 230 kV realizando el proceso en dos extremos de una Línea de Transmisión.

**Palabras clave:** Protecciones Distancia, DIgSILENT Power Factory, DPL, Estudios de Protecciones, Redes de Petri coloreadas, Sistemas de Potencia.

## **Abstract**

This paper proposes and develops a model for automate the simulation process to verify distance protection settings in Transmission Lines by DlgSILENT Power Factory tool using the embedded DPL programming language. Through Colored Petri Nets in CPN tools, the process flow representation under analysis was carried out, managing to discretize part of the required development. Automate the simulation process allow the reduction of the execution time of the activity and increase time in the detail analysis and validation of results. Additionally, the model standardizes the criteria for the validation of distance relay settings. Finally, the model was tested in a 230 kV Power System performing the process on two ends of a Transmission Line.

**Keywords:** Distance Protection, DlgSILENT Power Factory, DPL, Protection Studies, Colored Petri Nets, Power Systems.



# Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>VII</b>
<b>Lista de figuras .....</b>	<b>XI</b>
<b>Lista de tablas .....</b>	<b>XIV</b>
<b>Lista de Símbolos y abreviaturas .....</b>	<b>XV</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>1. Estado del arte .....</b>	<b>4</b>
1.1 Sistemas de protección.....	4
1.2 Métodos de automatización y optimización .....	10
<b>2. Proceso manual para verificar ajustes de protecciones distancia .....</b>	<b>16</b>
2.1 Identificación de la topología del sistema .....	17
2.2 Sintonización casos de estudio.....	19
2.2.1 Demanda mínima.....	20
2.2.2 Demanda máxima .....	20
2.3 Modelamiento de equipos de medida y protección .....	21
2.4 Ajustes protecciones distancia.....	22
2.5 Simulaciones.....	23
2.5.1 Tipos de falla.....	24
2.5.2 Ubicación de fallas .....	24
2.5.3 Impedancia de falla .....	25
2.6 Validación desempeño de protecciones .....	25
2.7 Documentación de resultados.....	27
<b>3. Representación del proceso para verificar ajustes de protecciones distancia mediante CPN tools .....</b>	<b>28</b>
3.1 Sub-Modelo identificación topológica de la red.....	30
3.1.1 Línea protegida .....	30
3.1.2 Línea adyacente hacia adelante con menor impedancia .....	30
3.1.3 Transformador conectado al extremo remoto con menor impedancia.....	31

3.1.4	Línea reversa con menor impedancia .....	31
3.1.5	Transformador conectado al nodo local con menor impedancia .....	32
3.2	Sub-Modelo simulaciones .....	32
3.2.1	Fallas en la línea protegida .....	32
3.2.2	Fallas en la línea adyacente con menor impedancia .....	33
3.2.3	Fallas en la línea reversa con menor impedancia .....	33
3.2.4	Fallas en el nivel de baja tensión asociado al transformador local con menor impedancia .....	34
<b>4.</b>	<b>Modelo desarrollado para la automatización de simulaciones para verificación de ajustes de protecciones distancia .....</b>	<b>35</b>
4.1	Sub-modelado para el modelamiento automático de equipos de medida y protección .....	37
4.1.1	Parámetros de entrada del sub-modelo ModelarEquipos .....	38
4.1.2	Configuraciones previas sub-modelo ModelarEquipos .....	39
4.1.3	Salidas y reportes parciales del sub-modelo ModelarEquipos...	40
4.2	Sub-modelo para la ejecución de simulaciones y reporte de resultados .....	40
4.2.1	Parámetros de entrada del sub-modelo Simulaciones.....	43
4.2.2	Configuraciones previas sub-modelo Simulaciones.....	43
4.2.3	Salidas del sub-modelo Simulaciones.....	44
<b>5.</b>	<b>Caso de aplicación .....</b>	<b>45</b>
5.1	Descripción general .....	45
5.2	Parámetros técnicos Generadores del sistema .....	46
5.3	Parámetros transformadores del sistema .....	47
5.4	Parámetros técnicos líneas de transmisión del sistema .....	47
5.5	Parámetros técnicos cargas del sistema .....	49
5.6	Sistema 39 barras simplificado .....	50
5.7	Descripción caso de aplicación.....	50
5.7.1	Modelamiento de equipos de medida y protección .....	51
5.7.2	Desarrollo de simulaciones .....	53
<b>6.</b>	<b>Resultado de las simulaciones realizadas en el caso de aplicación .....</b>	<b>58</b>
<b>7.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>69</b>
7.1	Conclusiones .....	69
7.2	Recomendaciones .....	71
<b>A.</b>	<b>Anexo: Modelo desarrollado CPN tools para la representación del proceso de simulaciones .....</b>	<b>72</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>79</b>

## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1-1 Característica de operación MHO [6] .....	5
Figura 1-2 Característica de operación Cuadrilateral [6] .....	6
Figura 1-3 Frecuencia de apagones en Sistemas de Transmisión - USA [3] .....	8
Figura 1-4 Recuento de mal operación de protecciones por categoría [8] .....	9
Figura 1-5 Causas de mal operación de protecciones [8] .....	9
Figura 1-6 Enfoques del problema de optimización de Protecciones en LT [18]..	12
Figura 1-7 Distribución de relés de protección considerados para problemas de optimización [18] .....	13
Figura 1-8 Métodos empleados en problemas de optimización de ajustes de protecciones [18] .....	14
Figura 2-1 Topología del sistema .....	18
Figura 2-2 Modelamiento equipos de media y protección - DIgSILENT .....	21
Figura 2-3 Característica de operación protección distancia .....	23
Figura 3-1 Representación del proceso de simulaciones mediante la herramienta CPN tools .....	29
Figura 4-1 Modelo desarrollo mediante DPL para la automatización de simulación para la verificación de ajustes de protecciones distancia en la herramienta DIgSILENT Power Factory .....	36
Figura 4-2 DPLs del modelo .....	37
Figura 4-3 Contenidos del sub-modelo “Modelar Equipos” .....	38
Figura 4-4 Parámetros de entrada definidos por el usuario .....	39

Figura 4-5 Reporte del proceso de ejecución – DPL Modelado Equipos .....	40
Figura 4-6 Contenidos del sub-modelo “Simulaciones” .....	42
Figura 4-7 Parámetros de entrada definidos por el usuario para le ejecución de sub-modelo “Simulaciones” .....	43
Figura 5-1 Diagrama unifilar sistema 39 barras [32] .....	50
Figura 5-2 Copiar DPL “ModelarEquipos” en la librería script del proyecto.....	51
Figura 5-3 Seleccionar línea de Transmisión .....	52
Figura 5-4 Seleccionar DPL “ModelarEquipos” .....	52
Figura 5-5 Definir parámetros de entrada del DPL.....	53
Figura 5-6 Equipos de medida y protección modelados.....	53
Figura 5-7 Seleccionar línea de transmisión para realizar simulaciones.....	54
Figura 5-8 Ejecutar DPL “Simulaciones” .....	54
Figura 5-9 Parámetros de entrada para el DPL “Simulaciones” .....	55
Figura 5-10 Definir la bahía referencia para desarrollar las simulaciones de fallas .....	55
Figura 5-11 Reporte generado luego de la ejecución de las fallas.....	56
Figura 5-12 Resultados de las simulaciones y archivo reporte .....	57
Figura 6-1 Falla monofásica resistiva al 50% de la línea .....	58
Figura 6-2 Falla monofásica resistiva al 50% de la línea en la base de datos del sistema colombiano.....	59
Figura 6-3 Falla monofásica resistiva al 99% de la línea .....	60
Figura 6-4 Falla monofásica resistiva al 99% de la línea en la base de datos del sistema colombiano.....	60
Figura 6-5 Falla bifásica a tierra resistiva al 50% de la línea .....	61
Figura 6-6 Falla trifásica asilada al 50% de la línea .....	61
Figura 6-7 Falla bifásica a tierra al 99% de la línea .....	62
Figura 6-8 Falla trifásica aislada al 99% de la línea .....	62
Figura 6-9 Falla monofásica franca al 99% de la línea adyacente corta .....	63
Figura 6-10 Falla bifásica franca al 99% de la línea adyacente corta .....	63

Figura 6-11 Falla trifásica aislada al 99% de la línea adyacente corta .....	64
Figura 6-12 Falla monofásica franca en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia .....	64
Figura 6-13 Falla bifásica a tierra franca en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia.....	65
Figura 6-14 Falla trifásica aislada en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia .....	65
Figura 6-15 Falla monofásica franca al 50% de la línea reversa corta .....	66
Figura 6-16 Falla bifásica franca al 50% de la línea reversa corta .....	66
Figura 6-17 Falla trifásica aislada al 50% de la línea reversa corta .....	67
Figura 6-18 Falla monofásica franca en el nivel de baja tensión del transformador local.....	67
Figura 6-19 Falla bifásica a tierra franca en el nivel de baja tensión del transformador local.....	68
Figura 6-20 Falla trifásica aislada en el nivel de baja tensión del transformador local .....	68
Figura A-1 Identificación línea protegida .....	72
Figura A-2 Identificación línea adyacente con menor impedancia .....	73
Figura A-3 Identificación del transformador con menor impedancia conectado en el extremo remoto .....	74
Figura A-4 Identificación de la línea reversa con menor impedancia .....	75
Figura A-5 Identificación del transformador con menor impedancia conectado en el nodo local.....	76
Figura A-6 Simulación de fallas línea protegida .....	77
Figura A-7 Simulación de fallas línea adyacente con menor impedancia .....	77
Figura A-8 Simulación de fallas línea reversa con menor impedancia .....	77
Figura A-9 Simulación de fallas nivel de baja tensión conectado al transformador local con menor impedancia.....	77

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 2-1 Casos de validación para evaluar el desempeño de la protección distancia .....	26
Tabla 4-1 Parámetros de entrada sub-modelo “Modelado de Equipos” .....	39
Tabla 4-2 Variables requeridas en el sub-modelo “Modelado de Equipos” .....	39
Tabla 4-3 Parámetros de entrada sub-modelo “Simulaciones” .....	43
Tabla 5-1 Parámetros técnicos generadores .....	46
Tabla 5-2 Parámetros técnicos transformadores .....	47
Tabla 5-3 Parámetros técnicos líneas de transmisión.....	48
Tabla 5-4 Parámetros técnicos cargas.....	49

# Lista de Símbolos y abreviaturas

## Abreviaturas

### Abreviatura Término

---

EE	Energía Eléctrica
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
EP	Equipos de Potencia
TE	Transmisión de Energía
LT	Líneas de Transmisión
DPL	DIGSILENT Programming Language
EACP	Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones
SEC	Sistema Eléctrico Colombiano
SE	Sector Eléctrico
NLEM	No Lineal Entero Mixto
PN	Petri Networks





## Introducción

La Energía Eléctrica (EE) ha sido durante décadas un aliado estratégico para la humanidad, siendo así un servicio esencial, el cual ha facilitado la evolución y el desarrollo de ciudades, regiones, países y del mundo entero durante años. Además, sin el servicio de EE no sería posible vivir de la manera en la que vive actualmente el ser humano. Para poder contar con un adecuado servicio de energía, es necesario el uso de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), los cuales son la estructura requerida para la prestación del servicio de EE en los diferentes países del mundo. Aunque entre países se tienen diferencias técnicas y regulatorias, los SEP tienen un indiscutible protagonismo en el desarrollo y diario trasegar de las sociedades, por lo tanto, se les presta especial atención por parte del sector público y privado de cada país.

Los SEP están conformados por diferentes sectores de negocio como la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Dependiendo de la estructura regulatoria a la cual pertenecen los SEP, se puede contar con una o varias empresas encargadas de desarrollar los diferentes negocios mencionados.

En los negocios que conforman un SEP, se requiere de diferentes procesos como la operación, el mantenimiento, la administración, las oportunidades de negocio, la renovación de equipos, la estructuración de proyectos, entre otros. Dichos procesos son de vital importancia para poder prestar un servicio confiable y seguro al usuario final. Así mismo, cada empresa del sector energético tiene como objetivo velar por la seguridad de sus activos obteniendo a su vez la mayor remuneración posible para cada equipo ya que finalmente es un negocio en donde se busca

rentabilidad y se tiene como misión entregar al usuario final un servicio con altos estándares de calidad y disponibilidad.

Basándose en lo expuesto con anterioridad, es de vital importancia contar con esquemas de protección que brinden seguridad a los Equipos de Potencia (EP) y que permitan tener una alta confiabilidad en la operación del SEP ante diferentes condiciones operativas, bien sea en estado estable o en condiciones de falla. De acuerdo con [1] la coordinación de protecciones es estrictamente necesaria en el diseño y operación de los SEP. Para este fin, se realizan estudios de ajuste y coordinación de protecciones en donde se valida el desempeño de los relés y los esquemas de protección involucrados, teniendo en cuenta diferentes criterios basados en la experiencia operativa de las compañías [1].

Para la puesta en servicio de nuevos proyectos de Transmisión de Energía (TE) y para las validaciones requeridas en los análisis pos-operativos de fallas presentadas en Líneas de Transmisión (LT) del SEP, es necesario validar el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas con principio de operación distancia, lo cual es realizado mediante simulaciones en diferentes herramientas. Esta actividad es de gran importancia ya que se requiere que las líneas de transmisión sean protegidas adecuadamente y es importante que el esquema de protección facilite el despeje rápido del elemento fallado [2]. De esta manera, el SEP opera de manera confiable ante condiciones de falla previniendo daño en los equipos y teniendo un mínimo impacto en el sistema ante la falla presentada [2]. Adicionalmente, las operaciones incorrectas y/o indeseadas de estos elementos de protección deben presentarse lo menos frecuente posible [3].

El foco del presente trabajo son las simulaciones desarrolladas con la herramienta DIgSILENT Power Factory para la verificación de ajustes de relés distancia, los cuales son configurados normalmente con base en metodologías, guías y normas nacionales e internacionales.

El procedimiento de simulaciones para la verificación de ajustes de protecciones distancia se desarrolla de manera manual, siendo esta actividad un proceso que consume tiempo considerable.

El objetivo de este documento es presentar el desarrollo realizado mediante la programación en DlgSILENT Programming Language (DPL) de DlgSILENT para automatizar el desarrollo de simulaciones para la verificación de ajustes distancia. La automatización del proceso de simulaciones, entrega un desarrollo aplicable en la ejecución de Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP), disminuyendo así, el tiempo de ejecución de dicho proceso y estandarizando la metodología de análisis. Adicionalmente, el trabajo propone entregar al analista un reporte con los resultados obtenidos en el respectivo estudio.

Inicialmente, se presentará el estado del arte asociado a la automatización de simulaciones para la verificación de ajustes de protecciones distancia, con el fin de comprender el estado y el avance en el tema de interés.

Posteriormente, se realiza una descripción del procedimiento que se desea automatizar, teniendo en cuenta los criterios de protecciones propuestos para el ejercicio de parametrización de ajustes y los criterios base empleados en la validación de ajustes de protecciones distancia.

Finalmente, se valida la metodología de automatización en un caso de estudio propuesto en un sistema de 39 barras y se presentan los resultados obtenidos con lo cual se dimensionará los beneficios que se logran al realizar la automatización del proceso.

## 1. Estado del arte

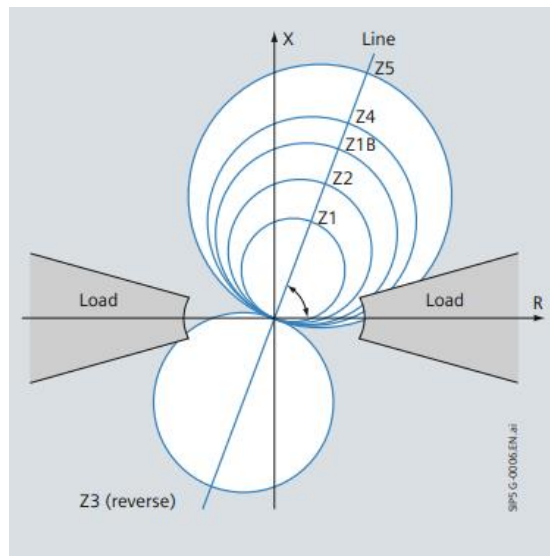
Es importante tener el contexto sobre el avance actual presentado en los métodos empleados en la automatización de simulaciones para el proceso de validación de ajustes de protecciones distancia. De esta manera, se cuenta con el contexto de los avances que se tienen para este propósito y así, tener el conocimiento de las tendencias para realizar la automatización de procesos analíticos. Así mismo, la revisión del estado del arte permite identificar metodologías ya empleadas que presenten una adecuada efectividad en los resultados finales, y que puedan aplicarse en el problema planteado por la presente tesis de profundización. Adicionalmente, con la revisión del estado del arte se puede identificar si la metodología propuesta empleará trabajos previos o si es un aporte inicial a una metodología que puede ser ampliada y/o complementada.

### 1.1 Sistemas de protección

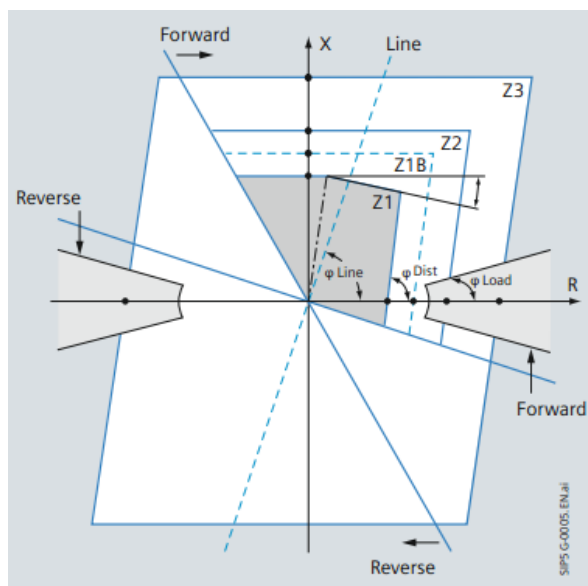
De acuerdo con [4], los SEP requieren de esquemas de protección adecuados con los cuales se brinde seguridad y selectividad ante cualquier condición de falla que pueda presentarse en estos sistemas. Los esquemas de protección en los SEP cuentan con una gran diversidad de principios, lógicas, esquemas y cada uno de ellos tiene un objetivo particular dependiendo de diversas condiciones como tipo de equipos protegidos, la topología de la red, los niveles de tensión, entre otros. Para el caso de las líneas de transmisión (niveles de tensión  $\geq 220$  kV) en el Sistema Eléctrico Colombiano (SEC), se debe contar con un esquema de

protección con dos protecciones principales con distinto principio de operación [5]. Actualmente los relés empleados para proteger las LT son equipos multifuncionales que cuentan con diferentes funciones de protección [6]. En el caso de la función distancia se cuenta con dos características de operación, la MHO y la Cuadrilateral.

**Figura 1-1 Característica de operación MHO [6]**



La característica MHO tiene zonas de protección hacia adelante y hacia atrás. Esta característica tiene como particularidad que su forma es circular y cuenta con una inclinación que obedece al ángulo de la línea. La limitante de esta característica es la detección de fallas resistivas.

**Figura 1-2 Característica de operación Cuadrilateral [6]**

La característica cuadrilateral normalmente se ajusta con tres zonas hacia adelante y una hacia atrás. Esta característica tiene más capacidad de detectar fallas resistivas ya que el alcance en X (reactivo) es independiente del alcance en R (resistivo), por lo tanto, se puede ajustar el alcance resistivo de tal forma que tenga una buena cobertura ante fallas resistivas, pero que también este alejado de la impedancia aparente calculada por el relé ante condiciones de estado estable con altas transferencias de potencia por la línea protegida.

La característica de operación cuadrilateral del relé distancia se ajusta de acuerdo con criterios de protecciones establecidos [7] que pueden ser adoptados tanto de normas internacionales como de guías establecidas por empresas del Sector Eléctrico (SE) [1], las cuales se basan en su experiencia operativa y la particularidad de sus sistemas.

Tal como se expresa en [4], para determinar adecuadamente los ajustes de protecciones de relés distancia, no solo se aplican criterios establecidos en guías o normas, si no que se realizan simulaciones por medio de herramientas como

DIGSILENT Power Factory, con el fin de validar la respuesta de los relés ante diferentes condiciones de falla teniendo en cuenta diversos escenarios de operación, ubicación de fallas y tipos de fallas.

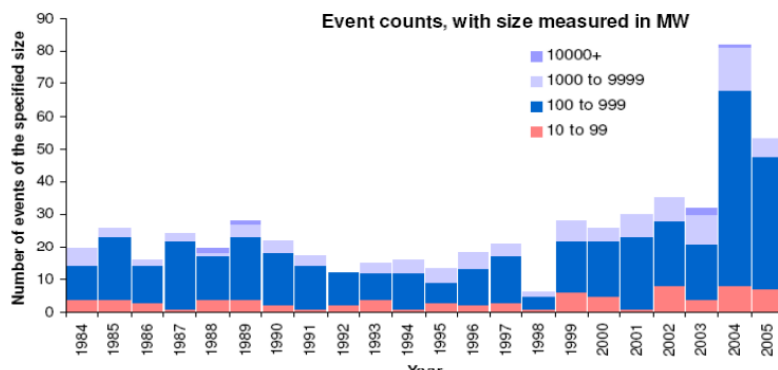
Los relés tienen un papel vital en la operación de SEP y estos equipos tienen un impacto significativo cuando operan de manera incorrecta. De acuerdo con el análisis realizado a diferentes eventos en los últimos años en donde se presentó desatención de demanda en los Estados Unidos, las protecciones hubieran evitado el evento si no se hubieran presentado operación anticipadas o inesperadas [3]. Por lo tanto, es evidente la importancia de contar con ajustes de protecciones adecuados que presenten el mejor desempeño ante las diferentes condiciones de falla en el SEP.

En la **Figura 1-3** se presenta el análisis realizado desde al año 1984 hasta el año 2005 teniendo en cuenta eventos en los cuales se tuvo desatención de demanda, los cuales fueron medidos a través MW (MegaWatts). Se observan 24 eventos en donde la energía estuvo entre los 100 y 1000 MW, 5 eventos tuvieron entre los 1000 a los 10000 MW y se tuvo 4 eventos cada cuatro años con más de 10000 MW de energía [3] asociada a la desatención de la demanda.

Figura 1-3 Frecuencia de apagones en Sistemas de Transmisión - USA [3]

## Frequency of Transmission Outages

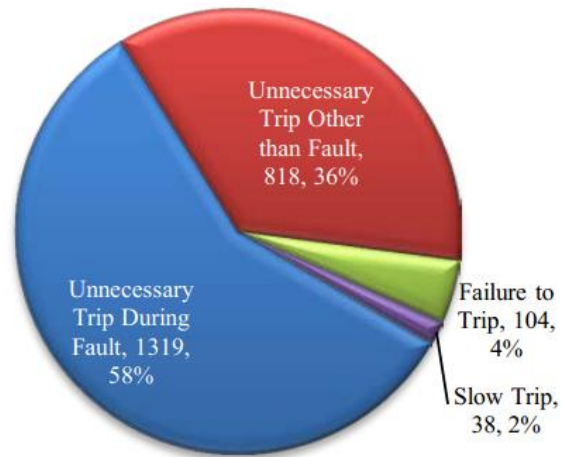
- While large-scale outages of over 10,000 MW are relatively rare, there are many events with curtailments in the 100 MW to 10,000 MW range:



Los disparos incorrectos e indeseados por parte de protecciones causan un gran impacto en los SEP. En [8] se realiza la recopilación de más de 2.200 mal operaciones de sistemas de protección, desarrollando un análisis sobre sus causas y la forma de reducir estas condiciones anormales de actuación de los relés. La recopilación de la información de condiciones de mal operación de protecciones se realizó con información desde el primero de enero de 2011 hasta el treinta y uno de marzo de 2012 en SEP de los Estados Unidos.



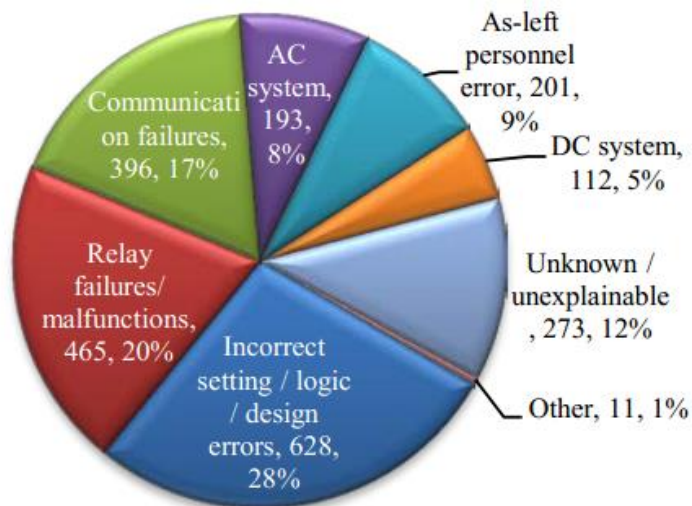
**Figura 1-4 Recuento de mal operación de protecciones por categoría [8]**



En la **Figura 1-4** se observa que un gran número, el 94% de la muestra de 2.279 disparos, corresponden a operaciones innecesarias de los esquemas de protección.

Es importante analizar el número de mal operación de protecciones que se presentan a causa de ajustes de protecciones incorrectos. En la **Figura 1-5** se observa que el 28% de la muestra de mal operación de protecciones se deben a los ajustes incorrectos en los relés.

**Figura 1-5 Causas de mal operación de protecciones [8]**



Se observa que los ajustes incorrectos en esquemas de protección son la causa más frecuente asociada a la mal operación de relés. Por lo tanto, es de gran importancia trabajar en desarrollos y/o metodologías que cada vez entreguen ajustes lo más idóneos posibles disminuyendo así el error en los ajustes.

El tema de los esquemas de protección en los SEP, sus ajustes, validaciones y finalmente la operación real ante condiciones de falla que es donde realmente se valida la idoneidad de los ajustes calculados, es un tema que cuenta con una alta complejidad y con base en la experiencia operativa se ha evidenciado que el arte de las protecciones es “una cobija cortica”, con la cual el SEP se cubre para ciertos escenarios o condiciones, pero también está expuesto ante otras situaciones en donde el relé puede presentar mal operaciones. Aun así, es importante trabajar en la determinación de los valores óptimos a emplear en los ajustes de los relés para obtener la mayor confiabilidad y seguridad en su operación.

## 1.2 Métodos de automatización y optimización

La automatización de procesos y la optimización en el cálculo de ajustes para programar los relés que estructuran los esquemas de protección en los SEP, han cobrado gran importancia debido al impacto que puede presentar la mal-operación de un relé y a la frecuencia con la que se presentan este tipo de situaciones [3] [8].

En especial, la optimización del cálculo de ajuste se comenzó a trabajar fuertemente entre los años 80 y 90, donde Urdaneta [9] fue uno de los primeros en proponer métodos directos y técnicas de descomposición con técnicas de coordinación jerárquicas. Desde esa década, se observó el interés en emplear sistemas basados en el conocimiento de ingenieros expertos que finalmente entregara un sistema experto con el cual seleccionar los valores más adecuados para el ajuste de protecciones [10][11][12][13][14]. Estas técnicas fueron

empleadas para la coordinación de relés de sobrecorriente direccionales en SEP, tópico que fue y ha sido uno de los temas más comunes en la optimización de ajustes de protecciones.

En la determinación y validación de ajustes asociados a las protecciones distancia también se comenzaron a emplear sistemas expertos para resolver los problemas de optimización en donde no se tienen variaciones topológicas ni escenarios de operación, ya que se enfocan en resolver el problema en un tipo de relé [15][16].

Luego, en la década de los 90, se comenzó a utilizar en mayor medida la programación lineal y los sistemas multiagente sin dejar a un lado las reglas de experto. En [17] se propuso un sistema de optimización con la arquitectura conformada mediante la distribución de sistemas expertos.

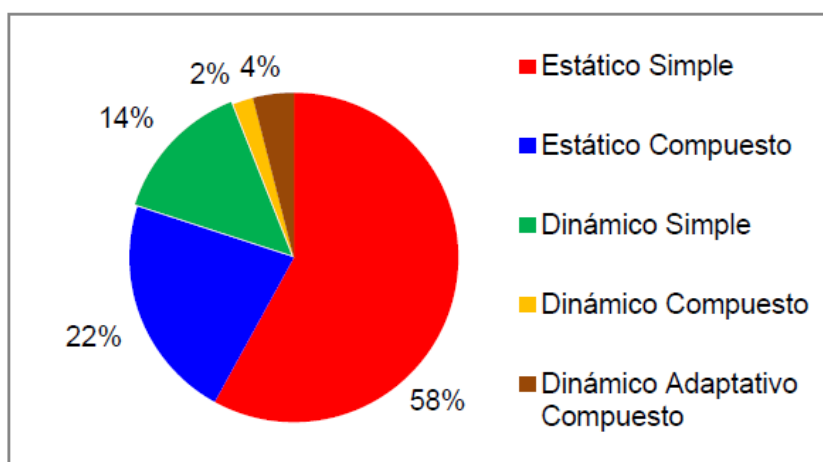
En [18] se realizó un importante trabajo de análisis sobre las metodologías empleadas en trabajos de optimización y su respectiva clasificación. Debido a la complejidad de los problemas a optimizar, la clasificación se realiza desde el punto de vista de optimización en No Lineal Entero Mixto (NLEM). La clasificación se realizó de la siguiente manera [18].

- **Estático Simple:** el problema tratado sin variaciones topológicas ni escenarios. Se enfoca en un tipo de relé.
- **Estático compuesto:** el problema tratado sin variaciones topológicas ni escenarios. Se enfoca en un tipo de relé, pero como objetivo secundario se tiene otra protección.
- **Dinámico simple:** el problema es tratado con variaciones topológicas y se enfoca en un solo relé.
- **Dinámico compuesto:** el problema es tratado con variaciones topológicas enfocándose en un relé como objetivo principal y con uno secundario.

- **Dinámico adaptativo compuesto:** el problema es tratado con datos en tiempo real considerando variaciones topológicas y diferentes escenarios. Tiene en cuenta diferentes relés del sistema de protección y se reajusta el relé cuando así se requiere debido a variaciones que lo hagan necesario.

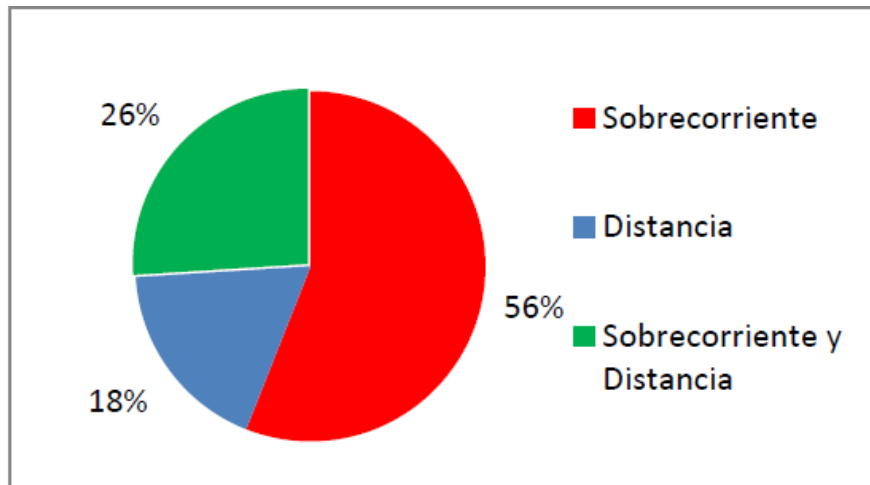
En la **Figura 1-6** se ilustran los porcentajes del uso de los enfoques para resolver problemas de optimización, basándose en las referencias analizadas en [18].

**Figura 1-6 Enfoques del problema de optimización de Protecciones en LT [18]**



Adicionalmente, se observa que los relés más considerados para realizar trabajos de optimización para determinar ajustes de protección, son las protecciones de sobrecorriente [18]. En la **Figura 1-7** se presenta la distribución de los relés considerados para problemas de optimización.

**Figura 1-7 Distribución de relés de protección considerados para problemas de optimización [18]**

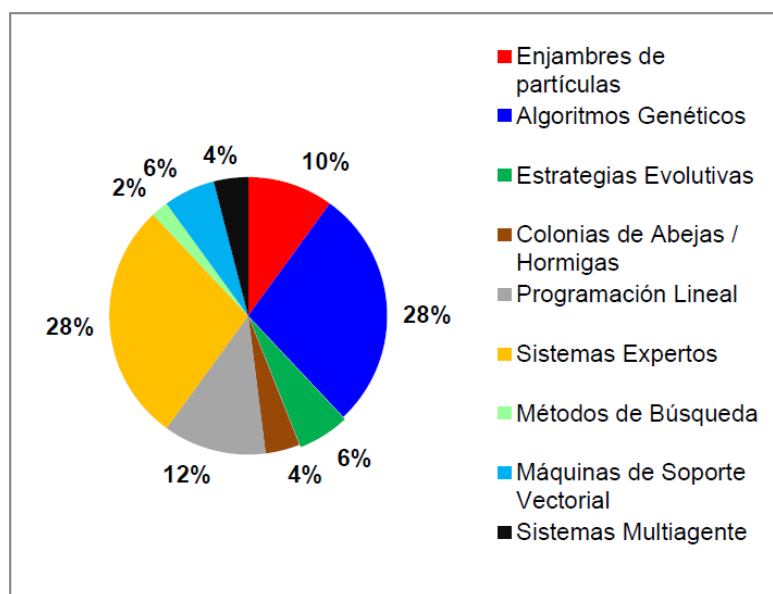


Con base en la información consultada sobre las metodologías de automatización y optimización enfocadas en la determinación de ajustes idóneos para equipos de protección en el SEP, se observa que el problema abordado en el presente trabajo es un problema Estático Compuesto (EC). Adicionalmente, se propone el uso de reglas de experto para emplear en el lenguaje de programación embebido de DlgSILENT Power Factory.

Para abordar el problema del presente trabajo, el cual consiste en la automatización de simulaciones en DlgSILENT Power Factory y el reporte de los resultados obtenidos en las simulaciones, se revisaron los métodos que podían ser empleados para la validación de ajustes de protecciones. En [18] también se realizó el análisis de las técnicas que han sido usadas en problemas de optimización para el cálculo de ajustes de protecciones, en donde se puede observar que los Sistemas Expertos han tenido un importante protagonismo como técnica de optimización y han presentado resultados adecuados [19][20][21][22].

En la **Figura 1-8** se observa la distribución de los métodos empleados en problemas de optimización.

**Figura 1-8 Métodos empleados en problemas de optimización de ajustes de protecciones [18]**



Debido a que el proceso de simulaciones para verificación de ajustes de protección de relés distancia en un proceso en el cual se realizan diferentes actividades como el modelamiento de equipos, el desarrollo de fallas con diferentes características como tipo, ubicación e impedancia de falla y se efectúa el análisis a los resultados obtenidos, se propone realizar la representación del proceso de simulaciones por medio del uso de Redes de Petri, conocidas por sus siglas en inglés como PN (Petri Networks).

Las PN fueron creadas en los años 60 por Carl A. Petri [23] y han sido empleadas para modelar efectivamente procesos de negocio de manera conceptual y matemática. Adicionalmente, desde aquella época han sido empleadas para la programación autómatas [24] empleado en procesos de la industria.

De acuerdo con [4], se observa que existen aplicaciones mediante PN para la representación de flujos de procesos y en este trabajo se realizó el planteamiento del modelo para el proceso de simulaciones, teniendo en cuenta las diferentes características dinámicas del proceso y los diferentes criterios y reglas de experto. Fue desarrollado un modelo para la identificación de la topología de la red y otro para la definición de fallas teniendo en cuenta la localización, naturaleza e impedancia de falla.

Las diferentes actividades desarrolladas en el proceso de simulaciones, representan unas condiciones complejas de modelar, ya que dependen de las diferentes condiciones que se requieren representar. Es por eso que el uso de PN es una alternativa adecuada [4] para la representación del proceso de simulaciones.

Se debe tener en cuenta que el proceso y el análisis de simulaciones requiere de la representación y uso de la experiencia y conocimiento experto, el cual debe ser incluido en el modelo. En [4] se hace referencia a que este tipo de conocimiento se puede modelar y representar con diferentes metodologías. Particularmente en el trabajo desarrollado en [4] se realizó la representación del proceso de simulaciones para verificar ajustes de protecciones distancia mediante el uso de PN, ya que con esta metodología es posible representar e incluir las reglas de experto y los diferentes criterios para la validación de ajustes de protecciones [25][26][27].

En general, las aplicaciones o modelos basados en PN para la representación del proceso de simulaciones para verificación de ajustes de protecciones distancia han sido poco inspeccionadas. Aun así, ya que el problema abordado en este trabajo es una representación del conocimiento de experto, la aplicación de criterios establecidos para el ajuste de protecciones y su respectiva validación, se determinó que el uso de PN es una opción adecuada debido a las bondades que brinda la

aplicación de redes de petri coloreadas con lógica difusa (Fuzzy Colored Petri Nets) [4].

Las ventajas presentadas por esta metodología se basan en que el modelo está estructurado con reglas particulares del sistema, el espacio del modelo no es tan extenso y tanto la estructura como el procesamiento de la información de la lógica fuzzy son más compactas.

## **2. Proceso manual para verificar ajustes de protecciones distancia**

Para la puesta en servicio de nuevos proyectos de TE, las validaciones requeridas en los análisis pos-operativos de fallas presentadas en el SEP y las actividades de renovación de relés, se realizan Estudios de Protecciones (EP) con el fin de validar la idoneidad de los ajustes recomendados con los cuales se configuran los equipos de protección. En estos estudios se realiza la validación del correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas con principio de operación distancia, lo cual se realiza mediante simulaciones en la herramienta DlgSILENT Power Factory, software empleado para análisis en SEP [28]. Esta tarea es de gran importancia para las empresas que construyen u operan sistemas con LT, ya que



se requiere proteger adecuadamente dichos elementos con el fin de evitar daños en los equipos y obtener una operación confiable y segura [7] del sistema de protección ante las diferentes condiciones de falla que puedan presentarse.

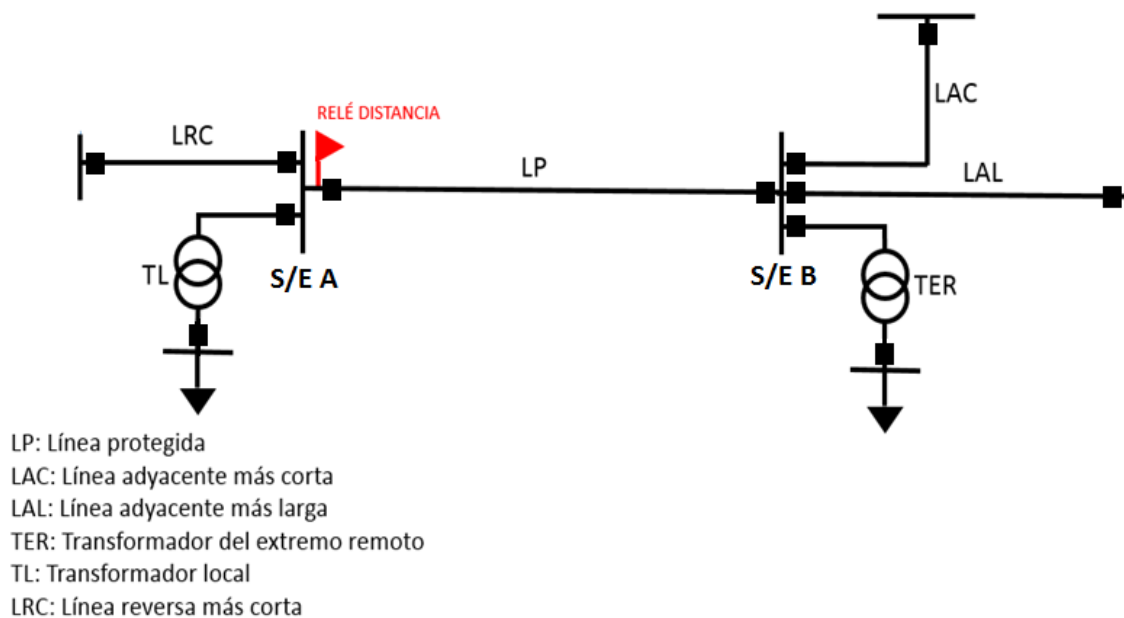
En el desarrollo del proceso de simulaciones se realiza una serie de actividades manuales y repetitivas en las cuales se invierte un tiempo considerable. Parte de estas actividades pueden ser automatizadas debido a que las herramientas empleadas en los procesos de simulación, cuentan con lenguajes de programación embebidos [29].

A continuación, se realiza una descripción del proceso manual efectuado para la verificación de ajustes de protecciones distancia por medio de simulaciones en DlgSILENT Power Factory.

## **2.1 Identificación de la topología del sistema**

Para realizar un estudio de protecciones o efectuar un análisis pos-operativo de falla, se debe inicialmente identificar la topología involucrada para lograr visualizar las características técnicas de los equipos protegidos por el relé distancia y para tener presentes las consideraciones necesarias, con el fin de desarrollar un buen análisis y determinar el área de impacto del sistema bajo estudio.

Se toma como referencia la línea bajo estudio y la ubicación de la protección distancia que será analizada. De esta manera se determinan los elementos del sistema que se encuentran hacia delante y hacia atrás respecto a la ubicación de la protección distancia.

**Figura 2-1 Topología del sistema**

En la **Figura 2-1** se ilustra la representación del área de influencia asociada a un relé distancia ubicado en la subestación A, bahía de línea A-B. Conociendo la localización de la protección se define el área de influencia de la siguiente manera:

- **LP:** La línea protegida corresponde al activo principal, el cual es protegido por medio de la protección distancia. Este elemento debe ser aislado del sistema de potencia lo más rápido posible ante condiciones de falla que se puedan presentar en el elemento (LP). Se espera que, ante cualquier falla, la protección distancia comande orden de apertura al interruptor asociado a la bahía de línea A-B.
- **LAC:** La línea adyacente corta es determinada a partir de la comparación de las impedancias de las líneas conectadas en el extremo remoto de la ubicación de la protección distancia. En este caso las líneas adyacentes corresponden a aquellas conectadas en la subestación B. Entre estos elementos se debe identificar aquel con menor impedancia y esa será la línea a considerar en el análisis.

- **LAL:** La línea adyacente larga es determinada a partir de la comparación de las impedancias de las líneas conectadas en el extremo remoto de la ubicación de la protección distancia. En este caso las líneas adyacentes corresponden a aquellas conectadas en la subestación B. Entre estos elementos se debe identificar aquel con mayor impedancia y esa será la línea a considerar en el análisis.
- **TER:** Se debe seleccionar el transformador conectado al extremo remoto (subestación B) que presente la menor impedancia. Este será teniendo en cuenta para el análisis.
- **TL:** Se debe seleccionar el transformador conectado a la subestación local (subestación A) que presente la menor impedancia. Este será teniendo en cuenta para el análisis y estaría ubicado en zona reversa del relé distancia.
- **LRC:** La línea reversa corta debe ser aquella que presente una menor impedancia entre aquellas conectadas en el nodo local (subestación A). Esta línea se encuentra hacia atrás en relación con la ubicación de la protección distancia bajo análisis.

## 2.2 Sintonización casos de estudio

Luego de identificar los elementos que serán protegidos con el esquema de protección y el área de influencia correspondiente a la protección distancia bajo análisis, se deben determinar los escenarios bajo los cuales se desarrollará el estudio de protecciones.

Definir los escenarios operativos en los cuales será evaluado el desempeño del relé bajo análisis es de gran importancia. Al contar con escenarios operativos límites, es decir, escenarios de demanda mínima y demanda máxima, se logra realizar un ejercicio adecuado, en el cual se representan las condiciones reales ante fallas en el SEP.

En los análisis realizados en estudios de protecciones para validar ajustes de protecciones distancia se definen dos escenarios; el escenario de demanda mínima y el escenario de demanda máxima.

Tomando la referencia [7], los escenarios de demanda se definen con los siguientes criterios.

### **2.2.1 Demanda mínima**

Este escenario se analiza teniendo en cuenta el año de entrada del proyecto y corresponde a las condiciones en las cuales el sistema presenta una baja demanda de energía y en consecuencia baja generación en las sub-áreas del sistema.

En Colombia el escenario de demanda mínima se evidencia en semana santa o en el primer día del año entre las 02 y 04 horas [7].

En los estudios de protecciones, se emplea la base de datos creada por el CND, en la cual se tiene en cuenta toda la información relacionada la entrada en servicio de proyecto en el SEP y se realizan estimaciones de la demanda y la generación en el sistema.

### **2.2.2 Demanda máxima**

Este escenario se analiza teniendo en cuenta el año de entrada del proyecto y corresponde a las condiciones en las cuales el sistema presenta una alta demanda de energía y en consecuencia alta generación en las sub-áreas del sistema.

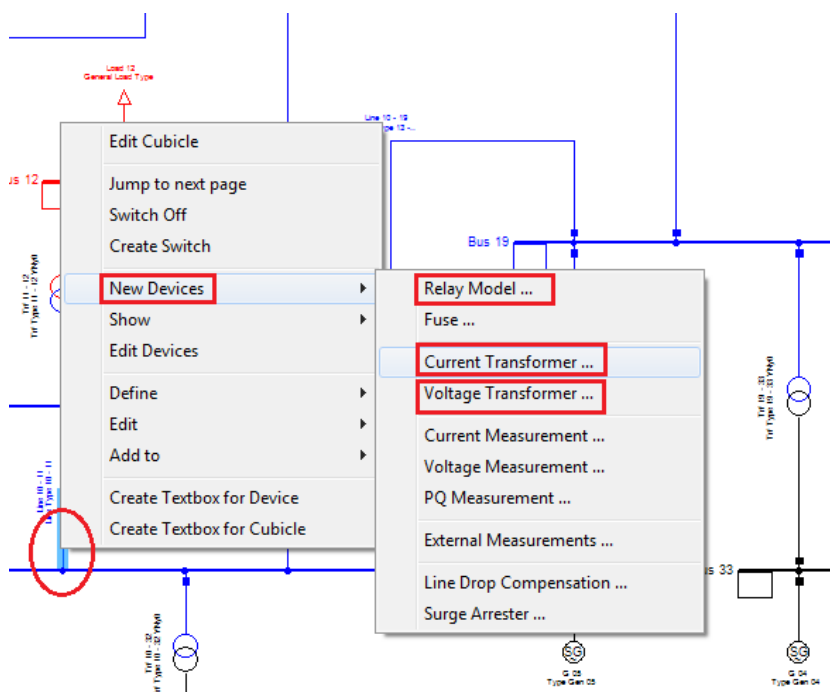
En Colombia este escenario suele encontrarse durante los primeros días del mes de diciembre entre las 19 y 21 horas [7].

En los estudios de protecciones, se emplea la base de datos creada por el CND, en la cual se tiene en cuenta toda la información relacionada la entrada en servicio de proyecto en el SEP y se realizan estimaciones de la demanda y la generación en el sistema.

## 2.3 Modelamiento de equipos de medida y protección

La actividad de modelamiento de equipos de medida y protección es un proceso manual que en este caso se realiza en la herramienta definida (DIgSILENT Power Factory).

Figura 2-2 Modelamiento equipos de media y protección - DIgSILENT



El modelamiento de los equipos se realiza uno a uno y para cada elemento se debe seleccionar un tipo y definir sus características como lo es la relación de transformación del transformador de corriente (CT) y la relación de transformación del transformador de tensión (PT). En el caso de la protección distancia se debe parametrizar no solo los alcances de las zonas, si no todas las variables y funciones adicionales del relé como la polarización del relé, K0 de la línea, umbrales de arranque por corriente e impedancia, valores secundarios de tensión y corriente, tiempos de operación, ajustes de las zonas distancia, entre otros.

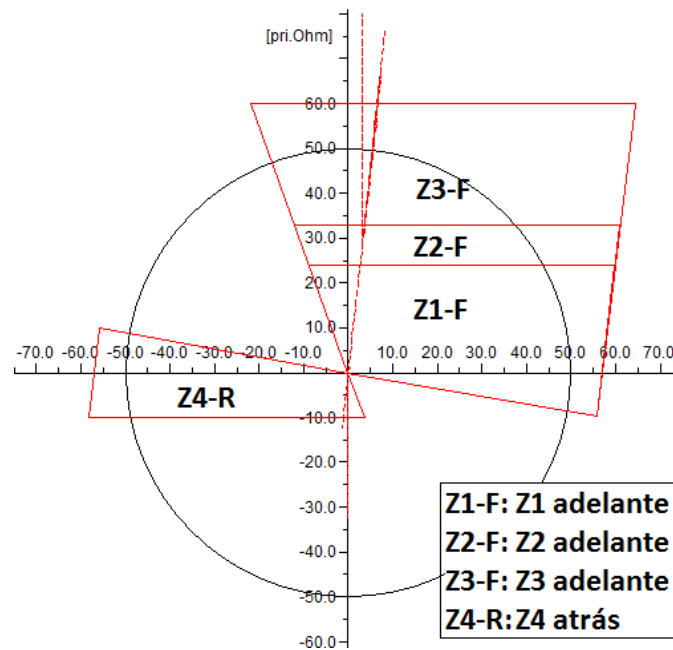
## 2.4 Ajustes protecciones distancia

El ajuste para las protecciones distancia son calculados con base en la información técnica de la línea protegida y de los elementos que conforman el área de influencia del proyecto. Normalmente, el relé con función de protección distancia tiene tres zonas con direccionalidad hacia adelante y una con direccionalidad hacia atrás.

El alcance de estas zonas de protección son determinadas empleando los criterios de guías de protecciones [7] y con base en la experiencia operativa de las empresas.

Las protecciones distancia, trabajan con base en el cálculo de la impedancia aparente. Esta impedancia en estado estacionario (operación del sistema en ausencia de falla) se localizada normalmente alejada de la característica de operación del relé cambiando su localización de acuerdo con la transferencia de potencia del circuito asociado a la protección.

Cuando se presenta una falla en el SEP, la impedancia aparente incursiona en la característica de operación del relé distancia y dependiendo de donde se ubique dicha impedancia aparente, la protección actuará de acuerdo a los ajustes previamente definidos en el equipo.

**Figura 2-3 Característica de operación protección distancia**

En la **Figura 2-3** se observa la característica cuadrilateral de un relé con principio de operación distancia. En esta se tienen tres zonas de protección con direccionalidad hacia adelante (Z1, Z2 y Z3) y se cuenta con una zona de protección hacia atrás (Z4).

## 2.5 Simulaciones

Las simulaciones de fallas se realizan con el fin de verificar que la protección distancia opere adecuadamente de acuerdo a los ajustes determinados para sus zonas de protección. Se espera entonces, que la protección presente una operación segura (que no opere cuando no debe hacerlo) por ejemplo, ante fallas externas al elemento protegido y una operación selectiva (que opere cuando debe hacerlo) por ejemplo, ante fallas en el elemento protegido (LT).

### **2.5.1 Tipos de falla**

Para validar la operación de la protección distancia se propone realizar las siguientes fallas:

- Monofásica
- Bifásica a tierra
- Trifásica aislada

### **2.5.2 Ubicación de fallas**

La ubicación de las fallas realizadas en el proceso de simulación es importante para poder validar que la protección opere con fiabilidad, es decir, que opere cuando debe hacerlo ante fallas en la línea protegida y que también presente una adecuada seguridad, es decir, que no opere ante condiciones de fallas externas que puedan presentarse en otros activos del área de influencia.

Para verificar la operación del relé distancia ante fallas en el elemento protegido, se realiza el tipo de fallas propuestas con una localización del 50% y del 99% de la línea, tomando como referencia la ubicación de la protección.

Con el fin de validar que el relé opere de manera segura ante fallas externas a su elemento protegido, se propone efectuar diferentes fallas en los activos que hacen parte del área de influencia del relé bajo análisis.

Los elementos del área de influencia serían la línea adyacente con menor impedancia (falla al 50% de esta línea), la línea reversa con menor impedancia (falla al 50% de esta línea), el transformador con menor impedancia en el extremo remoto (falla en el nivel de baja tensión del transformador) y el transformador con menor impedancia conectado a la subestación local (falla en el nivel de baja tensión del transformador).



### **2.5.3 Impedancia de falla**

Para las fallas realizadas en la línea protegida se propone variar la impedancia de falla con el fin de validar hasta qué valor de resistencia de falla el relé detectaría fallas en su elemento protegido ya que entre más valor tenga la resistencia de la falla, la impedancia aparente llega a un punto en el que se ubica por fuera de la característica de operación del relé, evolucionado hacia la derecha en paralelo al eje X de la característica de operación de la protección distancia.

Adicionalmente, al variar la impedancia de falla es posible identificar si se tienen riesgos de sobre-alcance o sub-alcance del relé. Lo anterior se puede presentar ya que las fallas con diferente impedancia pueden tener tendencias ascendentes o descendentes con lo cual inicialmente pueden localizarse en una zona de protección, pero con un valor determinado de falla se localizan finalmente en la siguiente zona de protección del relé.

## **2.6 Validación desempeño de protecciones**

La verificación del desempeño de la protección ante las diferentes condiciones de falla simuladas se basa en los siguientes criterios:

- **Fiabilidad:** La protección debe operar ante condiciones de falla presentadas en la línea protegida.

Para las condiciones de falla en la línea protegida se debe tener en cuenta que se busca establecer el valor de impedancia esperado hasta el cual la protección detectará la falla dentro de su característica de operación. Además, dado el caso de tener sub-alcances o sobre-alcances de la protección, el analista debe reevaluar los ajustes para evitar estas condiciones.

- Seguridad: La protección no debe presentar sobrealcances ante las fallas realizadas externamente a la línea protegida.

En la **Tabla 2-1** se presentan los casos propuestos para validar el desempeño del relé, incluyendo las características de cada caso y los resultados esperados.

**Tabla 2-1 Casos de validación para evaluar el desempeño de la protección distancia**

Caso	Tipo de Falla	Ubicación de la falla	Impedancia de Falla	Observaciones
1	Monofásica	50% de la línea protegida	Resistivas (aumentando la impedancia falla)	*Identificar hasta que impedancia de falla el relé detecta fallas en zona 1.
2	Bifásica - T			
3	Trifásica		Aislada	Validar el loop fase-fase del relé
4	Monofásica	99% de la línea protegida	Resistivas (aumentando la impedancia falla)	*Identificar hasta que impedancia de falla el relé detecta fallas en zona 2. *Validar que no se presenten subalcances de zona 1.
5	Bifásica - T			
6	Trifásica		Aislada	Validar el loop fase-fase del relé
7	Monofásica	99% de línea adyacente corta	Franca	Validar que la impedancia aparente calculada por el relé no ingrese en la zona 2 de la protección
8	Bifásica - T			
9	Trifásica		Aislada	
10	Monofásica	Nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia	Franca	
11	Bifásica - T			
12	Trifásica		Aislada	
13	Monofásica	50% de la línea reversa con menor impedancia	Franca	Validar que la impedancia aparente calculada por el relé no ingrese en la zona 4 (reversa) de la protección
14	Bifásica - T			
15	Trifásica		Aislada	
16	Monofásica	Nivel de baja del transformador local con menor impedancia	Franca	
17	Bifásica - T			
18	Trifásica		Aislada	

## **2.7 Documentación de resultados**

Finalmente, cuando la protección distancia cumple con el desempeño esperado ante las diferentes condiciones de falla simuladas, se procede a documentar los resultados con la imagen de cada operación de la protección. Se documenta un anexo que será parte del estudio de protecciones, en el cual se cuenta con todo el desempeño del relé.

### **3.Representación del proceso para verificar ajustes de protecciones distancia mediante CPN tools**

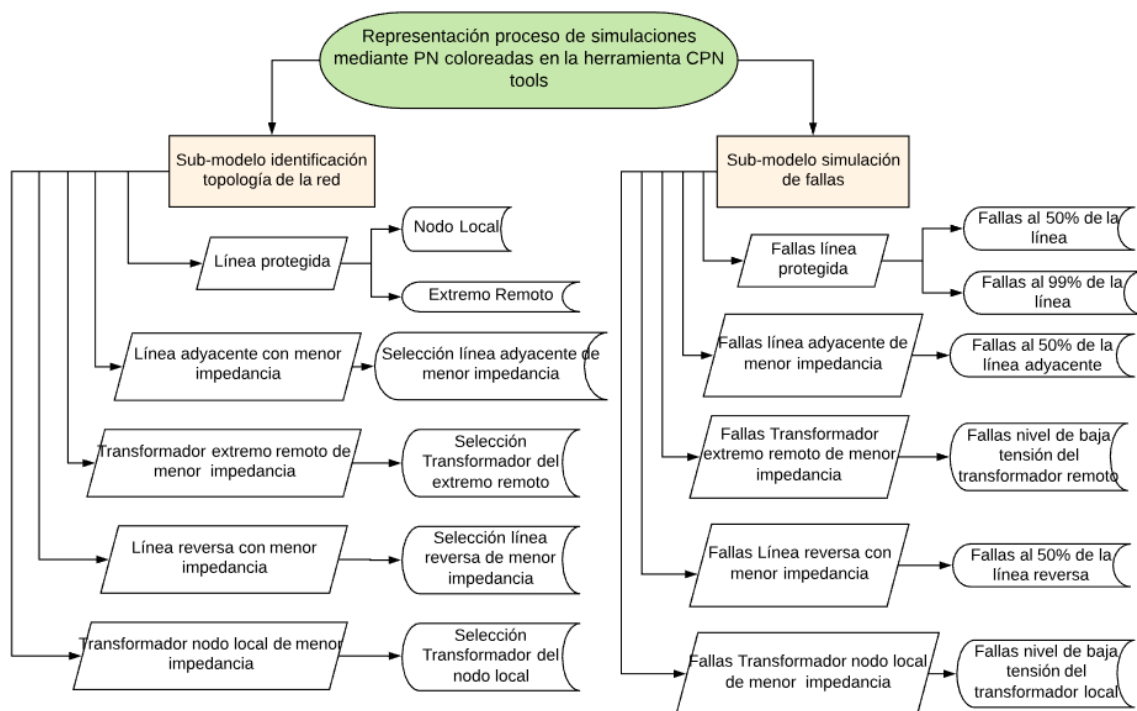
El desarrollo de simulación de fallas en la herramienta DigSILENT Power Factory para verificar ajustes de protecciones distancia es una actividad manual y repetitiva, por lo tanto, puede ser automatizada con el fin de disminuir los tiempos de ejecución y con el fin de otorgar más criterios de análisis. Para este fin, se plantea un modelo en el software CPN tools en donde mediante PN coloreadas, se representa el proceso de simulaciones para verificación de ajustes de protecciones distancia, teniendo en cuenta el reconocimiento de la red involucrada y el desarrollo de las simulaciones. Teniendo en cuenta la información de la **Tabla 2-1**, se observa que este proceso se puede discretizar, lo cual fortalece la selección de PN para la representación del proceso.

Las simulaciones realizadas en los estudios de protecciones se efectúan basándose en un conocimiento experto que determina qué tipo de falla se debe realizar y cuál debe ser su ubicación. Con las simulaciones se obtienen diferentes resultados que son analizados por el experto y así se puede determinar si los ajustes son adecuados o deben ser modificados. En [27] se hace referencia a que es posible representar el conocimiento experto mediante el uso de PN, por lo tanto, por medio de esta herramienta se modelará el proceso teniendo en cuenta todas las reglas empleadas para la toma de decisiones.

La forma más común de representar un conocimiento es mediante el uso de reglas [30], aunque esto no indica que sea la manera más apropiada para la representación de modelos dinámicos. Por lo anterior, el uso de PN es una opción adecuada para la especificación y verificación formal de sistemas de información. Adicionalmente, es posible evaluar si la red es pura, limitada, infinita, cíclica, viva y/o justa [31]. De esta manera se busca que el automatismo cumpla con las necesidades planteadas.

En la **Figura 3-1** se ilustra la representación del proceso de simulaciones mediante la herramienta CPN tools.

**Figura 3-1 Representación del proceso de simulaciones mediante la herramienta CPN tools**



### 3.1 Sub-Modelo identificación topológica de la red

Con base en la **Figura 2-1**, se toma como referencia la línea bajo estudio y la ubicación de la protección distancia que será analizada a partir de simulaciones de fallas en DlgSILENT. De esta manera se determinan los elementos del sistema que se encuentran hacia delante y hacia atrás respecto a la ubicación de la protección distancia.

#### 3.1.1 Línea protegida

Para identificar la línea protegida, se representa en el modelo el nodo local y el nodo asociado al extremo remoto. Ambos nodos son dos lugares que cuentan con sus respectivos colores y marcajes iniciales. Con base en la identificación de la línea protegida se analiza el área de influencia del elemento y así, se identifican posteriormente las líneas conectadas al nodo local, las líneas remotas, los transformadores locales y los transformadores conectados al extremo remoto.

#### 3.1.2 Línea adyacente hacia adelante con menor impedancia

En el extremo remoto tomando como referencia el relé modelado pueden encontrarse conectadas líneas de transmisión. En el caso de tener conectadas más de una línea, se debe determinar cuál de ellas presenta menor impedancia.

En la **Figura A-2** se empleó un lugar con color *LINEASESTYNUM* con un marcaje inicial en donde hay dos casos. El primer marcaje es para cuando se encuentran dos líneas conectadas a la subestación del extremo remoto y el segundo marcaje es para cuando no se tienen conectadas líneas al extremo remoto.

En caso de tener dos líneas conectadas en la subestación del extremo remoto, el modelo compara los valores de impedancia de las líneas, los cuales están definidos en los marcajes de los lugares línea 1 y línea 2.

En el caso de no tener líneas conectadas en el extremo remoto, el modelo dispara hacia el lugar llamado “no hay líneas adelante”, el cual representa un bloqueo muerto (Dead lock) debido a que no habría evolución del modelo en ese punto.

### **3.1.3 Transformador conectado al extremo remoto con menor impedancia**

En el modelo se representa el caso en donde se tienen dos transformadores conectados en el extremo remoto. Para esto se determinó un lugar denominado “*Trafos conectados al extremo remoto*”, con dos pesos que representan dos casos. El primero cuando se tienen dos transformadores conectados y el segundo cuando no se tiene transformador en el extremo remoto (*Dead Lock*). Cuando no hay transformadores en el extremo remoto el modelo no evoluciona, pero cuando si se tienen dos transformadores conectados, la transición se sensibiliza y pasa a comparar cuál de los dos equipos tiene menor impedancia. La transición que se emplea para comparar la impedancia de los transformadores, emplea como entrada los marcajes de los lugares denominados “*trafo 1*” y “*trafo 2*”. Finalmente, se observa en la **Figura A-3** que el transformador número 2 (“TR2”) será el que se debe tener en cuenta para las simulaciones ya que cuenta con menor impedancia.

### **3.1.4 Línea reversa con menor impedancia**

Para el caso de la identificación de la línea reversa más corta, se emplea la misma metodología empleada para la identificación de la línea adyacente más larga. En la **Figura 2-1** se observa que solo hay una línea conectada al nodo local, pero para el desarrollo del modelo se plantean dos líneas como marcaje del lugar “*Lineas conectadas en el extremo local*” para realizar el proceso de identificación de la línea con menor impedancia entre estas dos líneas.

### 3.1.5 Transformador conectado al nodo local con menor impedancia

En la **Figura 2-1** se observa que en el nodo local se tiene conectado un transformador de potencia. Para el modelo desarrollado se asume que en el nodo local puede o no haber conectados transformadores en la barra local y sí hay conectados dos transformadores se debe identificar cuál de ellos presenta una menor impedancia.

Para este proceso se emplea la misma metodología usada en la identificación del transformador del extremo remoto con menor impedancia. En la **Figura A-5** se ilustra la parte del sub-modelo en donde se identifica cuál de los dos transformadores presenta menor impedancia. De igual manera como los anteriores modelos, se observa que cuando no hay transformadores conectados se irá a un estado de *Dead Lock*. Además, de acuerdo con las características de los transformadores el equipo que presenta menor impedancia es el transformador 2 ("TL2").

## 3.2 Sub-Modelo simulaciones

Al tener identificada el área de influencia de la línea protegida y por lo tanto seleccionados los elementos, líneas y transformadores, que serán empleados como referencia para la selección de la ubicación de las fallas, se procede a modelar en el sub-modelo llamado *Simulaciones*, las diferentes fallas que cuentan con las siguientes características.

### 3.2.1 Fallas en la línea protegida

- Fallas monofásicas resistivas al 50% de la línea protegida (aumentando impedancia de falla): Busca identificar hasta qué impedancia el equipo de protección detecta fallas con características a tierra.



- Fallas monofásicas resistivas al 99% de la línea protegida (aumentando impedancia de falla): Busca identificar hasta qué impedancia el equipo de protección detecta fallas con características a tierra y también se verifica que no se presenten sobrealcances de la zona 1.

Para realizar estas fallas se parte del lugar “LP” del sub-modelo *IdentificacionTopologia* en donde se identificó cuál era la línea protegida. En el sub-modelo *Simulaciones* se emplea la fusión 8 para obtener este mismo lugar y así realizar las fallas.

En la **Figura A-6** se observa el modelo propuesto para realizar las fallas al 50 y al 99% de la línea protegida.

### 3.2.2 Fallas en la línea adyacente con menor impedancia

- Falla monofásica franca (sin impedancia de falla) al 50% de la LAC: Esta falla busca validar que la impedancia aparente ante esta condición no ingrese en la zona 2 del relé.
- Falla trifásica aislada al 50% de la LAC: Esta falla busca validar que la impedancia aparente ante esta condición no ingrese en la zona 2 del relé.

En la **Figura A-7** se ilustra el modelo para realizar las fallas en la línea adyacente con menor impedancia.

### 3.2.3 Fallas en la línea reversa con menor impedancia

- Falla monofásica franca (sin impedancia de falla) al 50% del circuito LRC: Esta falla busca verificar que la impedancia aparente no ingrese en la zona reversa de la protección.

- Falla trifásica aislada al 50% del circuito reverso más corto: Esta falla busca verificar que la impedancia aparente no ingrese en la zona reversa de la protección.

En la **Figura A-8** se ilustra el modelo para realizar las fallas en la línea reversa con menor impedancia.

### **3.2.4 Fallas en el nivel de baja tensión asociado al transformador local con menor impedancia**

- Falla monofásica franca (sin impedancia de falla) en el nivel de baja tensión conectado a través del transformador TL: Esta falla busca verificar que la impedancia aparente no ingrese en la zona reversa de la protección.
- Falla trifásica aislada en el nivel de baja tensión conectado a través del transformador TL: Esta falla busca verificar que la impedancia aparente no ingrese en la zona reversa de la protección.

En la **Figura A-9** se ilustra el modelo para realizar las fallas en el nivel de baja tensión conectado al transformador local con menor impedancia.

## 4. Modelo desarrollado para la automatización de simulaciones para verificación de ajustes de protecciones distancia

El modelo desarrollado toma como base los sistemas expertos, en los cuales se tienen en cuenta las diferentes reglas y criterios que fueron definidos en este trabajo para el desarrollo del proceso de verificación de ajustes de protección distancia por medio de simulaciones en la herramienta DIgSILENT Power Factory. El modelo automatiza parte del proceso completo ejecutado para la validación de ajustes.

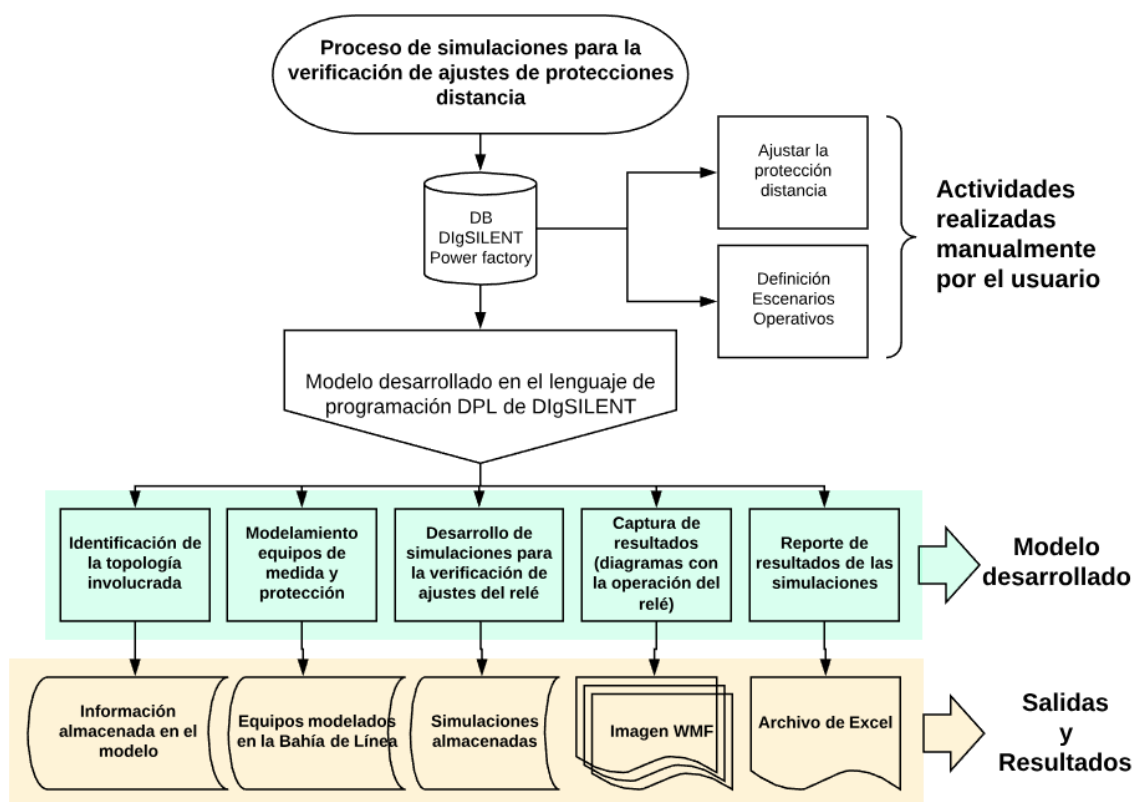
En la **Figura 4-1**, se ilustra el proceso completo de validación de ajustes de protecciones distancia realizado para estudios de protecciones o diferentes análisis pos-operativos. Además, se resalta la parte del proceso que automatiza el modelo desarrollado, el cual comprende la identificación topológica asociada a la ubicación del relé objeto de análisis, el modelado de equipos de medida y protección, la ejecución de las diferentes fallas teniendo en cuenta los diversos criterios, la captura de los resultados de cada simulación y el reporte final con el resumen del desempeño de la protección distancia.

Las actividades automatizadas son:

- Identificación de la topología de la red
- Modelamiento de equipos de medida y protección

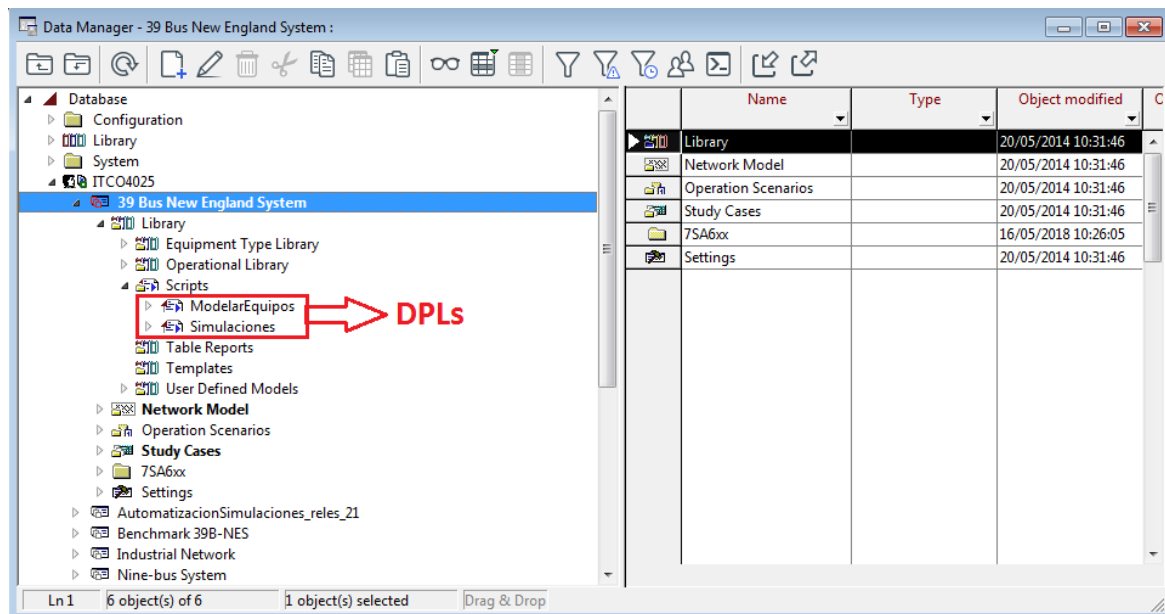
- Desarrollo de simulaciones para la verificación de ajustes
- Captura de resultados de simulaciones
- Reporte del desempeño de la protección

**Figura 4-1 Modelo desarrollo mediante DPL para la automatización de simulación para la verificación de ajustes de protecciones distancia en la herramienta DlgSILENT Power Factory**



El modelo desarrollado tiene dos DPLs principales, uno denominado “Modelar Equipos” y el otro llamado “Simulaciones”.

Figura 4-2 DPLs del modelo



## 4.1 Sub-modelado para el modelamiento automático de equipos de medida y protección

En este sub-modelo se automatizan dos de los cinco procesos mediante el lenguaje de programación DPL de DIGSILENT.

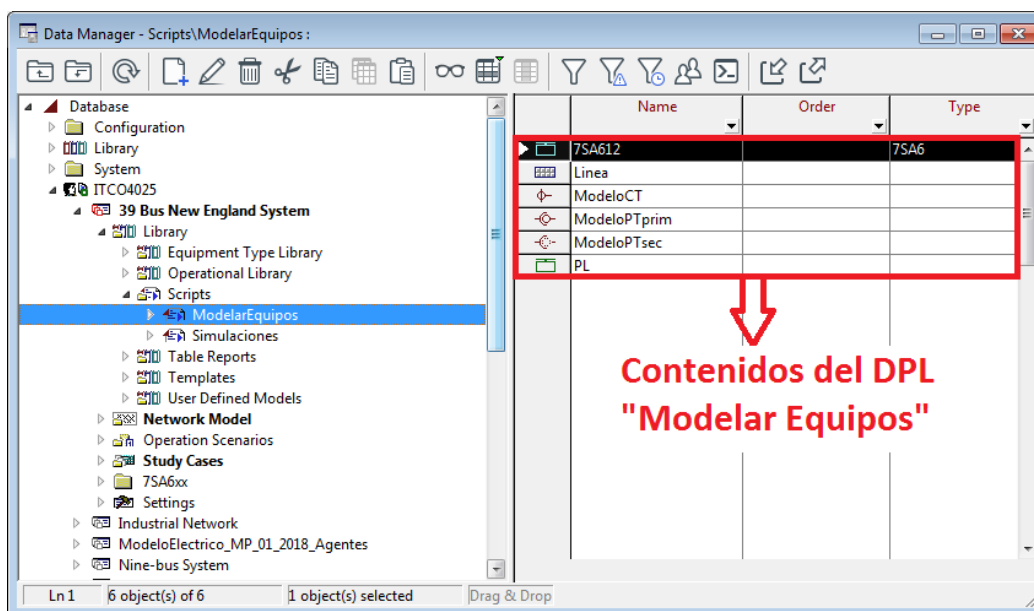
El código desarrollado permite modelar en la bahía de línea de interés los equipos de medida (CT y PT) y el equipo de protección (relé objeto de análisis). Estos elementos son requeridos para realizar el proceso de simulaciones para la verificación de ajustes de la protección distancia en el software DIGSILENT.

En el sub-modelo “Modelar Equipos” se configuran unos elementos internos que el DPL requiere para ejecutarse:

- **Modelo del relé:** Será el equipo a modelar en la bahía de línea que defina el usuario en la base de datos.
- **Set “Linea”:** Elemento requerido para ejecutar el DPL desde el diagrama unifilar de la base de datos.

- **Modelo de CT:** Elemento requerido por el DPL, el cual cuenta con diferentes relaciones de transformación para seleccionarse de acuerdo a la necesidad del estudio en particular.
- **Modelo de PT primario y secundario:** Elemento requerido por el DPL, el cual cuenta con diferentes relaciones de transformación para seleccionarse de acuerdo a la necesidad del estudio en particular.

**Figura 4-3 Contenidos del sub-modelo “Modelar Equipos”**



#### 4.1.1 Parámetros de entrada del sub-modelo ModelarEquipos

Al ejecutar el DPL para el modelado de equipos, el usuario debe ingresar la información básica presentada en la **Tabla 4-1**.

**Tabla 4-1 Parámetros de entrada sub-modelo “Modelado de Equipos”**

Parámetro	Descripción	Ejemplo
Bahía (string)	Nombre de la bahía donde estarán los equipos	BL A-B
CTprim (double)	Relación primaria del CT	1800
CTsec (double)	Relación secundaria del CT	1
PTprim (double)	Relación primaria del PT	230000
PTsec (double)	Relación secundaria del PT	115

**Figura 4-4 Parámetros de entrada definidos por el usuario**

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	string	Bahía	10-11		Ingresar Nombre de la bahía
2	double	CTprim	2000		Ingrese relación primaria CT
3	double	CTsec	1		Ingrese relación secundaria CT
4	double	PTprim	345000		Ingrese relación primaria PT
5	double	PTsec	115		Ingrese relación secundaria PT

### 4.1.2 Configuraciones previas sub-modelo ModelarEquipos

Además de las variables de entrada, previo a la ejecución del DPL, se requiere información que debe referenciarse en el siguiente conjunto ubicado en su interior.

**Tabla 4-2 Variables requeridas en el sub-modelo “Modelado de Equipos”**

Conjunto	Uso
Línea	Referencia de la línea en la cual se deben añadir los equipos para realizar las simulaciones para verificación de ajustes

El código emplea el parámetro GENERAL SELECTION para consultar la línea objeto de análisis en donde se realizará el modelado de equipos de medida y protección. De esta manera el código se puede ejecutar sin tener que ir hasta el DPL, siempre y cuando se encuentre ubicado en la Scripts Library. Para ejecutar

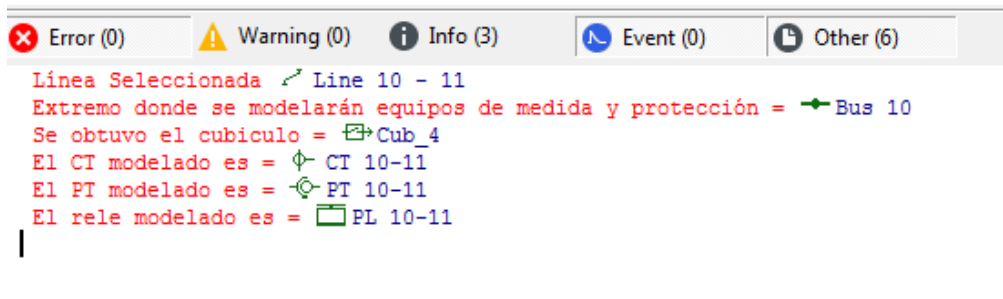
el DPL se debe seleccionando el elemento de interés, presionando con el botón derecho del ratón y eligiendo la opción Execute Script en el menú contextual.

### 4.1.3 Salidas y reportes parciales del sub-modelo ModelarEquipos

En la *ventana de salida* de DigSILENT Power Factory se obtiene un reporte relacionado con la ejecución del código para el modelamiento de equipos de medida y protección. En este reporte se incluye la siguiente información.

- Línea seleccionada
- Barra asociada al proceso de modelado de equipos
- Cubículo seleccionado para modelar los equipos
- Nombre del CT
- Nombre del PT
- Relé modelado

Figura 4-5 Reporte del proceso de ejecución – DPL Modelado Equipos



```

Error (0) Warning (0) Info (3) Event (0) Other (6)
Línea Seleccionada Line 10 - 11
Extremo donde se modelarán equipos de medida y protección = Bus 10
Se obtuvo el cubiculo = Cub_4
El CT modelado es = CT 10-11
El PT modelado es = PT 10-11
El rele modelado es = PL 10-11
|
```

## 4.2 Sub-modelo para la ejecución de simulaciones y reporte de resultados

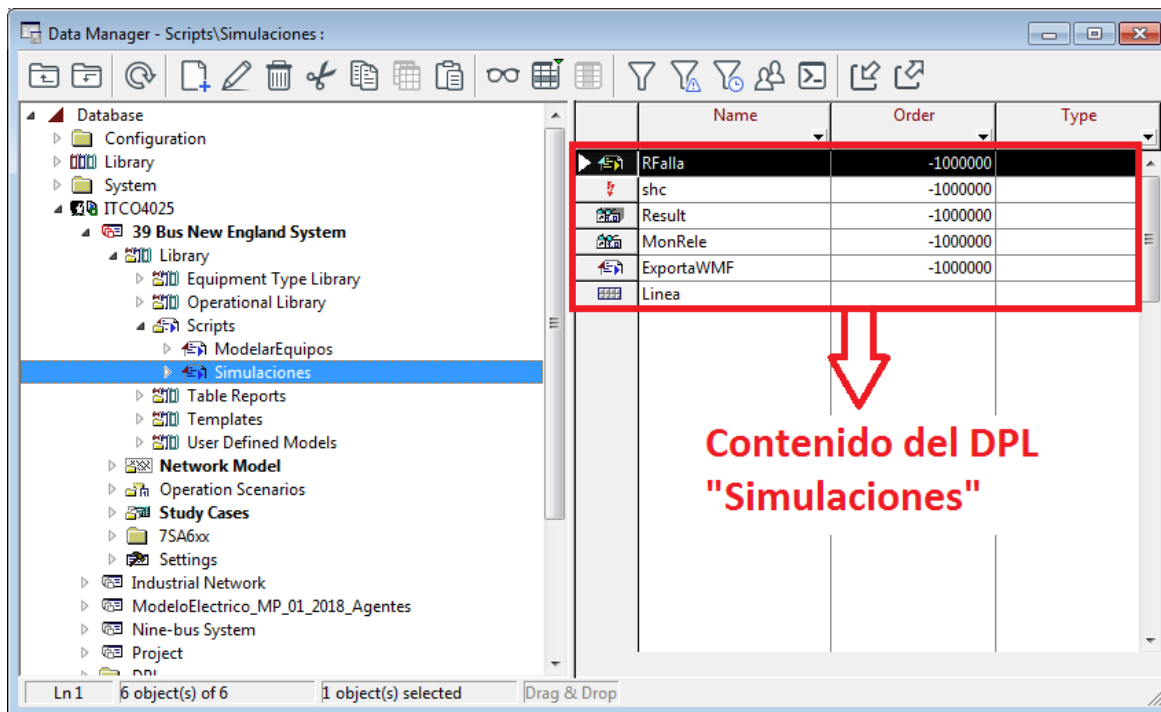
En este sub-modelo se desarrolla la programación para realizar las diferentes fallas requeridas en la línea protegida y en los elementos adyacentes a este activo, con el fin de validar los ajustes de protecciones distancia en la línea de interés.



El sub-modelo “Simulaciones” cuenta con varios elementos internos necesarios para su ejecución. Los elementos internos y su finalidad se describen a continuación.

- **RFalla:** Script interno del modelo “Simulaciones” para poder definir la resistencia falla a emplear en las simulaciones definidas con impedancia de falla.
- **Shc:** Es el elemento para realizar las diferentes simulaciones y es el que permite definir el método de corto circuito, tipo de falla (monofásica, bifásica o trifásica) y en donde la Rfalla configura el valor determinado para cada caso.
- **Result:** Elemento que guarda los resultados de las simulaciones
- **MonRele:** Determinar las variables en R y X necesarias para dibujar la evolución de la impedancia aparente en la característica de operación del relé, en los casos donde las fallas son resistivas y varían su valor en cada simulación.
- **ExportaWMF:** Script requerido para exportar los gráficos con los resultados de las simulaciones una vez finalice la ejecución del programa.
- **Línea:** Set requerido para almacenar la línea objeto de estudio, la cual es empleado como referencia para la identificación de las ubicaciones de las fallas.

Figura 4-6 Contenidos del sub-modelo “Simulaciones”



Las fallas con las cuales se propone realizar la validación del desempeño del relé y verificar la idoneidad de los ajustes de la protección distancia son:

- **Línea protegida**
  - Fallas monofásicas y bifásicas resistivas al 50% de la línea
  - Fallas monofásicas y bifásicas resistivas al 99% de la línea
  - Falla trifásica aislada en el 50 y 99% de la línea
  
- **Externas a la línea protegida (fallas francas, sin impedancia de falla)**
  - Falla monofásica, bifásica y trifásica en el 50% de la línea adyacente con menor impedancia.
  - Falla monofásica, bifásica y trifásica en el nivel de baja tensión conectado a través del transformador del extremo remoto que presente menor impedancia.

- Falla monofásica, bifásica y trifásica en el 50% de la línea reversa con menor impedancia.
- Falla monofásica, bifásica y trifásica en el nivel de baja tensión conectado a través del transformador local que presente menor impedancia.

#### 4.2.1 Parámetros de entrada del sub-modelo Simulaciones

Al ejecutar el DPL para realizar las simulaciones, el usuario debe ingresar la información básica presentada en la **Tabla 4-1**.

**Tabla 4-3 Parámetros de entrada sub-modelo “Simulaciones”**

Parámetro	Descripción	Ejemplo
Directorio (string)	Ubicación de almacenamiento del computador en donde se almacenan los archivos creados por el modelo ejecutado	D/ESTUDIOS/Pri-Bac
tName (string)	Nombre del archivo .XLSX exportado	Estudio Pri-Bac

**Figura 4-7 Parámetros de entrada definidos por el usuario para le ejecución de sub-modelo “Simulaciones”**

Input parameters:					
	Type	Name	Value	Unit	Description
▶ 1	string	Directorio	D:\Mis Documentos\Pasa		Dirección donde se guardarán los archivos expor
2	string	tName	Estudio X		Nombre del archivo

#### 4.2.2 Configuraciones previas sub-modelo Simulaciones

El código utiliza el parámetro *GENERAL SELECTION* para consultar la línea donde cuyas simulaciones desean ejecutarse. Lo anterior permite que el código se pueda ejecutar sin tener que ir hasta el DPL. Se debe tener en cuenta que el DPL se encuentre ubicado en la *Scripts Library* del proyecto. Con la anterior consideración solo es necesario dar click derecho sobre la línea objeto de análisis y elegir la opción *Execute Script* en el menú contextual.

### 4.2.3 Salidas del sub-modelo Simulaciones

En la ventana de salida del programa, se muestra un reporte del proceso de ejecución del código, exponiendo los tipos y ubicaciones de las fallas simuladas. También, se exporta un archivo *.XLSX* en la carpeta definida en la variable *Directorio* con el fin de mostrar un resumen de los resultados de las simulaciones, teniendo en cuenta la siguiente información:

- **Caso:** Número de la simulación realizada
- **Tipo de falla:** Falla monofásica, bifásica o trifásica
- **Ubicación:** Ubicación de la falla, en la línea protegido o externa a este elemento.
- **Impedancia de falla:** Valor de la resistencia de falla aplicada en cada simulación en los casos donde aplique.
- **Resultado:** Las observaciones para cada simulación con base en el resultado esperado.

## 5. Caso de aplicación

Con el fin de validar el modelo propuesto, se realizó un caso de simulación para verificar los ajustes de una protección distancia en una LT, empleando un sistema de transmisión simplificado de 39 barras, el cual se encuentra disponible en los ejemplos de literatura del DlgSILENT Power Factory.

El sistema empleado es un modelo simplificado de 39 barras del área nororiental en los Estado Unidos [32], el cual fue propuesto desde 1970 y desde entonces ha sido empleado en publicaciones y desarrollos en la industria de los sistemas de potencia.

### 5.1 Descripción general

El sistema de 39 barras cuenta con diez generadores, diecinueve cargas, treinta y cuatro líneas y doce transformadores [32]. Además, la frecuencia a la que se encuentra el sistema es de 60 Hz. A continuación, las barras que presentan una tensión nominal diferente a los 345 kV.

- Barra 12: 138 kV
- Barra 20: 230 kV
- Barra 30/38: 16.5 kV

## 5.2 Parámetros técnicos Generadores del sistema

En la **Tabla 5-1** se presenta el detalle de los parámetros técnicos asociados a los generadores del sistema de 39 barras.

**Tabla 5-1 Parámetros técnicos generadores**

Name	Terminal	Act.Pow. MW	App.Pow. MVA	Voltage p.u	Nom.Volt. kV	Ref.Machine
G 01	Bus 39	1000	10000	1.03	345	0
G 02	Bus 31	0	700	0.982	16.5	1
G 03	Bus 32	650	800	0.9831	16.5	0
G 04	Bus 33	632	800	0.9972	16.5	0
G 05	Bus 34	254	300	1.0123	16.5	0
G 06	Bus 35	650	800	1.0493	16.5	0
G 07	Bus 36	560	700	1.0635	16.5	0
G 08	Bus 37	540	700	1.0278	16.5	0
G 09	Bus 38	830	1000	1.0265	16.5	0
G 10	Bus 30	250	1000	1.0475	16.5	0

### 5.3 Parámetros transformadores del sistema

En la **Tabla 5-2** se presenta el detalle de los parámetros técnicos asociados a los transformadores del sistema de 39 barras.

**Tabla 5-2 Parámetros técnicos transformadores**

Name	Potencia MVA	HV (Kv)	LV (kV)	Shc volt (%)
Trf 02 - 30	1000	345	16.5	18.10
Trf 06 - 31	700	345	16.5	17.50
Trf 10 - 32	800	345	16.5	16.00
Trf 11 - 12	300	345	138	13.06
Trf 13 - 12	300	345	138	13.06
Trf 19 - 20	1000	345	230	13.82
Trf 19 - 33	800	345	16.5	11.37
Trf 20 - 34	600	230	16.5	10.81
Trf 22 - 35	800	345	16.5	11.44
Trf 23 - 36	700	345	16.5	19.04
Trf 25 - 37	700	345	16.5	16.25
Trf 29 - 38	1000	345	16.5	15.62

### 5.4 Parámetros técnicos líneas de transmisión del sistema

En la **Tabla 5-3** se presenta el detalle de los parámetros técnicos asociados a las líneas de transmisión del sistema a 39 barras.

**Tabla 5-3 Parámetros técnicos líneas de transmisión**

Name	Length (km)	k0	R0	X0	R1	X1
Line 01 - 02	163.06	0.5	10.4147	122.2982	4.1659	48.9193
Line 01 - 39	99.19	0.5	2.9756	74.3906	1.1903	29.7563
Line 02 - 03	59.91	0.5	3.8683	44.9319	1.5473	17.9728
Line 02 - 25	34.12	0.5	20.8294	25.5904	8.3318	10.2362
Line 03 - 04	84.51	0.5	3.8683	63.3808	1.5473	25.3523
Line 03 - 18	52.77	0.5	3.2732	39.5758	1.3093	15.8303
Line 04 - 05	50.78	0.5	2.3805	38.0880	0.9522	15.2352
Line 04 - 14	51.18	0.5	2.3805	38.3856	0.9522	15.3542
Line 05 - 06	10.32	0.5	0.5951	7.7366	0.2381	3.0947
Line 05 - 08	44.44	0.5	2.3805	33.3270	0.9522	13.3308
Line 06 - 07	36.50	0.5	1.7854	27.3758	0.7142	10.9503
Line 06 - 11	32.53	0.5	2.0829	24.4001	0.8332	9.7601
Line 07 - 08	18.25	0.5	1.1903	13.6879	0.4761	5.4752
Line 08 - 09	144.02	0.5	6.8439	108.0152	2.7376	43.2061
Line 09 - 39	99.19	0.5	2.9756	74.3906	1.1903	29.7563
Line 10 - 11	17.06	0.5	1.1903	12.7952	0.4761	5.1181
Line 10 - 13	17.06	0.5	1.1903	12.7952	0.4761	5.1181
Line 10 - 19	23.00	0.5	1.5371	17.2500	0.6149	6.9000
Line 11 - 14	40.00	0.5	2.5610	30.0000	1.0244	12.0000
Line 13 - 14	40.07	0.5	2.6781	30.0538	1.0712	12.0215
Line 14 - 15	86.09	0.5	5.3561	64.5711	2.1425	25.8284
Line 15 - 16	37.29	0.5	2.6781	27.9709	1.0712	11.1884
Line 16 - 17	35.31	0.5	2.0829	26.4831	0.8332	10.5932
Line 16 - 19	77.37	0.5	4.7610	58.0247	1.9044	23.2099
Line 16 - 21	53.56	0.5	2.3805	40.1709	0.9522	16.0684
Line 16 - 24	23.41	0.5	0.8927	17.5562	0.3571	7.0225
Line 17 - 18	32.53	0.5	2.0829	24.4001	0.8332	9.7601
Line 17 - 27	68.64	0.5	3.8683	51.4783	1.5473	20.5913
Line 21 - 22	55.55	0.5	2.3805	41.6588	0.9522	16.6635
Line 22 - 23	38.09	0.5	1.7854	28.5660	0.7142	11.4264
Line 23 - 24	138.86	0.5	6.5464	104.1469	2.6186	41.6588
Line 25 - 26	128.15	0.5	9.5220	96.1127	3.8088	38.4451
Line 26 - 27	58.32	0.5	4.165875	43.74169	1.66635	17.49668
Line 26 - 28	188.06	0.5	12.79519	141.0446	5.118075	56.41785
Line 26 - 29	247.97	0.5	16.96106	185.9766	6.784425	74.39063
Line 28 - 29	59.91	0.5	4.165875	44.93194	1.66635	17.97277



Nota: El modelo de 39 barras de DigSILENT no cuenta con el detalle de los parámetros de secuencia cero en las líneas de transmisión. Por lo tanto, se determinaron unos parámetros aproximados para estos equipos.

## 5.5 Parámetros técnicos cargas del sistema

En la **Tabla 5-4** se presenta el detalle de los parámetros técnicos asociados a las cargas del sistema de 39 barras.

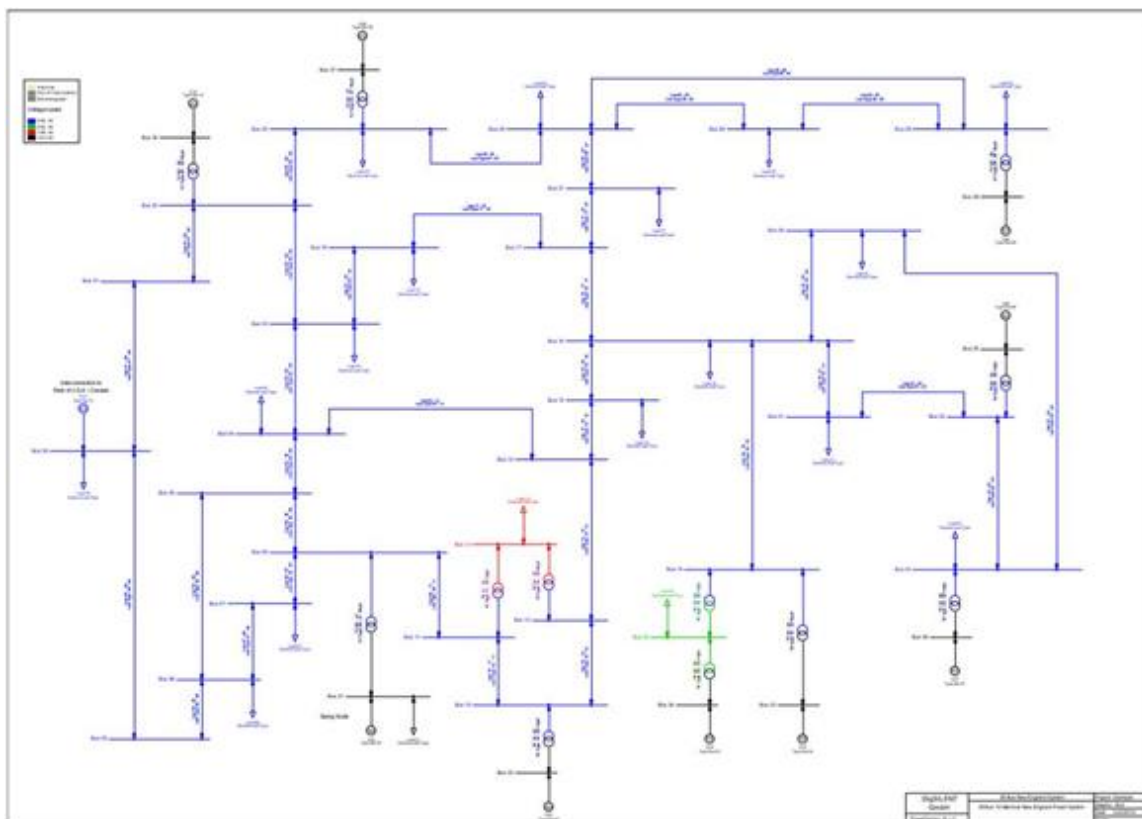
**Tabla 5-4 Parámetros técnicos cargas**

Name	Terminal Bus	Act. Pow MW	React. Pow. Mvar	Pow.Fact.
Load 03	Bus 03	322	2.4	1.00
Load 04	Bus 04	500	184	0.94
Load 07	Bus 07	234	84	0.94
Load 08	Bus 08	522	176	0.95
Load 12	Bus 12	8	88	0.08
Load 15	Bus 15	320	153	0.90
Load 16	Bus 16	329	32.3	1.00
Load 18	Bus 18	158	30	0.98
Load 20	Bus 20	628	103	0.99
Load 21	Bus 21	274	115	0.92
Load 23	Bus 23	248	84.6	0.95
Load 24	Bus 24	309	-92.2	0.96
Load 25	Bus 25	224	47.2	0.98
Load 26	Bus 26	139	17	0.99
Load 27	Bus 27	281	75.5	0.97
Load 28	Bus 28	206	27.6	0.99
Load 29	Bus 29	284	26.9	1.00
Load 31	Bus 31	9	4.6	0.89
Load 39	Bus 39	1104	250	0.98

## 5.6 Sistema 39 barras simplificado

En la **Figura 5-1** se ilustra el diagrama unifilar del sistema de 39 barras empleado para el caso de aplicación.

**Figura 5-1 Diagrama unifilar sistema 39 barras [32]**



## 5.7 Descripción caso de aplicación

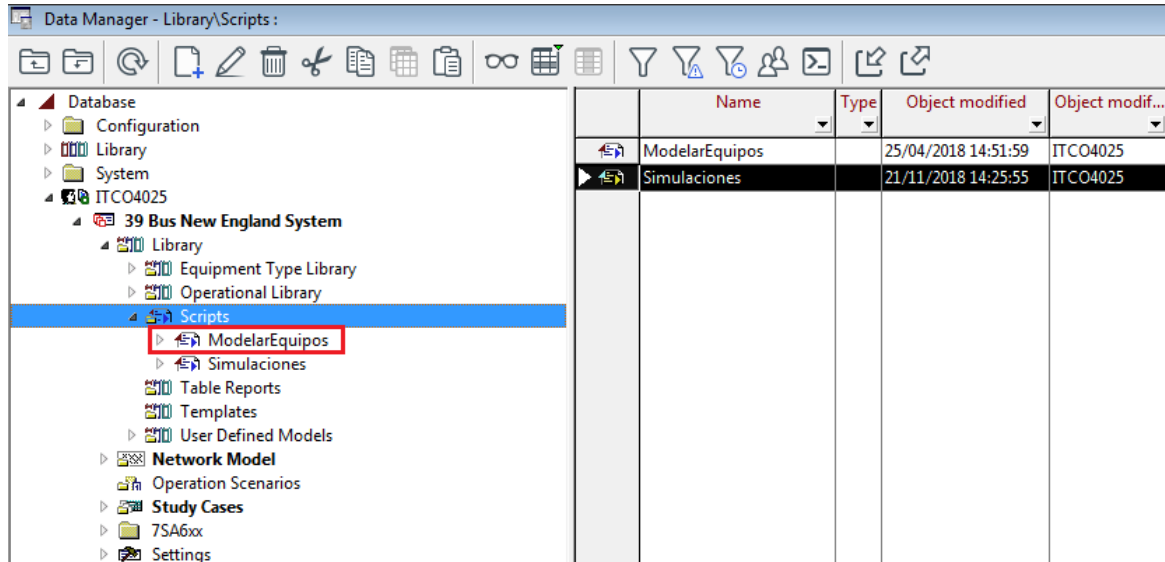
El ejercicio realizado para validar los modelos desarrollados en DPL, fue modelar y realizar las simulaciones correspondientes en la bahía de línea 10-11.

A continuación, se describe el ejercicio de modelado y desarrollo de simulaciones empleando los DPLs desarrollados en este trabajo.

### 5.7.1 Modelamiento de equipos de medida y protección

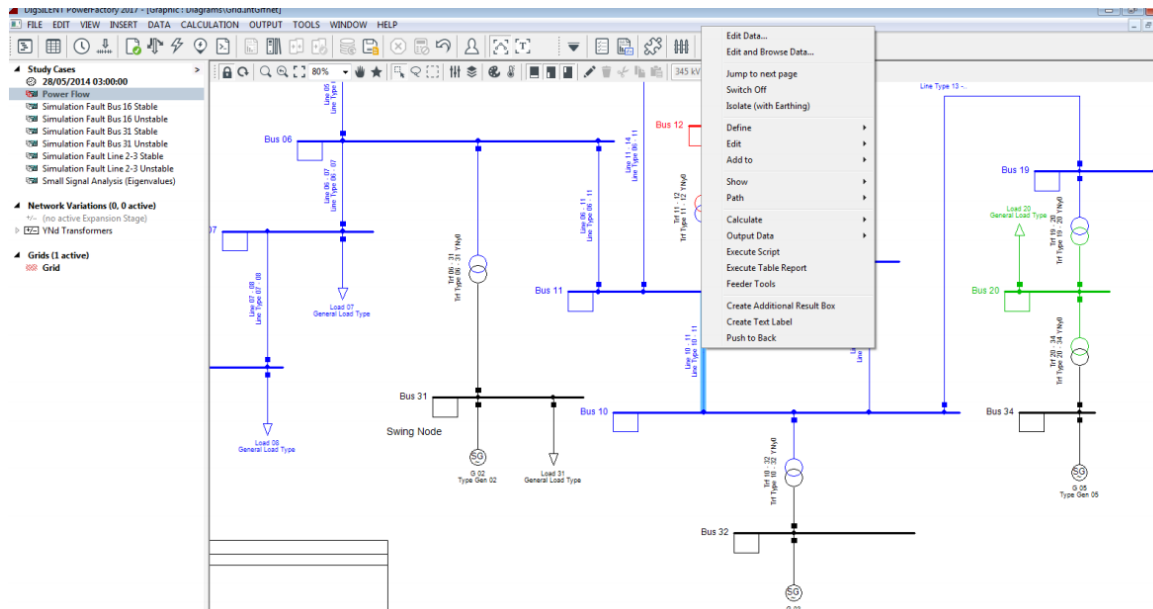
Se debe copiar el DPL “ModelarEquipos” en la librería *scripts* del proyecto

**Figura 5-2 Copiar DPL “ModelarEquipos” en la librería script del proyecto**



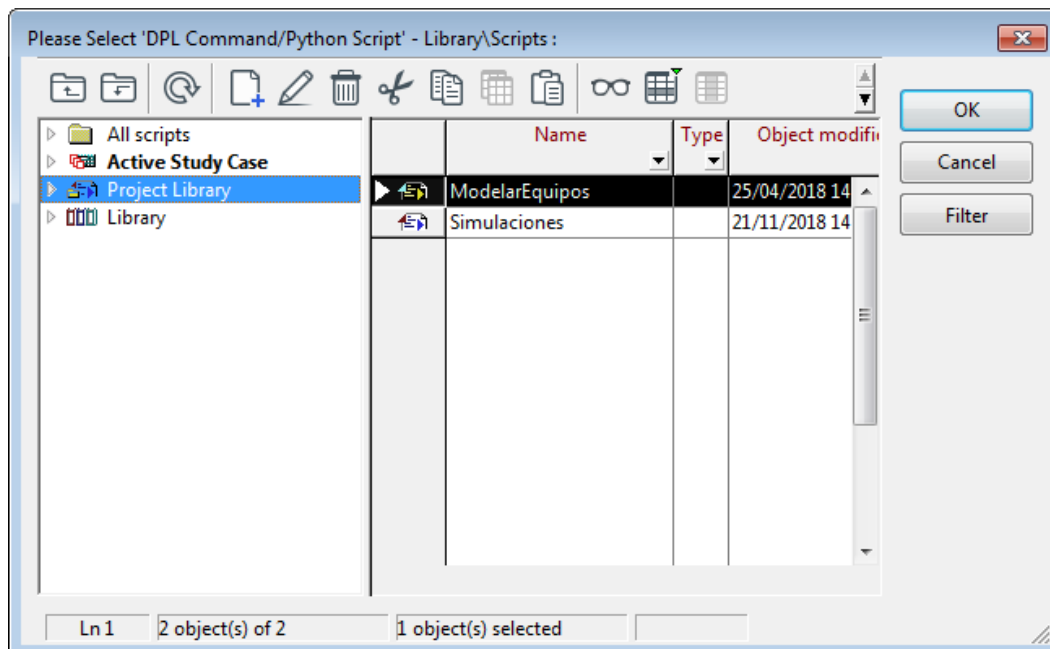
- Estando en el gráfico del proyecto, seleccionar por medio de click derecho el elemento de interés (Line 10-11).

**Figura 5-3 Seleccionar línea de Transmisión**



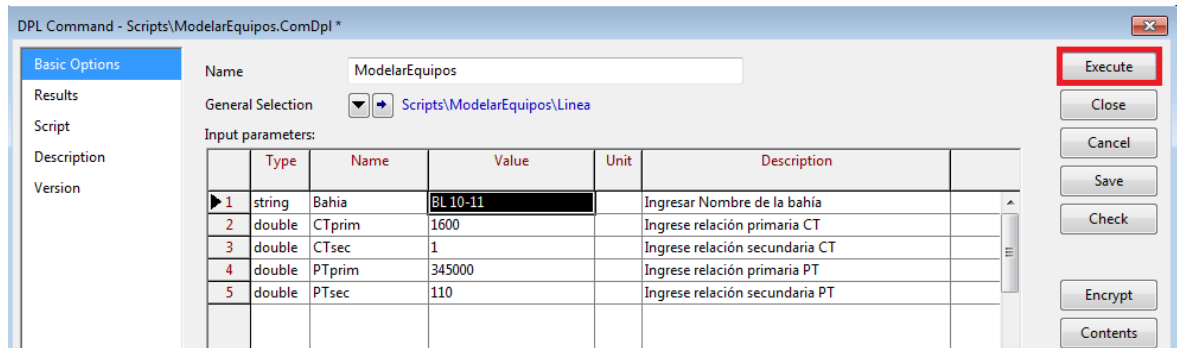
- En el menú contextual, seleccionar la opción “Execute Script”.
- Seleccionar el DPL “ModelarEquipos” y aceptar

**Figura 5-4 Seleccionar DPL “ModelarEquipos”**



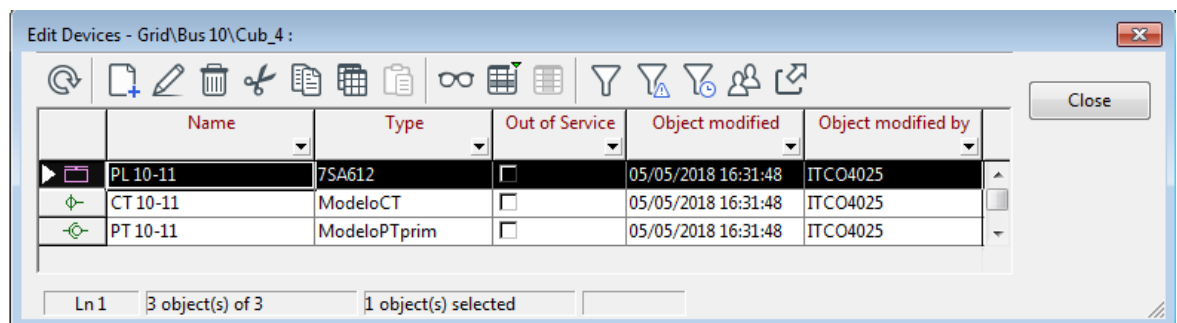
- Definir los parámetros requeridos como el nombre de la bahía de línea y las relaciones de transformación de los equipos de medida. Posteriormente ejecutar el DPL (Execute).

**Figura 5-5 Definir parámetros de entrada del DPL**



- Luego de ejecutar el DPL “ModelarEquipos”, en el cubículo de la bahía de línea se deben encontrar los equipos de medida y protección modelados.

**Figura 5-6 Equipos de medida y protección modelados**

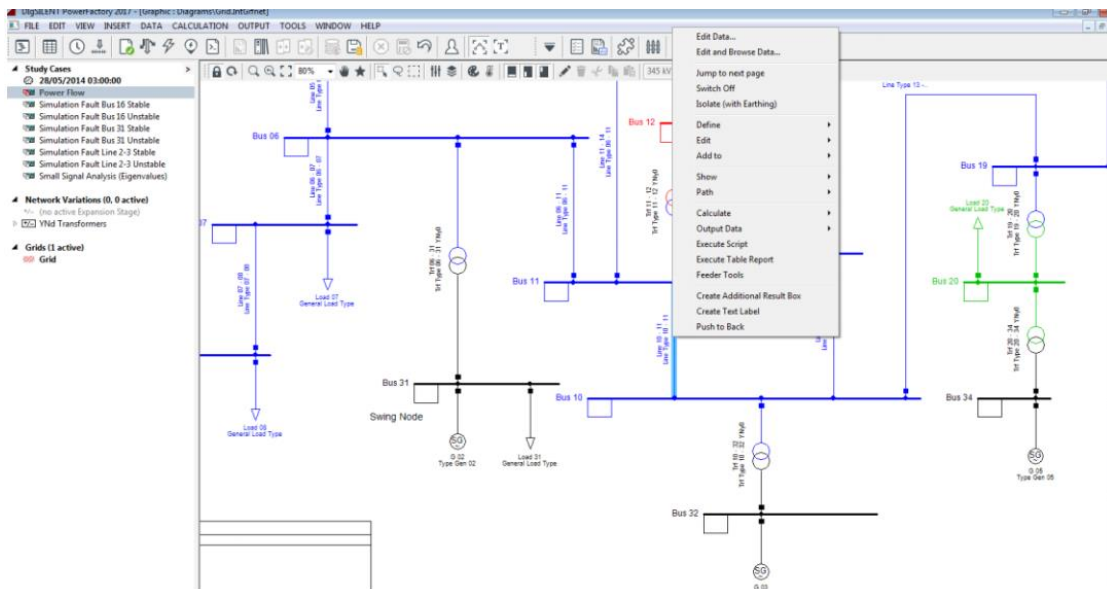


## 5.7.2 Desarrollo de simulaciones

Al contar con los equipos de medida y protección modelados en la bahía de línea de interés, se procede a ejecutar el DPL “Simulaciones”, con se desarrollan todas las fallas determinadas en la metodología, se obtiene el resultado de las simulaciones y el respectivo reporte.

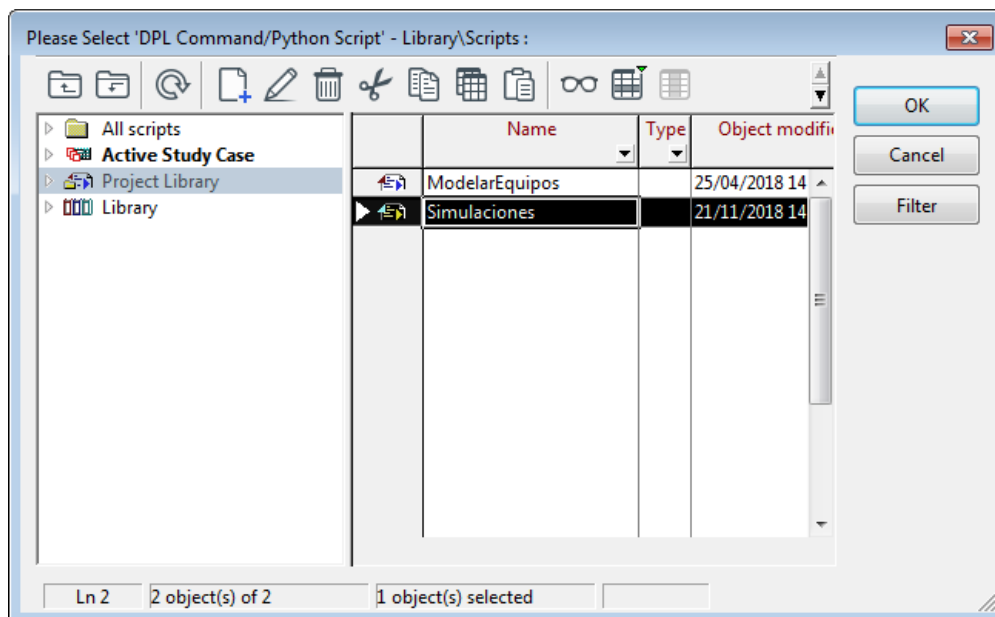
- Seleccionar la línea de transmisión de interés para realizar el proceso de simulaciones.

**Figura 5-7 Seleccionar línea de transmisión para realizar simulaciones**



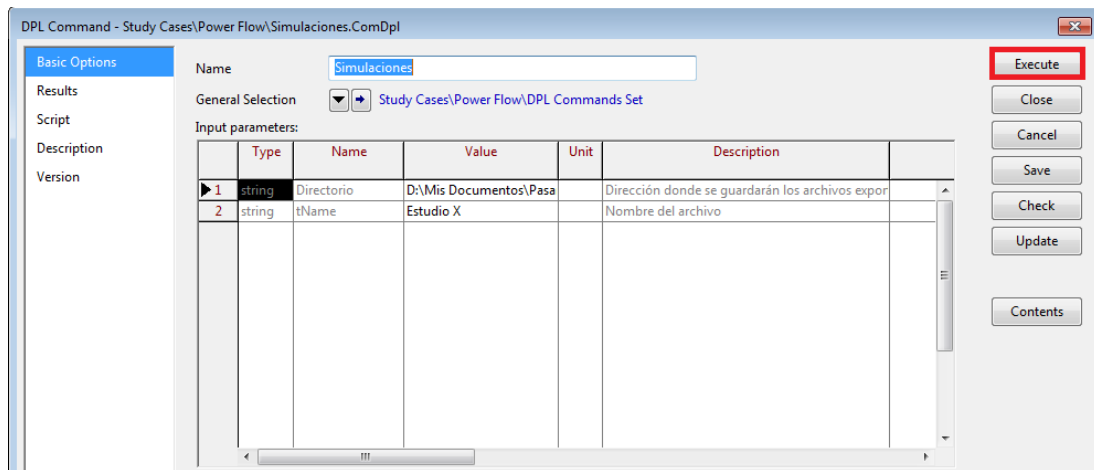
- En los scripts del proyecto seleccionar y ejecutar el DPL “Simulaciones”

**Figura 5-8 Ejecutar DPL “Simulaciones”**



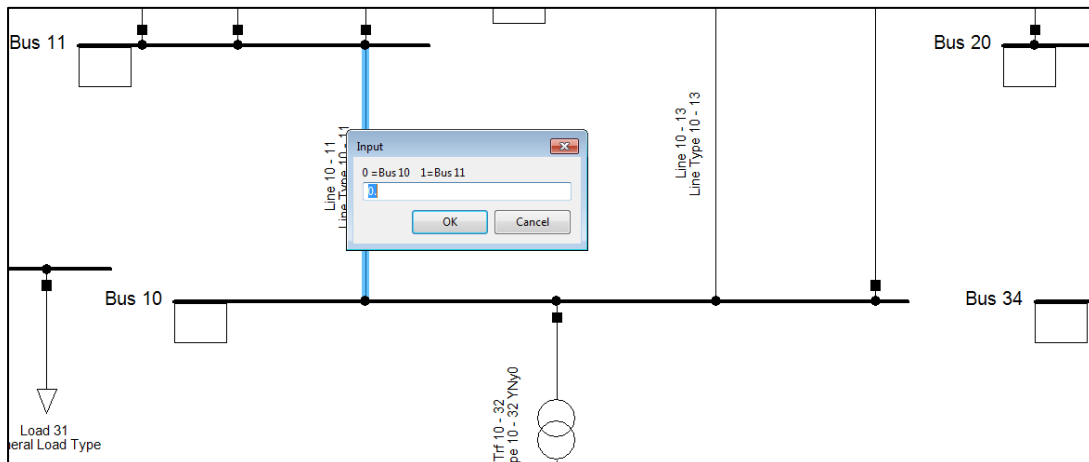
- En la ventana emergente luego de ejecutar el DPL, se deben seleccionar los parámetros de entrada que corresponden a la ubicación en donde serán almacenados los archivos con el resultado de cada simulación y el archivo de resultados. Adicionalmente, se le asigna un nombre al archivo de Excel.

**Figura 5-9 Parámetros de entrada para el DPL “Simulaciones”**



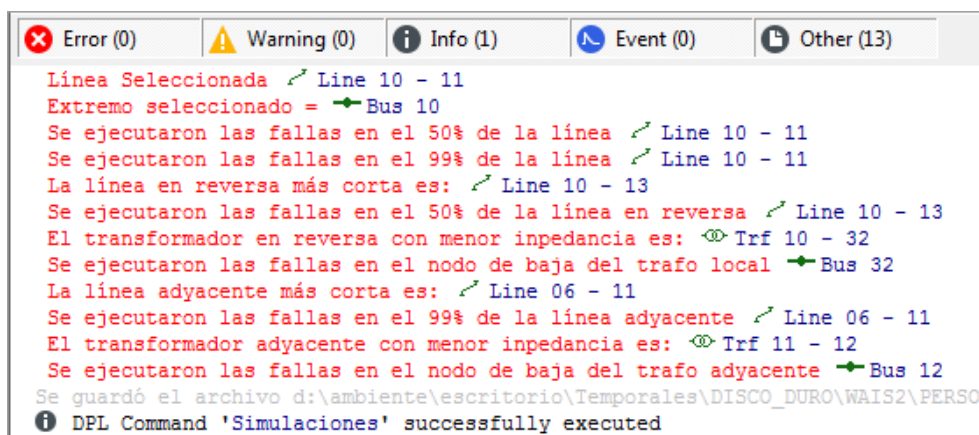
- Luego de ejecutar el DPL, el programa solicitará se confirme el extremo (bahía) referencia para desarrollar las simulaciones.

**Figura 5-10 Definir la bahía referencia para desarrollar las simulaciones de fallas**



- Al momento de culminarse la ejecución del DPL “Simulaciones”, se tendrá en la ventana de salida un reporte con lo realizado por el programa

**Figura 5-11 Reporte generado luego de la ejecución de las fallas**



```




















Error (0) Warning (0) Info (1) Event (0) Other (13)
Línea Seleccionada ↗ Line 10 - 11
Extremo seleccionado = ↗ Bus 10
Se ejecutaron las fallas en el 50% de la línea ↗ Line 10 - 11
Se ejecutaron las fallas en el 99% de la línea ↗ Line 10 - 11
La línea en reversa más corta es: ↗ Line 10 - 13
Se ejecutaron las fallas en el 50% de la línea en reversa ↗ Line 10 - 13
El transformador en reversa con menor impedancia es: ⚙ Trf 10 - 32
Se ejecutaron las fallas en el nodo de baja del trafo local ↗ Bus 32
La línea adyacente más corta es: ↗ Line 06 - 11
Se ejecutaron las fallas en el 99% de la línea adyacente ↗ Line 06 - 11
El transformador adyacente con menor impedancia es: ⚙ Trf 11 - 12
Se ejecutaron las fallas en el nodo de baja del trafo adyacente ↗ Bus 12
Se guardó el archivo d:\ambiente\escritorio\Temporales\DISCO_DURO\WAIS2\PERSON
DPL Command 'Simulaciones' successfully executed

```

- Adicionalmente, el DPL genera los archivos *.WMF* de cada simulación y el archivo *XLSX* con el reporte de los resultados.



**Figura 5-12 Resultados de las simulaciones y archivo reporte**

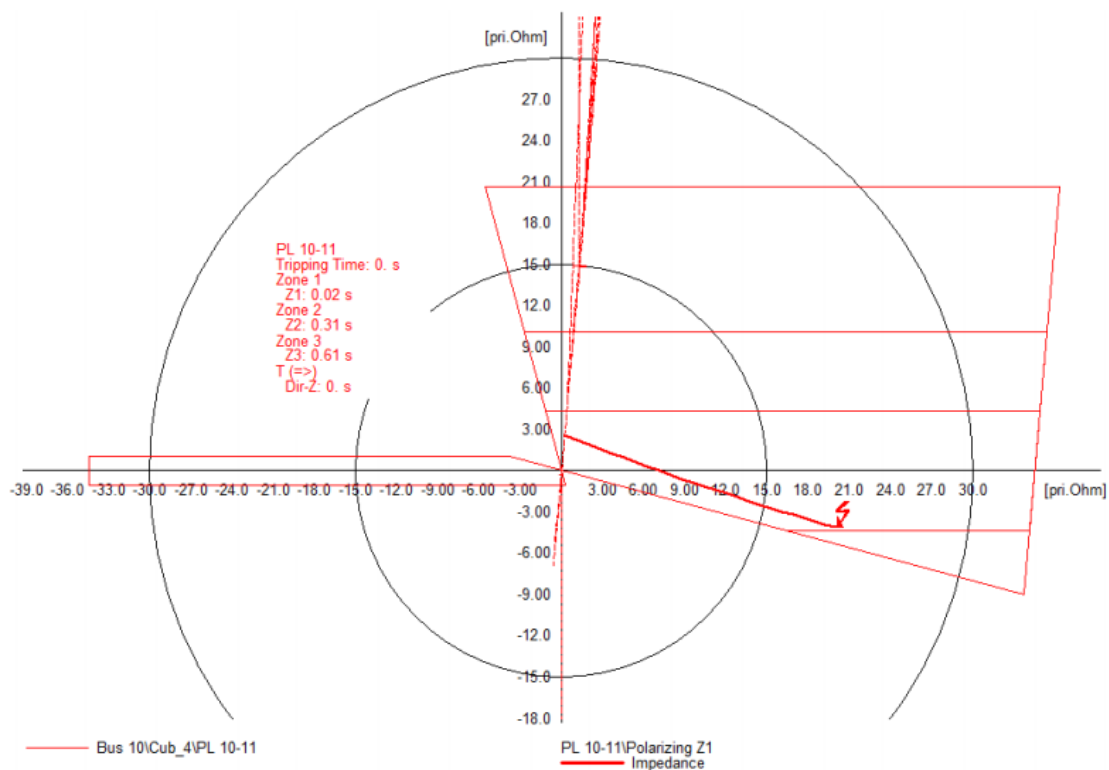
Nombre	Fecha de modificación	Tipo
 Estudio X 20181121_142623.xlsx	21/11/2018 02:26 p.m.	Hoja de cálculo d...
 Bifásico 50% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Bifásico 50% linea reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Bifásico 99% linea adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Bifásico 99% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Bifásico trafo adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Bifásico trafo reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico 50% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico 50% linea reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico 99% linea adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico 99% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico trafo adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Monofásico trafo reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico 50% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico 50% linea reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico 99% linea adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico 99% linea protegida.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico trafo adyacente.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile
 Trifásico trafo reversa.wmf	21/11/2018 02:26 p.m.	Windows Metafile

- En el anexo B de este documento se presentan las simulaciones obtenidas por medio del desarrollo del DPL “Simulaciones”

## 6. Resultado de las simulaciones realizadas en el caso de aplicación

En este anexo se presentan las simulaciones obtenidas mediante los DPLs propuestos, procedimiento que fue descrito en el numeral 5 de este trabajo.

**Figura 6-1 Falla monofásica resistiva al 50% de la línea**



Se observa en el resultado de la simulación de la **Figura 6-1** un comportamiento atípico en la evolución de la impedancia aparente, ya que evoluciona con un ángulo aproximado a los 45 grados. Debido a este resultado, fue validada la misma falla en la base de datos del sistema colombiano, en donde se obtuvo un mejor resultado. El comportamiento atípico, se observa por la falta de detalle en el modelamiento de los parámetros de secuencia cero de las líneas. Por lo tanto, el cálculo del  $K_0$  realizado por el relé para el cálculo de la impedancia aparente no es adecuado.

En la **Figura 6-2** se observa una evolución de la impedancia aparente con resultados coherentes.

**Figura 6-2** Falla monofásica resistiva al 50% de la línea en la base de datos del sistema colombiano

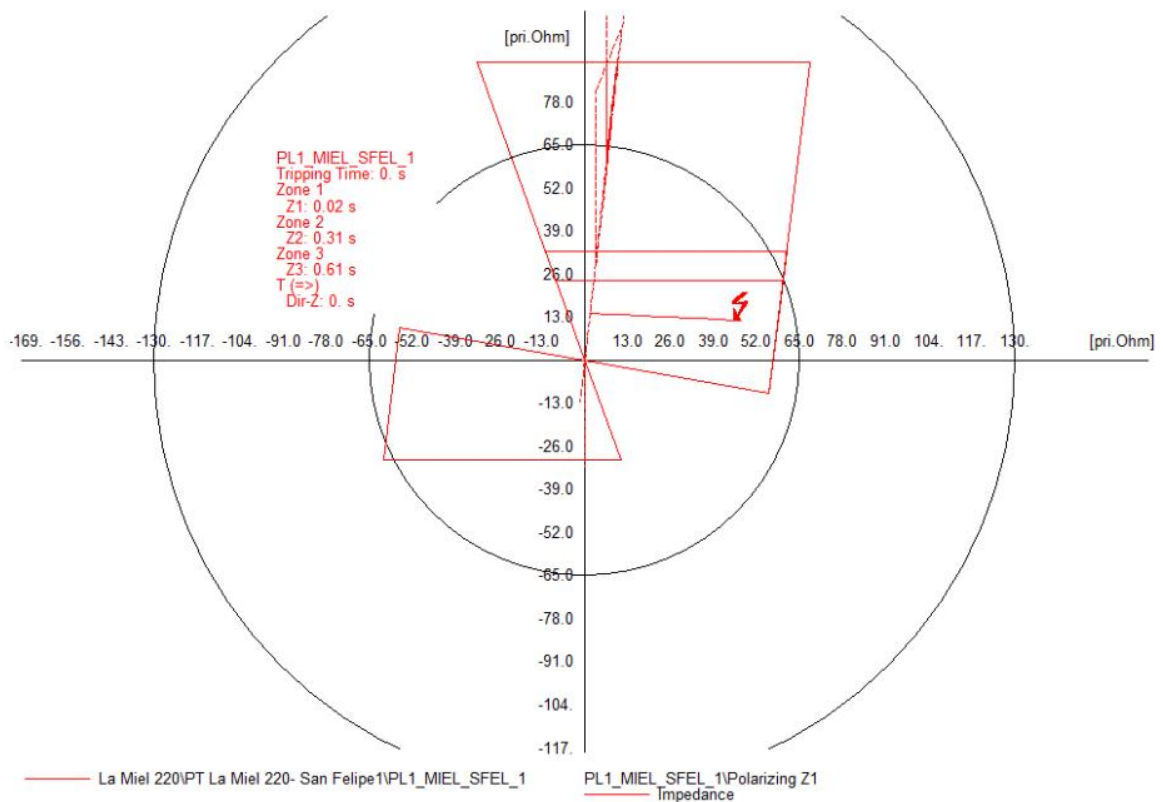


Figura 6-3 Falla monofásica resistiva al 99% de la línea

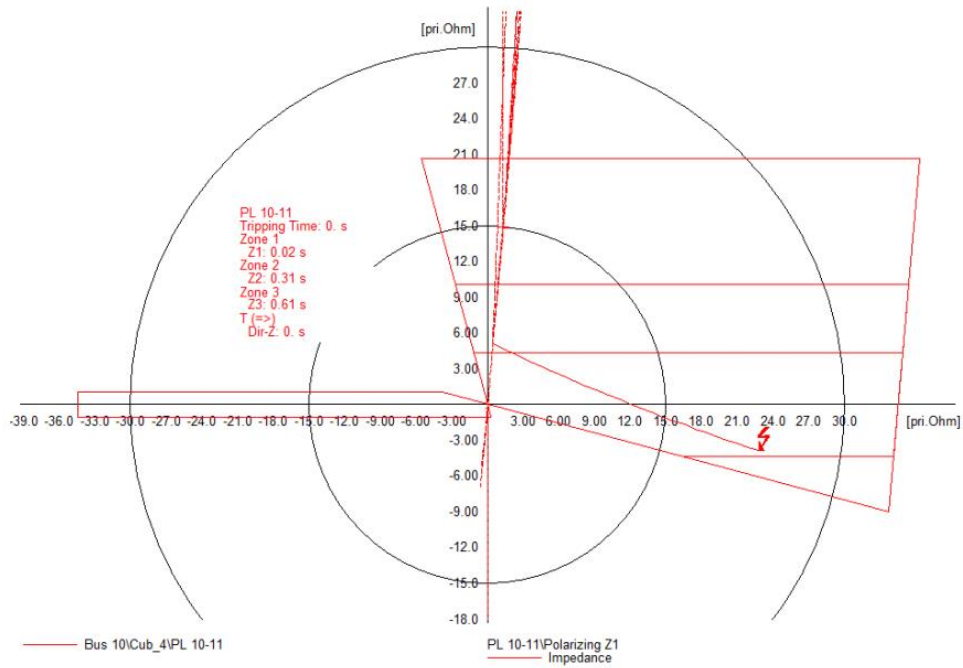


Figura 6-4 Falla monofásica resistiva al 99% de la línea en la base de datos del sistema colombiano

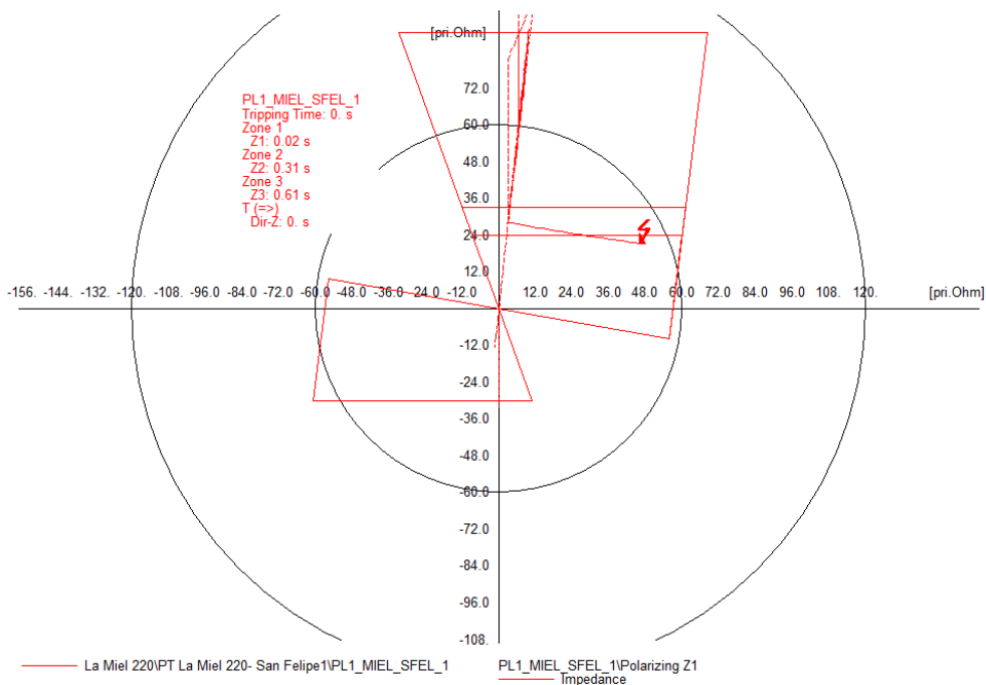


Figura 6-5 Falla bifásica a tierra resistiva al 50% de la línea

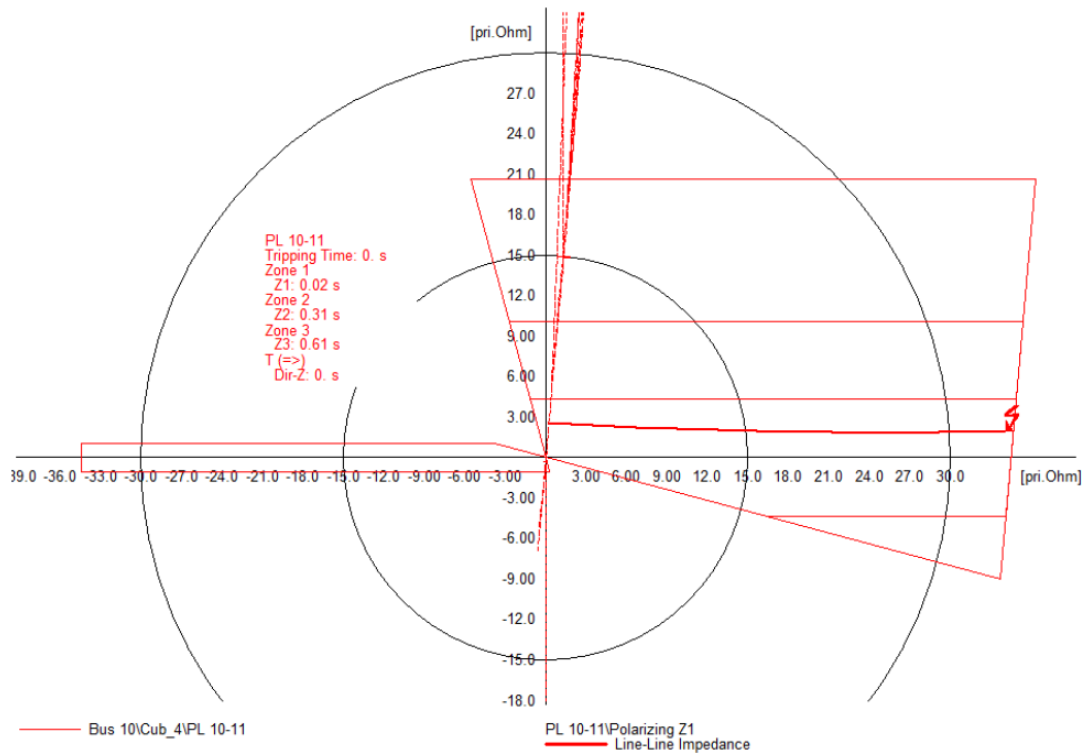


Figura 6-6 Falla trifásica asilada al 50% de la línea

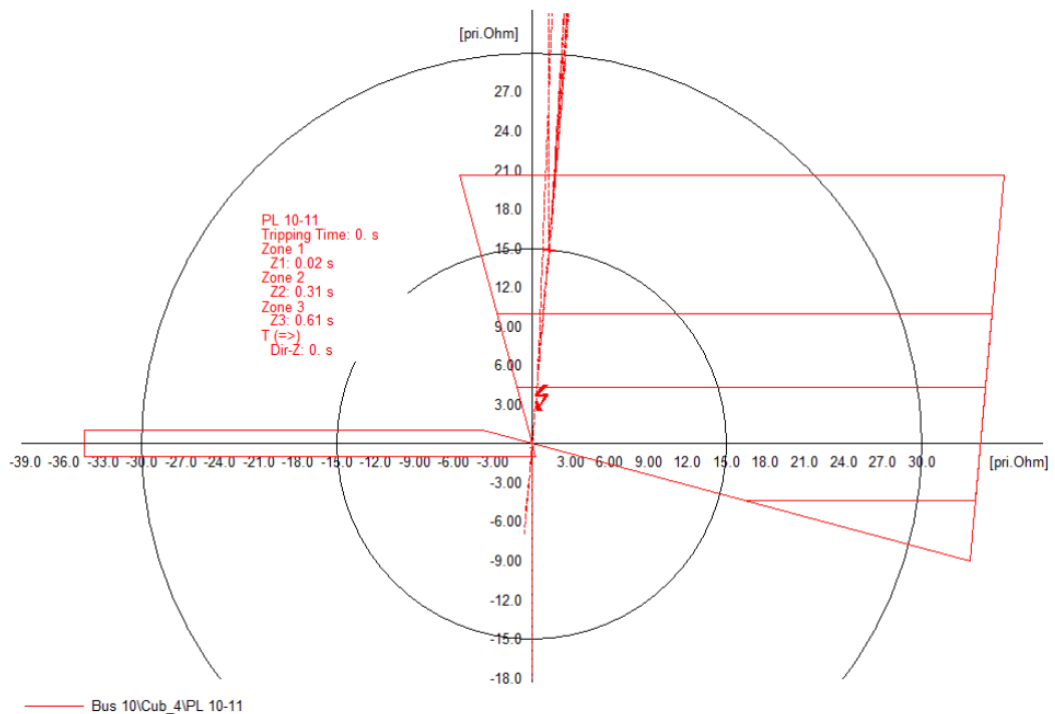


Figura 6-7 Falla bifásica a tierra al 99% de la línea

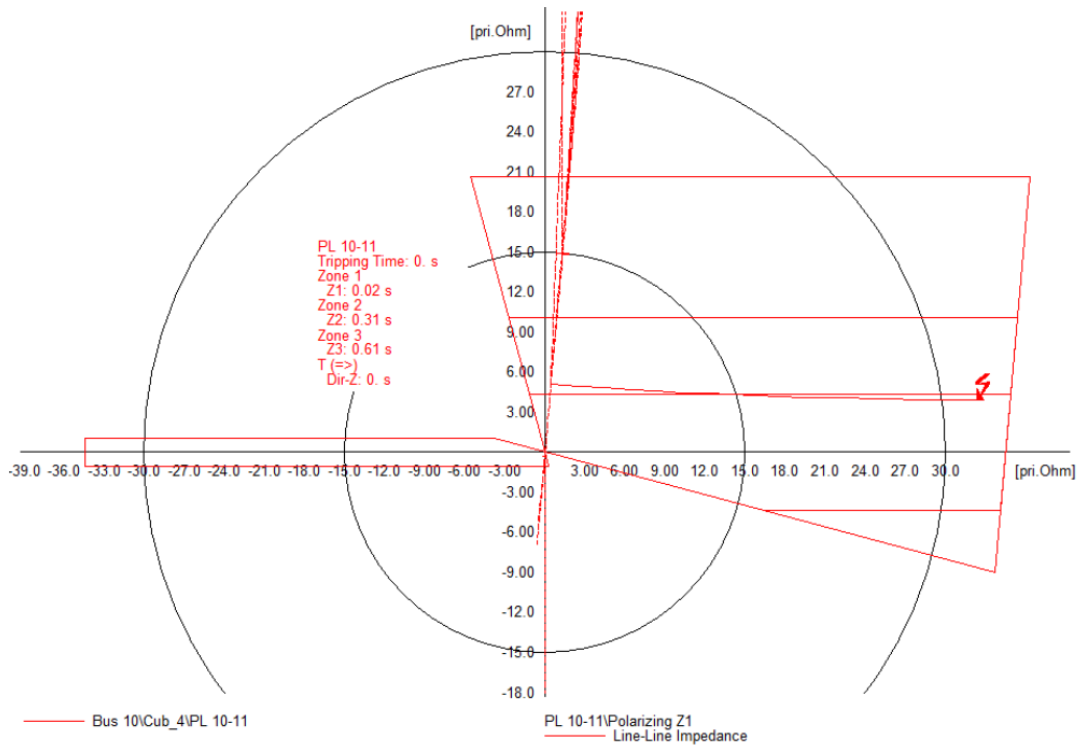
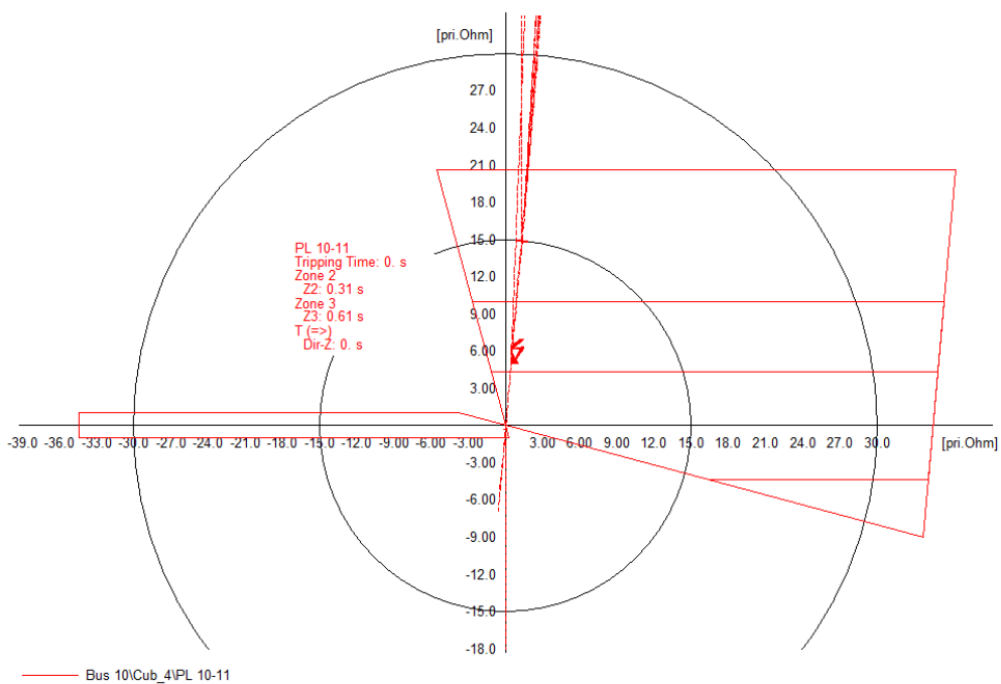
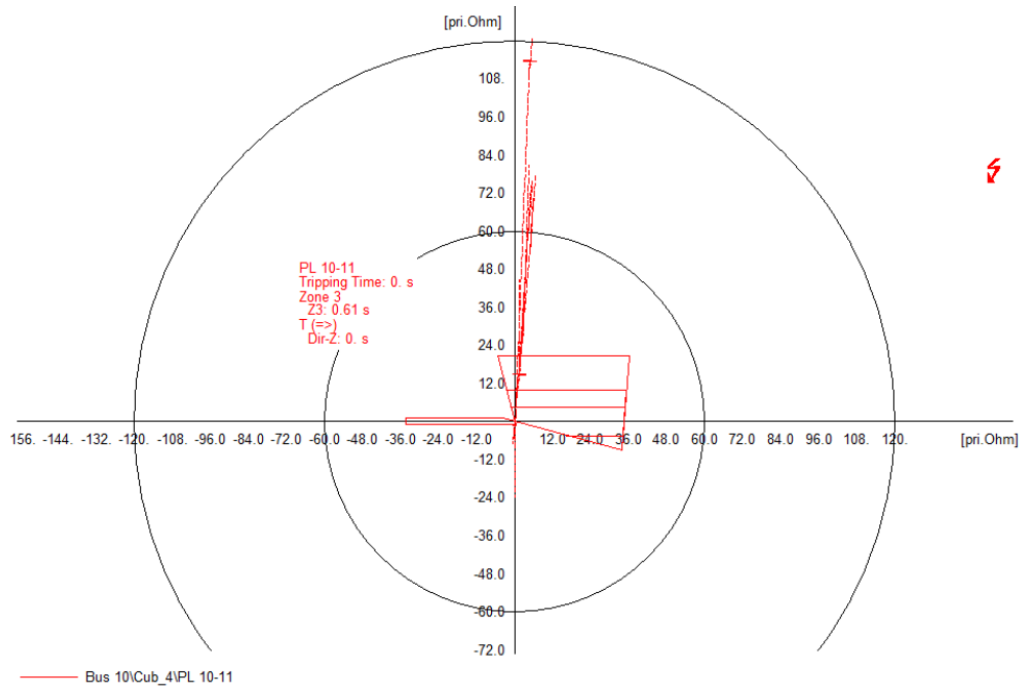


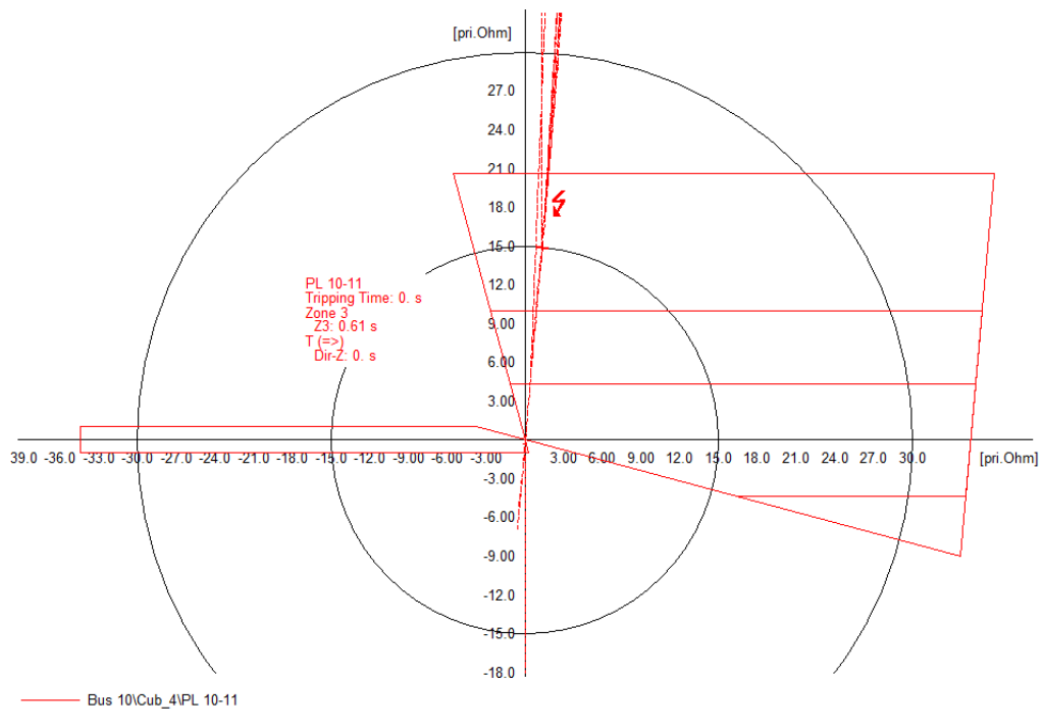
Figura 6-8 Falla trifásica aislada al 99% de la línea



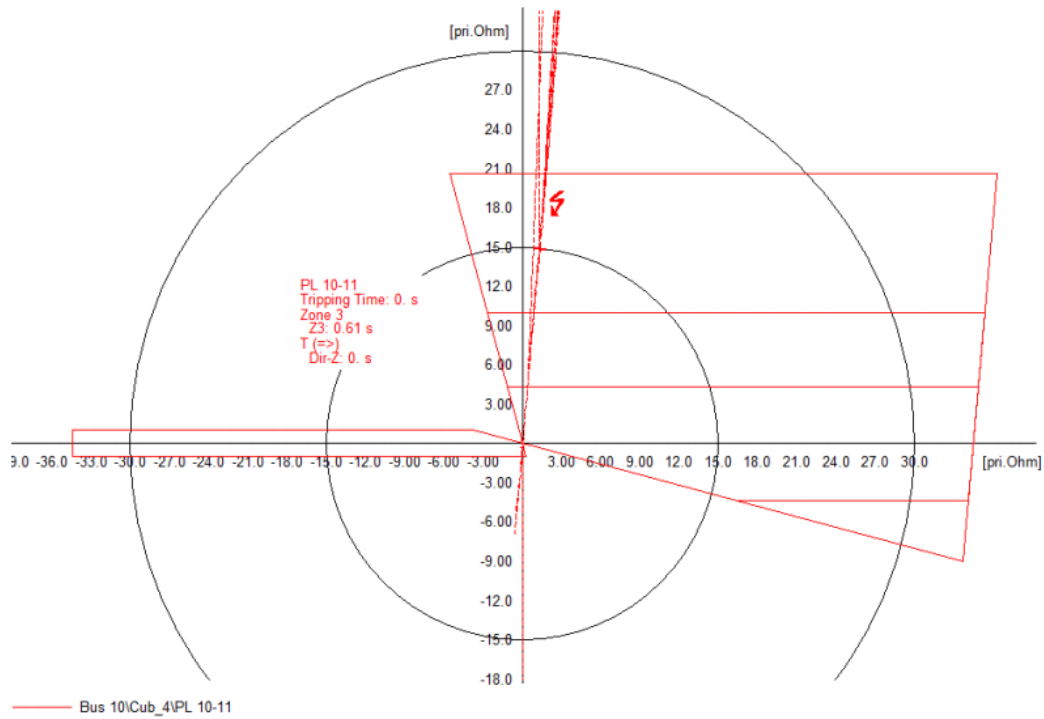
**Figura 6-9 Falla monofásica franca al 99% de la línea adyacente corta**



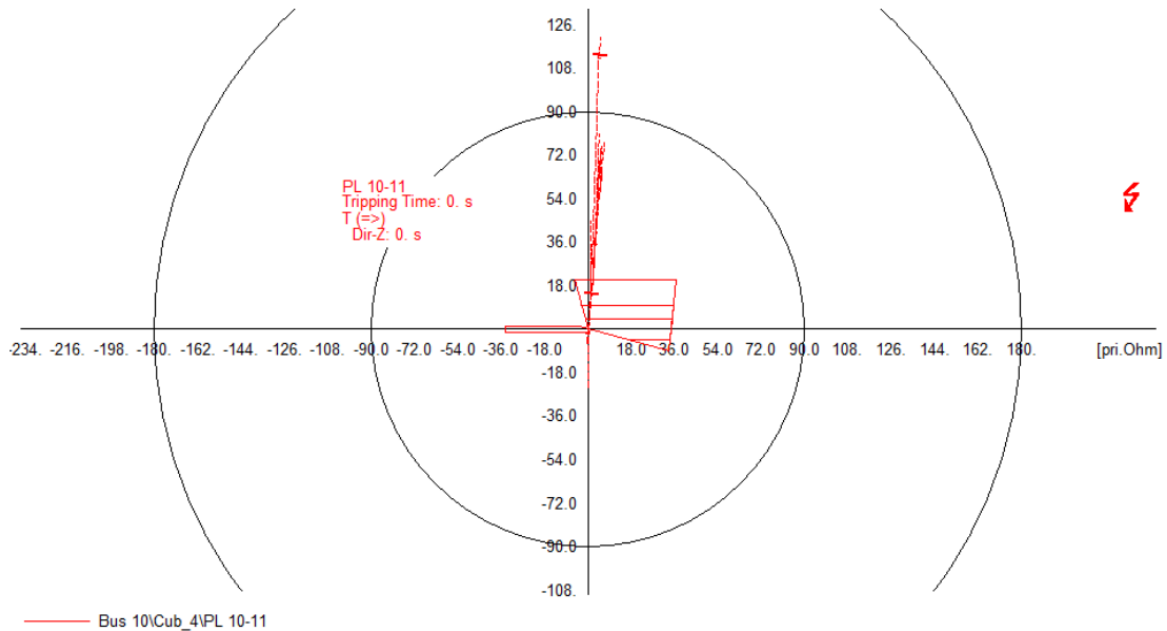
**Figura 6-10 Falla bifásica franca al 99% de la línea adyacente corta**



**Figura 6-11 Falla trifásica aislada al 99% de la línea adyacente corta**

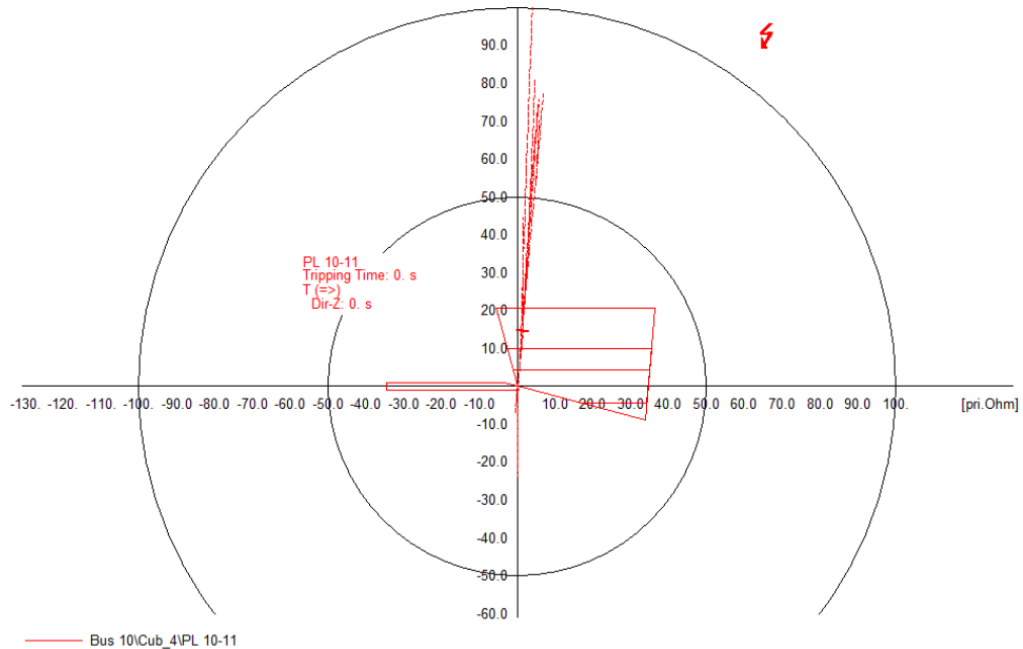


**Figura 6-12 Falla monofásica franca en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia**





**Figura 6-13 Falla bifásica a tierra franca en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia**



**Figura 6-14 Falla trifásica asilada en el nivel de baja tensión del transformador remoto con menor impedancia**

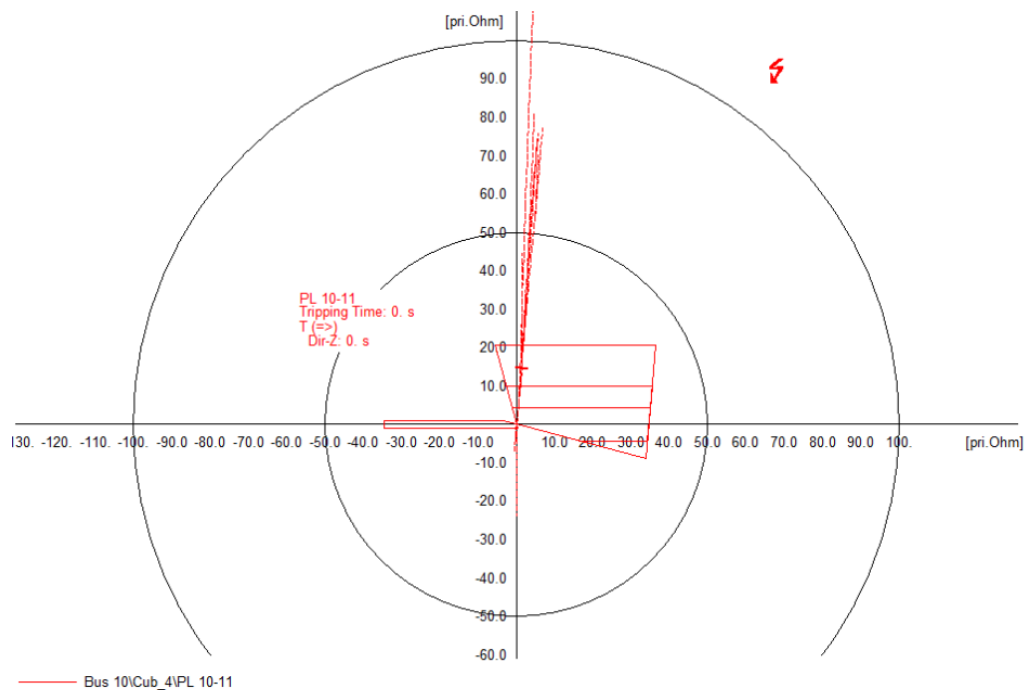


Figura 6-15 Falla monofásica franca al 50% de la línea reversa corta

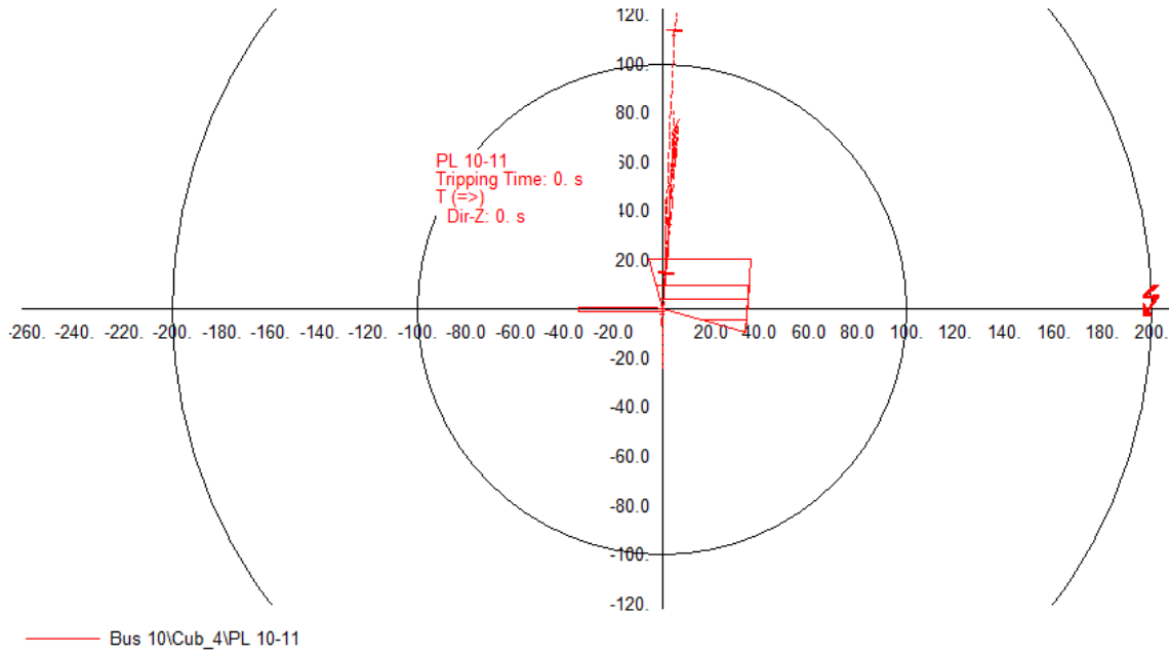
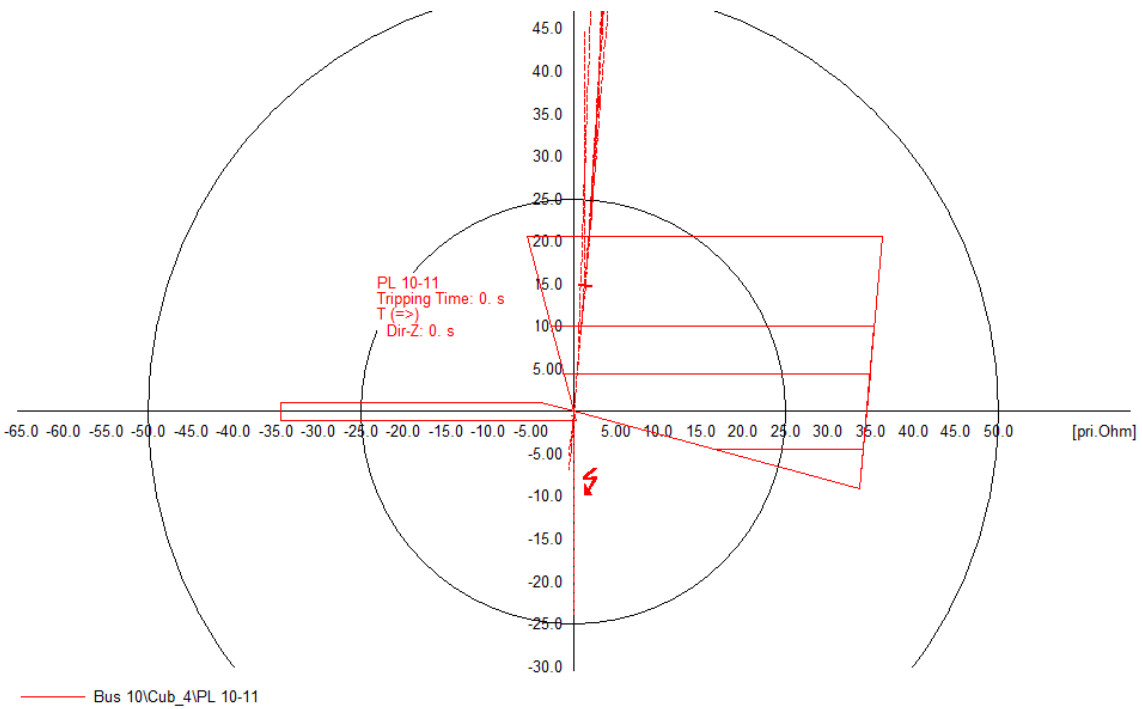
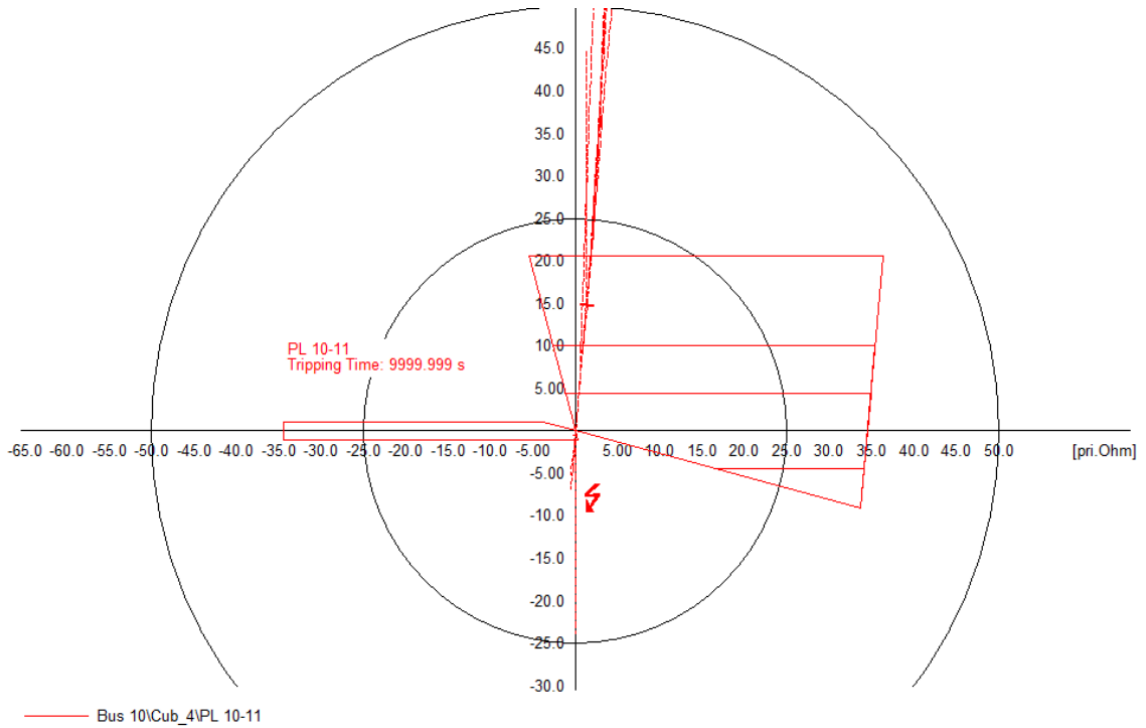


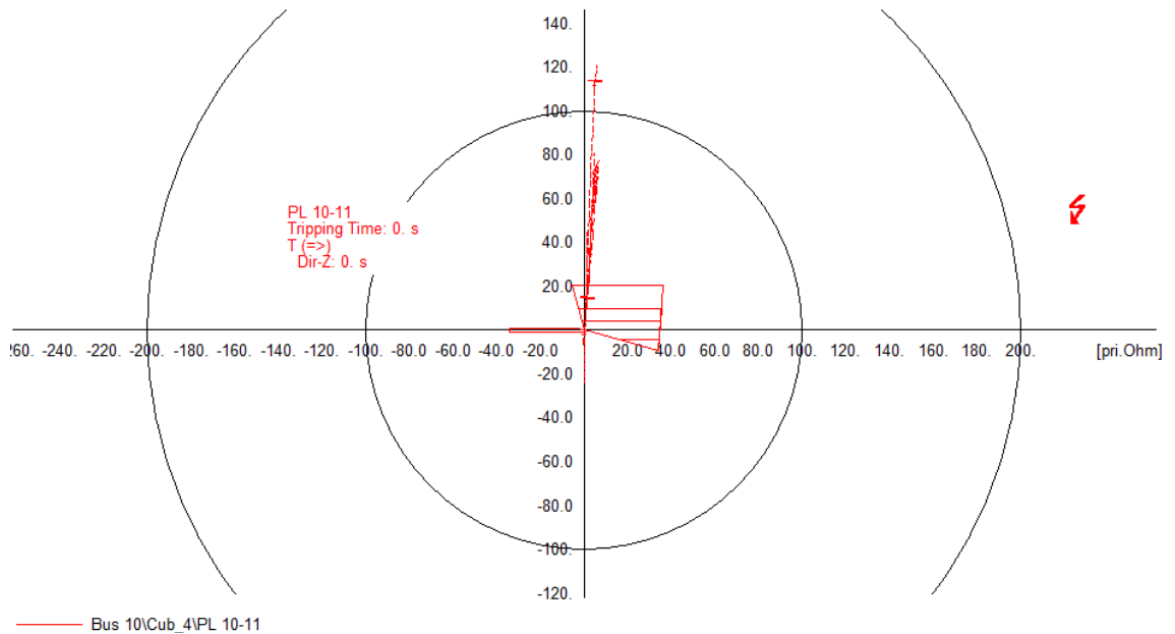
Figura 6-16 Falla bifásica franca al 50% de la línea reversa corta



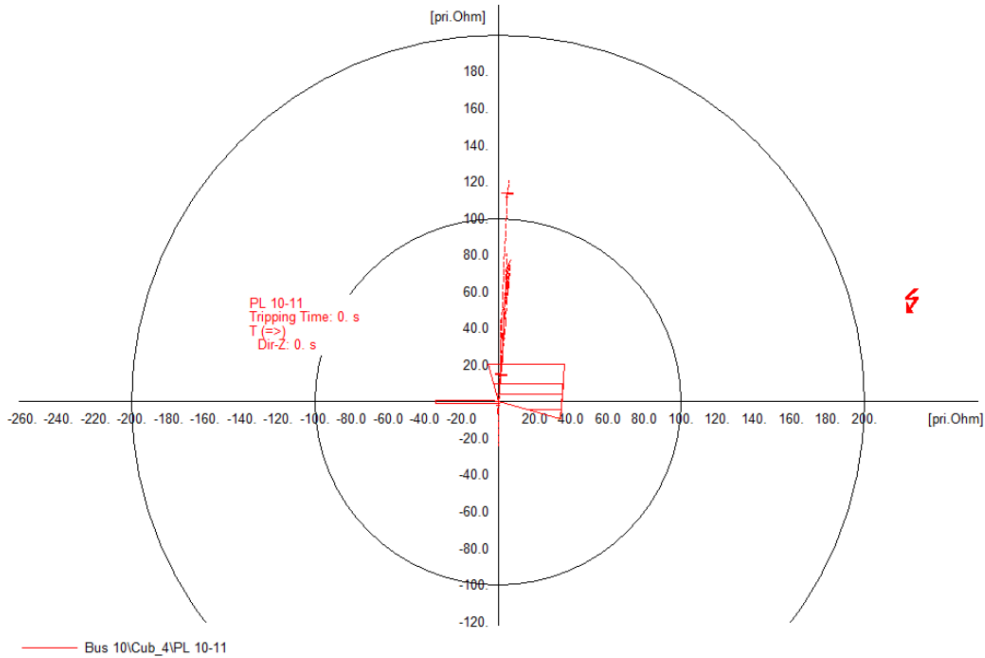
**Figura 6-17 Falla trifásica aislada al 50% de la línea reversa corta**



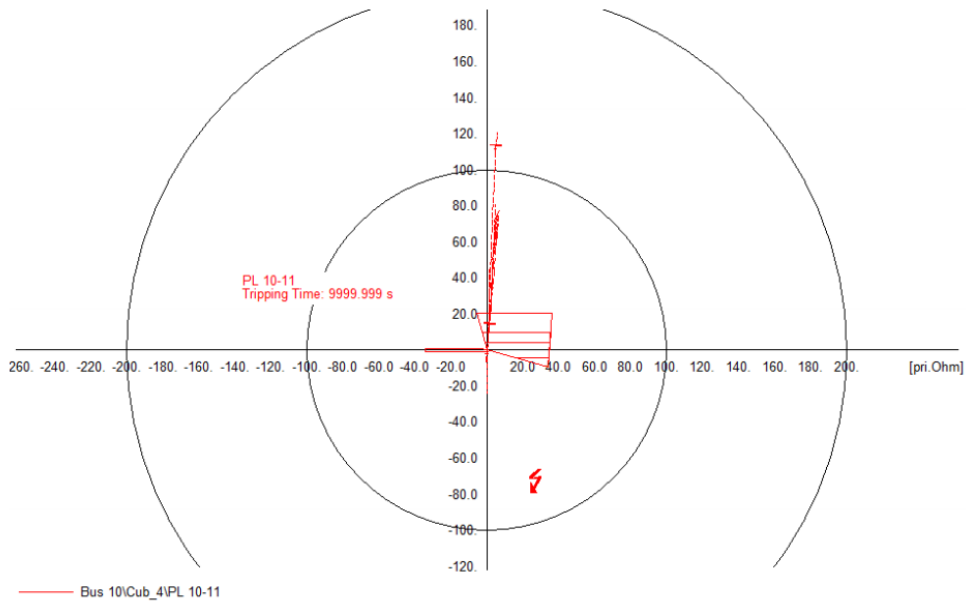
**Figura 6-18 Falla monofásica franca en el nivel de baja tensión del transformador local**



**Figura 6-19** Falla bifásica a tierra franca en el nivel de baja tensión del transformador local



**Figura 6-20** Falla trifásica aislada en el nivel de baja tensión del transformador local



## 7. Conclusiones y recomendaciones

### 7.1 Conclusiones

En este proyecto fue desarrollo un modelo para la automatización del proceso de verificación de ajustes de protecciones distancia mediante simulaciones en la herramienta en DIgSILENT Power Factory. Con el modelo planteado se disminuyen tiempos de ejecución en actividades manuales de este proceso, se facilita el análisis de detalle a los resultados arrojados por el programa y se proponer criterios estandarizados para emplear en la metodología de validación de ajustes de protecciones distancia.

El modelo planteado puede ser usado en estudios de ajuste y coordinación de protecciones y en validación de ajustes de relés distancia en los análisis pos-operativos en Líneas de Transmisión. Esto se debe a que los resultados obtenidos en el caso de prueba fueron satisfactorios y se validaron en contraste con la ejecución manual del proceso.

La representación de las reglas de experto empleadas en el modelo de DIgSILENT Power Factory, fue realizada con resultados satisfactorios. Este proceso fue realizado mediante el uso de Redes de Petri coloreadas en la herramienta CPN Tools. Esta actividad facilitó el planteamiento del problema de automatización en DIgSILENT.

El modelo de automatización tuvo como objetivo principal entregar un desarrollo con tiempos rápidos de ejecución y que pueda ser empleado en el día a día de procesos asociados a estudios de protecciones y análisis de eventos. Por tal motivo, el problema no fue abordado como un problema de optimización, logrando entonces evitar el desarrollo de un número considerable de fallas lo que reduce en gran medida las condiciones a validar.

Con el desarrollo del proyecto se observó que los casos de simulación planteados en el modelo son suficientes para desarrollar la validación del desempeño de los ajustes en una protección distancia. No obstante, es importante considerar la posibilidad de integrarse con trabajos que fueron referenciados en esta tesis, en los cuales se realizó un proceso de optimización de ajustes, y así obtener un sistema híbrido con el cual se obtengan unos resultados que consideren casos particulares tales como eventos reales.

La ejecución de modelo planteado no representa un reto adicional al analista que vaya a emplear en un estudio o análisis, los pasos para su ejecución son simples y son pocos ya que el modelo fue pensado para el uso de diferentes ingenieros y que fuera lo más simple posible.

Con el modelo desarrollado se logra disminuir de manera considerable el tiempo de ejecución de la validación de ajustes de protecciones distancia, pasando de tiempos de alrededor de cinco horas para el modelado, ejecución de análisis y validación de resultados, a tiempos de ejecución de minutos. Adicionalmente, fueron automatizados tareas que no agregan valor al análisis.

Debido a que DIGSILENT Power Factory es el fabricante de la base de datos de protección StationWare, la cual es empleada por el operador nacional XM.S.A.E.S.P, se propone validar la comunicación que pueden establecer estas

bases de datos para exportar los ajustes de las protecciones desde StationWare hacia DlgSILENT y posteriormente realizar de manera automática, validación de ajustes de protecciones que están contenidos en esta base de datos.

## 7.2 Recomendaciones

Como trabajo futuro se puede inspeccionar en la manera de migrar el lenguaje de programación de CPN tools hacia la herramienta DlgSILENT Power Factory.

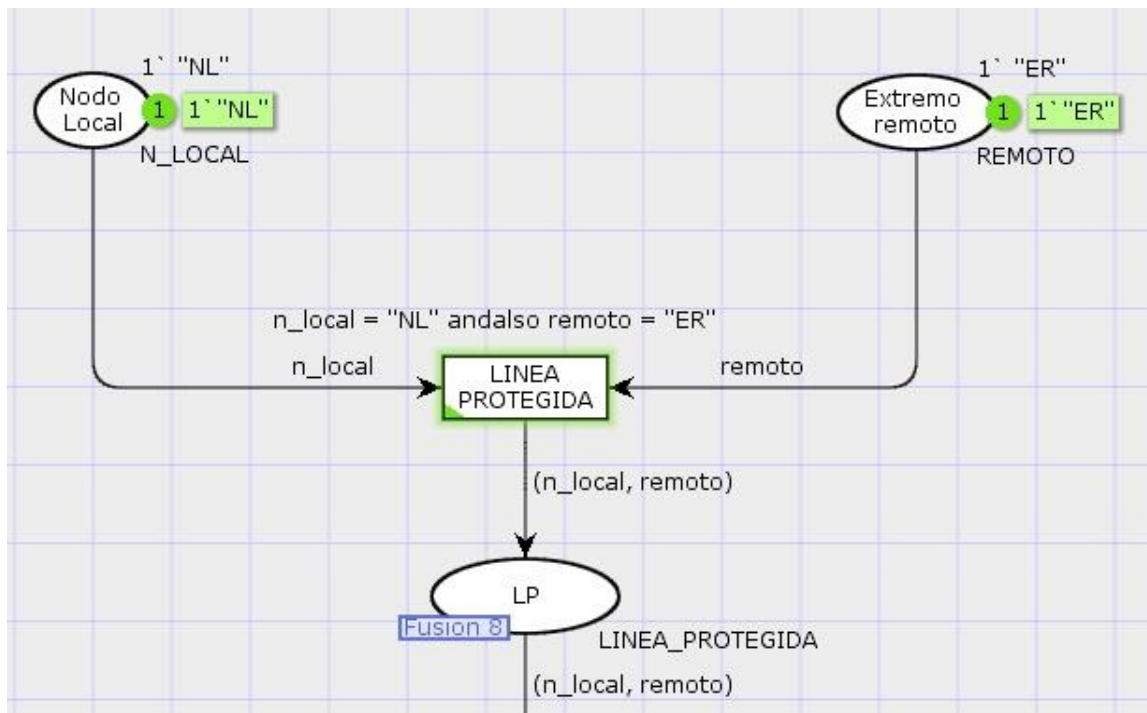
Se propone realizar la investigación del criterio de parada en las fallas resistivas para que el modelo automáticamente identifique el último valor de impedancia que la protección puede detectar ante fallas resistivas presentadas en la línea protegida. A futuro se propone investigar sobre la posibilidad de acceder a las componentes geométricas de la característica de operación de los relés distancia, con el fin de plantear un criterio en donde se determine el mínimo valor que debe existir entre las zonas de protección como la zona 1 y zona 2 y la impedancia aparente calculada por los relés para las fallas resistivas. Lo anterior, debido a que en los equipos reales se cuentan con determinados valores de error de medida.

Como complemento y crecimiento del modelo propuesto en este trabajo, se sugiere ampliar la metodología para que se considere más de una protección para el análisis de resultados. De esta manera se podrían identificar casos como traslapes de zonas 2 de líneas largas en presencia de líneas adyacentes cortas.

## A. Anexo: Modelo desarrollado CPN tools para la representación del proceso de simulaciones

En este anexo se muestra el detalle del modelado en herramienta CPN tools para representar el proceso de simulaciones en DlgSILENT Power Factory para la verificación de ajustes de protecciones distancia.

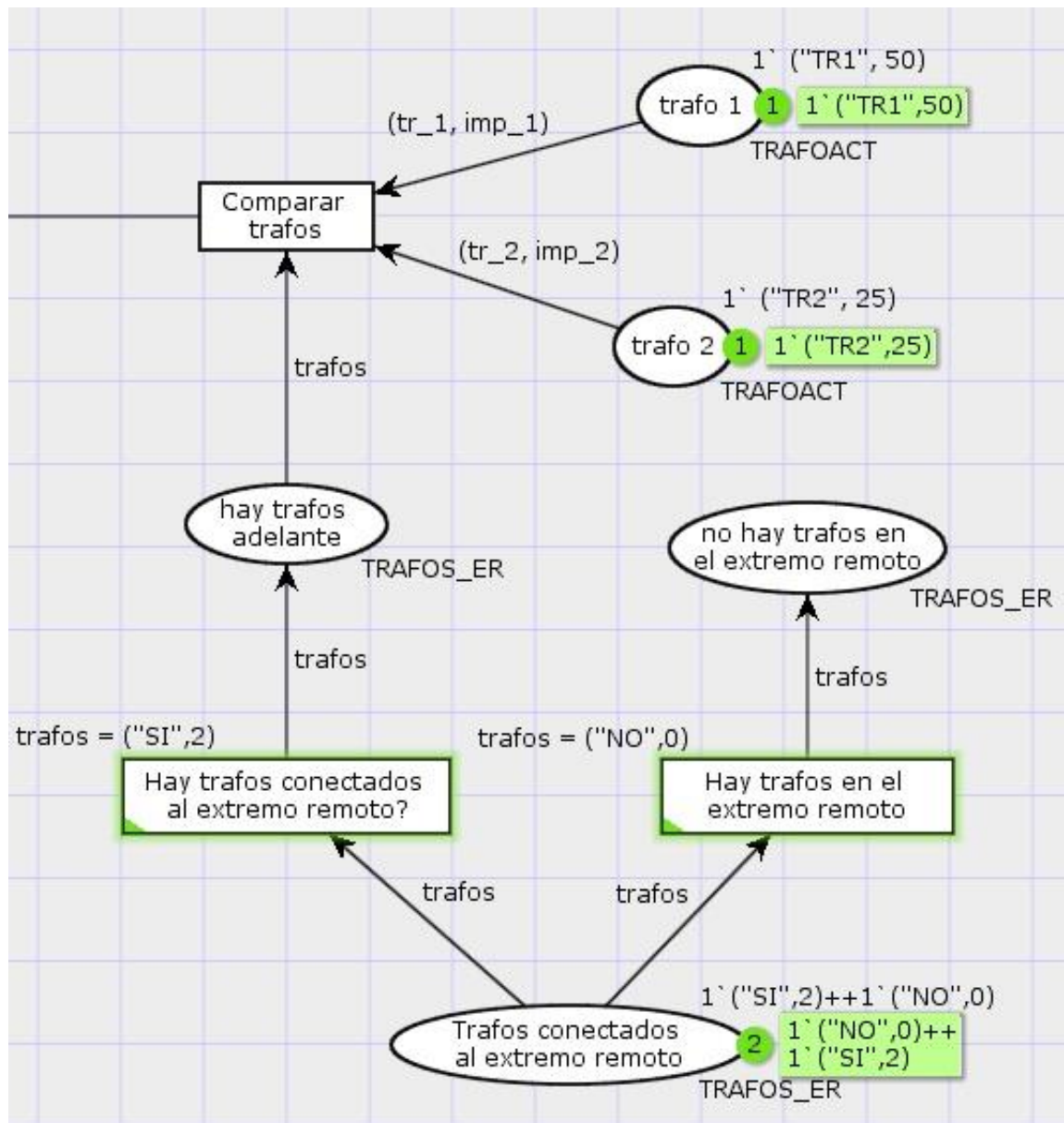
Figura A-1 Identificación línea protegida



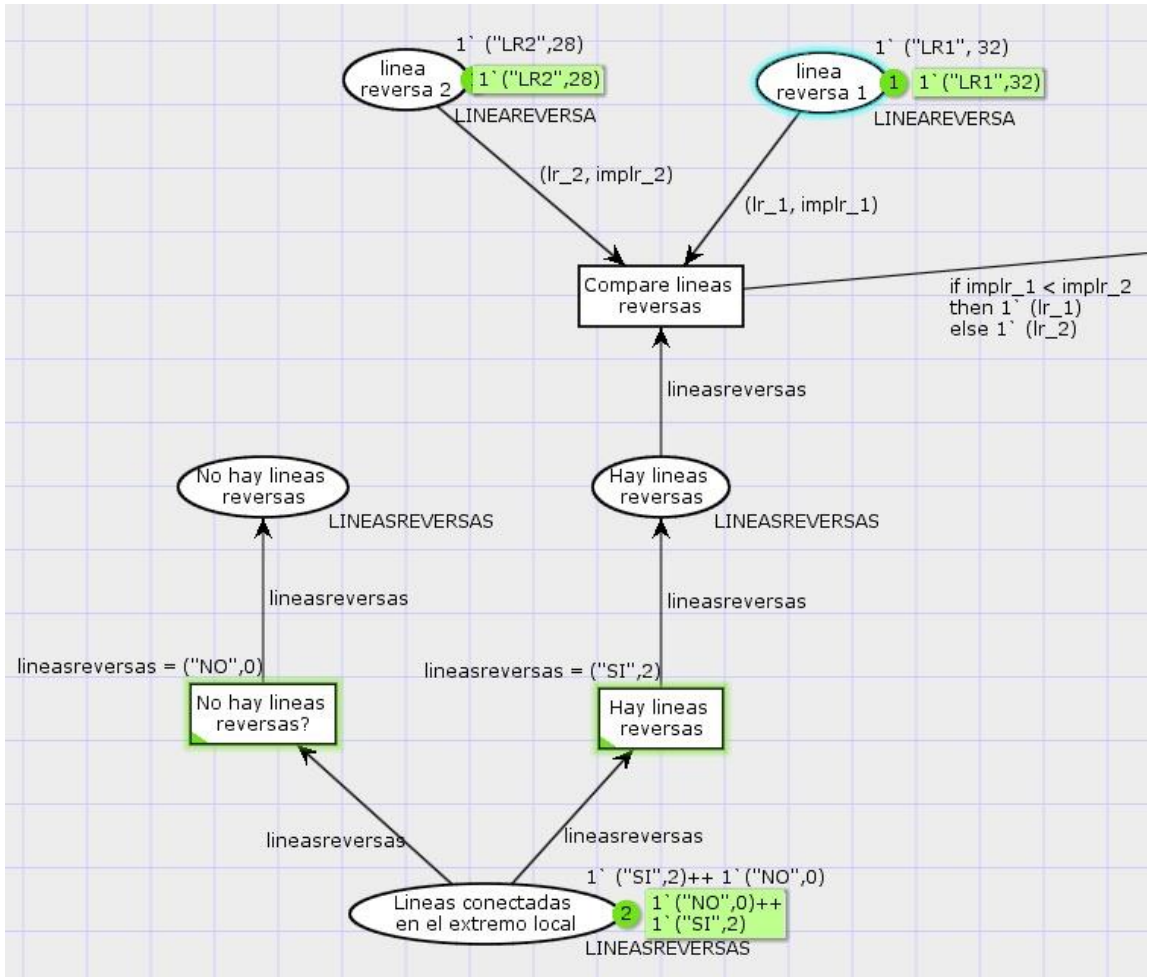




**Figura A-3 Identificación del transformador con menor impedancia conectado en el extremo remoto**

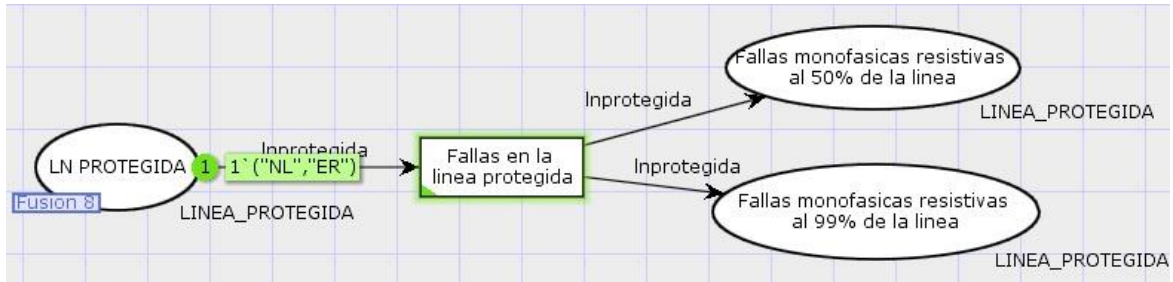


**Figura A-4 Identificación de la línea reversa con menor impedancia**

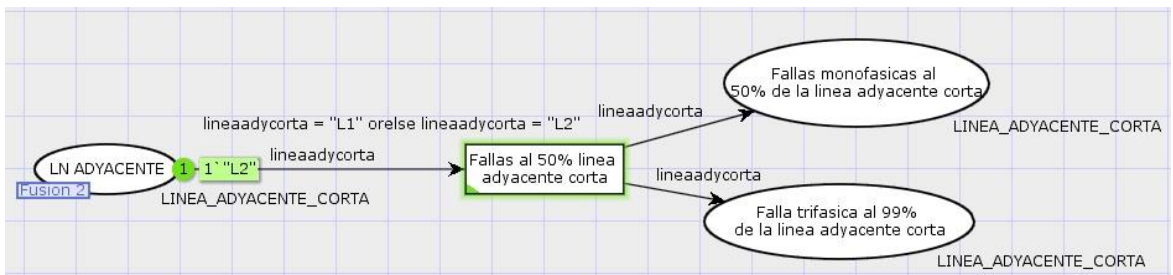




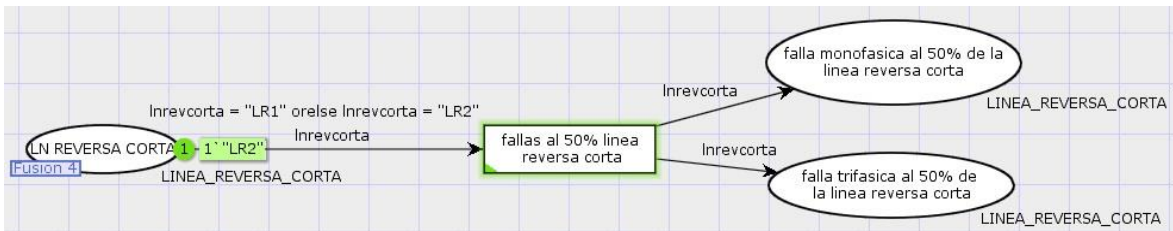
**Figura A-6 Simulación de fallas línea protegida**



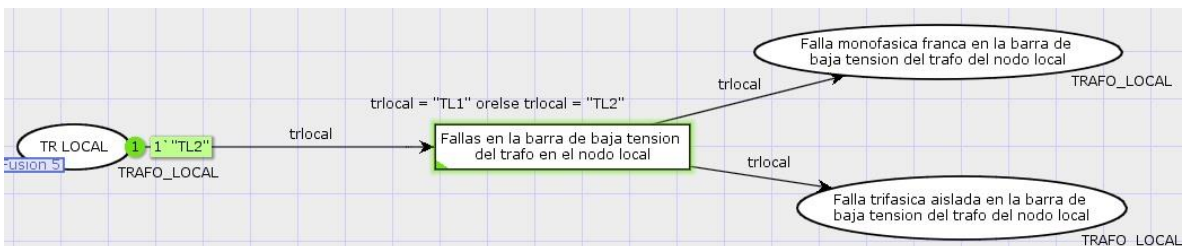
**Figura A-7 Simulación de fallas línea adyacente con menor impedancia**



**Figura A-8 Simulación de fallas línea reversa con menor impedancia**



**Figura A-9 Simulación de fallas nivel de baja tensión conectado al transformador local con menor impedancia**





## Bibliografía

- [1] X. D. Zengli Yang , Dongyuan Shi, “STUDY ON FLEXIBLE POWER SYSTEM PROTECTION RELAY COORDINATION SOFTWARE BASED ON USER-DEFINED PRINCIPLE,” pp. 277–282, 2007.
- [2] P. P. Bedekar and P. N. Korde, “Optimum coordination of overcurrent relays using the modified Jaya algorithm,” *2016 IEEE Uttar Pradesh Sect. Int. Conf. Electr. Comput. Electron. Eng. UPCON 2016*, pp. 479–484, 2017.
- [3] J. Sykes, V. Madani, J. Burger, M. Adamiak, and W. Premerlani, “Reliability of protection systems (What are the real concerns),” *2010 63rd Annu. Conf. Prot. Relay Eng.*, pp. 1–16, 2010.
- [4] W. Hernandez Duque, “Modelamiento del proceso para verificar ajustes de protecciones distancia con simulaciones automáticas en DigSILENT Power Factory mediante la herramienta CPN tools,” 2016.
- [5] M. M. y E. Colombia, *Resolución CREG 025*. 1995.
- [6] P. Systems, “SIPROTEC 5 – Line Protection.”
- [7] C. N. de Despacho, “GUÍAS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN.” 2017.
- [8] J. J. B. S. M. leee, A. D. S. M. leee, and P. J. T. M. leee, “Protection System Misoperation Analysis,” pp. 1–5, 2014.
- [9] A. J. Urdaneta, R. Nadira, and L. G. Perez Jimenez, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, 1988.
- [10] L. L. Lai, “Development of An Expert System for Power System Protection Coordination,” pp. 310–314, 2000.
- [11] S. R. Mendis, M. T. Bishop, and D. A. Gonzalez, “Rule-Based Coordination Program

- Evaluates Distribution Transformer Overcurrent Protection Alternatives,” *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 4, no. 2, pp. 31–36, 1991.
- [12] H. W. Hong, C. T. Sun, V. M. Mesa, and S. Ng, “Protective device coordination expert system,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 1, pp. 359–365, 1991.
- [13] K. Kawahara and H. Sasaki, “An expert system for supporting protective relay setting for transmission lines,” ... *Syst. Prot. ...*, pp. 203–206, 1993.
- [14] K. Kawahara, H. Sasaki, J. Kubokawa, M. Kitagawa, and H. Sugihara, “Expert system for designing transmission line protection system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 69–78, 1995.
- [15] S. Lee and C. Liu, “Intelligent approach to coordination identification in distance relaying,” *Intell. Syst. Appl. to Power ...*, pp. 62–67, 1996.
- [16] M. Mir, “Adaptive vs. conventional reach setting of digital distance relays,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 43, no. 2, pp. 105–111, 1997.
- [17] S. Wong and A. Kalam, “Distributed intelligent power system protection using case based and object oriented paradigms,” *Intell. Syst. Appl. to Power ...*, 1996.
- [18] J. Fernando, P. Saldarriaga, J. Fernando, and P. Saldarriaga, “Modelo Inteligente para Determinar y Verificar Automáticamente los Ajustes de Relés de Distancia Modelo Inteligente para Determinar y Verificar Automáticamente los Ajustes de Relés de Distancia,” 2016.
- [19] J. Sadeh, V. Aminotojari, and M. Bashir, “Optimal coordination of overcurrent and distance relays with hybrid genetic algorithm,” *2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC.EU 2011 - Conf. Proc.*, pp. 0–4, 2011.
- [20] M. Singh, B. K. Panigrahi, and A. R. Abhyankar, “Combined optimal distance to overcurrent relay coordination,” *PEDES 2012 - IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst.*, 2012.
- [21] S. Rodporn, “Optimal Coordination of Over-Current Relays Using Differential Evolution,” pp. 2–5, 2012.
- [22] J. A. Sueiro, E. Diaz-Dorado, E. Míguez, and J. Cidrás, “Coordination of directional overcurrent relay using evolutionary algorithm and linear programming,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 299–305, 2012.
- [23] K. Chandrasekaran and K. C. Shet, “Petri net based Verification of a Cooperative Work flow Model,” *Computer (Long. Beach. Calif.)*, pp. 82–87, 2009.



- 
- [24] R. Zurawski and M. Zhou, "Petri Nets and Industrial Applications: A Tutorial," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 41, no. 6, pp. 567–583, 1994.
- [25] M. P. Cabasino, A. Giua, C. N. Hadjicostis, and C. Seatzu, "Fault Model Identification with Petri Nets," pp. 455–461, 2008.
- [26] J. Lianxiang, L. I. Huawang, Y. Genqing, and Y. Qinrong, "An Improved Fault Petri Net for Knowledge Representation," vol. 3, no. 2, pp. 2–5, 2009.
- [27] M. Tavana, "Knowledge-Based Expert System Development and Validation with Petri Nets," *J. Inf. Knowl. Manag.*, vol. 7, no. 1, pp. 37–46, 2008.
- [28] L. Jinsong, Z. Junyu, L. Ping, and T. Weiqing, "Study of Relay Protection Modeling and Simulation on the Basis of DIgSILENT," vol. 10, pp. 17–32, 2000.
- [29] J. F. P. Saldarriaga, "Simulación Automática de Fallas para la Coordinación de Protecciones Usando DIgSILENT Programming Language," 2012.
- [30] I. Brandão *et al.*, "Fast System for Analysis of Protection Events," pp. 491–496, 2015.
- [31] L. Sofía, G. Montoya, L. F. Porras, W. Elías, and P. Almeida, "Planteamiento teórico y práctico para la automatización de un proceso de localización de fallas en líneas de transmisión por medio de registros oscilográficos."
- [32] Digsilent, "39 Bus New England System," vol. V15,2, pp. 1–18, 2014.