



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Metodología para el cálculo automático de equivalentes Thevenin por medio de registros oscilográficos para el análisis de fallas en líneas de transmisión

Luz Dary Carvajal Mendoza

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

Metodología para el cálculo automático de equivalentes Thevenin por medio de registros oscilográficos para el análisis de fallas en líneas de transmisión

Luz Dary Carvajal Mendoza

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph. D. German Darío Zapata Madrigal

Línea de Investigación:

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

*A mi esposo por su gran amor y comprensión,
y a mi nonita que tanta falta me hace.*

Agradecimientos

A mi esposito hermoso y a mi familia.

A mi profe

Resumen

Este trabajo realiza una revisión bibliográfica de diferentes métodos utilizados para calcular los parámetros de los equivalentes Thevenin de secuencia cuando se presenta fallas en líneas de transmisión, y a partir de los métodos analizados se definió una metodología para calcular los parámetros Thevenin vistos en los dos extremos de la línea de transmisión fallada, utilizando los valores de corriente y tensión de prefalla, falla y prefalla obtenidos de los registros oscilográficos en formato COMTRADE. Finalmente se propone el diseño de una arquitectura que concibe todo el proceso desde que sucede la falla, se extrae la información de la falla y muestra los resultados mediante un prototipo.

Palabras clave: Equivalente Thevenin, sistema de potencia, línea de transmisión, análisis de falla, registros oscilográficos.

Contenido

Pág.

1. Revisión bibliográfica	5
1.1 Modelado de líneas de transmisión	5
1.2 Equivalente Thevenin.....	7
1.3 Métodos para el cálculo de equivalentes Thevenin	8
1.3.1 Método de mínimos cuadrados.....	8
1.3.2 Método basado en el teorema de Tellegen y redes adjuntas	10
1.3.3 Método adaptativo	10
1.3.4 Método basado en el circuito monopuerto acoplado	11
1.3.5 Método básico a partir de la red equivalente.....	11
1.3.6 Sistema equivalente para estudios de protecciones	12
1.4 Redes de secuencia.....	14
1.5 Registros oscilográficos.....	16
1.5.1 Archivos que conforman el formato COMTRADE	17
1.5.2 Obtención de valores RMS	19
2. Propuesta de metodología de cálculo automático de equivalente Thevenin.....	21
2.1 Cálculo de corrientes y tensiones de secuencia	21
2.2 Análisis del método de mínimos cuadrados y método básico a partir de la red equivalente	24
2.2.1 Pruebas del método de mínimos cuadrados y método básico a partir de la red equivalente.....	26
2.3 Análisis del método a partir del sistema equivalente para estudios de protecciones	37
2.3.1 Pruebas del método a partir del sistema equivalente para estudios de protecciones.....	44
3. Arquitectura de un sistema automático.....	57
3.1 Tipos de sistemas	57
3.2 Representación de sistemas	57
3.3 Sistema automático.....	58
3.3.1 Sistema de potencia	60
3.3.2 SCADA	61
3.3.3 Análisis de información digital SOE	62
3.3.4 Registros oscilográficos	63
3.3.5 Procesamiento de registros	64
3.3.6 Cálculo de equivalente Thevenin	64
3.3.7 Resultado	65
3.3.8 Base de datos.....	66

4. Prototipo de cálculo automático de equivalente Thevenin	69
5. Conclusiones y recomendaciones	73
5.1 Conclusiones	73
A. Anexo: Parámetros técnicos del modelo de prueba propuesto	77

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Modelo de línea parámetros concentrados serie [6].....	5
Figura 1-2: Modelo de línea parámetros concentrados Pi [6].....	6
Figura 1-3: Modelo de línea parámetros distribuidos [8].....	6
Figura 1-4: Circuito equivalente Thevenin [11].....	9
Figura 1-5: Elemento protegido y red activa equivalente [19].....	13
Figura 1-6: Modelo de red de dos puertos para equivalente Thevenin [19].....	14
Figura 1-7: Representación vectorial de un sistema desbalanceado en redes de secuencia	15
Figura 1-8: Equivalente Thevenin un sistema desbalanceado en redes de secuencia [20]	16
Figura 2-1: Tensiones de secuencia positiva, negativa y cero. Modificado de [20]...	22
Figura 2-2: Modelo de prueba de red completa propuesto en ATPDraw.....	26
Figura 2-3: Modelo de prueba propuesto equivalente Thevenin en ATPDraw.....	29
Figura 2-4: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	30
Figura 2-5: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	31
Figura 2-6: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	32
Figura 2-7: Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	33
Figura 2-8: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	34
Figura 2-9: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S vs error relativo	35
Figura 2-10: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R vs error relativo	36
Figura 2-11: Red de secuencia positiva [19]	38
Figura 2-12: Red de secuencia cero	43
Figura 2-13: Modelo de prueba propuesto equivalente Thevenin en ATPDraw.....	44
Figura 2-14: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente vs error relativo.....	47

Figura 2-15:	Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo	48
Figura 2-16:	Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo	49
Figura 2-17:	Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo	50
Figura 2-18:	Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo	51
Figura 2-19:	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S vs error relativo	52
Figura 2-20:	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R vs error relativo	53
Figura 2-21:	Señal de tensión del extremo S para una falla al 90% de la línea	54
Figura 3-1:	Módulo 1. Sistema de potencia	61
Figura 3-2:	Módulo 2. Sistema SCADA	62
Figura 3-3:	Módulo 3. Análisis de información digital SOE	63
Figura 3-4:	Módulo 4. Registros oscilográficos	63
Figura 3-5:	Módulo 5. Procesamiento de registros	64
Figura 3-6:	Módulo 6. Cálculo de equivalente Thevenin	65
Figura 3-7:	Módulo 7. Resultado	65
Figura 3-8:	Módulo 8. Base de datos.....	66
Figura 3-9:	Arquitectura de un sistema automático para el cálculo de equivalentes Thevenin	66
Figura 4-1:	Vista del inicio del prototipo	69
Figura 4-2:	Vista de la hoja BD sistema de potencia	70
Figura 4-3:	Vista de la hoja de monitoreo	71
Figura 4-4:	Vista de la hoja de resultados parámetros equivalente Thevenin método 1	71
Figura 4-5:	Vista de la hoja de resultados parámetros equivalente Thevenin método 2	72
Figura 5-1:	Modelo de prueba de red completa propuesto en ATPDraw	77

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Redes de secuencia por tipo de falla.....	23
Tabla 2-2: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo R.....	27
Tabla 2-3: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo S.....	27
Tabla 2-4: Fuentes de tensión equivalente Thevenin	28
Tabla 2-5: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente	29
Tabla 2-6: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente	31
Tabla 2-7: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente	32
Tabla 2-8: Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente	33
Tabla 2-9: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente	34
Tabla 2-10: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S.....	35
Tabla 2-11: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R.....	36
Tabla 2-12: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo S	44
Tabla 2-13: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo R	45
Tabla 2-14: Impedancias equivalentes Thevenin entre los extremos S y R	45
Tabla 2-15: Fuentes de tensión equivalente Thevenin.....	46
Tabla 2-16: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente	47
Tabla 2-17: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente	48
Tabla 2-18: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente	49
Tabla 2-19: Comparación tensión de falla del extremo S en red completa y modelo equivalente	50
Tabla 2-20: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente	51
Tabla 2-21: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S.....	52
Tabla 2-22: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R.....	53

Tabla 2-23:	Parámetros que se pueden de acuerdo al tipo de falla método utilizado	55
Tabla 5-1:	Parámetros técnicos de las líneas de transmisión	78
Tabla 5-2:	Parámetros técnicos equivalentes Thevenin	79
Tabla 5-3:	Parámetros técnicos de las cargas	79
Tabla 5-4:	Parámetros técnicos de los condensadores.....	79

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia son de vital importancia para el normal desarrollo de la economía mundial, ya que por medio de las redes eléctricas se pueden transportar grandes volúmenes de energía desde distantes centros de generación a ciudades o grandes centros de consumo. Sin embargo estos sistemas están expuestos a fallas transitorias y permanentes que pueden llegar a afectar la disponibilidad de los activos que forman parte de la red y aún peor el suministro de energía [1].

Es por esto que el análisis de fallas en los sistemas de potencia se vuelve fundamental para garantizar la correcta operación [2], por medio de análisis que permitan estimar el comportamiento de los sistemas de protecciones y del sistema de potencia en sí mismo ante condiciones anormales. Ahora bien, para poder realizar estos análisis de fallas se requiere modelar la red en programas de computación, tales como Digsilent y PSS, por lo cual es necesario contar con una cantidad considerable de información relacionada con los parámetros eléctricos de los elementos que componen el sistema. Esta información no siempre está disponible y si lo está, requiere de un gran esfuerzo computacional, institucional y de recurso humano para modelar todos los elementos de la red y mantenerlos actualizados.

Ante esta situación, una alternativa es la utilización de circuitos equivalentes Thevenin, los cuales permiten reproducir el comportamiento de una porción de red por medio de una fuente de tensión, con una magnitud igual a la tensión de circuito abierto entre los terminales donde se requiere el equivalente, y una impedancia equivalente [3], la cual resulta de la impedancia vista desde los mismos terminales con las fuentes de tensión cortocircuitadas y las fuentes de corrientes abiertas [4]. Pero al revisar la bibliografía relacionada con el cálculo de los parámetros de equivalentes Thevenin, solo se ha encontrado que los métodos son desarrollados para obtener los equivalentes monofásicos o de secuencia

positiva para el análisis de estabilidad y colapsos de tensión en los sistemas de potencia, en otras palabras para el análisis de sistemas balanceados. Teniendo en cuenta que la mayor cantidad de fallas que se presentan en las líneas de transmisión son desbalanceadas (monofásica, bifásica, bifásicas a tierra), y que el método analítico más comúnmente utilizado para su análisis es el de componentes simétricas, los modelos monofásicos o de secuencia positiva dejan de ser válidos [4], dado que no calculan los valores de impedancias de secuencia negativa y cero.

Ahora bien, para poder utilizar un equivalente Thevenin lo primero que hay que hacer es determinar el valor de sus parámetros (tensión e impedancia equivalente), y para esto se requiere modelar todo el sistema de potencia con lo cual se vuelve al problema inicial, que es la falta de información de un modelo completo de la red, por lo cual la utilización de los registros oscilográficos generados por registradores de fallas o relés de protección, que almacenan valores instantáneos de tensión y corrientes por las ramas que salen de las subestaciones antes y durante una falla, entregan información que permitiría estimar los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de un equivalente Thevenin y de esta manera contar con información real del comportamiento del sistema ante unas condiciones dadas de operación.

Incluso si contamos con los registros de fallas y la metodología para el cálculo de los parámetros de los equivalentes Thevenin, la realización manual de esta tarea se volvería muy engorrosa, debido a que las horas hombre requeridas para calcular los parámetros para todas las fallas que se pueden llegar a presentar en un sistema de potencia (405 fallas en un año [5]) podría representar un costo elevado. Por lo cual, el problema no solo radica en la necesidad de calcular los parámetros sino en la definición de una estructura que permita automatizar todo el proceso para calcular los parámetros de los equivalentes Thevenin, desde la detección de la falla y hasta la entrega del resultado.

Este trabajo busca definir una metodología que permita obtener los parámetros de secuencia de los equivalentes Thevenin a cada lado de una línea de transmisión de forma automática a partir de los valores de tensiones y corrientes de prefalla y falla, obtenidos de los registros oscilográficos almacenados por los relés de protección y registradores de fallas ubicados en la subestaciones. Adicionalmente, se busca diseñar una arquitectura que permita definir claramente los diferentes módulos que integrarían el automatismo,

permitiendo así identificar el flujo de la información a lo largo del proceso de cálculo y esto a su vez sirva de base para la adición de otras aplicaciones asociadas a los sistemas de potencia.

La primera razón para la realización de este trabajo es la necesidad que se tiene actualmente en las empresas de transmisión de energía eléctrica de contar con parámetros de equivalentes Thevenin para el análisis de fallas, que permitan predecir por medio de simulaciones en programas como ATP el comportamiento del sistema de potencia ante condiciones de falla, por ejemplo, cuando se presentan fallas en las líneas de transmisión, se requiere realizar análisis de los eventos por medio de simulaciones para identificar el tipo de falla presentada y así poder evaluar el desempeño de los esquemas de protecciones, y en caso de presentarse una anomalía en los ajustes de los esquemas, poder tener un modelo de la red que permita reproducir el evento y realizar simulaciones que ayuden a encontrar el mejor ajuste para la protección. Esto no aplica solo para los análisis posoperativos, sino que también aplica para los estudios de ajuste y coordinación de protecciones cuando se realizan cambios de equipos de protecciones, en los cuales se requiere no solo ajustar el relé sino que también probarlo, para lo cual los modelos pueden ser utilizados para generar archivos con los valores de tensiones y corrientes ante diferentes tipos de fallas, que posteriormente se inyectan en los relés de protección y se verifica su correcta operación.

Otra de las razones para la realización de este trabajo es que como se mencionó anteriormente, para los análisis de fallas en los sistemas de potencia por medio de herramientas de simulación digital, se requiere tener modelada toda la red, lo cual resulta difícil debido a la gran cantidad de elementos que conforman la red y de la información que se requiere, lo cual no garantiza al 100% que el sistema quedó bien modelado, por lo cual el contar con una alternativa que permita modelar el sistema de potencia real a partir de los valores reales de corriente y tensión medidos durante instantes de prefalla y falla, permitirán aumentar la precisión del comportamiento del modelo durante la simulación.

La realización de este trabajo necesariamente debe ir acompañado de una arquitectura que permita identificar claramente todos los procesos que se deben realizar para alcanzar el resultado esperado, así como el camino que debe recorrer la información desde que se genera (cada vez que se presenta una falla) hasta su almacenamiento final en base de datos. Esto a su vez deberá servir de referencia para la adición de nuevas aplicaciones o

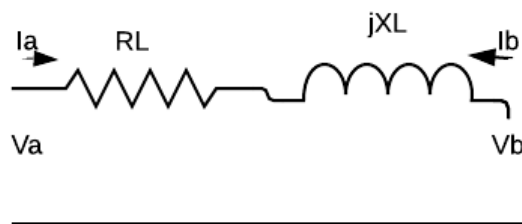
módulos (tales como localización de fallas, PMU, entre otros) asociados a sistemas de energía, los cuales se toman como insumo la información generada por el sistema y así direccionar los esfuerzos hacia una toma de decisiones oportuna y efectiva.

1.Revisión bibliográfica

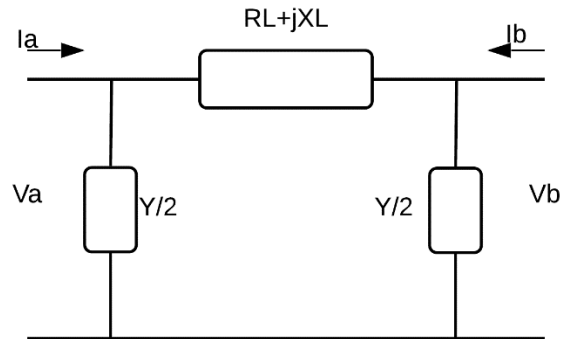
1.1 Modelado de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión pueden ser representadas principalmente de dos maneras [6], por medio de un modelo de parámetros concentrados o un modelo de parámetros distribuidos. El modelo de parámetros de concentrados representa la línea de transmisión como elementos agrupados, los cuales se calculan a la frecuencia fundamental del sistema [6], este tipo de modelo es utilizado típicamente para representar líneas cortas o medias. El modelo de parámetros concentrados utilizado para representar una línea corta, línea menor o igual a 80 kms de longitud, es denominado modelo serie **Figura 1-1**.

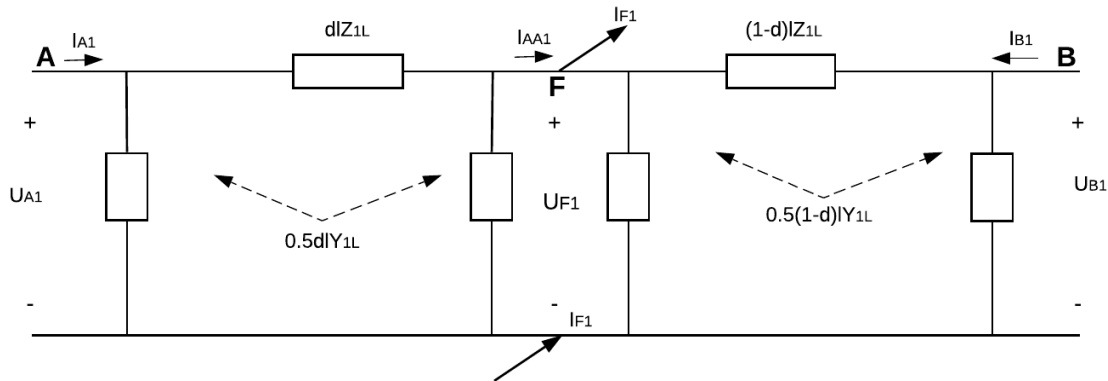
Figura 1-1: Modelo de línea parámetros concentrados serie [6]



El modelo de parámetros concentrados utilizado para representar una línea media, línea menor o igual a 80 kms de longitud, es denominado modelo Pi **Figura 1-1**[6],

Figura 1-2: Modelo de línea parámetros concentrados Pi [6]

El modelo de parámetros distribuidos representa de manera más precisa una línea de transmisión, pero a su vez, requiere un mayor detalle en los parámetros que se requieren para su modelado es por esto, que este tipo de modelos es utilizado para líneas largas para longitudes superiores a 250 kms **Figura 1-3**[6].

Figura 1-3: Modelo de línea parámetros distribuidos [8]

La elección del modelo de línea a utilizar dependerá de las características de la línea que se vaya a analizar y de la precisión que se quiera obtener en los análisis, como este trabajo se desarrolla para el Sistema de Interconectado Nacional – SIN - Colombiano, donde la mayoría de las líneas de transmisión son de longitud media [7], se trabajará con el modelo de línea de parámetros concentrados Pi.

1.2 Equivalente Thevenin

Existen múltiples teoremas de red y técnicas de cálculo para resolver problemas de circuitos de sistemas de potencia, dentro de estas técnicas se encuentra el circuito equivalente o teorema de Thevenin[4].

El teorema de Thevenin consiste en que cualquier red lineal se puede convertir o se puede representar por una única fuente de tensión en serie con una impedancia equivalente de la red visto a través de dos terminales, simplificando complejos sistemas de potencia a una red sencilla, llegando a obtener una abstracción muy precisa del sistema desde un nodo[3]. La principal ventaja o gran atractivo que tiene trabajar con un equivalente Thevenin radica en que a través de este se puede reproducir el comportamiento de un sistema de potencia sin requerir de un modelado detallado de una red [8], lo cual cobra gran relevancia cuando se analizan sistemas de potencia grandes y complejos.

A medida que se implementan nuevas tecnologías y que los costos de producción son menores, los sistemas eléctricos de potencia han comenzado a transformarse, debido a la introducción de nuevos elementos o recursos tales como granjas solares, parques eólicos, baterías, vehículos eléctricos, entre otros[9]. Esta transformación ha hecho que cada vez sea más complicado modelar de manera precisa todos los elementos que componen un sistema de potencia, debido a la dificultad en la obtención de la información asociada a los elementos que lo componen, y en consecuencia que no se disponga de modelo eléctrico completo de un sistema de potencia. Lo que hace que obtener un equivalente Thevenin facilite la realización de análisis eléctricos a la hora de simular un sistema de potencia.

De acuerdo con las referencias [3] y [10] se ha encontrado que los equivalentes Thevenin se están utilizando en diversas aplicaciones, dentro de las que se encontró cálculo de corriente de cortocircuito tanto en sistema de distribución y transmisión, localización de fallas, identificación de parámetros de inestabilidad, estudios electromagnéticos transitorios, armónicos, protecciones, análisis de estabilidad de tensión y diseño de filtro de armónicos.

1.3 Métodos para el cálculo de equivalentes Thevenin

En un sistema de potencia complejo, la dificultad de utilizar equivalentes Thevenin radica en calcular la impedancia del sistema de potencia. En la literatura se ha encontrado que para calcular la impedancia del sistema de potencia existen varios métodos, los cuales se pueden clasificar en dos tipos: métodos invasivos y métodos no invasivos [11]–[13].

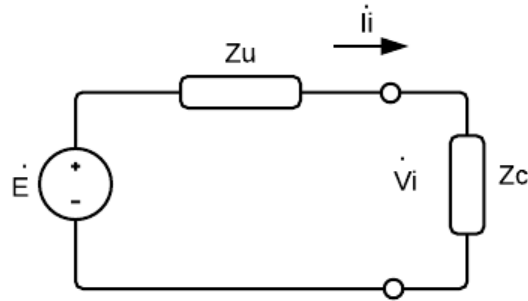
En las referencias [11] y [14] se encontró que los métodos invasivos son aquellos en los cuales se excitan intencionalmente un sistema de potencia y producto de esto se obtienen valores de corriente y tensión, los cuales son utilizados para calcular la impedancia equivalente de Thevenin. La desventaja de este método es que no se puede utilizar para calcular la impedancia equivalente de Thevenin en línea o cuando se requiere analizar el comportamiento del sistema de potencia en un análisis posoperativo, por tal motivo en este trabajo no se ahondará en este tipo de métodos, ya que lo que se busca obtener equivalentes a partir de registros de fallas.

Por otro lado, se encuentran los métodos no invasivos los cuales basan su metodología en las variaciones que presentan las mediciones de corriente y tensión en los sistemas de potencia y a partir de estas se realiza el cálculo de la impedancia equivalente [15]. En las referencias [11], [16] se habla acerca de los diferentes métodos que existen para calcular la impedancia equivalente, los cuales toman como base para el cálculo de los parámetros lo mismo, las mediciones de la corriente y la tensión. Dentro de la revisión bibliográfica realizada a la fecha se encontró que los métodos a utilizar dependen de los datos que se tengan de entrada y del contexto en el cual se vaya a realizar el análisis. Por otro lado, dentro de los métodos encontrados dentro de la bibliografía se tiene el método de mínimos cuadrados, el método basado en el teorema de Tellegen y redes adjunta, el método adaptativo.

1.3.1 Método de mínimos cuadrados

De acuerdo con la referencia [11] este método es la base para el cálculo de parámetros de equivalentes Thevenin, y su principio toma como referencia que un sistema de potencia puede ser reducido tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1-4: Circuito equivalente Thevenin [11]



Al aplicar la ley de tensiones de kirchoff al circuito anterior se obtiene la siguiente expresión: $\dot{E} = Z_u \dot{I}_i + \dot{V}_i$

$$\dot{E} = Z_u \dot{I}_i + \dot{V}_i \quad (1.1)$$

Donde el subíndice i representa las medidas realizadas de las variables de tensión y corriente en instantes diferentes de tiempo, adicionalmente el método supone que las variables \dot{E} y Z_u son constantes. De acuerdo con el método para un grupo de medidas continuas de i y V_i la función objetivo del método está dado por la siguiente expresión [11]:

$$\min f(Z_u, \dot{E}) = \sum_{i=1}^N (\dot{E} - Z_u \dot{I}_i - \dot{V}_i)^2 \quad (1.2)$$

Y la solución de esta función según la misma referencia es:

$$\begin{bmatrix} -Z_u \\ \dot{E} \end{bmatrix} = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (1.3)$$

$$X = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 & 1 \\ \dot{I}_2 & 1 \\ \vdots & \vdots \\ \dot{I}_N & 1 \end{bmatrix} Y = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

La misma referencia [11] indica que este método no presenta un buen desempeño cuando se presenta una perturbación permanente en el sistema que se desea representar con el equivalente, pero como en el objetivo de este trabajo lo que se busca es analizar fallas transitorias (duración máxima de la falla de 100 ms) que se presenten en el lado de la carga y no en el lado del sistema, es posible que el método presente un buen desempeño,

por lo tanto, en el próximo capítulo se realizará un análisis más profundo, con datos de pruebas, que nos permitan evaluar si el método de mínimos cuadrados puede ser utilizado para el análisis de fallas en líneas de transmisión.

1.3.2 Método basado en el teorema de Tellegen y redes adjuntas

De acuerdo con la referencia [17] este método requiere solamente dos medidas de tensión y corriente consecutivas y por medio del teorema de Tellegen se obtiene la siguiente relación entre los flujo de corrientes y tensiones a través de los elementos de la red que se quiere simplificar y para esto define la ecuación:

$$U^T I = 0 \quad (1.5)$$

De acuerdo con la misma referencia [18], la característica más interesante de esta ecuación continua siendo válida incluso si se relaciona dos redes diferentes pero de la misma topología. Los autores del artículo que define la metodología indican en sus conclusiones que la ventaja de este método sobre otros métodos alternativos es que el procedimiento se puede realizar en un solo paso, lo cual no sucede con los demás métodos.

1.3.3 Método adaptativo

Este método referenciado en [16], asume que la $R_{th} \approx 0$, debido a al hecho de que $X_{th} \gg R_{th}$ en redes de alto tensión, por lo tanto la ecuación $\dot{E} = Z_u \dot{I}_i + \dot{V}_i$ puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} E_{th} \cos \beta &= V_k \cos \theta \\ E_{th} \sin \beta &= X_{th} I_k + V_k \sin \theta \end{aligned} \quad (1.6)$$

Por lo cual ahora tenemos dos ecuaciones y tres incógnitas, y es aquí donde entra el método adaptativo el cual primero entrega un valor estimado de E_{th} y luego resuelve el sistema de ecuaciones para posteriormente actualizar el valor de E_{th} , a partir de la diferencia entre los valores de X_{th} de dos valores medidos de forma consecutiva.

1.3.4 Método basado en el circuito monopuerto acoplado

Finalmente, tenemos el método basado en el circuito monopuerto acoplado descrito en la referencia [16], en esta se indica que el sistema de potencia se modela como una red multi-puertos, donde todas las barras de generación y de carga se traen fuera de la red y las ramas y barras sin inyección de corrientes son modeladas dentro de la red, para finalmente obtener la siguiente expresión:

$$E_{eqk} = [KV_G]_k, Z_{eqk} = Z_{LLkk}, Z_{couple-k} = \sum_{i=1, i \neq k}^n Z_{LLik} \frac{I_{L_i}}{I_{L_k}} \quad (1.7)$$

Donde el tensión Thevenin es obtenido por el tensión de generación de la matriz K y la impedancia Thevenin se obtiene a través de la diagonal principal de la matriz Z_{LL} y el acoplamiento de otras cargas a través de la red.

1.3.5 Método básico a partir de la red equivalente

En la literatura no se encuentra un título para nombrar el siguiente método para el cálculo de los parámetros de equivalentes Thevenin, dado que simplemente se basa en la formulación matemática obtenida de la **Figura 1-4** y de donde resulta la ecuación 1.1. De acuerdo con la referencia [8], si se tienen dos sistemas enfrentados y uno de estos sistemas varía más rápido que el otro, el segundo puede ser representado por medio de un equivalente Thevenin y para poder obtener los parámetros básicamente se requieren dos juegos de medidas de corrientes y tensiones en el punto donde se conectará el equivalente de red, pero con la condición de que ambos juegos de medidas estén sincronizadas a la misma referencia.

Como se mencionó anteriormente, la base de este método es la ecuación 1.1, la cual se muestra a continuación:

$$E_{th} = Z_{th} I_i + V_i$$

Ahora bien, bajo las premisas de que E_{th} y Z_{th} son constantes ante variaciones en el sistema al que se desea conectar el equivalente y que contamos con dos juegos de

medidas de tensiones y corrientes para diferentes condiciones del sistema, se puede obtener un sistema de ecuaciones como el mostrado a continuación:

$$E_{th} = Z_{th}I_1 + V_1 \quad (1.8)$$

$$E_{th} = Z_{th}I_2 + V_2 \quad (1.9)$$

Para el caso particular que se busca desarrollar en este trabajo, I_1 y V_1 serían los valores de corriente y tensión de secuencia positiva durante la prefalla, mientras que I_2 y V_2 serían los valores de corriente y tensión de secuencia positiva durante la falla. Al igualar las ecuaciones 1.8 y 1.9 y despejar Z_{th} se tiene:

$$Z_{th} = \frac{V_2 - V_1}{I_1 - I_2} \quad (1.10)$$

Finalmente, al reemplazar la ecuación 1.10 en la ecuación 1.9 se obtiene:

$$E_{th} = \frac{V_2 I_1 - V_1 I_2}{I_1 - I_2} \quad (1.11)$$

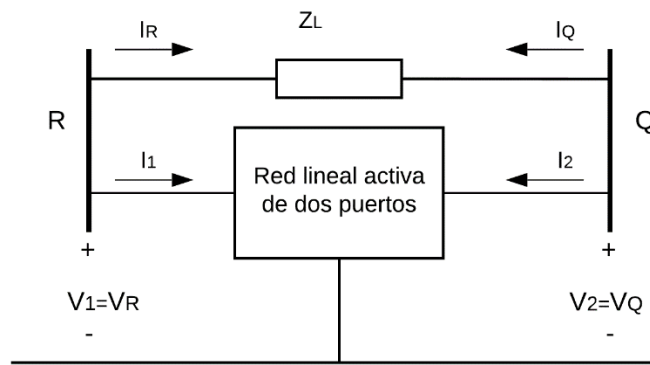
Como se puede observar, con dos medidas de corrientes y tensiones sincronizadas, se pueden obtener los valores del equivalente Thevenin de una manera muy simple, y teniendo en cuenta que a partir de un registro oscilográfico en formato COMTRADE se pueden obtener estas medidas, la aplicación de esta formulación matemática resulta práctica para el desarrollo de este trabajo.

1.3.6 Sistema equivalente para estudios de protecciones

Luego de revisar la literatura, una de las conclusiones que se tienen es que el estudio de los equivalentes Thevenin se ha investigado en torno a temas de estabilidad de sistemas de potencia, pero se encuentra muy poca investigación de equivalentes Thevenin para el análisis de fallas, pero al revisar el capítulo 5 de la referencia [19] se encuentra que existe una manera diferente de plantear el equivalente asociado a una línea de transmisión. El autor de la referencia [19] indica que la línea de transmisión bajo análisis está conectada

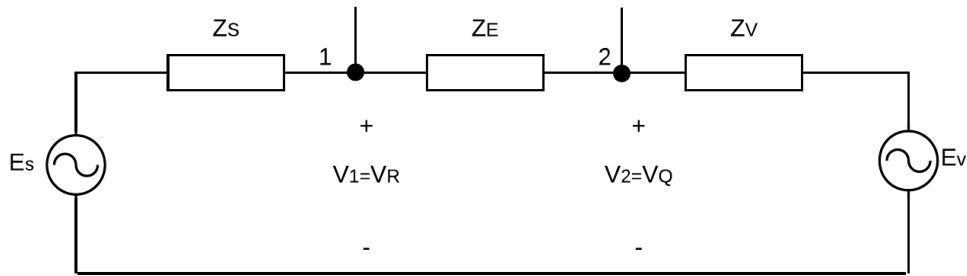
a la red en dos puntos, que son los extremos de la línea y por lo tanto el equivalente que se requiere debe ser uno que este conectados a esos dos puntos y no como normalmente se hace, en donde se tiene un circuito equivalente Thevenin (fuente e impedancia equivalente) a cada lado de la línea de transmisión. Dado lo anterior, el autor define que el equivalente de red se conecta a la línea de transmisión como se muestra en la **Figura 1-5**, en donde básicamente el equivalente de red se basa en una red de dos puertos, lo cual tiene todo el sentido si tomamos en consideración que en los sistemas de transmisión de la actualidad se busca mejorar la confiabilidad y la seguridad del sistema de potencia enmallando la red y evitando contar con líneas de transmisión radiales en donde la contingencia N-1 ocasione una desatención de la demanda.

Figura 1-5: Elemento protegido y red activa equivalente [19]



Ahora bien, la utilización de esta alternativa para modelar el equivalente de la red para una línea de transmisión, presenta un inconveniente y es que la red de dos puertos de la

Figura 1-5, es representada por medio de dos fuentes de tensión y tres impedancias como se muestra en la **Figura 1-6**, lo cual requiere de al menos un sistema de 5 ecuaciones para obtener los valores de los parámetros de la red de secuencia positiva y de al menos 3 ecuaciones para las redes de secuencia cero y negativa, dado que estas redes no cuentan con una fuente de tensión en su representación.

Figura 1-6: Modelo de red de dos puertos para equivalente Thevenin [19]

En la referencia [19], los valores de las impedancias de las impedancias son obtenidos por medio de la matriz de impedancia de la porción de red que se quiere modelar por medio del equivalente y una vez obtenidos los valores de las tres impedancias se obtienen los valores de las fuentes, pero para el trabajo planteado en este documento, los datos de entrada son los valores de corriente y tensión en prefalla y falla, y no la matriz de impedancia de la red a simplificar. Dado lo anterior, en el próximo capítulo se definirá si es factible obtener los valores de impedancias y fuentes para esta alternativa de modelo equivalente de red.

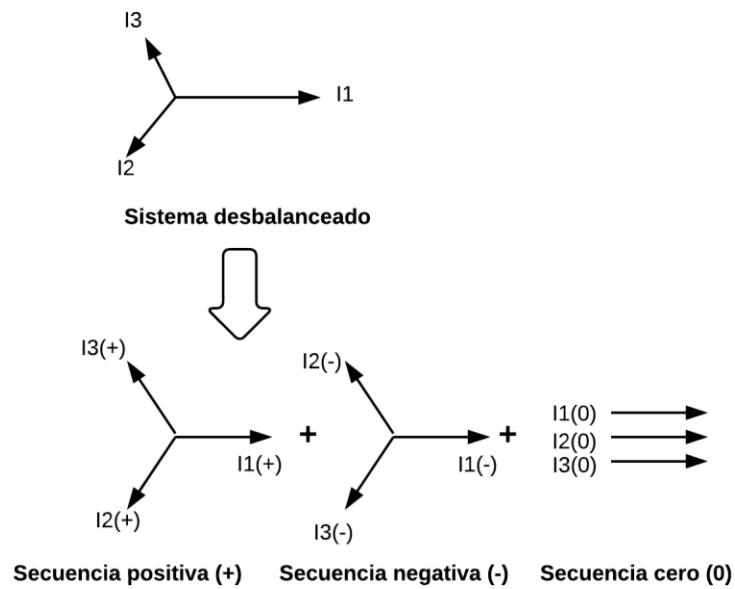
1.4 Redes de secuencia

En condiciones normales un sistema eléctrico de potencia trabaja o funciona de forma balanceada, pero cuando sucede una perturbación o una falla se convierte en un sistema desbalanceado, lo que hace que los análisis que se hacen para un sistema balanceado ya no sean válidos en uno desbalanceado[20].

Dado que el enfoque de este trabajo es realizar un cálculo del equivalente Thevenin de la red para el análisis de fallas en líneas de transmisión, se hace relevante analizar el sistema de potencia de una forma desbalanceada. Para realizar estos análisis se harán basados en el teorema de Fortescue o teorema de las componentes simétricas, el cual tiene como objetivo analizar los sistemas trifásicos desequilibrados.

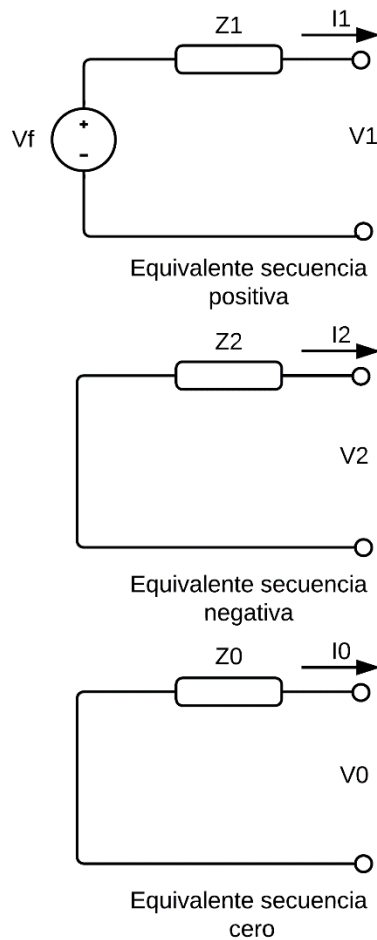
El teorema de componentes simétricas afirma que un sistema desbalanceado puede ser representado o descomponerse como la suma de dos fasores balanceados de secuencia diferente y separación angular $2\pi/3$ (secuencia positiva y negativa), más un fasor de igual magnitud y ángulo (secuencia cero) [20], ver **Figura 1-7**.

Figura 1-7: Representación vectorial de un sistema desbalanceado en redes de secuencia



El equivalente Thevenin de una red trifásica o un sistema eléctrico de potencia trifásico visto mediante redes de secuencia se representa como un equivalente monofásico, **Figura 1-8**. La red positiva se representa como una fuente de tensión más una impedancia en serie, mientras que la negativa y la cero como una impedancia sin fuente de tensión.

Figura 1-8: Equivalente Thevenin un sistema desbalanceado en redes de secuencia [20]



La simplicidad del método de redes de secuencia se basa en que mediante este método se puede realizar un análisis de una red trifásica desbalanceada mediante equivalentes monofásicos, lo que hace que sea más fácil realizar análisis en comparación con los métodos tradicionales.

1.5 Registros oscilográficos

En la actualidad el sistema eléctrico Colombiano cuenta con registradores de falla y relés de protección con el objetivo de monitorear o supervisar el comportamiento dinámico de los circuitos eléctricos y los elementos que lo componen durante perturbaciones o maniobras[21]. Una de las características que presentan los registradores de falla y relés

de protección modernos, es que permiten almacenar registros oscilográficos con las señales análogas (tensiones y corrientes) presentes en los sistemas de potencia durante fallas, y lo mejor es que no requieren de la intervención del humano para realizar esta captura de información. Esta información almacenada por los registradores de fallas y los relés, permite determinar la duración de la falla, tipo de falla (fase- tierra, fase- fase, etc), ubicación de la falla y tiempos de operación de los equipos [22], entre otras cosas.

Los registros oscilográficos se pueden almacenar en diferentes formatos, tales como PL4, formatos propios de los fabricantes, EVE y COMTRADE entre otros, pero el más extendido en el mundo es el formato COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange), el cual es un formato estandarizado bajo la norma IEEE Std C37.111-1999, el cual define un formato para los archivos que almacenan la información de señales analógicas y digitales presentes en los sistemas de potencia, permitiendo el intercambio de información sencillo que no dependa de formatos propietarios de los diferentes fabricantes de relés y registradores de fallas presentes en el mundo [23]. Utilizar los registros de falla en formato COMTRADE es una buena alternativa ya que es posible conocer a través de ellos los valores de corriente y tensión antes de la falla y posterior a la falla, valores necesarios para calcular el equivalente Thevenin de la red, visto desde los terminales de una línea de transmisión.

Dado que los registros oscilográficos en formato COMTRADE son ampliamente usados en el mundo, en este trabajo se considerará que los registros oscilográficos que se utilizarán para el cálculo de los equivalentes Thevenin estarán en formato COMTRADE y a partir de estos, se calcularán los valores RMS (magnitud y ángulo) de las señales de tensión y corriente almacenadas en el registro. Por esta razón, a continuación se explicarán brevemente los principales archivos que conforman el formato COMTRADE y la metodología que se utilizará para convertir las señales analógicas a valores analógicas.

1.5.1 Archivos que conforman el formato COMTRADE

El estándar IEEE C37.111-1999 [23], define que el formato COMTRADE está compuesto por 4 archivos; archivo de configuración, archivo de datos, archivo de encabezado y archivo de información, los cuales deben ser nombrados igual y se diferencian en la extensión del archivo y la información que contienen.

Archivo de configuración (xxxxx.CFG): Este archivo contiene la información necesaria para que el archivo de datos pueda ser interpretado, dentro de esta información se tiene la frecuencia del sistema de potencia, cantidad de canales análogos y digitales, número de muestras, frecuencia de muestreo, fechas del registro y principalmente este archivo contiene la información de configuración asociada a cada uno de los canales almacenados en el registro [23].

Archivo de datos (xxxxx.DAT): Este archivo contiene los valores de los diferentes canales que se encuentren almacenados en el registro para cada una de las muestras del mismo. Los datos almacenados en este archivo están escalado por dos contantes almacenados en el archivo de configuración (a y b) para cada uno de los canales [23].

Los dos anteriores archivos (configuración y datos), son los principales del formato COMTRADE, dado que son los archivos en los que se almacena la información de las formas de ondas del registro, y si no se cuenta con alguno de estos dos archivos no es posible extraer las señales almacenadas en el registro. Adicional a estos archivos, el formato COMTRADE contempla 2 archivos, los cuales a pesar de no ser fundamentales para extraer las señales del registro oscilográficos, brindan información adicional y útil a la hora de realizar análisis de fallas.

Archivo de encabezado (xxxxx.HDR): Este archivo es opcional el cual es creado por el dispositivo que genera el registro COMTRADE, y se puede incluir cualquier tipo de información que se considere importante, tal como ajustes del relé, localización de fallas, entre otras [23].

Archivo de información (xxxxx.INF): Este también es un archivo opcional, el cual contiene información relacionada con la visualización de los archivos en formato COMTRADE [23].

Dado que estos dos últimos tipos de archivos son opcionales en el formato COMTRADE, en este trabajo no se incluirán como información de entrada, solo se considerará que el registro en formato COMTRADE contenga los archivos de configuración y de datos.

1.5.2 Obtención de valores RMS

Teniendo claro los archivos que componen el formato COMTRADE, el siguiente paso consiste convertir la información de las señales analógicas de tensión y corriente almacenadas en los archivos de configuración y datos en valores RMS, para esto se aclara que aunque se habla de señales análogas, cuya característica es que son continuas en el tiempo, cuando estas son almacenadas por los registradores de falla y los relés de protección en el formato COMTRADE, se almacenan de manera discreta, y es por esta razón que el archivo de configuración del formato COMTRADE incluye la frecuencia de muestreo de todas las señales almacenadas en el registro.

Ahora bien, una vez aclarado que las señales de tensiones y corrientes son almacenadas en los registros oscilográficos en forma discreta, se requiere de una metodología matemática que permita obtener los valores fasoriales muestra a muestra de estas señales. Para esto, se buscó en la bibliografía relacionada con filtros digitales y se encontró que de acuerdo con la referencia [24], el cálculo de los valores fasoriales de la señales puede ser calculado utilizando un filtro Seno, un filtro Coseno o un filtro Fourier. De acuerdo con la referencia [25], luego de una evaluación de los tres filtros se concluye que el filtro con el cual se obtiene mejor desempeño es el filtro Fourier.

De acuerdo con la referencia [24], para obtener los valores fasoriales a la frecuencia fundamental de una señal muestreada para una ventana de muestras de un ciclo, se deben aplicar las siguientes ecuaciones:

$$Y_{real} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cdot \cos(k\omega_0\Delta t)$$

$$Y_{imaginario} = -\frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cdot \sen(k\omega_0\Delta t)$$

Donde K es el número de muestras por ciclo, k es el índice de la muestra del ciclo evaluado, Δt es la diferencia de tiempo entre las muestras y ω_0 es igual a $2\pi f$.

Una vez obtenidos los valores Y_{real} y $Y_{imaginario}$, los cuales son los valores picos de la componente real e imaginaria del fasor a la frecuencia del registro, se calculan la magnitud RMS y el ángulo del fasor para un grupo de muestras de un ciclo por medio de las siguientes expresiones.

$$|Y| = \frac{\sqrt{(Y_{real})^2 + (Y_{imaginario})^2}}{\sqrt{2}}$$

$$\text{Angulo de } Y = \tan^{-1} \frac{Y_{imaginario}}{Y_{real}}$$

Estas últimas ecuaciones son las utilizadas en el desarrollo de este trabajo para calcular los valores RMS de las señales de corrientes y tensiones almacenadas en los registros oscilográficos que se analizan.

2.Propuesta de metodología de cálculo automático de equivalente Thevenin

En este capítulo se definirá la metodología de cálculo a utilizar para el cálculo de los parámetros del equivalente Thevenin. Para esto, se partirá analizando en detalle tres de los métodos mencionados en el anterior capítulo. El primer método a analizar será el de mínimos cuadrados, el segundo será el método básico a partir de la red equivalente, y el tercero buscará obtener un sistema de ecuaciones que permita calcular los parámetros para el método planteado en el numeral 1.3.6 del anterior capítulo.

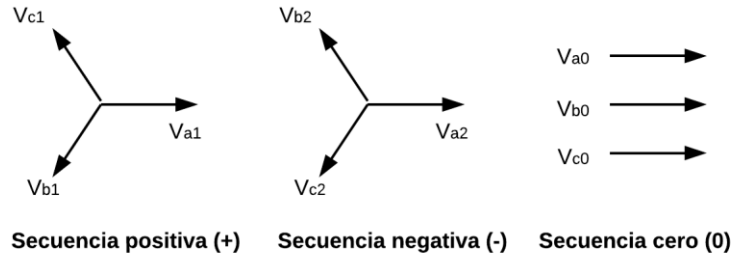
Ahora bien, lo que se analizará de cada método es como se pueden utilizar para calcular los parámetros de Thevenin para la red de secuencia positiva, negativa y cero a partir de cada del tipo de falla que se presente en la línea de transmisión de dónde provengan los archivos COMTRADE de cada extremo. Teniendo en cuenta que lo que se busca con este trabajo es calcular los parámetros Thevenin para las tres redes de secuencia de un circuito, antes de comenzar con los análisis de los métodos, primero se debe tener claridad acerca de cómo obtener los valores de corrientes y tensiones de secuencia de acuerdo con el tipo de falla presentada en la línea de transmisión.

2.1 Cálculo de corrientes y tensiones de secuencia

De acuerdo con la referencia [20], todo lo relacionado con la utilización de las componentes simétricas para el análisis de fallas en sistemas polifásicos tiene su inicio en lo publicado por C. L Fortescue en 1918, el cual indicó que cualquier sistema con un grupo de n fasores

desbalanceado se puede resolver por $n-1$ sistemas de n fasores con diferente secuencia de fases y un sistema de n fasores los cuales estuvieran en fase entre ellos. Lo anteriormente descrito se puede representar gráficamente para las tensiones de un sistema trifásico como se muestra en la **Figura 2-1**

Figura 2-1: Tensiones de secuencia positiva, negativa y cero. Modificado de [20]



Ahora bien para poder representar los valores de cada una de las fases, se suman los fasores de secuencia correspondientes a cada fase y así se obtiene el grupo de ecuaciones, a continuación se muestra el grupo de ecuaciones para el caso de las tensiones.

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\
 V_b &= V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \\
 V_c &= V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}
 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Pero dado a que:

$$\begin{aligned}
 V_{a0} &= V_{b0} = V_{c0} \\
 V_{b1} &= a^2 V_{a1} \quad \text{y} \quad V_{c1} = a V_{a1}
 \end{aligned}$$

Donde $a = 1 \angle 120^\circ$ y $a^2 = 1 \angle -120^\circ$, se puede reformular el sistema de ecuaciones 2.1 como se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Como se observa, esto es una operación matricial la cual se puede expresar como sigue:

$$V_{a,b,c} = A \cdot V_{a0,a1,a2} \quad (2.3)$$

Y al despejar las tensiones de secuencia se obtiene:

$$V_{a0,a1,a2} = A^{-1} \cdot V_{a,b,c} \quad (2.4)$$

Lo cual equivale a:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

De manera análoga sucede con las corrientes, en donde por medio de las corrientes de fases se pueden obtener las corrientes de secuencia como se ilustra en la ecuación 2.6:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Teniendo claro cómo se pueden obtener los valores de corriente y tensión de secuencia positiva, negativa y cero a partir de las corrientes y tensiones de fases, se recordará cuáles son las redes de secuencia que intervienen para los diferentes tipos de fallas, en la **Tabla 2-1** se hace un resumen del tipo de fallas con las redes de secuencia que aplican a partir de lo definido en la referencia [20].

Tabla 2-1: Redes de secuencia por tipo de falla

Tipo de falla	Red de secuencia		
	Positiva	Negativa	Cero
Monofásica a tierra	SI	SI	SI
Bifásica aislada	SI	SI	NO
Bifásica a tierra	SI	SI	SI
Trifásica	SI	NO	NO

De la tabla se concluye que para la falla bifásica aislada no se tendrán valores de tensión y corriente de secuencia cero; para la falla trifásica solo se tendrán valores de secuencia positiva, mientras que para las fallas monofásica a tierra y bifásicas a tierra se tendrá valores de tensión y corriente para las tres redes de secuencia.

En resumen, por medio de las ecuaciones 2.5 y 2.6 se pueden obtener los valores tensión y corriente de secuencia cero, positiva y negativa a partir de los valores de tensión y corriente fasoriales y por medio de lo definido en la **Tabla 2-1** se podrá saber que parámetros Thevenin se puede calcular de acuerdo con el tipo de falla almacenada en los registros oscilográficos.

2.2 Análisis del método de mínimos cuadrados y método básico a partir de la red equivalente

Estos dos métodos para el cálculo de parámetros de equivalentes de red son analizados de forma conjunta por una razón en particular, y es que a pesar que su desarrollo matemático difiere luego de que la ecuación 1.1 es obtenida, el método de mínimos cuadrados, el cual fue definido para análisis de estabilidad de sistemas de potencia, requiere de varias medidas de tensión y corriente para diferentes condiciones del sistema, pero como para este trabajo la información de entrada es un registro de falla el cual en la mayoría de los casos solo cuenta con dos estados del sistema, el estado de prefalla y el estado de falla, al final la respuesta obtenida por medio de este método, será exactamente la misma que la obtenida al utilizar el método básico a partir de la red equivalente.

Dado lo anterior, el análisis que se realizará estará basado en la formulación matemática definida en el numeral 1.3.5 con las ecuaciones 1.10 y 1.11, pero estas ecuaciones solo son válidas para calcular los valores de impedancia de secuencia positiva, por lo cual se hace necesario obtener los valores de impedancia de secuencia negativa y secuencia cero, pero los valores de tensión y corriente de secuencia negativa y cero, solo se pueden obtener durante la falla, dado que durante la prefalla solo se tiene componente de secuencia positiva.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se definen las ecuaciones para el cálculo de las tres redes de secuencia para los equivalentes a cada lado de la línea de transmisión.

$$E_{th} = \frac{\dot{V}_{F1}\dot{I}_{P1} - \dot{V}_{P1}\dot{I}_{F1}}{\dot{I}_{P1} - \dot{I}_{F1}} \quad (2.7)$$

$$Z_{th1} = \frac{\dot{V}_{F1} - \dot{V}_{P1}}{\dot{I}_{P1} - \dot{I}_{F1}} \quad (2.8)$$

$$Z_{th2} = -\frac{\dot{V}_{F2}}{\dot{I}_{F2}} \quad (2.9)$$

$$Z_{th0} = -\frac{\dot{V}_{F0}}{\dot{I}_{F0}} \quad (2.10)$$

Donde:

\dot{V}_{P1} = Tensión de secuencia positiva durante la prefalla

\dot{I}_{P1} = Corriente de secuencia positiva durante la prefalla

\dot{V}_{F1} = Tensión de secuencia positiva durante la falla

\dot{I}_{F1} = Corriente de secuencia positiva durante la falla

\dot{V}_{F2} = Tensión de secuencia negativa durante la falla

\dot{I}_{F2} = Corriente de secuencia negativa durante la falla

\dot{V}_{F0} = Tensión de secuencia cero durante la falla

\dot{I}_{F0} = Corriente de secuencia cero durante la falla

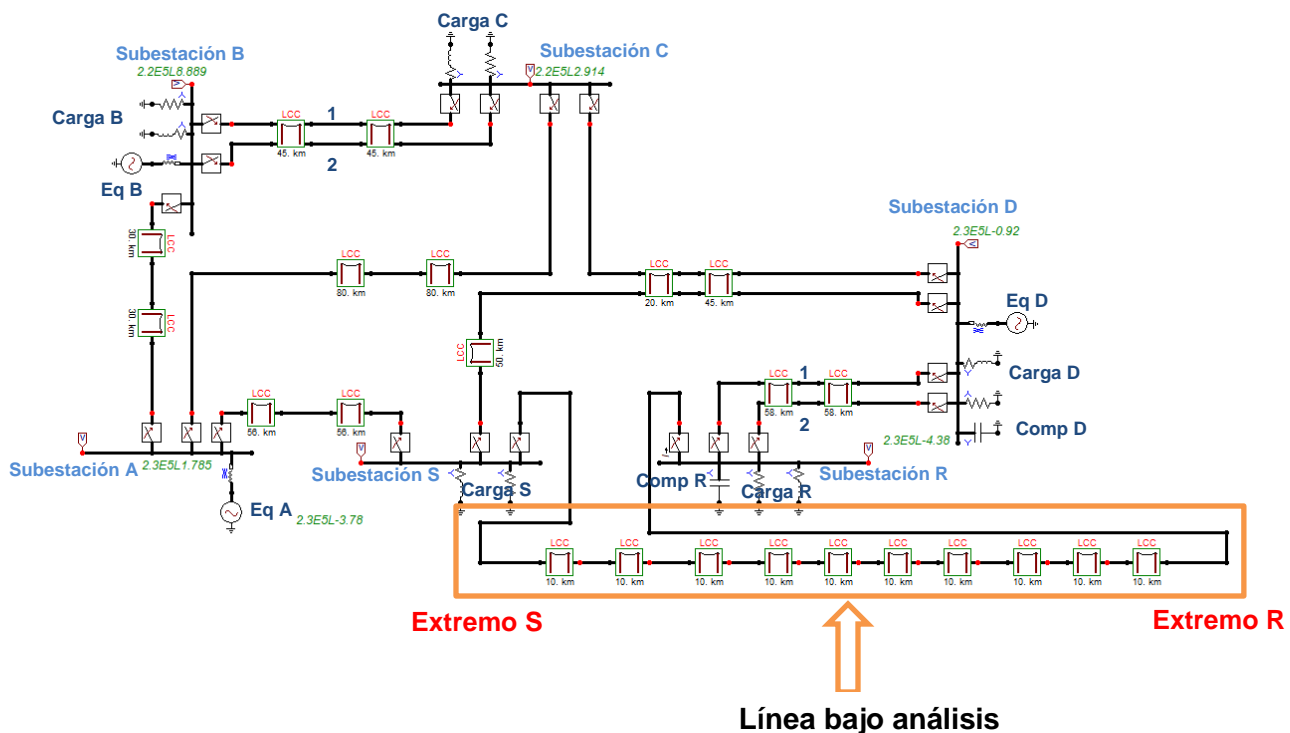
2.2.1 Pruebas del método de mínimos cuadrados y método básico a partir de la red equivalente

Una vez clara la formulación matemática definida por el método anteriormente descrito, se propuso una red de prueba a 230 kV en el programa ATPDraw, y se escogió una línea de transmisión de 100 km para realizar los análisis y generar fallas a lo largo de su longitud.

Durante la prueba, a la línea escogida a analizar se le realizaron 9 simulaciones de 9 fallas diferentes ubicadas en diferentes porcentajes de su longitud, y para cada una de las fallas simuladas se midieron los valores de tensión y corriente en cada extremo de la línea y con estos valores se procedió a calcular los parámetros de cada uno de los equivalente Thevenin visto en cada uno de los extremos de la línea, por medio del método explicado en esta sección.

Para realizar estas pruebas, se utilizó el modelo mostrado en la siguiente figura, en el cual se puede observar que la línea bajo análisis fue dividida en 10 tramos de 10 km cada uno y cada falla fue aplicada en los puntos intermedios entre tramo y tramos. En el Anexo A se detallan todos los parámetros técnicos de los elementos que componen este modelo.

Figura 2-2: Modelo de prueba de red completa propuesto en ATPDraw



Los valores de tensión y corriente durante la falla en cada extremo de la línea fallada fueron almacenados en archivos en formato PL4, los cuales son obtenidos por medio del programa ATPDraw, y con el objetivo de poder procesarlos y trabajarlos como se obtendrían durante una falla real, se procedió a convertirlos a formato COMTRADE mediante el programa Converter.exe, programa compartido por M. Ceraolo de la Universidad de Pisa.

Con los archivos en formato COMTRADE se procedió a extraer los valores de tensión y corriente durante la falla y se realizó el cálculo automático para los registros asociados a las 9 fallas, con lo cual se obtuvieron los siguientes parámetros de impedancias y fuentes Thevenin en cada extremo de la línea bajo análisis.

Tabla 2-2: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo R

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo R					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
10%	11.45	42.51	10.06	42.12	27.92	69.46
20%	11.85	43.47	10.24	43.00	27.95	69.86
30%	12.29	44.63	10.44	44.08	27.99	70.31
40%	12.80	45.94	10.64	45.32	28.01	70.82
50%	13.31	47.43	10.74	46.74	28.02	71.38
60%	14.07	49.14	11.02	48.41	28.01	72.09
70%	15.06	51.26	11.30	50.50	27.98	72.91
80%	16.16	53.76	11.46	52.98	27.83	73.97
90%	17.50	57.00	11.43	56.17	27.73	74.93
Promedio	13.83	48.35	10.81	47.70	27.94	71.75

Tabla 2-3: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo S

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo S					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
10%	19.00	74.91	24.83	74.49	71.98	101.15
20%	17.25	69.69	23.55	69.08	70.83	98.95

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo S					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
30%	15.94	65.64	22.51	64.86	69.93	97.45
40%	14.89	62.54	21.59	61.63	69.18	96.23
50%	14.05	59.92	20.81	58.87	68.49	95.28
60%	13.39	57.77	20.18	56.61	67.94	94.53
70%	12.85	56.00	19.65	54.71	67.47	93.87
80%	12.35	54.50	19.16	53.13	67.06	93.32
90%	11.95	53.13	18.72	51.65	66.70	92.89
Promedio	14.63	61.57	21.22	60.56	68.84	95.96

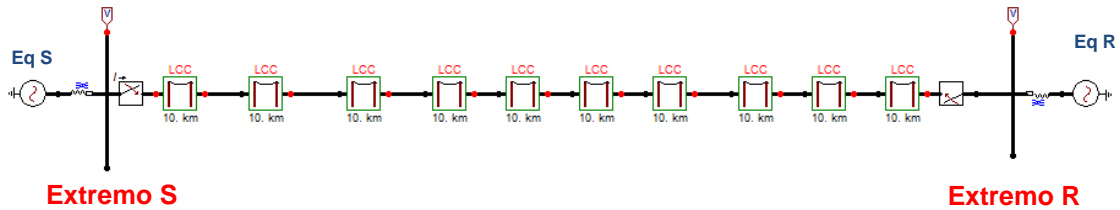
Tabla 2-4: Fuentes de tensión equivalente Thevenin

Ubicación falla	Fuente de secuencia positiva extremo S		Fuente de secuencia positiva extremo R	
	Magnitud [V]	[Ángulo] [°]	Magnitud [V]	[Ángulo] [°]
10%	129957.843	4.38445884	136056.213	1.54133607
20%	129904.416	4.40995842	135971.487	1.62502673
30%	129840.139	4.43933492	135904.189	1.689376
40%	129767.707	4.47271519	135854.259	1.73902572
50%	129682.769	4.50860414	135811.688	1.78041407
60%	129591.431	4.55529062	135774.628	1.81461672
70%	129479.716	4.61539014	135744.959	1.84275931
80%	129346.048	4.68303273	135720.547	1.86689721
90%	129170.366	4.76907278	135697.398	1.88813027
Promedio	129637.83	4.53753975	135837.263	1.7541758

Como se puede observar en las tablas anteriores, los valores de los parámetros de las impedancias y fuentes obtenidas para cada una de las fallas, no permanecen constantes, por el contrario, aumentan o disminuyen sus valores en la medida que la falla se aleja o acerca a cada extremo, por lo cual se calculó un promedio de los valores presentados en las tres tablas anteriores y estos se utilizaron para realizar las pruebas del modelo.

Una vez calculados los valores de los parámetros del equivalente Thevenin, visto en cada uno de los extremos de la línea fallada, se procedió a modelar la línea con los equivalentes como un modelo simplificado como el mostrado en la siguiente figura.

Figura 2-3: Modelo de prueba propuesto equivalente Thevenin en ATPDraw



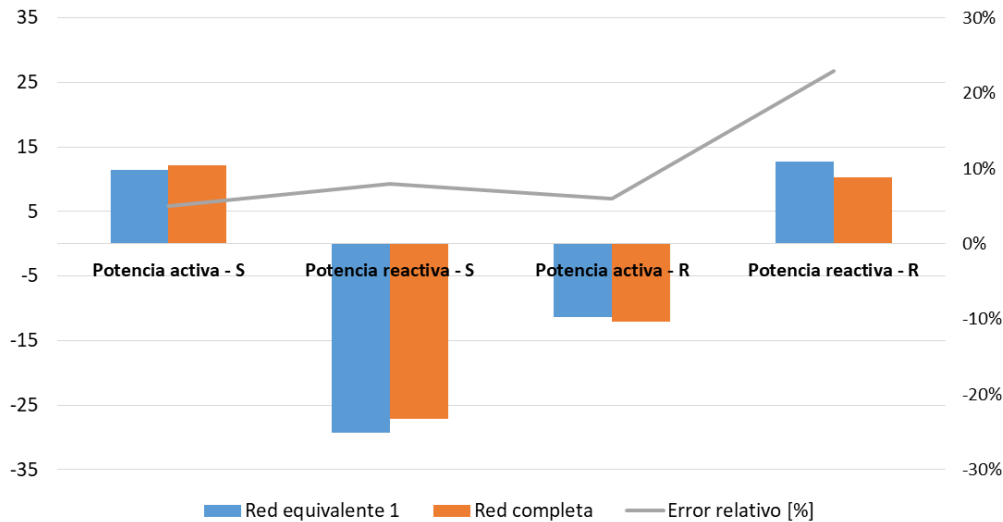
La línea de transmisión bajo análisis se modela en detalle y se le adicionan los equivalentes Thevenin en cada extremo y una vez modelado el sistema de manera simplificada, nuevamente se simulan las mismas nueve fallas mencionadas anteriormente, y se comparan los resultados.

La primera medida que se comparó fue la de potencia (activa y reactiva) durante la prefalla, por lo cual, en la siguiente tabla se puede observar que el error relativo que se presenta al utilizar el modelo equivalente llega a valores del 23%, pero al observar el error absoluto, este es inferior a un megavatio para la potencia activa y a 3 MW en la potencia reactiva.

Tabla 2-5: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente

Caso	Extremo S		Extremo R	
	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [Mvar]	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [Mvar]
Red equivalente 1	11.45	-29.26	-11.37	12.66
Red completa	12.12	-27.11	-12.04	10.30
Error Absoluto	0.66	2.15	0.67	2.36
Error relativo [%]	5%	8%	6%	23%

Figura 2-4: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente vs error relativo



Dado que el objetivo de este trabajo es obtener un equivalente para el análisis de fallas, a continuación se realizarán comparaciones de los valores de tensiones y corrientes durante la falla para el modelo completo de la red y el modelo equivalente, con el fin de verificar como es el desempeño del modelo equivalente obtenido por medio del método bajo análisis en esta sección.

De acuerdo con lo anterior, en las tablas **Tabla 2-6** y **Tabla 2-7** se muestra la comparación entre las magnitudes de las corrientes de falla, en las tablas **Tabla 2-8** y **Tabla 2-9** se muestra la comparación entre las magnitudes de las tensiones de falla y en las tablas **Tabla 2-10** y **Tabla 2-11** se muestra la comparación entre la diferencia angular tensión-corriente de falla, lo anterior para ambos extremos de la línea de transmisión.

A partir de este punto cuando se haga referencia a los resultados de este método, se hará referencia a la red equivalente 1, con el fin de diferenciarlo del método 2 el cual se explicará posteriormente y el cual llamaremos red equivalente 2.

Tabla 2-6: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Corriente de falla extremo S [A]			
	Red completa	Red equivalente 1	Error absoluto	Error relativo
10%	2081.79	1882.83	198.95	9.6%
20%	1819.61	1681.68	137.92	7.6%
30%	1612.68	1517.25	95.43	5.9%
40%	1444.95	1387.15	57.80	4.0%
50%	1305.97	1277.17	28.79	2.2%
60%	1188.39	1183.96	4.43	0.4%
70%	1087.12	1104.38	17.27	1.6%
80%	997.89	1035.54	37.65	3.8%
90%	918.29	977.00	58.71	6.4%

Figura 2-5: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo

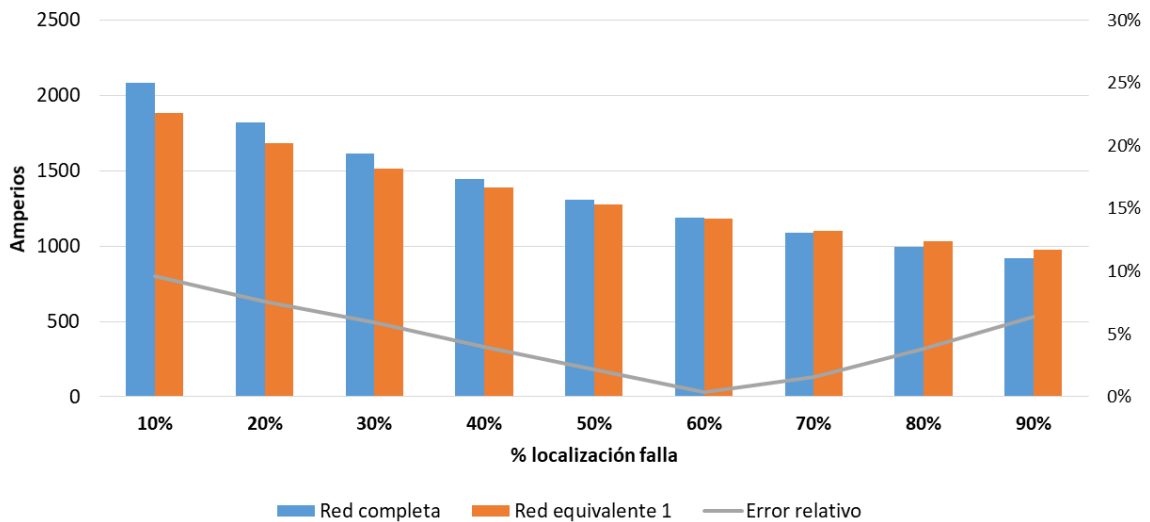
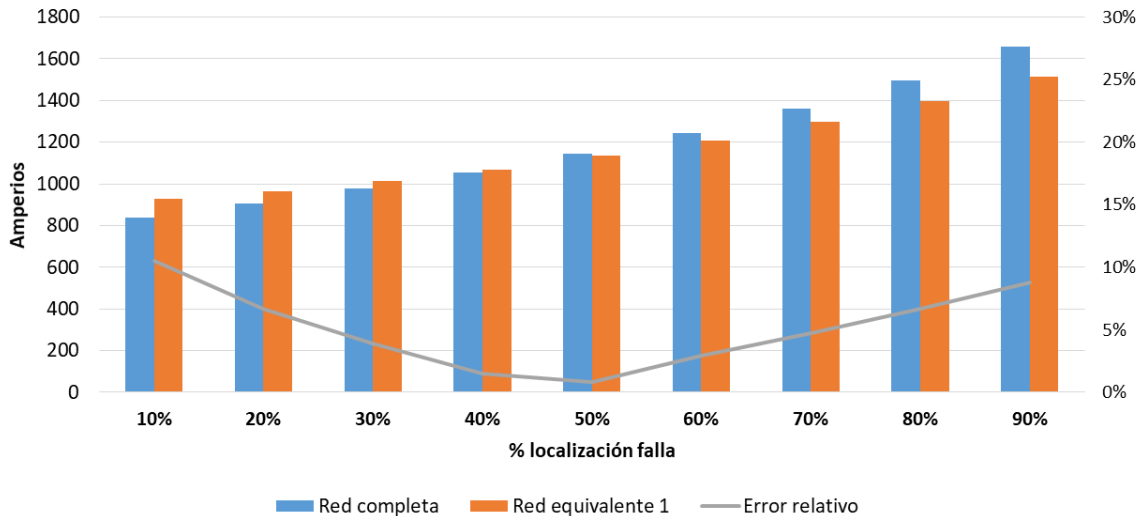


Tabla 2-7: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Corriente de falla extremo R [A]			
	Red completa	Red equivalente 1	Error absoluto	Error relativo
10%	837.79	926.05	88.26	10.5%
20%	904.58	965.64	61.06	6.7%
30%	976.30	1014.24	37.94	3.9%
40%	1054.50	1069.89	15.39	1.5%
50%	1143.35	1134.06	9.29	0.8%
60%	1243.93	1207.78	36.15	2.9%
70%	1360.02	1296.05	63.97	4.7%
80%	1496.17	1395.21	100.97	6.7%
90%	1660.31	1514.65	145.66	8.8%

Figura 2-6: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo



En las tablas **Tabla 2-6** y **Tabla 2-7** se observa que los errores en las corrientes de falla alcanzan errores del 10% y específicamente se nota que en la medida que la falla se acerca al inicio o al final de la línea los errores son mayores, mientras que el menor porcentaje de error se presenta cuando la falla se ubica en la mitad de la línea. Lo anterior se debe a que los valores de los parámetros equivalentes Thevenin utilizados en el modelo equivalente son muy similares a los parámetros obtenidos con los registros de una falla en la mitad de la línea de transmisión.

Por otro lado, cuando se analizan los resultados obtenidos para las tensiones en ambos extremos de la línea durante la falla, por medio de las tablas **Tabla 2-8** y **Tabla 2-9**, se observa que los errores son inferiores al 10%, excepto para dos casos particulares (cuando la falla se ubica al 30% y 70%). El aumento significativo en el error es ocasionado porque el transitorio que se presenta en la tensión al momento de insertar la falla en la simulación no se ha amortiguado totalmente cuando se realiza la medición.

Tabla 2-8: Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Tensión de falla extremo S [V]			
	Red completa	Red equivalente 1	Error absoluto	Error relativo
10%	17024.61	15731.08	1293.53	7.6%
20%	29788.21	27256.55	2531.66	8.5%
30%	39614.97	33411.67	6203.30	15.7%
40%	47403.30	42957.50	4445.79	9.4%
50%	53702.64	52598.12	1104.51	2.1%
60%	58755.78	61364.76	2608.98	4.4%
70%	62779.11	63995.27	1216.15	1.9%
80%	66053.58	65858.63	194.96	0.3%
90%	68605.94	70148.95	1543.01	2.2%

Figura 2-7: Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo

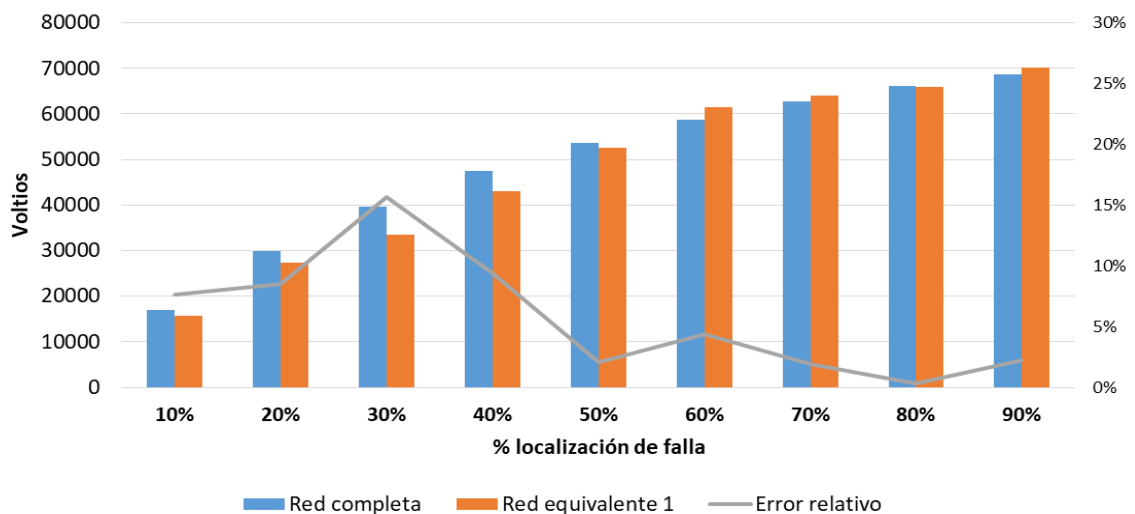
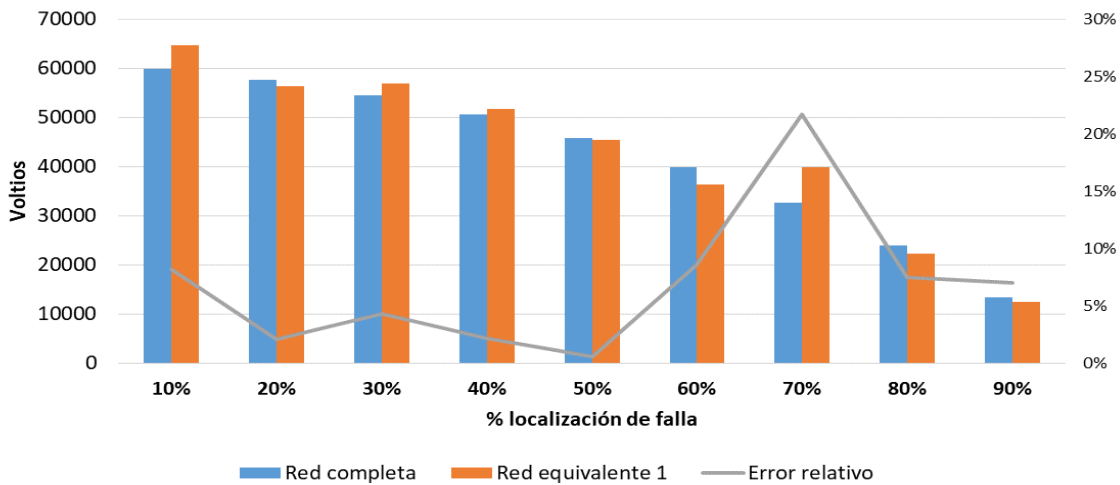


Tabla 2-9: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Tensión de falla extremo R [V]			
	Red completa	Red equivalente 1	Error absoluto	Error relativo
10%	59881.33	64762.99	4881.66	8.2%
20%	57622.12	56398.53	1223.59	2.1%
30%	54541.74	56876.59	2334.86	4.3%
40%	50603.48	51725.43	1121.95	2.2%
50%	45769.90	45482.75	287.15	0.6%
60%	39876.63	36428.97	3447.66	8.6%
70%	32732.93	39834.48	7101.54	21.7%
80%	24027.93	22225.35	1802.58	7.5%
90%	13339.27	12403.47	935.80	7.0%

Figura 2-8: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo



Finalmente, también se verificaron las diferencias angulares entre las tensiones y las corrientes de fallas para ambos modelos, tablas **Tabla 2-10** y **Tabla 2-11**. En esta comparación se observa que los errores tampoco superan el 10%, pero solo 3 de los casos para cada extremo el error supera el 1%.

Tabla 2-10: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S

Localización falla	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S [°]							
	Red completa			Red equivalente 1			Error Absoluto	Error relativo
	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I		
10%	9.10	-68.00	77.10	16.54	-59.79	76.34	0.76	1.0%
20%	8.49	-68.43	76.92	16.52	-60.24	76.75	0.17	0.2%
30%	7.98	-68.71	76.69	16.19	-60.54	76.72	0.03	0.0%
40%	7.55	-68.89	76.44	19.52	-60.71	80.23	3.79	5.0%
50%	7.09	-69.00	76.08	14.58	-60.86	75.43	0.65	0.9%
60%	6.82	-69.02	75.84	10.81	-60.95	71.77	4.07	5.4%
70%	6.51	-68.93	75.44	14.37	-60.90	75.26	0.17	0.2%
80%	6.17	-68.84	75.01	10.95	-60.78	71.73	3.27	4.4%
90%	5.79	-68.70	74.49	13.70	-60.64	74.34	0.15	0.2%

Figura 2-9: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S vs error relativo

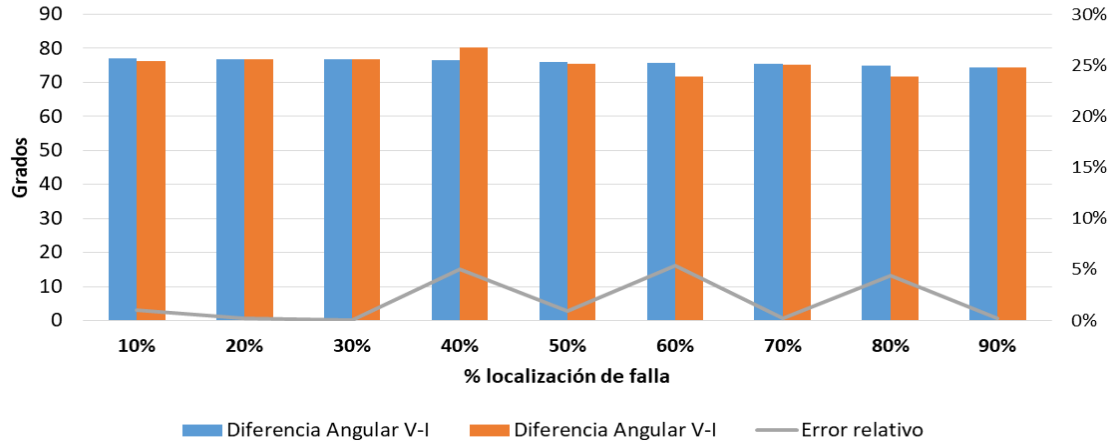
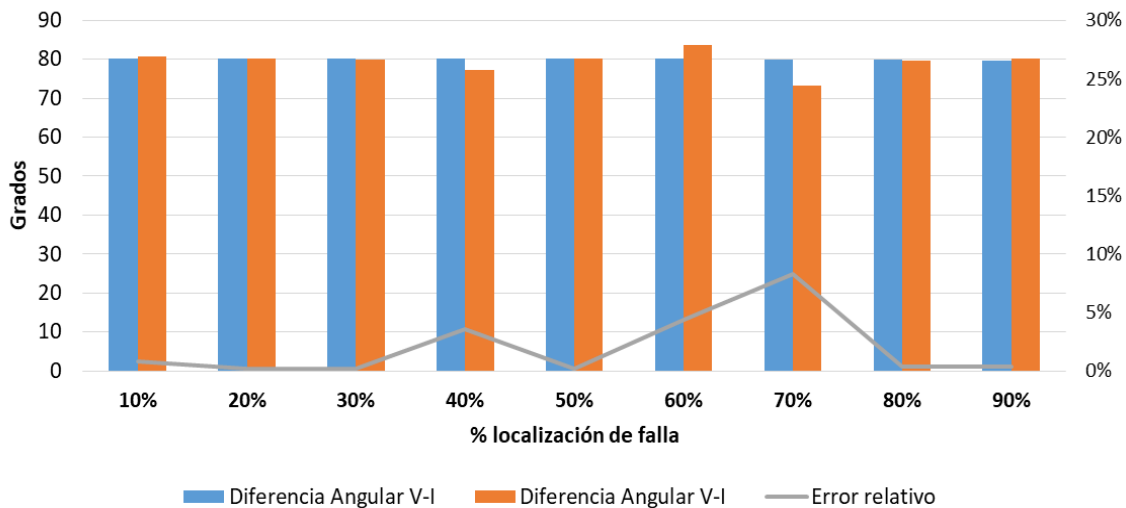


Tabla 2-11: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R

Localización falla	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo r [°]							Error Absoluto	Error relativo
	Red completa			Red equivalente 1					
	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I			
10%	9.26	-70.85	80.11	15.63	-65.15	80.78	0.67	0.8%	
20%	9.75	-70.40	80.15	15.65	-64.65	80.30	0.15	0.2%	
30%	10.26	-69.88	80.14	15.89	-64.08	79.97	0.17	0.2%	
40%	10.81	-69.33	80.14	13.81	-63.48	77.29	2.85	3.6%	
50%	11.41	-68.68	80.09	17.46	-62.76	80.22	0.12	0.2%	
60%	12.12	-67.92	80.04	21.61	-61.98	83.59	3.55	4.4%	
70%	12.95	-67.02	79.97	12.11	-61.19	73.29	6.67	8.3%	
80%	13.91	-65.99	79.89	19.40	-60.17	79.57	0.32	0.4%	
90%	15.03	-64.73	79.76	21.04	-59.04	80.08	0.32	0.4%	

Figura 2-10: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R vs error relativo

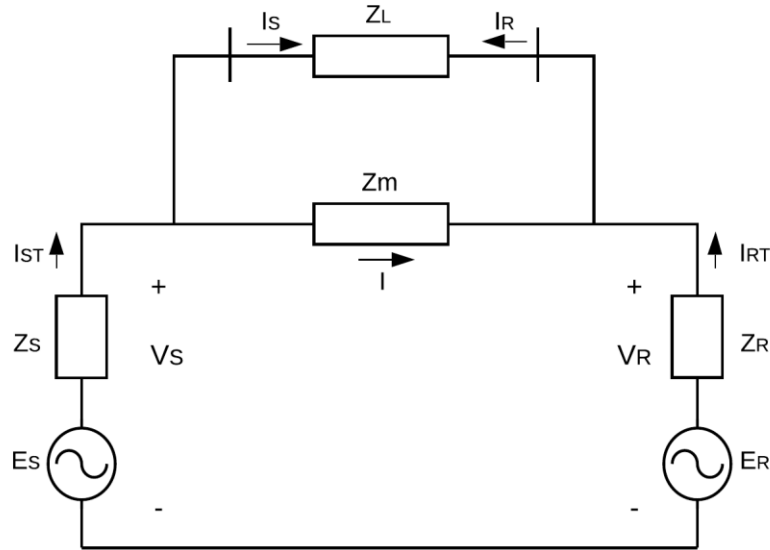
En conclusión, de los resultados obtenidos de las comparaciones realizadas, se observa que los errores entre la red completa y modelo de red equivalente presenta valores que alcanzan hasta el 10%, y de la revisión general de la metodología utilizada y de la información de entrada para el cálculo de los equivalentes Thevenin se pudo identificar que los errores presentados están asociados a dos temas particulares, el primero es que los parámetros equivalentes Thevenin utilizados en el modelo equivalente se calcularon a

partir del promedio de los valores de tensión y corriente de 9 fallas ubicadas en diferentes puntos de la línea, lo cual hace que el modelo equivalente tienda a tener menores errores en fallas cercanas al 50% de la línea de transmisión. El segundo tema, radica en errores puntuales (15.7% y 21.7%) que se logran observar en las tablas **Tabla 2-8** y **Tabla 2-9**, para estos casos se revisaron los registros generados para el modelo equivalente y se identificó que el error es ocasionado porque el transitorio que se presenta en la tensión al momento de insertar la falla en la simulación no se ha amortiguado totalmente cuando se realiza la medición, lo cual ocasiona que se presenten diferencias entre el modelo completo y el modelo equivalente.

De manera general, se puede decir que el método analizado en este numeral presenta buen desempeño con errores bastante bajos, pero que todo dependerá del punto de ubicación de la falla que se utiliza para realizar el cálculo de los parámetros, es decir, si los registros utilizados para el cálculo de los parámetros son de una falla ubicada en un extremo de la línea, y el análisis que se realiza con el modelo equivalente es con una falla en el extremo opuesto, es posible que el error pueda incrementarse, por lo cual se recomienda realizar diferentes cálculos de parámetros equivalentes para falla ubicadas en diferentes puntos de la línea bajo análisis, que permitan estimar un rango en el que se muevan los valores de impedancia equivalente, permitiendo así una mejor estimación de los parámetros Thevenin.

2.3 Análisis del método a partir del sistema equivalente para estudios de protecciones

Este método resulta más complejo que el anterior, debido a que para la red de secuencia positiva presenta 5 incógnitas, una más que el método anterior, y además relaciona las corrientes y tensiones de ambos extremos a través de una impedancia que trata de emular el equivalente de la red que interactúa con la línea de transmisión bajo análisis. Teniendo esto claro, a continuación se mostrará el desarrollo matemático para el cálculo de los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero utilizando el equivalente planteado en este método, para lo cual se partirá de la siguiente figura.

Figura 2-11: Red de secuencia positiva [19]

A partir de la figura anterior, se define V_S en el extremo S como:

$$V_S = -Z_S I_{ST} + E_S \quad (2.11)$$

Y I_{ST} de la siguiente forma:

$$I_{ST} = I_S + \left(\frac{V_S - V_R}{Z_M} \right) \quad (2.12)$$

Reemplazando I_{ST} en V_S ,

$$V_S = -Z_S \left[I_S + \left(\frac{V_S - V_R}{Z_M} \right) \right] + E_S$$

$$V_S = -\frac{Z_S}{Z_M} [I_S Z_M + V_S - V_R] + E_S$$

Y despejando E_S ,

$$E_S = V_S Z_M + Z_S [I_S Z_M + V_S - V_R] \quad (2.13)$$

Ahora, se considera que E_S , Z_S y Z_M son iguales en los instantes de prefalla (p), falla (f) y posfalla (Pf), por lo tanto con la ecuación 2.13 y los valores de tensión y corriente medidos en ambos extremos de la línea es posible obtener un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas el cual se muestra a continuación:

Ecuación con valores de prefalla $E_S = V_{Sp}Z_M + Z_S[I_{Sp}Z_M + V_{Sp} - V_{Rp}]$ (2.14)

Ecuación con valores de falla $E_S = V_{Sf}Z_M + Z_S[I_{Sf}Z_M + V_{Sf} - V_{Rf}]$ (2.15)

Ecuación con valores de posfalla $E_S = V_{SPf}Z_M + Z_S[I_{SPf}Z_M + V_{SPf} - V_{RPf}]$ (2.16)

Se aclara que los valores de tensiones de posfalla son medidos en la barra y no en la línea, lo anterior debido a que si se toman las tensiones de línea, luego de un disparo tripolar estas tensiones serán iguales a cero.

Continuando con el desarrollo matemático, a continuación si se iguala E_S en las ecuaciones 2.14 y 2.16, se tiene que:

$$V_{Sp}Z_M + Z_S I_{Sp}Z_M + Z_S(V_{Sp} - V_{Rp}) = V_{SPf}Z_M + Z_S I_{SPf}Z_M + Z_S(V_{SPf} - V_{RPf})$$

$$Z_M(V_{Sp} + Z_S I_{Sp} - V_{SPf} - Z_S I_{SPf}) = Z_S(V_{SPf} - V_{RPf} - V_{Sp} + V_{Rp})$$

Y despejando Z_M ,

$$Z_M = \frac{Z_S(V_{SPf} - V_{RPf} - V_{Sp} + V_{Rp})}{Z_S(I_{Sp} - I_{SPf}) + (V_{Sp} - V_{SPf})} \quad (2.17)$$

Escribiendo Z_M de manera sencilla se tiene que,

$$Z_M = \frac{AZ_S}{BZ_S + C} \quad (2.18)$$

Donde,

$$A = (V_{SPf} - V_{RPf} - V_{Sp} + V_{Rp})$$

$$B = (I_{Sp} - I_{SPf})$$

$$C = (V_{Sp} - V_{SPf})$$

De las ecuaciones 2.14 y 2.15 se despeja la incógnita Z_M y se igualan ambas ecuaciones con el fin de obtener una ecuación para E_S en función de Z_S , esto es:

$$\frac{Z_S(V_{Rp} - V_{Sp})}{V_{Sp} + Z_S I_{Sp} - E_S} = \frac{Z_S(V_{Rf} - V_{Sf})}{V_{Sf} + Z_S I_{Sf} - E_S}$$

$$(V_{Rp} - V_{Sp})(V_{Sf} + Z_S I_{Sf} - E_S) = (V_{Rf} - V_{Sf})(V_{Sp} + Z_S I_{Sp} - E_S)$$

$$E_S(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf}) = (V_{Rp} - V_{Sp})(V_{Sf} + Z_S I_{Sf}) - (V_{Rf} - V_{Sf})(V_{Sp} + Z_S I_{Sp})$$

$$E_S(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf}) = Z_S[(V_{Rp} - V_{Sp})I_{Sf} - (V_{Rf} - V_{Sf})I_{Sp}] + (V_{Rp} - V_{Sp})V_{Sf} - (V_{Rf} - V_{Sf})V_{Sp}$$

$$E_S(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf}) = Z_S[(V_{Rp} - V_{Sp})I_{Sf} - (V_{Rf} - V_{Sf})I_{Sp}] + V_{Rp}V_{Sf} - V_{Rf}V_{Sp}$$

$$E_S = Z_S \frac{[(V_{Rp} - V_{Sp})I_{Sf} - (V_{Rf} - V_{Sf})I_{Sp}]}{(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf})} + \frac{V_{Rp}V_{Sf} - V_{Rf}V_{Sp}}{(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf})}$$

Al igual como se hizo con el sistema de ecuaciones anterior, para facilidad en el manejo de ecuaciones, se reemplazan los términos constantes, por lo cual la ecuación se reescribe de la siguiente manera:

$$E_S = Z_S D + E \quad (2.19)$$

Donde:

$$D = \frac{[(V_{Rp} - V_{Sp})I_{Sf} - (V_{Rf} - V_{Sf})I_{Sp}]}{(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf})}$$

$$E = \frac{V_{Rp}V_{Sf} - V_{Rf}V_{Sp}}{(V_{Rp} - V_{Sp} - V_{Rf} + V_{Sf})}$$

A continuación se reemplazan las ecuaciones 2.18 y 2.19 en la ecuación 2.15, para lo cual antes se reescribe esta última ecuación de la siguiente manera:

$$Z_M = \frac{Z_S(V_{Rf} - V_{Sf})}{V_{Sf} + Z_S I_{Sf} - E_S} \quad (2.20)$$

$$\frac{AZ_S}{BZ_S + C} = \frac{Z_S(V_{Rf} - V_{Sf})}{V_{Sf} + Z_S I_{Sf} - Z_S D - E}$$

A continuación se despeja Z_S y se obtiene,

$$Z_S = \frac{C(V_{Rf}-V_{Sf})+A(E-V_{Sf})}{A(I_{Sf}-D)+B(V_{Sf}-V_{Rf})} \quad (2.21)$$

Una vez obtenido el valor de Z_S en función de las tensiones y corrientes, esta se reemplaza en la ecuación 2.19 para obtener E_S .

Este mismo procedimiento se realiza de forma análoga en el otro extremo de la red con el fin de obtener Z_R y E_R , en donde:

$$Z_M = \frac{Z_R(V_{RPf} - V_{SPf} - V_{Rp} + V_{Sp})}{Z_R(I_{Rp} - I_{RPf}) + (V_{Rp} - V_{RPf})}$$

$$Z_M = \frac{Z_R A'}{Z_R B' + C'} \quad (2.22)$$

Donde:

$$A' = V_{RPf} - V_{SPf} - V_{Rp} + V_{Sp}$$

$$B' = I_{Rp} - I_{RPf}$$

$$C' = V_{Rp} - V_{RPf}$$

Y por otro lado:

$$E_R = Z_R \frac{[(V_{Sp} - V_{Rp})I_{Rf} - (V_{Sf} - V_{Rf})I_{Rp}]}{(V_{Sp} - V_{Rp} - V_{Sf} + V_{Rf})} + \frac{V_{Sp}V_{Rf} - V_{Sf}V_{Rp}}{(V_{Sp} - V_{Rp} - V_{Sf} + V_{Rf})}$$

$$E_R = Z_R D' + E' \quad (2.23)$$

Donde:

$$D' = \frac{[(V_{Sp} - V_{Rp})I_{Rf} - (V_{Sf} - V_{Rf})I_{Rp}]}{(V_{Sp} - V_{Rp} - V_{Sf} + V_{Rf})}$$

$$E' = \frac{V_{Sp}V_{Rf} - V_{Sf}V_{Rp}}{(V_{Sp} - V_{Rp} - V_{Sf} + V_{Rf})}$$

Obteniéndose que:

$$Z_R = \frac{C'(V_{Sf}-V_{Rf})+A'(E'-V_{Rf})}{A'(I_{Rf}-D')+B'(V_{Rf}-V_{Sf})} \quad (2.24)$$

Una vez obtenido el valor de Z_R en función de las tensiones y corrientes, esta se reemplaza en la ecuación 2.22 para obtener E_R .

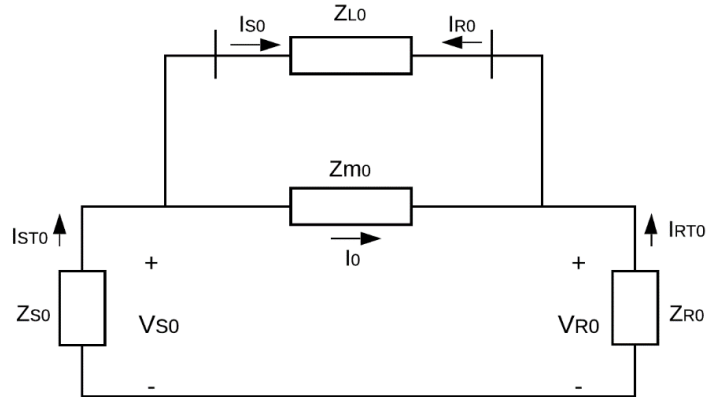
Dado que el valor de Z_M se puede obtener por medio de las ecuaciones 2.18 y 2.22 y como se puede observar en estas ecuaciones el valor de I_R e I_S respectivamente no se encuentran incluidos dentro de los términos de dichas ecuaciones, lo cual hace que el valor de Z_M obtenido por medio de cada una de las ecuaciones no sea exactamente el mismo, por lo cual se propone realizar un promedio de los resultados de Z_M con el fin de obtener un resultado en proporción a ambos extremos de la red. Esta propuesta se verificará más adelante en las pruebas que se le realizará al modelo.

Para los parámetros de secuencia negativa, se asumirán iguales a los calculados para la red de secuencia positiva, pero sin tener en cuenta las fuentes de tensión. Este supuesto fue tomado de la referencia [20], en donde también se aplica el mismo criterio, dado que para líneas de transmisión los parámetros de secuencia positiva son iguales a los de secuencia negativa.

Al igual que para el cálculo de los parámetros de la red de secuencia positiva, para el cálculo de la red de secuencia cero es necesario contar con más de un grupo de medidas de corrientes y tensiones en ambos extremos de la línea de transmisión bajo análisis, los cuales permitan obtener un sistema de tres ecuaciones y así poder calcular las tres impedancias asociadas a esta red (Z_{S0} , Z_{M0} y Z_{R0}). Dado lo anterior, se propone utilizar las medidas en el instante de falla y en el instante de posfalla, pero como es sabido, si la falla es despejada de forma tripolar no se podrán obtener valores de tensión y corriente de secuencia cero, por lo cual solo se podrá realizar un cálculo de la red de secuencia cero si posterior a la falla se presenta un disparo monopolar en ambos extremos del circuito, lo cual permita obtener tensiones y corrientes de secuencia cero. Teniendo esto claro a continuación se muestra el desarrollo matemático planteado para calcular los parámetros de la red de secuencia cero.

Para la red de secuencia cero se partirá del modelo mostrado en la **Figura 2-12**.

Figura 2-12: Red de secuencia cero



A partir de la red anterior se pueden obtener las siguientes expresiones:

$$Z_{M0} = \frac{Z_{S0}(V_{R0} - V_{S0})}{V_{S0} + Z_{S0}I_{S0}} \quad (2.25)$$

$$Z_{M0} = \frac{Z_{R0}(V_{S0} - V_{R0})}{V_{R0} + Z_{R0}I_{R0}} \quad (2.26)$$

Igualando en falla y posfalla

$$\frac{Z_{S0}(V_{R0f} - V_{S0f})}{V_{S0f} + Z_{S0}I_{S0f}} = \frac{Z_{S0}(V_{R0Pf} - V_{S0Pf})}{V_{S0Pf} + Z_{S0}I_{S0Pf}}$$

$$(V_{R0f} - V_{S0f})(V_{S0Pf} + Z_{S0}I_{S0Pf}) = (V_{R0Pf} - V_{S0Pf})(V_{S0f} + Z_{S0}I_{S0f})$$

Despejando Z_{S0} ,

$$Z_{S0} = \frac{V_{S0f}V_{R0Pf} - V_{R0f}V_{S0Pf}}{I_{S0Pf}(V_{R0f} - V_{S0f}) - I_{S0f}(V_{R0Pf} - V_{S0Pf})} \quad (2.27)$$

De manera análoga se despeja Z_{R0} ,

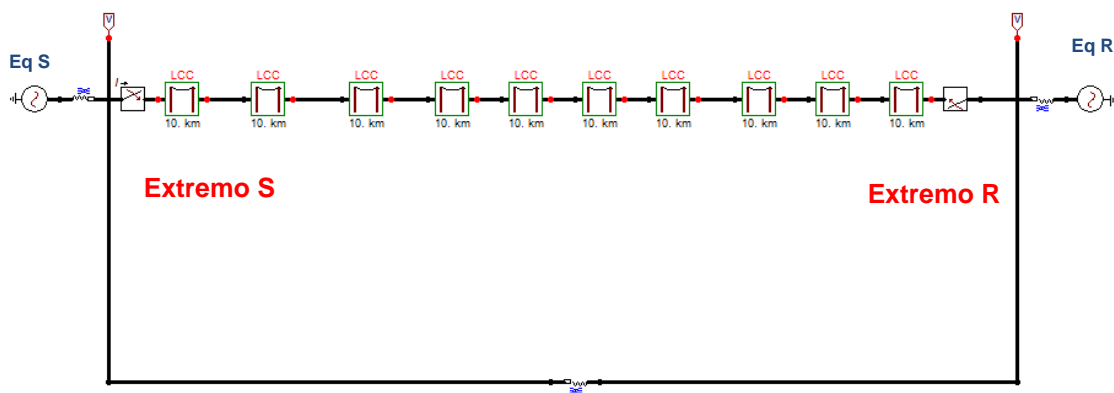
$$Z_{R0} = \frac{V_{R0f}V_{S0Pf} - V_{S0f}V_{R0Pf}}{I_{R0Pf}(V_{S0f} - V_{R0f}) - I_{R0f}(V_{S0Pf} - V_{R0Pf})} \quad (2.28)$$

El valor de Z_{M0} se calcula a partir de las ecuaciones 2.25 y 2.26.

2.3.1 Pruebas del método a partir del sistema equivalente para estudios de protecciones

Para realizar las prueba a este método de cálculo de parámetros equivalentes Thevenin, se aplicará la misma metodología utilizada con el método anterior (Ver numeral 2.2.1), con la diferencia que ahora el modelo simplificado a utilizar es el presentado en la **Figura 2-13**, cuya única diferencia con el modelo de la **Figura 2-3**, es una impedancia entre las barras de los extremos S y R.

Figura 2-13: Modelo de prueba propuesto equivalente Thevenin en ATPDraw



Igual que con el método anterior, se simularon 9 fallas en el modelo ilustrado en la **Figura 2-2** y los valores de tensión y corriente durante la falla en cada extremo de la línea fallada fueron almacenados en archivos en formato PL4 y posteriormente convertidos a formato COMTRADE. Una vez se tienen los archivos en formato COMTRADE, se procede a realizar el cálculo de las impedancias y fuentes Thevenin utilizando la formulación matemática antes descrita en esta sección y cuyos resultados se muestran en las tablas **Tabla 2-12**, **Tabla 2-13**, **Tabla 2-14** y **Tabla 2-15**

Tabla 2-12: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo S

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo S					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
10%	13.35	46.53	13.35	46.53	22.67	85.42
20%	13.35	46.32	13.35	46.32	24.49	79.32
30%	13.25	46.39	13.25	46.39	26.08	74.61

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo S					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
40%	13.20	46.35	13.20	46.35	25.54	71.02
50%	13.00	46.32	13.00	46.32	25.44	67.86
60%	12.94	46.24	12.94	46.24	24.36	66.24
70%	13.07	46.22	13.07	46.22	23.65	64.49
80%	12.98	46.23	12.98	46.23	23.56	62.97
90%	12.81	46.31	12.81	46.31	23.59	61.33

Tabla 2-13: Impedancias equivalentes Thevenin del extremo R

Ubicación falla	Impedancia equivalente del extremo R					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
10%	14.31	62.22	14.31	62.22	49.09	58.04
20%	14.27	62.11	14.27	62.11	56.53	68.22
30%	14.30	61.82	14.30	61.82	65.80	79.36
40%	14.28	61.75	14.28	61.75	77.56	88.96
50%	14.30	61.55	14.30	61.55	92.32	97.24
60%	14.34	61.47	14.34	61.47	106.53	102.65
70%	14.49	61.25	14.49	61.25	123.38	108.32
80%	14.59	60.90	14.59	60.90	147.29	110.52
90%	14.54	60.85	14.54	60.85	165.77	109.26

Tabla 2-14: Impedancias equivalentes Thevenin entre los extremos S y R

Ubicación falla	Impedancia equivalente entre los extremos S y R					
	Secuencia Positiva [Ω]		Secuencia Negativa [Ω]		Secuencia Cero [Ω]	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag
10%	14.41	149.70	14.41	149.70	73.22	124.05
20%	12.28	151.89	12.28	151.89	68.04	132.42
30%	14.23	150.62	14.23	150.62	51.87	155.72
40%	10.00	152.16	10.00	152.16	66.90	166.17
50%	15.50	151.61	15.50	151.61	61.34	171.95
60%	12.88	150.54	12.88	150.54	53.10	199.38
70%	12.61	151.92	12.61	151.92	58.27	213.69
80%	10.56	155.27	10.56	155.27	64.57	224.78
90%	11.95	153.89	11.95	153.89	71.88	246.53

Tabla 2-15: Fuentes de tensión equivalente Thevenin

Ubicación falla	Fuente de secuencia positiva extremo S		Fuente de secuencia positiva extremo R	
	Magnitud [V]	[Ángulo] [°]	Magnitud [V]	[Ángulo] [°]
10%	129957.84	4.38	136056.21	1.54
20%	129904.42	4.41	135971.49	1.63
30%	129840.14	4.44	135904.19	1.69
40%	129767.71	4.47	135854.26	1.74
50%	129682.77	4.51	135811.69	1.78
60%	129591.43	4.56	135774.63	1.81
70%	129479.72	4.62	135744.96	1.84
80%	129346.05	4.68	135720.55	1.87
90%	129170.37	4.77	135697.40	1.89

En las tablas **Tabla 2-12**, **Tabla 2-13**, **Tabla 2-14** y **Tabla 2-15**, se puede observar que los parámetros de secuencia positiva y negativa (los cuales son iguales, de acuerdo con lo explicado anteriormente en este capítulo) para las impedancias equivalentes de los extremos S y R y la impedancia entre los mismo extremos, presentan muy poca variación a pesar que la falla se simula en diferentes puntos de la línea de transmisión y lo mismo sucede con los valores de tensión de las fuentes equivalentes de secuencia positiva a lado y lado de la línea bajo análisis. Pero al analizar los valores de impedancia de secuencia cero, se observa que los resultados obtenidos para las diferentes ubicaciones de las fallas arrojan resultados de impedancias equivalentes con diferencias considerables.

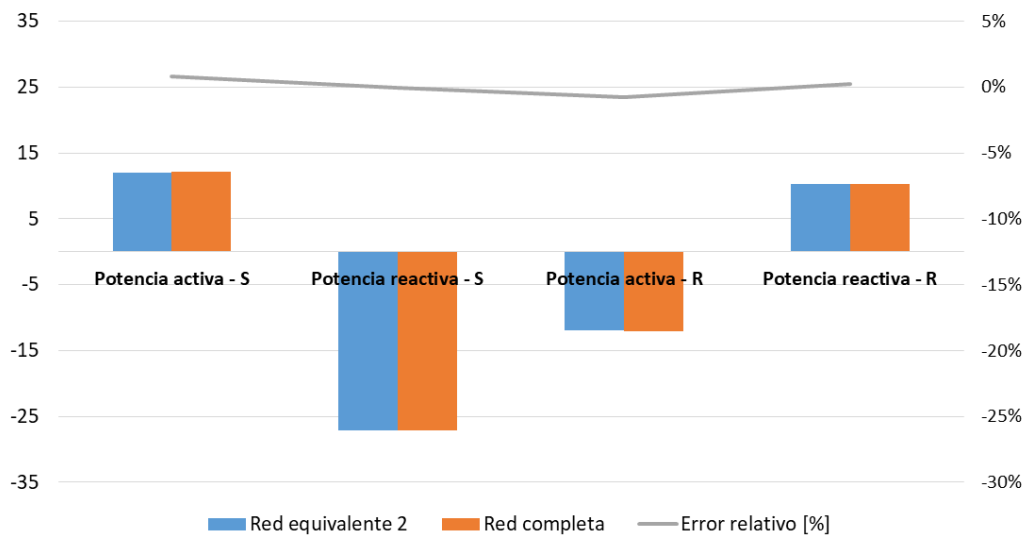
Dado lo anterior, con el fin de poder realizar las comparaciones entre la red completa y la red simplificada, los parámetros Thevenin utilizados en la red equivalente se calcularon como el promedio de los 9 datos obtenidos para cada parámetro.

Al igual que con el método anterior, la primera medida que se comparó fue la de potencia (activa y reactiva) durante la prefalla. En la siguiente tabla se puede observar que el error relativo que se presenta al utilizar el modelo equivalente llega a valores del 1%, resultado que es mucho mejor que el obtenido con el método anterior.

Tabla 2-16: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente

Caso	Extremo S		Extremo R	
	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [Mvar]	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [Mvar]
Red equivalente 2	12.02	-27.10	-11.95	10.27
Red completa	12.12	-27.11	-12.04	10.30
Error Absoluto	0.10	0.02	0.09	0.02
Error relativo [%]	1%	0%	-1%	0%

Figura 2-14: Comparación potencia activa y reactiva en red completa y modelo equivalente vs error relativo



Dado que el objetivo del trabajo es obtener un equivalente para el análisis de fallas, a continuación, se realizaron comparaciones de los valores de tensiones y corrientes durante la falla para el modelo completo de la red y el modelo equivalente, con el fin verificar como es el desempeño del modelo equivalente obtenido por medio del método bajo análisis en esta sección.

De acuerdo con lo anterior, en las tablas **Tabla 2-17** y **Tabla 2-18** se muestra la comparación entre las magnitudes de las corrientes de falla, en las tablas **Tabla 2-19** y **Tabla 2-20** se muestra la comparación entre las magnitudes de las tensiones de falla y en las tablas **Tabla 2-21** y **Tabla 2-22** se muestra la comparación entre la diferencia angular tensión-corriente de falla, todas par ambos extremos de la línea de transmisión.

Tabla 2-17: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Corriente de falla extremo S [A]			
	Red completa	Red equivalente 2	Error absoluto	Error relativo
10%	2081.79	2085.19	3.41	0.2%
20%	1819.61	1799.72	19.89	1.1%
30%	1612.68	1579.33	33.35	2.1%
40%	1444.95	1403.11	41.85	2.9%
50%	1305.97	1257.35	48.62	3.7%
60%	1188.39	1135.55	52.84	4.4%
70%	1087.12	1030.73	56.39	5.2%
80%	997.89	937.95	59.94	6.0%
90%	918.29	851.38	66.91	7.3%

Figura 2-15: Comparación corriente de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo

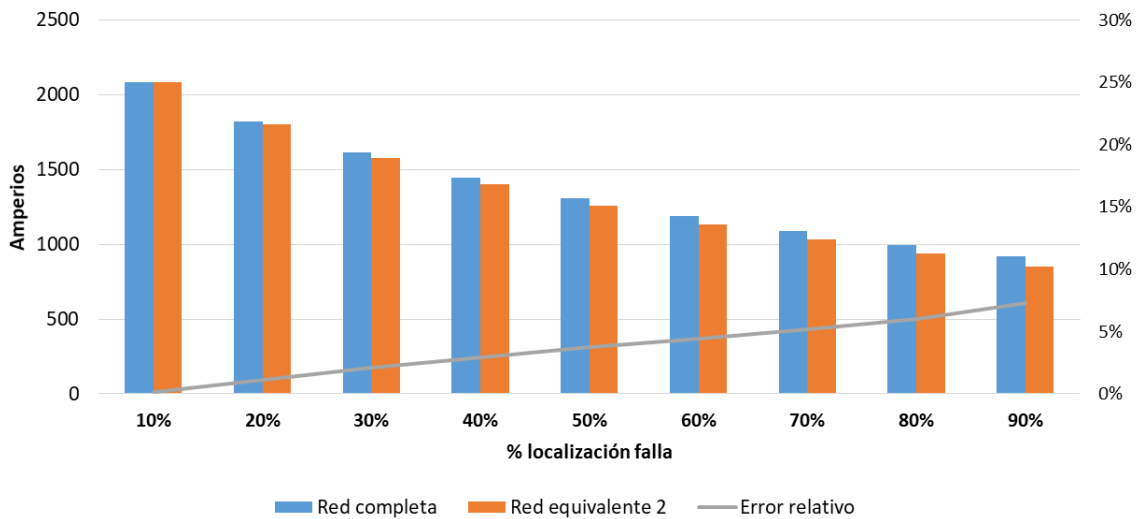
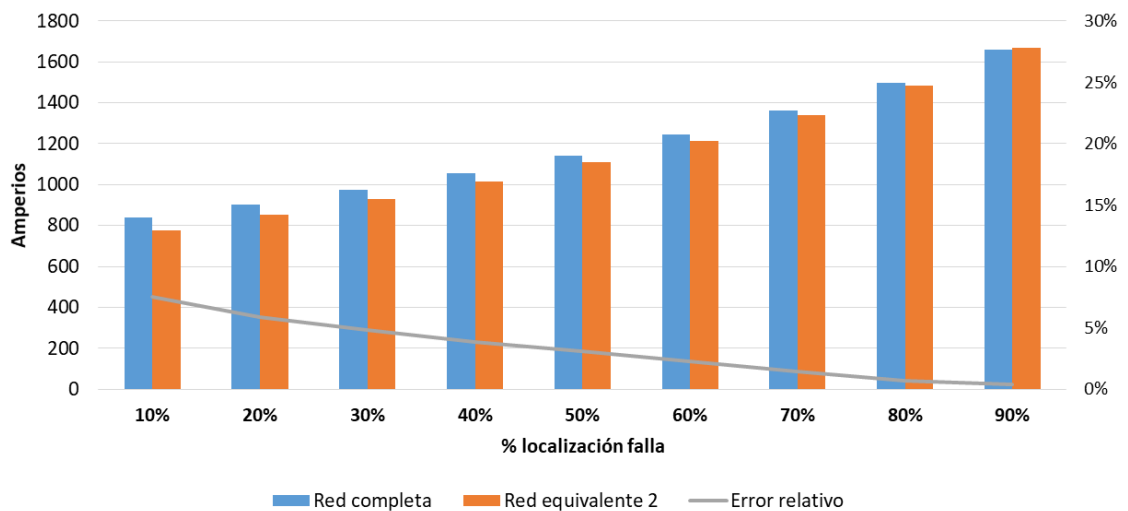


Tabla 2-18: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Corriente de falla extremo R [A]			
	Red completa	Red equivalente 2	Error absoluto	Error relativo
10%	837.79	774.86	62.93	7.5%
20%	904.58	851.33	53.25	5.9%
30%	976.30	929.28	47.02	4.8%
40%	1054.50	1013.90	40.60	3.9%
50%	1143.35	1108.13	35.22	3.1%
60%	1243.93	1215.32	28.61	2.3%
70%	1360.02	1340.75	19.27	1.4%
80%	1496.17	1485.83	10.35	0.7%
90%	1660.31	1667.21	6.91	0.4%

Figura 2-16: Comparación corriente de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo



En las tablas **Tabla 2-17** y **Tabla 2-18** se observa que los errores en las corrientes de falla alcanzan errores menores al 8% y específicamente se nota que en la medida que la falla se aleja del extremo donde se realiza la medida de corriente, los errores se van incrementando.

Por otro lado, cuando se analizan los resultados obtenidos para las tensiones en ambos extremos de la línea durante la falla, por medio de las tablas **Tabla 2-19** y **Tabla 2-20**, se observa que los errores son inferiores o iguales a 12.3%, pero con la particularidad de que los datos presentan errores un poco más constantes que con el método anterior y no tan aleatorios.

Tabla 2-19: Comparación tensión de falla del extremo S en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Tensión de falla extremo S [V]			
	Red completa	Red equivalente 2	Error absoluto	Error relativo
10%	17024.61	17924.52	899.91	5.3%
20%	29788.21	27386.17	2402.04	8.1%
30%	39614.97	39271.33	343.63	0.9%
40%	47403.30	44856.31	2546.99	5.4%
50%	53702.64	51390.08	2312.55	4.3%
60%	58755.78	55863.06	2892.71	4.9%
70%	62779.11	59193.76	3585.35	5.7%
80%	66053.58	59405.61	6647.98	10.1%
90%	68605.94	62762.15	5843.80	8.5%

Figura 2-17: Comparación tensión de falla en el extremo S en red completa y modelo equivalente vs error relativo

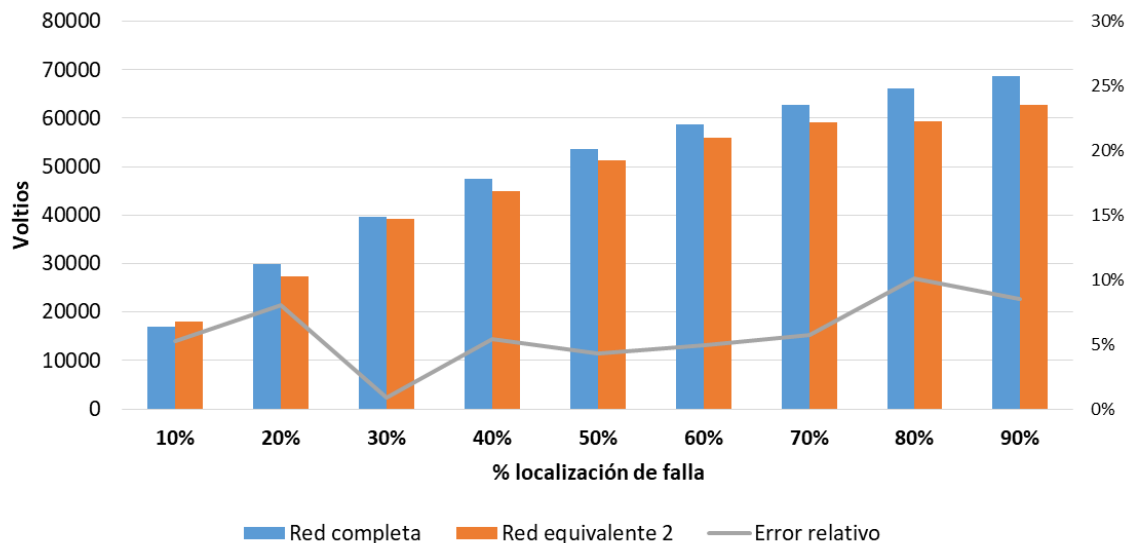
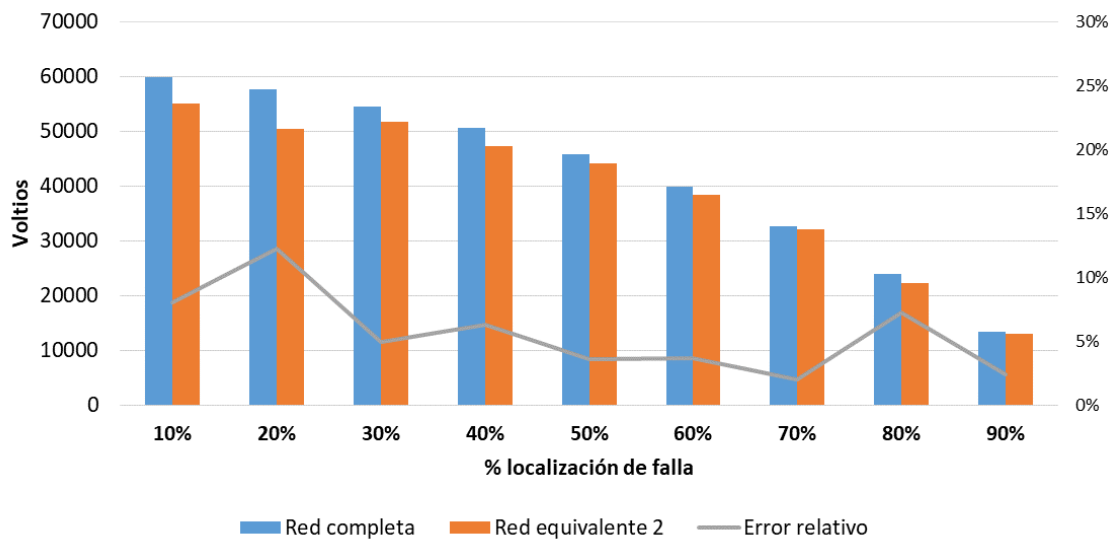


Tabla 2-20: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente

Localización falla	Tensión de falla extremo R [V]			
	Red completa	Red equivalente 2	Error absoluto	Error relativo
10%	59881.33	55078.31	4803.02	8.0%
20%	57622.12	50557.42	7064.70	12.3%
30%	54541.74	51862.18	2679.56	4.9%
40%	50603.48	47398.34	3205.14	6.3%
50%	45769.90	44140.38	1629.52	3.6%
60%	39876.63	38418.09	1458.54	3.7%
70%	32732.93	32070.83	662.11	2.0%
80%	24027.93	22280.81	1747.13	7.3%
90%	13339.27	13020.02	319.25	2.4%

Figura 2-18: Comparación tensión de falla en el extremo R en red completa y modelo equivalente vs error relativo



Finalmente, también se verificaron las diferencias angulares entre las tensiones y las corrientes de fallas para ambos modelos, **Tabla 2-21** y **Tabla 2-22**. En esta comparación se observa que los errores a pesar de ser pequeños, menores al 8%, estos son mayores a los errores obtenidos por medio del método 1.

Tabla 2-21: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S

Localización falla	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S [°]							
	Red completa			Red equivalente 2			Error Absoluto	Error relativo
	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I		
10%	9.10	-68.00	77.10	12.66	-59.08	71.74	5.36	7.0%
20%	8.49	-68.43	76.92	21.83	-59.20	81.02	4.10	5.3%
30%	7.98	-68.71	76.69	15.88	-59.44	75.32	1.38	1.8%
40%	7.55	-68.89	76.44	16.51	-59.47	75.98	0.46	0.6%
50%	7.09	-69.00	76.08	15.61	-59.32	74.93	1.15	1.5%
60%	6.82	-69.02	75.84	15.38	-59.04	74.43	1.42	1.9%
70%	6.51	-68.93	75.44	14.87	-58.74	73.61	1.83	2.4%
80%	6.17	-68.84	75.01	14.36	-58.29	72.64	2.37	3.2%
90%	5.79	-68.70	74.49	15.30	-57.88	73.18	1.31	1.8%

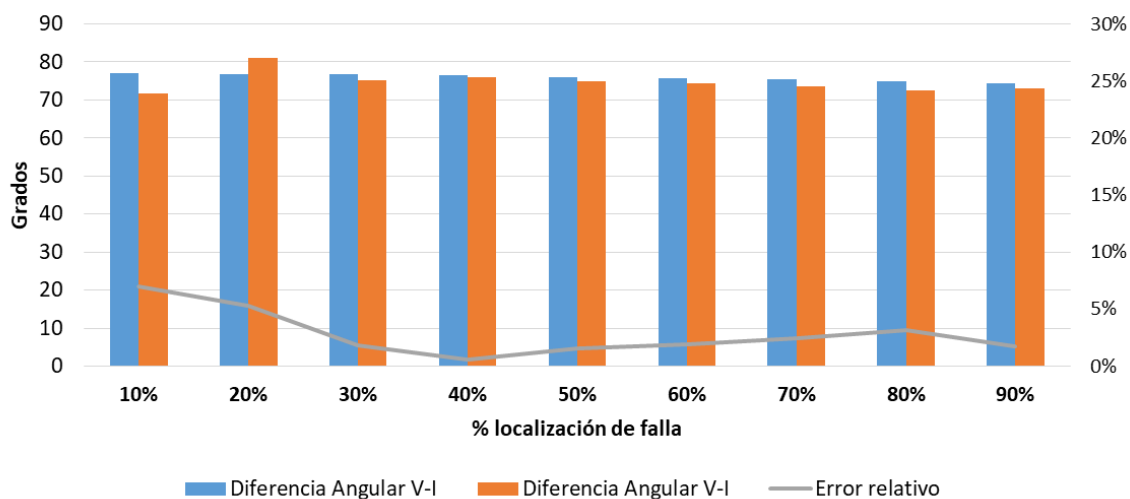
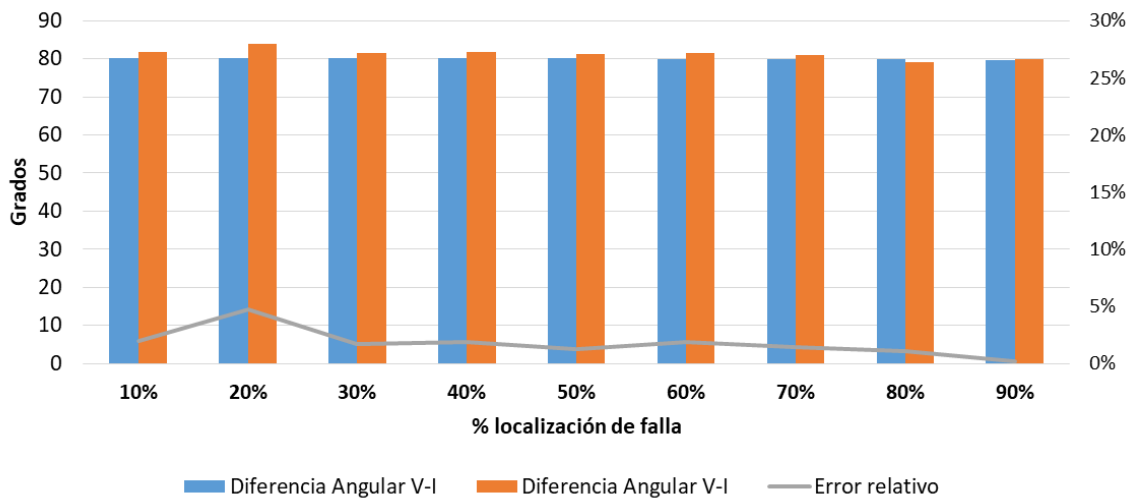
Figura 2-19: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo S vs error relativo

Tabla 2-22: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R

Localización falla	Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R [°]							
	Red completa			Red equivalente 2			Error Absoluto	Error relativo
	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I	Ángulo Tensión [°]	Ángulo Corriente [°]	Diferencia Angular V-I		
10%	9.26	-70.85	80.11	20.43	-61.28	81.72	1.61	2.0%
20%	9.75	-70.40	80.15	22.80	-61.13	83.93	3.79	4.7%
30%	10.26	-69.88	80.14	20.91	-60.60	81.50	1.37	1.7%
40%	10.81	-69.33	80.14	21.65	-60.02	81.67	1.53	1.9%
50%	11.41	-68.68	80.09	21.67	-59.45	81.12	1.03	1.3%
60%	12.12	-67.92	80.04	22.89	-58.65	81.54	1.50	1.9%
70%	12.95	-67.02	79.97	23.40	-57.71	81.10	1.14	1.4%
80%	13.91	-65.99	79.89	22.43	-56.60	79.04	0.86	1.1%
90%	15.03	-64.73	79.76	24.76	-55.14	79.90	0.14	0.2%

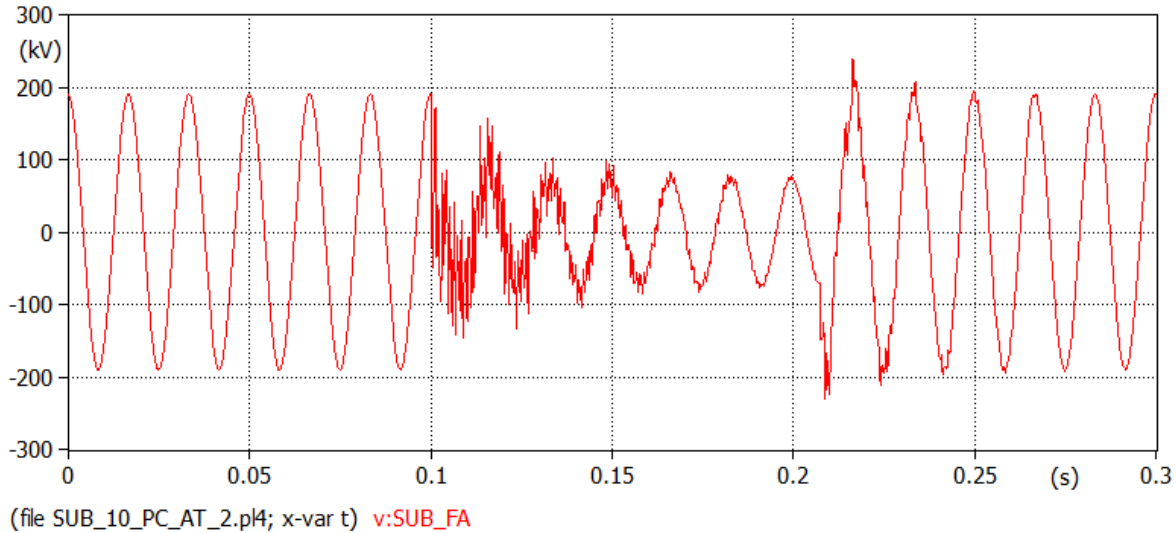
Figura 2-20: Diferencia angular entre la tensión y la corriente de falla extremo R vs error relativo



En conclusión, de los resultados obtenidos de las comparaciones realizadas, se observa que los errores entre la red completa y modelo de red equivalente presentan valores menores al 8%, por lo cual al revisar las causas que pueden originar este error, se identifica que los registros que arroja la simulación de las fallas en el modelo simplificado, presentan un transitorio de alta frecuencia en las señales de tensión en los primeros ciclos después de ocurrida la falla, y dado que el ciclo donde se toman las muestras, para el cálculo de los valores RMS también presenta un transitorio, hace que el error obtenido al comparar

los valores RMS del modelo simplificado y el modelo completo sea mayor. En la siguiente figura se puede observar el transitorio que se presenta en la señal de tensión de uno de los extremos de la línea de transmisión cuando se utiliza el modelo simplificado.

Figura 2-21: Señal de tensión del extremo S para una falla al 90% de la línea



Luego de analizar en detalle los dos métodos para calcular los parámetros equivalentes Thevenin, se puede decir que ninguno de los dos métodos arroja unos parámetros que representen de manera exacta el comportamiento de la red completa ante cualquier tipo de falla, aunque si es posible obtener un comportamiento bastante aproximado con ambos métodos.

Por otro lado, al comparar los dos métodos propuestos entre sí, la principal diferencia radica en los tipos de fallas que pueden ser analizados con cada uno. Para el primer método, siempre es posible obtener los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero a partir de las medidas de tensión y corriente en ambos extremos de la línea y solo se debe tener en cuenta el tipo de falla bajo análisis para saber cuáles componentes de secuencia están presentes en los valores medidos, ahora bien, para el segundo método, los parámetros de secuencia positiva y negativa se pueden obtener para cualquier tipo de falla, mientras que los parámetros de secuencia cero solo se podrán obtener para fallas

monofásicas, en donde posterior a la falla se presente un disparo mono-polar en ambos extremos de la línea de transmisión, lo anterior debido a la cantidad de ecuaciones que se necesitan para obtener los tres parámetros del modelo propuesto para red equivalente de secuencia cero.

Con base en los resultados obtenidos con los dos métodos analizados para el cálculo de los parámetros equivalentes Thevenin, en donde ninguno de los dos métodos presenta una ventaja considerable sobre el otro, en este trabajo se propone que para todas las fallas presentadas, se utilicen los dos métodos para calcular los parámetros, de modo que sea el usuario de los equivalentes el que decida cual modelo utilizar, aclarando que el segundo método solo calcularía los parámetros si se le cumple la condición anteriormente explicada para fallas monofásicas y teniendo en cuenta que para fallas bifásica a tierra no es posible obtener la red de secuencia cero, dado que no se puede tener un segundo grupo de valores de corrientes y tensiones de secuencia cero, adicional al estado de falla. Lo anterior se resume en la siguiente tabla.

Tabla 2-23: Parámetros que se pueden de acuerdo al tipo de falla método utilizado

Tipo de falla	Método 1			Método 2		
	Secuencia Positiva	Secuencia Negativa	Secuencia Cero	Secuencia Positiva	Secuencia Negativa	Secuencia Cero
Monofásica a tierra	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Bifásica aislada	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Bifásica a tierra	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Trifásica	SI	NO	NO	SI	NO	NO

3.Arquitectura de un sistema automático

Un sistema puede ser definido como un conjunto de elementos relacionados con un objetivo en común, de tal forma que si se presenta un cambio dentro de los elementos que componen el sistema, este cambio afectará a todo el sistema[26].

3.1 Tipos de sistemas

Los sistemas pueden ser clasificados dependiendo de su constitución como: sistemas físicos o concretos (equipos, máquinas y objetos reales entre otros) y abstractos (ecuaciones, reglas, leyes y procesos entre otros) y dependiendo de su naturaleza como: sistemas abiertos y cerrados[27]. Siendo los sistemas abiertos aquellos que interactúan con el entorno, y los cerrados aquellos que únicamente interactúan con el interior de sus sistema sin realizar intercambios con el entorno. En el desarrollo de este trabajo se abordaron los sistemas abstractos cerrados, clasificación a la cual pertenece el cálculo de los parámetros de un equivalente Thevenin.

3.2 Representación de sistemas

Los sistemas pueden ser representados o modelados mediante diferentes tipos de representaciones, los cuales ayudan al lector a comprender su comportamiento.

Las representaciones más utilizadas en los sistemas se pueden clasificar en las siguientes categorías[28] :

- **Analogía directa:** con esta representación se establece una réplica del sistema.

- **Representación gráfica:** mediante los diagramas de bloques y flujo permite ver la relación entre los diferentes componentes del sistema.
- **Representación matemática:** mediante ecuaciones matemáticas se representa el comportamiento de las diferentes señales de entrada y de salida del sistema.

3.3 Sistema automático

Un sistema eléctrico de potencia se encuentra compuesto por generadores (hidráulicos, térmicos, solares, eólicos entre otros), líneas de transmisión, transformadores, reactores, condensadores, cargas, equipos de compensación dinámica y baterías, elementos que comúnmente se encuentran a la intemperie y por lo tanto se encuentran expuestos a los cambios del medio ambiente, se ven sometidos a diferentes condiciones que pueden hacerlos fallar. Siendo las líneas de transmisión estadísticamente los equipos que más fallas presentan en cadena de energía eléctrica.

Actualmente las diferentes normatividades que rigen la calidad de los sistemas eléctricos en los países son cada vez más exigentes, y requieren que los sistemas eléctricos mantengan una alta disponibilidad y confiabilidad, lo que genera que los propietarios de estos equipos busquen diferentes estrategias para recuperar rápidamente los equipos ante fallas. Estrategias basadas en la seguridad del equipo y en la rápida recuperación del suministro de energía eléctrica.

Cuando se presenta una falla en una línea de transmisión y queda indisponible, el propietario requiere conocer la posible causa de esta falla, para tener la información necesaria y tomar la decisión de energizarla nuevamente o para declararla fuera de servicio. Como las líneas de transmisión son las encargadas de llevar la energía desde los centros de producción a los grandes centros de consumo, éstas pasan por lugares de difícil acceso, poder realizar una inspección a través de toda la línea para reconocer la causa de la falla es poco práctico y demorado.

Al tener modelado eléctricamente en detalle un sistema de potencia y contar con mediciones de tensión y corriente antes y en el transcurso de la falla, hace que mediante diferentes metodologías matemáticas se pueda calcular el posible lugar de la falla y su posible causa, y con esta información se pueda tomar la decisión de energizar o no la línea. Debido a la dinámica de los sistemas de potencia, donde continuamente ingresan y salen de servicio generadores, líneas, transformadores, cargas y otros equipos, se hace casi

imposible conocer que equipos y que cargas conformaban el sistema de potencia en un instante, por lo que poder obtener un equivalente de todos estos equipos, puede hacer que el análisis de falla sea más preciso.

De acuerdo con la normatividad colombiana, resolución CREG 025 de 1995 código de redes, esta indica que los diferentes equipos que componen el sistema eléctrico deben contar con sistemas de protección que detecten y reduzcan la influencia de una falla en el sistema eléctrico el cual evite daños sobre los equipos e instalaciones, y mantenga la estabilidad del sistema de potencia, y evite poner en peligro la vida de personas y animales. Además de detectar y reducir las fallas, estos equipos deben contar con un sistema de registro de fallas o en su defecto debe contar con un equipo denominado registrador de fallas, el cual es el encargado de almacenar antes y durante la falla las señales análogas de tensión, corriente y ángulos y producir archivos en formato COMTRADE con esta información.

Teniendo en cuenta la información disponible cuando sucede una falla y si se quiere representar la red vista desde el punto de la falla, es decir conocer el equivalente Thevenin visto desde el punto de la falla, es posible agrupar en tres grandes tareas principalmente las tareas requeridas para realizar este equivalente Thevenin, las cuales son: la primera está relacionada con la captura o la obtención de la información de los registros oscilográficos generados por los registradores de fallas, la segunda está relacionada con el pre procesamiento de la información que se debe realizar a la información obtenida de los registradores de falla antes de poder obtener los valores requeridos para el modelo de Thevenin, y la tercera es donde se realiza el cálculo matemático del equivalente Thevenin de la red en el momento de la falla con la información anteriormente procesada.

Al finalizar el año 2017 el sistema eléctrico colombiano contaba 25,670.49 km de líneas de transmisión con tensiones entre los 500 kV y 110 kV [29] , y tomando una tasa de falla en promedio de 3 fallas por cada 100 km al año [30], calculamos que las líneas de transmisión del sistema eléctrico colombiano durante el año 2017 pudo verse enfrentado a superar aproximadamente 770 fallas, lo que implica que se debieron haber realizado la misma cantidad de análisis post falla para poder conocer la causa de la falla.

Si se supone que el tiempo invertido por un hombre en promedio para obtener la información y modelar las condiciones de falla es aproximadamente 12 horas, tiempo en el cual extrae la información de los registros oscilográficos y calcula las condiciones del sistema en el momento de la falla (cálculo del equivalente Thevenin), se requerirían 9240

horas para esta actividad. Lo que convierte a esta actividad en una tarea tediosa y dispendiosa y se traduce en un gran gasto para los dueños de las líneas de transmisión.

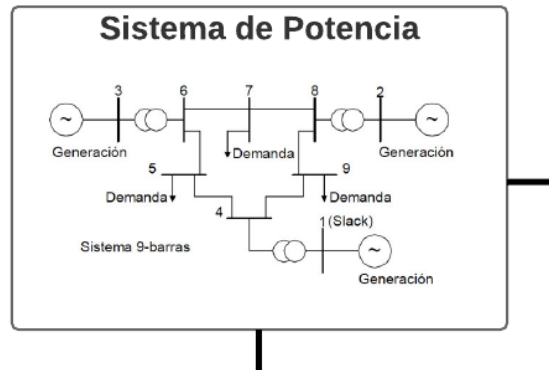
Teniendo en cuenta lo anterior se identifica la necesidad de contar con un sistema automático que efectúe las diferentes etapas requeridas para realizar el cálculo de un equivalente Thevenin sin la ayuda de la actividad humana, mediante la metodología desarrollada en el capítulo 2 de éste trabajo, y que su resultado sirva como insumo o entrada para un método de localización de fallas en líneas de transmisión.

En este trabajo se abordará la representación o arquitectura de la metodología para el cálculo automático de equivalentes Thevenin por medio de registros oscilográficos para el análisis de fallas en líneas de transmisión, mediante la representación gráfica con diagrama de bloques, el cual es un diagrama que representa el funcionamiento de un sistema expresando mediante bloques y flechas las relaciones existentes entre los diferentes elementos que componen el sistema, identificando cuáles son las entradas, salidas y componentes de un sistema.

Se propone una arquitectura compuesta por ocho módulos, los cuales se describirán a continuación:

3.3.1 Sistema de potencia

Este módulo hace referencia a una base de datos que contiene la información y los parámetros técnicos de cada uno de los elementos que compone el sistema de potencia y la relación entre cada uno de los elementos. Esta información funciona como datos de entrada para los sistemas SCADA.

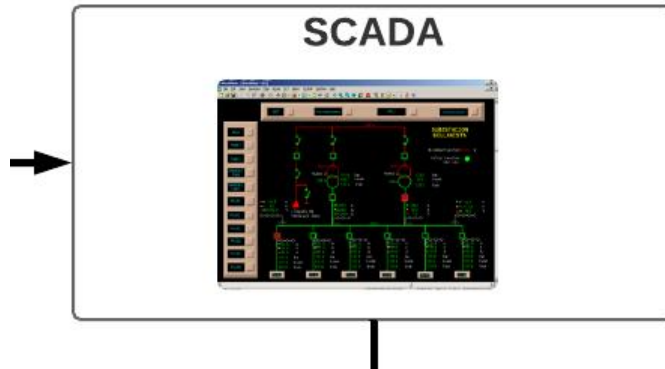
Figura 3-1: Módulo 1. Sistema de potencia

Si se toma como referencia un sistema de potencia IEEE de 9 barras, la información de este módulo sería la siguiente:

3.3.2 SCADA

Para poder monitorear y controlar de forma centralizada y remota los sistemas de potencia, los propietarios de los equipos cuentan con sistemas SCADA, los cuales traen señales digitales de los diferentes equipos que componen un sistema de potencia y los sistemas de control, a través de una Unidad Remota Terminal - RTU – señales tales como: la posición de los interruptores, seccionadores, valores de corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva, señales de arranque de protecciones, señales de operación de protecciones, y alarmas que son almacenadas y visualizadas a través del Sequence of events – SOE-.

Este módulo centraliza la información de la base de datos del sistema de potencia y filtra las líneas de transmisión y a cada línea le asocia las señales provenientes del estado de interruptores y de las señales de arranque y operación de protecciones asociadas a estas líneas.

Figura 3-2: Módulo 2. Sistema SCADA

Datos de entrada: base de datos del sistema de potencia

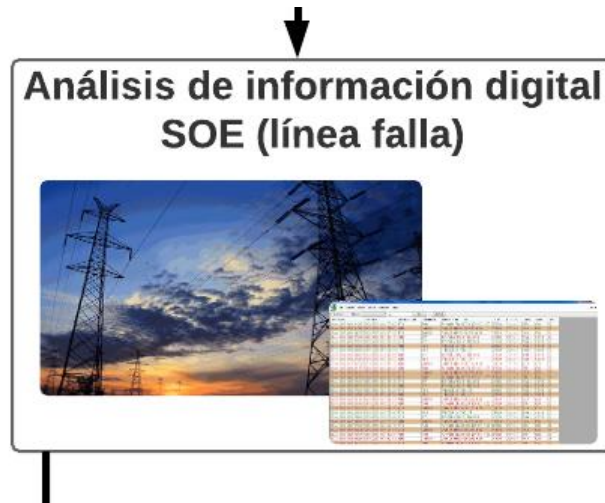
Datos de salida: líneas de transmisión con información del estado de los interruptores y señales provenientes de las protecciones.

3.3.3 Análisis de información digital SOE

Este módulo toma como datos de entrada líneas de transmisión con información del estado de los interruptores y señales provenientes de las protecciones y realiza un análisis para determinar cuál es la línea fallada y las fases asociadas

Para realizar este análisis este módulo toma una ventana de 500 ms y toma las señales de arranque de las protecciones e identifica una posible línea fallada, posteriormente va y lee el estado de los interruptores de esta línea y en caso de que estos se encuentren abiertos en ambos extremos, concluye que se presentó una falla en esa línea. En caso de que no haya apertura de los interruptores en ambos extremos, su conclusión será que no se presentó falla en ninguna línea de transmisión. En caso de que si exista falla, la conclusión estará acompañada de la fase o las fases falladas, y esta se determinará a partir de la información de arranque y operación de protecciones.

Figura 3-3: Módulo 3. Análisis de información digital SOE



Datos de entrada: líneas de transmisión con información del estado de los interruptores y señales provenientes de las protecciones.

Datos de salida: nombre de la línea fallada y sus fases asociadas

3.3.4 Registros oscilográficos

Una vez identificada la línea fallada, este módulo tomará esta información como dato de entrada e indagará a los relés asociados de esta línea y descargará los respectivos registros oscilográficos, verificando que estos correspondan a la misma ventana de tiempo en que se presentó la actuación de las protecciones y apertura de interruptores.

Figura 3-4: Módulo 4. Registros oscilográficos



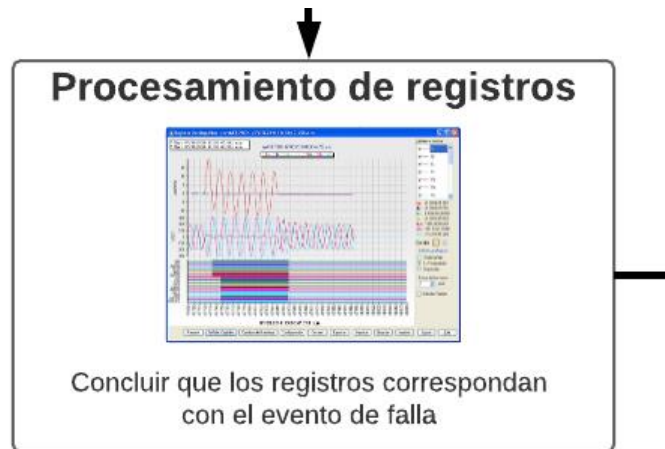
Datos de entrada: nombre de la línea fallada y sus fases asociadas

Datos de salida: registros oscilográficos de la línea fallada

3.3.5 Procesamiento de registros

En este módulo se realiza el procesamiento de los registros oscilográficos extraídos del módulo anterior, en este módulo se verifica que los registros obtenidos de los relés y los registradores de falla correspondan con la línea fallada y con la hora del evento de falla. Posteriormente toma la información de corriente, tensión y ángulo de prefalla y de falla y concluye que tipo de falla fue la que ocurrió: monofásica, bifásica, o trifásica aislada o a tierra.

Figura 3-5: Módulo 5. Procesamiento de registros



Datos de entrada: registros oscilográficos de la línea fallada

Datos de salida: verificación de que los registros correspondan con la falla y tipo de falla, también valores de corriente, tensión y ángulo en prefalla y en falla.

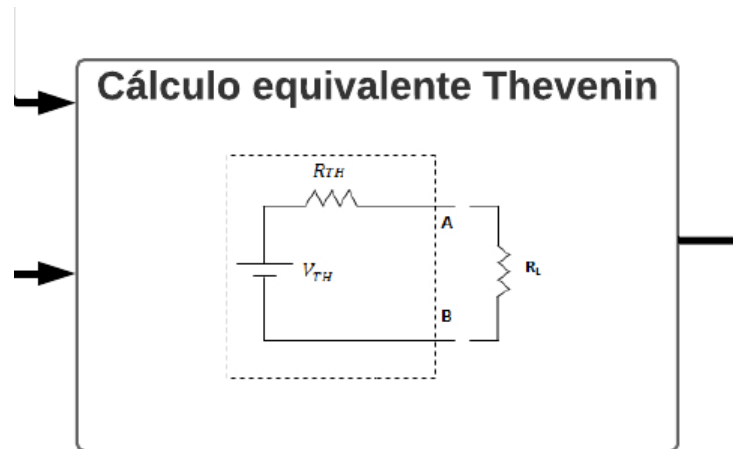
3.3.6 Cálculo de equivalente Thevenin

Este módulo tomará la información de salida del módulo anterior sobre corriente, tensión y ángulo de prefalla y falla y calculará la fuente de tensión y la impedancia equivalente vista en los terminales de la línea fallada, utilizando el modelo propuesto en el capítulo 2.

Datos de entrada: verificación de que los registros correspondan con la falla y tipo de falla, también valores de corriente, tensión y ángulo en prefalla y en falla.

Datos de salida: fuente de tensión e impedancia equivalente del sistema de potencia visto desde la línea fallada.

Figura 3-6: Módulo 6. Cálculo de equivalente Thevenin



3.3.7 Resultado

Este módulo muestra el valor de la fuente de tensión y de la impedancia Thevenin en el momento de la falla.

Figura 3-7: Módulo 7. Resultado



3.3.8 Base de datos

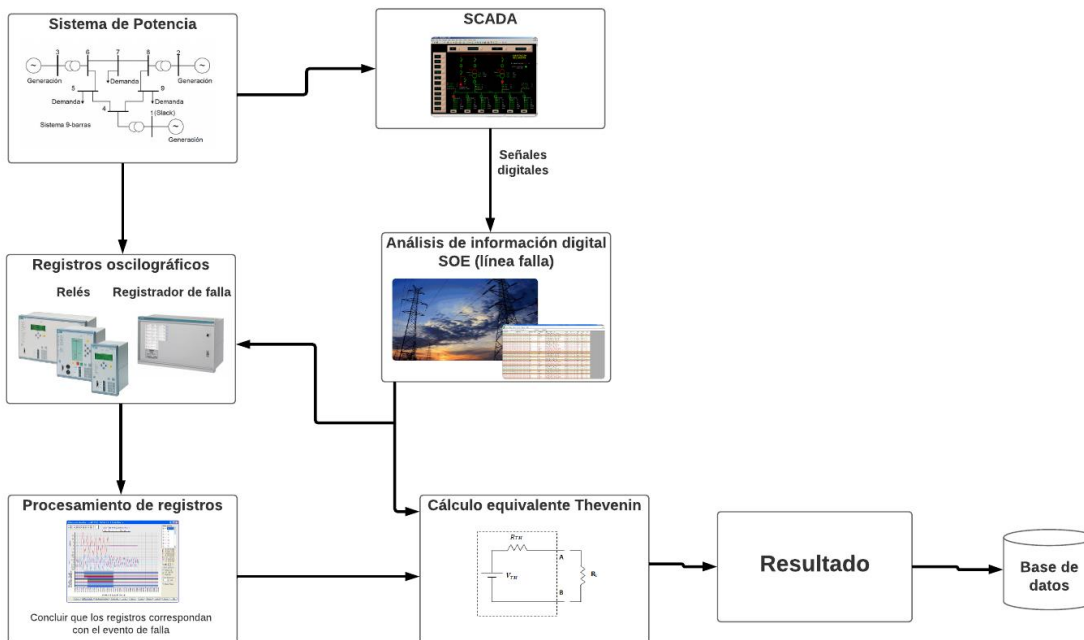
Los resultados serán almacenados en una base de datos con el fin de guardar una base de datos del equivalente Thevenin de un sistema de potencia visto desde una línea transmisión, esto para que pueda ser utilizado en la programación de relés que requieren el equivalente de la red.

Figura 3-8: Módulo 8. Base de datos



En la **Figura 3-9** se muestra la arquitectura propuesta de un sistema automático para el cálculo de equivalentes Thevenin y la relación con cada uno de los módulos que lo componen.

Figura 3-9: Arquitectura de un sistema automático para el cálculo de equivalentes Thevenin



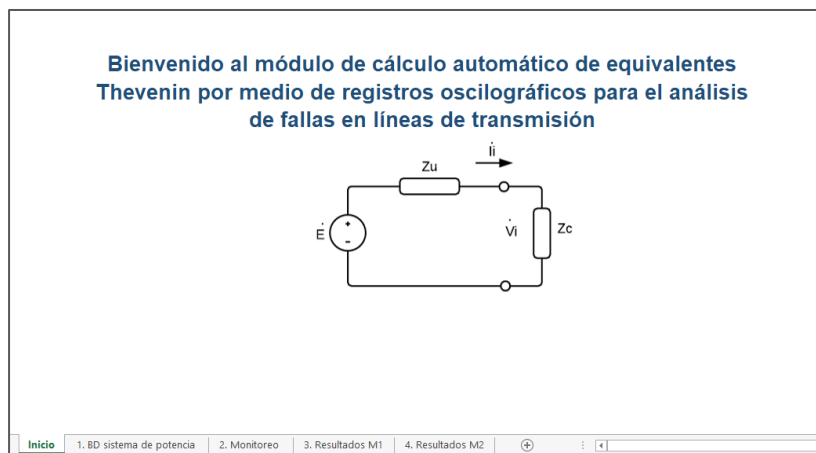
Con esta arquitectura propuesta el propietario del equipo contara con un sistema automático que es capaz de tomar datos reales y entregar un sistema equivalente de la red vista desde los extremos de una línea fallada, y posteriormente utilizar este equivalente como información de entrada para los métodos de localización de falla que requieren conocer el estado de la red al momento de la falla.

4. Prototipo de cálculo automático de equivalente Thevenin

Una vez realizada una revisión bibliográfica de las diferentes formas de cálculo de equivalente Thevenin, junto con la propuesta que realiza este trabajo de una metodología para el cálculo del equivalente Thevenin utilizando registros oscilográficos, y la arquitectura requerida para el cálculo automático, finalmente con este capítulo se propone un prototipo de un programa que utilice la metodología propuesta y la arquitectura anteriormente planteadas.

El prototipo fue desarrollado en Excel de Microsoft Office junto con el desarrollador de VBA que contiene esta herramienta, y consta de la automatización de la arquitectura planteada en el capítulo 3. En la **Figura 4-1** se muestra como se ve el prototipo y las hojas que lo componen.

Figura 4-1: Vista del inicio del prototipo



Este prototipo consta básicamente de cuatro hojas, la primera hoja denominada “*BD sistema de potencia*”, y contiene la información de los parámetros técnicos de los componentes del sistema de potencia bajo análisis. Para este caso contiene la impedancia y admitancias de las líneas de transmisión, generadores y cargas.

Figura 4-2: Vista de la hoja BD sistema de potencia

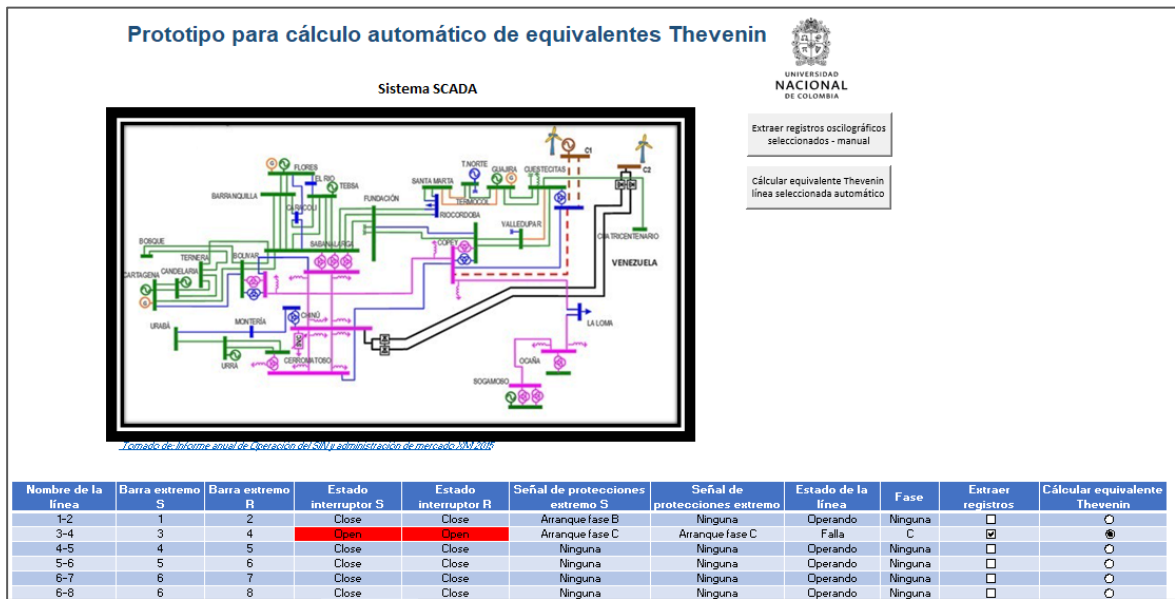
Líneas de transmisión							Generadores				
Nombre de la línea	Barra extremo S	Barra extremo R	Impedancia R	Impedancia X	Admitancia G	Admitancia B	Nombre del generador	Barra conexión generador	Impedancia R	Impedancia X	Admitancia B
1-2	1	2	0.0100	0.085	1.3652	-11.6041	Generador 1	4	0	0.1184	-8.4459
3-4	3	4	0.0170	0.092	1.9522	-10.5107	Generador 2	8	0	0.1823	-5.4855
4-5	4	5	0.0320	0.161	1.1875	-5.9751	Generador 3	12	0	0.2399	-4.1684
5-6	5	6	0.0390	0.17	1.2820	-5.5882					
6-7	6	7	0.0085	0.072	1.6171	-13.698					
6-8	6	8	0.0119	0.1008	1.1551	-9.7843					
8-9	8	9	0.0027	0.0742	1.827	-9.7426					
9-11	9	11	0.0072	0.1518	1.5218	-6.4217					
10-11	10	11	0.0320	0.161	1.1875	-5.9751					
12-13	12	13	0.0390	0.17	1.2820	-5.5882					
13-14	13	14	0.0085	0.072	1.6171	-13.698					

Cargas			
Nombre de la carga	Barra conexión generador	Admitancia G	Admitancia B
Carga A	3	1.261	-0.2634
Carga B	6	0.8777	-0.0346
Carga C	7	0.969	-0.167

La segunda hoja se denomina “*Monitoreo*” contiene una visualización simulada de un sistema SCADA, en cual se puede visualizar la red bajo monitoreo y una tabla que contiene un resumen de las principales señales de monitoreo de las líneas de transmisión del sistema de potencia. Esta visualización del sistema SCADA es solo ilustrativa, debido a que no es posible contar con un sistema SCADA para la realización de este trabajo.

Una vez el sistema desarrollado identifica por medio del SOE del SCADA que existe una línea fallada, se debe proceder a dar inicio al cálculo del equivalente Thevenin mediante el botón que se encuentra a la izquierda de la visualización sistema SCADA. Éste automáticamente extrae los registros oscilográficos de los extremos de la línea fallada, obtiene los valores de corriente y tensión en prefalla, falla y posfalla y con estos valores procede a realizar el cálculo de los parámetros del equivalente Thevenin visto desde cada extremo de la línea fallada.

Figura 4-3: Vista de la hoja de monitoreo



Finalmente como esta metodología utilizó dos métodos para obtener los parámetros, los resultados los muestran en dos hojas, una denominada “Resultados M1” donde muestra los resultados con el método 1 y otra denominada “Resultados M2” con los resultados del método 2, los cuales son almacenados también en una base de datos. La forma como muestran los resultados se muestra en las figuras **Figura 4-4** y **Figura 4-5**.

Figura 4-4: Vista de la hoja de resultados parámetros equivalente Thevenin método 1

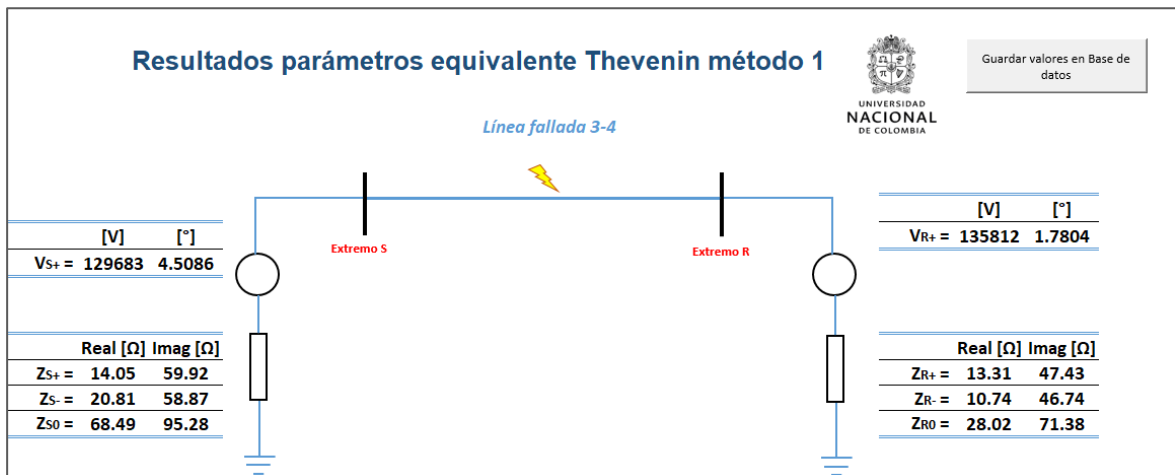
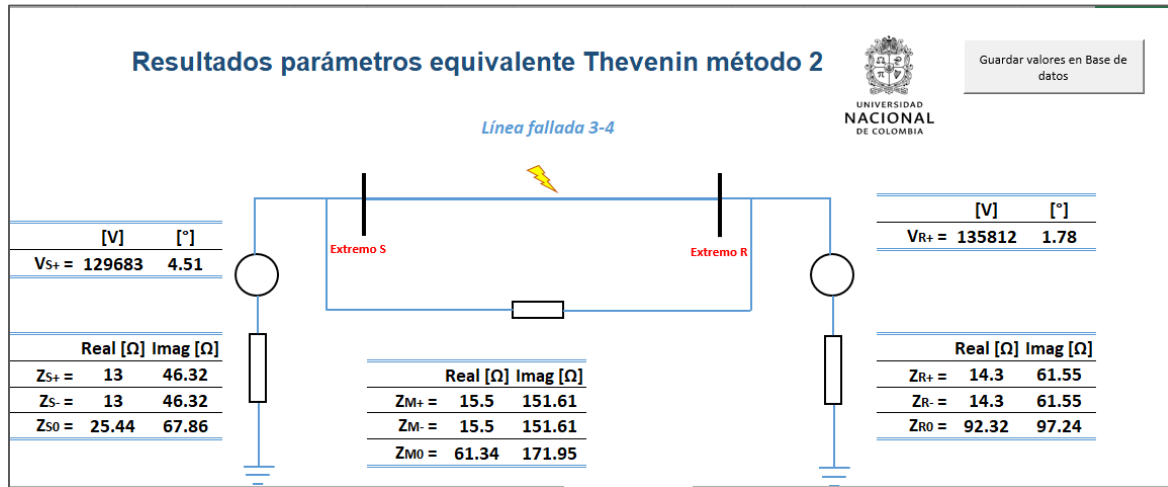


Figura 4-5: Vista de la hoja de resultados parámetros equivalente Thevenin método 2



5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Por medio de este trabajo se realizó una búsqueda detallada de diferentes métodos para el cálculo de parámetros de equivalentes Thevenin a partir de los valores de tensiones y corrientes medidos en ambos extremos de una línea de transmisión, encontrándose que la mayoría de los artículos en los que se describen métodos para el cálculo de equivalentes Thevenin, se enfocan en el cálculo de equivalentes Thevenin para el análisis de estabilidad en sistemas de potencia, pero al analizar algunos de los métodos encontrados con mayor énfasis, se observó que los principios utilizados también aplicarían para realizar el cálculo de los equivalentes Thevenin de secuencia cero, positiva y negativa para el análisis de fallas en líneas de transmisión.

De todos los métodos encontrados en la bibliografía revisada en este trabajo, se escogieron dos métodos, el primero fue el método básico a partir de la red equivalente, el cual se basa en reducir la red a ambos lados de una línea de transmisión a dos equivalentes Thevenin independientes, mientras que el segundo fue un método basado en un sistema equivalente para estudios de protecciones, el cual también calcula los dos equivalentes Thevenin a cada lado de la línea de transmisión, pero adiciona una impedancia entre ambos extremos de la línea, la cual busca emular toda la red que se encuentra en paralelo a la línea de transmisión bajo análisis y que provoca que los aportes a las fallas varíen de acuerdo con la ubicación que presenta la misma. Para ambos métodos se desarrolló la formulación matemática para calcular los parámetros a partir de las corrientes y tensiones medidas en ambos extremos de la línea de transmisión, y adicionalmente, se realizaron pruebas a los dos métodos escogidos, para fallas a lo largo de la línea de transmisión, con lo cual se logró identificar que cada uno de los métodos

presenta características particulares, concluyéndose que ninguno de los dos métodos tiene ventajas significativas sobre el otro y se decide dejar a opción del usuario de la metodología la opción de escoger el alguno de los dos métodos de acuerdo con el análisis que de falla que esté realizando.

Por otro lado, luego de analizar los resultados de las comparaciones de los resultados obtenidos con la red completa y con los métodos desarrollados, se pudo identificar que las causas más probables de estos errores se deben básicamente que los parámetros de los equivalentes Thevenin utilizados en el modelo equivalente se calcularon a partir del promedio de los valores de tensión y corriente de 9 fallas ubicadas en diferentes puntos de la línea, lo cual hace que el modelo equivalente tienda a tener menores errores en fallas cercana al promedio obtenido, adicionalmente, se identificó que los registros que arrojan las simulaciones de las fallas en los modelos simplificados, presentan un transitorio de alta frecuencia en las señales de tensión en los primeros ciclos después de ocurrida la falla, y dado que el ciclo donde se toman las muestras para el cálculo de los valores RMS también presenta este transitorio, al comparar los valores RMS del modelo simplificado y el modelo completo se presenta una diferencia considerable representada en el error.

Este trabajo propuso una arquitectura de un sistema automático para el cálculo de los parámetros de los equivalentes Thevenin vistos desde los extremos de una línea de transmisión, utilizando registros oscilográficos en formato COMTRADE, lo que lo hace fácil de implementar en cualquier empresa de transmisión de energía, y específicamente en Colombia donde se requiere que todas las líneas cuenten con registradores de falla o relés capaces de almacenar todos los datos de una falla. La arquitectura propuesta detalla cada uno de los módulos que se deben utilizar para la implementación del sistema y en especial se hace énfasis en la importancia de almacenar cada uno de los parámetros calculados, de modo que se pueda tener una base de datos de información de parámetros equivalentes Thevenin para el análisis de fallas en líneas de transmisión.

Dado que los sistemas de potencia crecen rápidamente y que cada vez son más complejos, se hace necesario contar con sistemas automáticos que brinden de cada falla que se presente en el sistema de potencia la mayor información posible, y a su vez que esta información sea confiable, y permita tomar decisiones oportunas. Es por esto que mantener una base de datos con valores de equivalentes Thevenin en cada uno de los

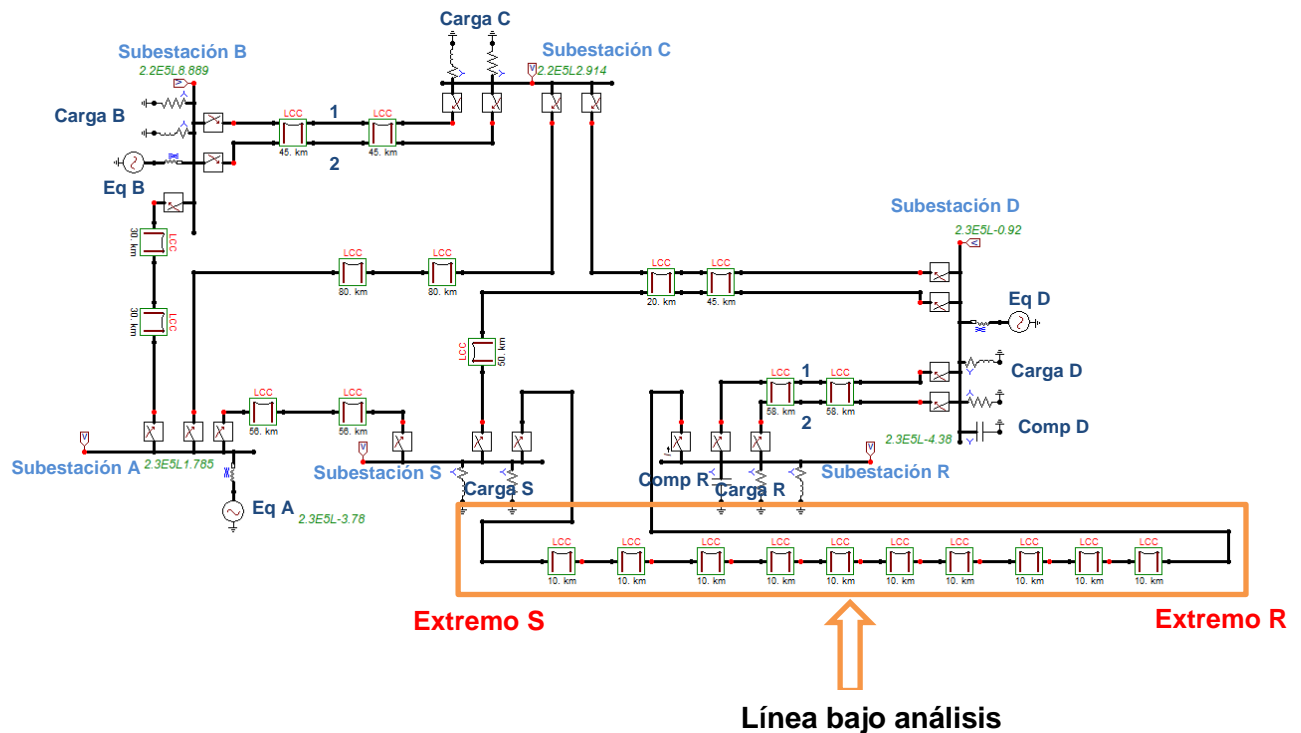
extremos década una de las líneas de transmisión del sistema de potencia, hace que no se tenga modelar un sistema de potencia en detalle y se obtengan muy buenos resultados trabajando con la red equivalente.

Finalmente, se implementó un prototipo de la metodología planteada en este trabajo, lo cual permitió verificar la funcionalidad práctica del trabajo planteado en este documento y adicionalmente, permitió ajustar la arquitectura aquí planteada de modo que esta fuera funcional para el logro de los objetivos planteados en este trabajo.

A. Anexo: Parámetros técnicos del modelo de prueba propuesto

En la siguiente figura se muestra el modelo de red completa propuesto en ATPDraw, detallando el nombre de las subestaciones, las líneas, los elementos de carga, equivalentes Thevenin y condensadores.

Figura 5-1: Modelo de prueba de red completa propuesto en ATPDraw



Este modelo propuesto se diseñó a una tensión de 230 kV y está compuesto por 6 subestaciones denominadas: Subestación A, Subestación B, Subestación D, Subestación S y Subestación R.

Las líneas que contiene el modelo propuesto se modelaron en ATP como líneas LCC, y por tramos, a continuación se detallan los parámetros de las líneas de transmisión usadas:

Tabla 5-1: Parámetros técnicos de las líneas de transmisión

Subestación inicial	Subestación Final	Circuito	Tramo	Longitud [km]	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	B0 [mho/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]	B1 [Ohm/km]
Subestación B	Subestación A	1	1	30	0.404	1.105	2.83E-06	0.074	0.513	3.24E-06
			2	30	0.404	1.105	2.83E-06	0.074	0.513	3.24E-06
Subestación B	Subestación C	1	1	45	0.379	1.200	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
			2	45	0.379	1.200	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
		2	1	45	0.379	1.200	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
			2	45	0.379	1.200	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
Subestación C	Subestación A	1	1	80	0.403	1.104	2.28E-06	0.074	0.513	3.24E-06
			2	80	0.403	1.104	2.28E-06	0.074	0.513	3.24E-06
Subestación C	Subestación D	1	1	20	0.378	1.199	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
			2	45	0.378	1.199	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
Subestación D	Subestación S	1	1	45	0.378	1.199	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
			2	20	0.378	1.199	2.07E-06	0.074	0.491	3.39E-06
			3	50	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
Subestación D	Subestación R	1	1	58	0.377	1.206	2.08E-06	0.074	0.489	3.41E-06
			2	58	0.377	1.206	2.08E-06	0.074	0.489	3.41E-06
		2	1	58	0.377	1.206	2.08E-06	0.074	0.489	3.41E-06
			2	58	0.377	1.206	2.08E-06	0.074	0.489	3.41E-06
Subestación S	Subestación A	1	1	56	0.389	1.402	1.82E-06	0.069	0.508	3.22E-06
			2	56	0.389	1.402	1.82E-06	0.069	0.508	3.22E-06
Subestación S	Subestación R	1	1	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			2	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			3	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			4	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			5	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			6	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			7	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			8	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			9	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06
			10	10	0.353	1.337	1.83E-06	0.068	0.512	3.23E-06

En la siguiente tabla se muestra los parámetros técnicos de los tres equivalentes Thevenin que fueron modelados en la red propuesta

Tabla 5-2: Parámetros técnicos equivalentes Thevenin

Equivalente	Ubicación	Datos fuente		Datos impedancia equivalente			
		Tensión Fase-tierra [kV]	Ángulo [°]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]
Eq A	Subestación A	135.8422837	-4	0.904	11.807	11.02	47.796
Eq B	Subestación B	128.7740443	13.205	0.558	4.04	1.352	7.619
Eq D	Subestación D	134.7462682	5.5	0.012	14.516	0.2	31.089

En cuanto a las cargas se modelaron 5 cargas, en la siguiente tabla se muestran los parámetros técnicos asociados de estas:

Tabla 5-3: Parámetros técnicos de las cargas

Carga	Ubicación	R [Ohm/fase]	X [Ohm/fase]
Carga B	Subestación B	830	1420
Carga C	Subestación C	407	1175
Carga D	Subestación D	407	1175
Carga S	Subestación S	440	1613
Carga R	Subestación R	440	1613

Finalmente se muestra la tabla de los parámetros técnicos de los condensadores utilizados.

Tabla 5-4: Parámetros técnicos de los condensadores

Condensadores	Ubicación	C [μ F/fase]
Comp D	Subestación D	4.4
Comp R	Subestación R	2.2298

Bibliografía

- [1] C. Sharma y F. Castellanos, "Remote Fault Estimation and Thevenin Impedance Calculation from Relays Event Reports", en *2006 IEEE/PES Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006, pp. 1–7.
- [2] A. H. Al-Mohammed y M. A. Abido, "Adaptive fault location for three-terminal lines using synchrophasors", en *2014 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems Proceedings (AMPS)*, 2014, pp. 1–6.
- [3] S. M. Abdelkader y D. J. Morrow, "Online Thévenin Equivalent Determination Considering System Side Changes and Measurement Errors", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, núm. 5, pp. 2716–2725, sep. 2015.
- [4] "Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems", *IEEE Std 551-2006 Violet Book*, pp. 1–308, nov. 2006.
- [5] "ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD 2013", COES. [En línea]. Disponible en: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=c4a647ba-3394-4bbe-910e-9419b2d94311>. [Consultado: 31-ago-2017].
- [6] M. M. Saha, J. Izykowski, y E. Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*. [electronic resource]. London : Springer London, 2010., 2010.
- [7] "Parámetros Técnicos del SIN - Paratec". [En línea]. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=detalle>. [Consultado: 13-nov-2017].

- [8] S. M. Abdelkader y D. J. Morrow, "Online Tracking of Thevenin Equivalent Parameters Using PMU Measurements", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, núm. 2, pp. 975–983, may 2012.
- [9] María Nohemí Arboleda, "Desafíos para nuestra industria frente a la IV revolución industrial". [En línea]. Disponible en: <http://www.foroxm.com.co/wp-content/uploads/2017/04/830-AM-MARIA-NOHEMI-ARBOLEDA.pdf>. [Consultado: 28-ago-2017].
- [10] S. A. Arefifar y W. Xu, "Online Tracking of Power System Impedance Parameters and Field Experiences", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, núm. 4, pp. 1781–1788, oct. 2009.
- [11] Y. Liu, Z. Li, Y. Yang, y J. Liu, "A novel on-line identification for Thevenin equivalent parameters of power system regarding persistent disturbance condition", en *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 2016, pp. 1–8.
- [12] H. Gu, X. Guo, D. Wang, y W. Wu, "Real-time grid impedance estimation technique for grid-connected power converters", en *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 1621–1626.
- [13] "POWER GRID IMPEDANCE TRACKING WITH UNCERTAINTY ESTIMATION USING TWO STAGE WEIGHTED LEAST SQUARES". .
- [14] "Discussion of methods and past results of grid Thévenin equivalent impedance (TEI) estimation in the context of distributed generation (DG) (PDF Download Available)", *ResearchGate*. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/315811417_Discussion_of_methods_and_past_results_of_grid_Thevenin_equivalent_impedance_TEI_estimation_in_the_context_of_distributed_generation_DG. [Consultado: 27-ago-2017].
- [15] Y. Sun, C. Dai, y J. Li, "Thevenin equivalent circuit parameter estimation for the PCC upstream system", en *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2015, pp. 2299–2303.

- [16] H. Yuan y F. Li, "A comparative study of measurement-based Thevenin equivalents identification methods", en *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, 2014, pp. 1–6.
- [17] Jorge Alberto Vélez Vásquez, "Fast calculation of Thévenin equivalents for realtime steady state voltage stability estimation", Iowa State University.
- [18] I. Smon, G. Verbic, y F. Gubina, "Local voltage-stability index using tellegen's Theorem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, núm. 3, pp. 1267–1275, ago. 2006.
- [19] P. M. Anderson, *Power System Protection*. New York: Wiley-IEEE Press, 1999.
- [20] Paul M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 1995.
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, "Resolucion CREG 025 de 1995 anexo CC.5 - Código de redes". 09-sep-2011.
- [22] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, *Power system relaying*. West Sussex, Eng. : John Wiley & Sons, 2008., 2008.
- [23] "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems", *IEEE Std C37111-1999*, pp. 1–55, oct. 1999.
- [24] I. Díaz Verduzco, "Estudio comparativo de algoritmos de filtrado digital para protección de líneas de transmisión", masters, Universidad Autónoma de Nuevo León, 1994.
- [25] Jhon Albeiro Calderon Ser, "Modelo adaptativo de inteligencia artificial para el diagnóstico automático de fallas a partir de registros de osciloperturbografía".
- [26] F. Matía, A. Jiménez, R. Aracil, y E. Pinto, *Teoría de sistemas*. Madrid Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Sección de publicaciones Dextra Editorial, [2014], 2014.
- [27] F. Osorio, M. Arnold, S. González López, y E. Aguado López, *La nueva teoría social en hispanoamérica: introducción a la teoría de sistemas constructivista*. 2008.

- [28] Mario Alberto Perez, Analía Perez Hidalgo, y Elisa Perez Berenguer, “Introducción a los sistemas de control y modelo matemático para sistemas lineales invariantes en el tiempo” . .
- [29] XM, “Informe de Operación y administración del mercado del SIN 2017”, XM. [En línea]. Disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/1-3- Caracteristicas-tecnicas-del-sin.aspx>. [Consultado: 30-abr-2018].
- [30] Peña Juliana PEÑA GARCÍA, “Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial ISA”, 2008.