ESTRATEGIA PARA LA VALIDACIÓN DE MODELOS EMPLEADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Presentado por

IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ

Ingeniero electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2011

ESTRATEGIA PARA LA VALIDACIÓN DE MODELOS EMPLEADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Presentado por

IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ

Trabajo de grado para optar por el título de

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Profesor Titular Laureado Universidad Industrial de Santander

Doctor Ingeniero Industrial

Codirector

HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

Profesor Titular Universidad Industrial de Santander

Doctor Ingeniero Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2011

A mi preciosa flor de primavera, cuya compañía y entrega sólo han hecho que me sumerja más en las cálidas curvas de sus pétalos.

Agradecimientos

Primero que todo, emplearé estas líneas para agradecer al ser supremo, quien en su infinita misericordia no ha hecho otra cosa diferente a bendecirme y ha permitido que yo me encuentre en estos momentos terminando esta etapa de mi vida.

También deseo agradecerle enormemente al profesor Gilberto Carrillo Caicedo, todo un verdadero maestro de admirar y amigo, quien a lo largo de estos últimos años me ha honrado con su confianza, apoyo y consejos. Al profesor Hermann Raúl Vargas Torres por su siempre oportuna disposición y acertados comentarios y al profesor Johann Farith Petit Suárez por su desinterasada ayuda y empatía.

Ahora, que son los momentos alegres sin aquellas personas que estuvieron en los momentos difíciles, poco más que experiencias vacias la verdad. Por eso, muy desde el interior de mi corazón quisiera extender mis agradecimientos a mis fieles amigos María, Darío y Paola, con quienes he pasado memorables momentos.

No me perdonaría si hubiera olvidado al oportuno y entregado Erik, al visionario y tranquilo Jhonatan y al atento y fiel Andrés, pues siempre pude contar con su amistad en los momentos más críticos.

Finalmente, quisiera agradecer a todos aquellos que creyeron en mí y me brindaron su apoyo de una manera u otra. Espero haber superado sus expectativas y haber sido digno de su compañía.

Índice general

Índice de figuras

Índice de tablas

Índice de anexos

RESUMEN

TÍTULO:
ESTRATEGIA PARA LA VALIDACIÓN DE MODELOS EMPLEADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN [1]
AUTOR:
IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ[2]
PALABRAS CLAVE:
Modelado de sistemas de distribución, modelado de líneas de transmisión, modelo ZIP de carga, modelo exponencial de carga, equivalente de Thévenin, localización de fallas en sistemas de distribución, análisis de sensibilidad.
DESCRIPCIÓN:
El problema de la localización de fallas en sistemas de distribución ha sido abordado de diferentes maneras, varias de las cuales dependen en buena parte del modelo empleado para validar el funcionamiento de los localizadores. Dadas las incertidumbres sobre las condiciones de operación de los sistemas de distribución, se hace necesario explorar los rangos de error bajo los cuales yacen los modelos implementados, identificar las posibles fuentes de error y mitigarlas al máximo para obtener un mejor modelo del sistema. En este orden de ideas, el presente trabajo de investigación propone una serie de estrategias mediante las cuales se puede mantener controlados los errores cometidos en el modelado, de manera que los análisis realizados con las herramientas localizadoras de fallas en sistemas de distribución sean objetivos. Dichas estrategias reflejan la experiencia ganada en el proceso de selección de los modelos más adecuados para la simulación en estado estable de los sistemas de distribución, el estudio de sensibilidad y de parametrización de tales modelos y las pruebas realizadas con un localizador de fallas implementado. Como resultado adicional, se ganó entendimiento sobre como mejorar el desempeño de los localizadores de fallas y se propone una nueva técnica de localización de fallas basada en la estimación de la resistencia de falla y compensación de la reactancia de falla vista desde la subestación de alimentación del circuito de distribución.

[1] Trabajo de grado.
[2] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gilberto Carrillo Caicedo. Codirector: Hermann Raúl Vargas Torres.

ABSTRACT

TITLE:
VALIDATION STRATEGY FOR POWER DISTRIBUTION MODELS [3]
AUTHORS:
IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ[4]
KEY WORDS:
Power distribution modelling, transmission lines modelling, ZIP load model, exponential load model, Thévenin equivalent, power distribution fault location, sensitivity analyzes.
DESCRIPTION:
The fault location problem on distribution systems has been addressed in different ways, several of which depend largely on the model used to validate the fault locator behavior. Given the uncertainties about the operation conditions of distribution systems, it is necessary to explore the error rank under which lie the models implemented, identify possible sources of error and mitigate its best to get a better model system. In this vein, this research proposes a series of strategies by which the modeling errors can be controled, ensuring objectivity to the fault locator analyzes in distribution systems. These strategies reflect the experience gained in the process of selecting the most suitable models for simulating steady-state distribution systems, the study of sensitivity and parameters of such models and tests with the implemented fault locator. As a further result, insight into how to improve the performance of fault locators was gained and a new fault location technique based on the estimated fault resistance and the fault reactance seen from the substation feeding distribution network compensation is proposed.

[3] Research work.
[4] Faculty of Physical-Mechanic Engieneering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Gilberto Carrillo Caicedo. Co-advisor: Hermann Raúl Vargas Torres.

Introducción

El problema de localización de fallas en los sistemas de distribución ya ha sido abordado desde diversas perspectivas. No obstante, muy pocas veces tales localizadores han sido probados en un entorno real o con modelos lo suficientemente rigurosos como para tener la seguridad de su buen funcionamiento una vez implementados en un sistema real.

En consecuencia, se hace necesario realizar un análisis detallado de los parámetros de los modelos empleados para simular sistemas de distribución reales con el fin de acotar la evidente incertidumbre. Teniendo resultados más exactos, se pueden ahorrar pruebas de campo y agilizar el proceso de toma de decisiones asociadas a los análisis de comportamiento del sistema de distribución. En particular, la aplicación aquí estudiada es la implementación de los localizadores de cortocircuitos en sistemas de distribución.

Por tales motivos, el objetivo principal de este trabajo de investigación es *Desarrollar una estrategia que permita validar los modelos de los componentes eléctricos empleados en la simulación de sistemas de distribución con datos de alimentadores reales para facilitar la localización de fallas en sistemas de distribución*. En consecuencia, antes del diseño de esta estrategia, se tendrán que validar los modelos de sistemas de alimentación, líneas y cargas previamente seleccionados con el fin de facilitar la solución al problema de localización.

El libro se encuentra dividido en cuatro capítulos: el primero de ellos describe los principales modelos disponibles y de pertinencia. En el capítulo dos, se toman los modelos seleccionados en el capítulo anterior y se les realiza un análisis de sensibilidad local para establecer el rango de variación entre los cuales los modelos funcionan. Seguidamente se complementará el análisis de sensibilidad con un estudio del impacto de los modelos en la localización de fallas. Luego, se presentan las estrategias y metodologías que se consideran como adecuadas para la correcta parametrización de los modelos y se resume brevemente lo encontrado en la investigación en el último capítulo.

Finalmente se presentan las conclusiones emanadas de la experiencia ganada a través del desarrollo del presente trabajo de investigación. Los circuitos de prueba utilizados a lo largo del escrito se pueden encontrar en el anexo A. En el anexo B se encuentra un código en MatLab para estimar errores en los cálculos de las impedancias calculadas en la cabecera del sistema de distribución. En el anexo C se encuentran los datos de las figuras que al final tienen un simbolo similar a un triangulo apuntando a la derecha ($\triangleright$). Finalmente en el anexo D se ubican los datos obtenidos al realizar el análisis de sensibilidad a las condiciones iniciales de uno de los algoritmos expuestos en el libro.

Capítulo 1

Identificación de los modelos

En este capítulo se pretenden describir los principales modelos matemáticos que gobiernan el comportamiento de las líneas, cargas y la subestación de alimentación ubicada en la cabecera del circuito de distribución primaria (De ahora en adelante conocida como fuente de alimentación). El objetivo principal es justificar la selección de los modelos cuyo comportamiento se pretende analizar teniendo en cuenta el contexto en el cual se está trabajando. Por tal razón, este capítulo se ha dividido en cuatro subsecciones: En la primera de ellas se hablará de los modelos de líneas de transmisión, seguido por los modelos de carga y de fuentes de alimentación, respectivamente, y en la última sección se concluirá sobre lo encontrado.

1.1. Modelos de líneas

Tres tipos de modelos de líneas son de interés: El modelo pi (nominal y exacto), el modelo de Clarke y los modelos basados en la frecuencia. Dentro de esté último grupo se encuentran los modelos planteados por J. Marti, por A. Semlyen y por T. Noda. Dado que independientemente del modelo se debe tener una idea de los parámetros de las líneas en estado estable a frecuencia industrial, previa a la presentación de estos modelos se dará una introducción al método de Carson para la estimación de los parámetros serie y paralelo de las líneas de transmisión.

1.1.1. Cálculo de parámetros serie y paralelo

Carson en su documento de 1926 desarrolló una técnica mediante la cual se puede determinar la impedancia propia y mutua para un número arbitrario de conductores aéreos incluyendo en estas impedancias el efecto de la resistividad del terreno, así como de los cables de guarda presentes en la línea. En un principio, la técnica no fue bien recibida, debido a los cálculos tediosos que, en esa

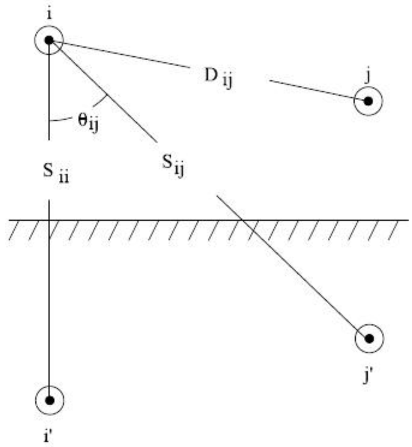


FIGURA 1.1.: Conductores y sus imágenes. Tomada de (Kersting, 2002).

época, tenían que hacerse a mano o con regla de cálculo. Sólo hasta la llegada de la computadora digital, sus ecuaciones fueron bien acogidas (Kersting, 2002).

En su documento, Carson utilizó el método de imágenes del conductor para derivar sus ecuaciones, es decir, cada conductor ubicado a una distancia sobre el suelo tiene un *conductor imagen* a la misma distancia bajo este suelo (Ver Figura 1.1). Además, consideró que la tierra era un plano infinito sólido paralelo a los conductores y de resistencia constante. Con ayuda de este método, Carson desarrolló las ecuaciones que se muestran a continuación para el cálculo de las impedancias mutuas y propias de los conductores (Kersting, 2002).

Impedancias del conductor:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii} G + j\left(X_i + 2\omega G \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii} G\right) [\Omega/km] \tag{1.1}$$

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ii} G + j\left(2\omega G \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4\omega Q_{ij} G\right) [\Omega/km] \tag{1.2}$$

Donde:

$\hat{z}_{ii}$	Impedancia propia del conductor i en Ω/km.
$\hat{z}_{ij}$	Impedancia mutua entre el conductor i y el j en Ω/km.
r_i	Resistencia del conductor i en Ω/km.
ω	Frecuencia angular del sistema en radianes por segundo ($\omega = 2\pi f$).
RD_i	Radio del conductor i en pies.

D_{ij} Distancia entre el conductor i y j en metros (ver Figura 1.1).

S_{ij} Distancia entre el conductor i y la imagen j en metros (ver Figura 1.1).

Donde a su vez:

$$X_i = 2\omega G \ \ln\left(\frac{RDi}{GMR_i}\right) [\Omega/km] \tag{1.3}$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}}\left(\frac{k_{ij}}{k_T}\right)\cos\left(\theta_{ij}\right) + \frac{1}{16}\left(\frac{k_{ij}}{k_T}\right)^2 \cos\left(2\theta_{ij}\right).\left(0{,}6728 + \ln\left[2\left(\frac{k_T}{k_{ij}}\right)\right]\right) \tag{1.4}$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2}\ln\left[2\left(\frac{k_T}{k_{ij}}\right)\right] + \frac{1}{3\sqrt{2}}\left(\frac{k_{ij}}{k_T}\right)\cos\left(2\theta_{ij}\right) \tag{1.5}$$

$$k_{ij} = 0,2610612 \times 10^{-3}\, S_{ij}\sqrt{\frac{f}{\rho}} \tag{1.6}$$

Donde:

G Constante. ($G = 0{,}1 \times 10^{-3}\, [\Omega/km]$)

X_i Reactancia del conductor i en Ω/km.

P_{ij} Diferencia de potencial entre los conductores i y j.

Q_{ij} Carga entre los conductores i y j.

k_{ij} Función de Carson para el efecto de la frecuencia y resistividad del terreno.

k_T Factor de conversión, equivale a 0.3048 (metros por pie).

GMR_i Radio Medio Geométrico del conductor i en metros.

f Frecuencia del sistema en Hertz.

ρ Resistividad del terreno en $\Omega - metros$.

θ_{ij} Ángulo entre las líneas trazadas desde el conductor i y su propia imagen y la imagen al conductor j (ver Figura 1.1).

De aquí se derivan las llamadas *ecuaciones de Carson modificadas*, al utilizar sólo el primer término de la variable P_{ij} y los dos primeros términos de Q_{ij}, es decir (Kersting, 2002):

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \tag{1.7}$$

$$Q_{ij} = -0{,}0386 + \frac{1}{2}\ln\left[2\left(\frac{k_T}{k_{ij}}\right)\right] \tag{1.8}$$

Sustituyendo y simplificando queda que:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 fG + j2\omega G\left(\ln\frac{1}{GMR_i} + \ln(2160k_T) + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho}{f}\right) \tag{1.9}$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 fG + j2\omega G\left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + \ln(2160k_T) + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho}{f}\right) \tag{1.10}$$

Donde:

$$\ln 2160 \backsimeq 7{,}6786 = 2\left[-0{,}0386 + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2S_{ij}\sqrt{f/\rho}}{k_{ij}}\right)\right]$$

Finalmente, reemplazando:

$$D_e = \left[2160\sqrt{\frac{\rho}{f}}\right]k_T \qquad r_d = \pi^2 Gf$$

Queda que:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + r_d + j2\omega G\left(\ln\frac{1}{GMR_i} + \ln D_e\right) \tag{1.11}$$

$$\hat{z}_{ij} = r_d + j2\omega G\left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + \ln D_e\right) \tag{1.12}$$

Por lo que se puede observar el principal aporte de Carson es el haber dado los valores de referencia para la resistividad del terreno (r_d) y la distancia equivalente (D_e). Éste, a su vez, se define como:

$$D_e = \frac{D_{id}D_{di}}{GMR_d} = \frac{D_{dj}D_{id}}{GMR_d}$$

Donde el subíndice d, hace referencia al conductor de retorno imaginario mediante el cual se modela el efecto de la tierra. Por ejemplo, la distancia D_{id} es la distancia del conductor i al conductor d.

Las ecuaciones (1.11) y (1.12) se utilizan para calcular los elementos de la matriz de impedancia primitiva de 3×3 conductores con m neutros:

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an_1} & \hat{z}_{an_2} & \cdots & \hat{z}_{an_m} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn_1} & \hat{z}_{bn_2} & \cdots & \hat{z}_{bn_m} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn_1} & \hat{z}_{cn_2} & \cdots & \hat{z}_{cn_m} \\ -- & -- & -- & -- & -- & -- & -- & -- \\ \hat{z}_{n_1a} & \hat{z}_{n_1b} & \hat{z}_{n_1c} & | & \hat{z}_{n_1n_1} & \hat{z}_{n_1n_2} & \cdots & \hat{z}_{n_1n_m} \\ \hat{z}_{n_2a} & \hat{z}_{n_2b} & \hat{z}_{n_2c} & | & \hat{z}_{n_2n_1} & \hat{z}_{n_2n_2} & \cdots & \hat{z}_{n_2n_m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & | & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hat{z}_{n_ma} & \hat{z}_{n_mb} & \hat{z}_{n_mc} & | & \hat{z}_{n_mn_1} & \hat{z}_{n_mn_2} & \cdots & \hat{z}_{n_mn_m} \end{bmatrix} \tag{1.13}$$

En forma resumida la ecuación (1.13) se transforma en:

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\widehat{z_{ij}}] & [\widehat{z_{in}}] \\ [\widehat{z_{nj}}] & [\widehat{z_{nn}}] \end{bmatrix} \tag{1.14}$$

En la mayoría de las aplicaciones, la matriz de impedancia primitiva debe reducirse a una matriz de fase de 3x3, que consiste en las impedancias propias y mutuas equivalentes para las tres fases.

Uno de los métodos estándar de reducción, es la reducción de Kron. Se supone una línea con neutro múltiple a tierra, como se muestra en la Figura 1.2.

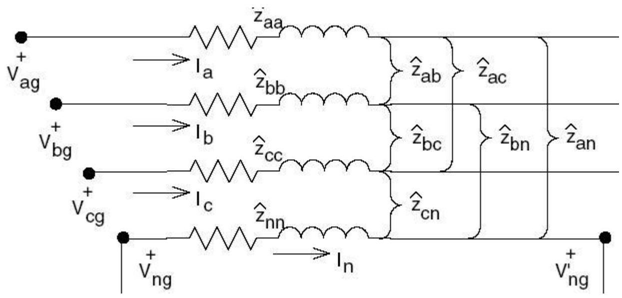


FIGURA 1.2.: Segmento de línea en estrella, de cuatro hilos. Tomada de (Kersting, 2002).

Aplicando las leyes de Kirchoff al circuito se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \widehat{z_{aa}} & \widehat{z_{ab}} & \widehat{z_{ac}} & | & \widehat{z_{an}} \\ \widehat{z_{ba}} & \widehat{z_{bb}} & \widehat{z_{bc}} & | & \widehat{z_{bn}} \\ \widehat{z_{ca}} & \widehat{z_{cb}} & \widehat{z_{cc}} & | & \widehat{z_{cn}} \\ -- & -- & -- & | & -- \\ \widehat{z_{na}} & \widehat{z_{nb}} & \widehat{z_{nc}} & | & \widehat{z_{nn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \tag{1.15}$$

En forma simple la ecuación (1.15) quedaría:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \widehat{z_{ij}} & \widehat{z_{in}} \\ \widehat{z_{nj}} & \widehat{z_{nn}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_{ng}] \end{bmatrix} \tag{1.16}$$

Debido al neutro a tierra, las tensiones V_{ng} y $V\acute{}_{ng}$ son iguales a cero. Sustituyendo estos valores en la ecuación (1.16) y expandiendo los resultados se tiene:

$$[V_{abc}] = [V\acute{}_{abc}] + [\hat{z}_{ij}].[I_{abc}] + [\hat{z}_{in}].[I_n] \tag{1.17}$$

$$[0] = [0] + [\hat{z}_{nj}].[I_{abc}] + [\hat{z}_{nn}].[I_n] \tag{1.18}$$

Al resolver la ecuación (1.18) para $[I_n]$:

$$[I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1}.[\hat{z}_{nj}].[I_{abc}] \tag{1.19}$$

Sustituyendo la ecuación (1.19) en la ecuación (1.17):

$$[V_{abc}] = [V\acute{}_{abc}] + ([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}].[\hat{z}_{nn}]^{-1}.[\hat{z}_{nj}]).[I_{abc}] \tag{1.20}$$

$$[V_{abc}] = [V\acute{}_{abc}] + [z_{abc}][I_{abc}] \tag{1.21}$$

Donde:

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}].[\hat{z}_{nn}]^{-1}.[\hat{z}_{nj}] \tag{1.22}$$

La ecuación (1.22) es la forma final de la técnica de la reducción de Kron. Por tanto la matriz de impedancia de fase se convierte en:

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/milla] \tag{1.23}$$

El modelo que representa esta matriz se muestra en la Figura 1.3.

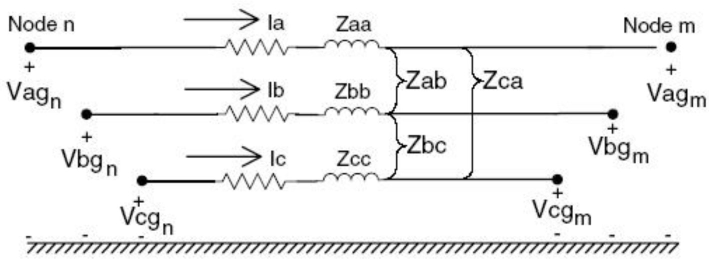


FIGURA 1.3.: Segmento de modelo de línea trifásica. Tomada de (Kersting, 2002).

Del modelo mostrado en la Figura 1.3 se pueden deducir las siguientes relaciones de tensión y corriente:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{1.24}$$

Ecuaciones similares se pueden obtener a través del método de las imágenes para deducir la capacitancia en paralelo de las líneas de transmisión. De hecho, para el caso de las líneas aéreas, se tiene que los coeficientes de potencial propios y mutuos primitivos son:

$$\hat{p_{ii}} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \tag{1.25}$$

$$\hat{p_{ij}} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{S_{ii}}{D_{ij}} \tag{1.26}$$

Donde ϵ es la permitividad del material dieléctrico donde se encuentra sumergido el conductor. De aquí se deriva la matriz P primitiva, la cual es similar a la la matriz Z primitiva de impedancias:

$$\left[\hat{p}_{primitiva}\right] = \begin{bmatrix} [\widehat{p_{ij}}] & [\widehat{p_{in}}] \\ [\widehat{p_{nj}}] & [\widehat{p_{nn}}] \end{bmatrix} \tag{1.27}$$

Por tanto, la matriz de coeficientes de potencial por fase es:

$$[p_{abc}] = [\hat{p}_{ij}] - [\hat{p}_{in}].[\hat{p}_{nn}]^{-1}.[\hat{p}_{nj}] \tag{1.28}$$

Cuya inversa es la matriz de capacitancias por fase, es decir:

$$[C_{abc}] = [p_{abc}]^{-1} \tag{1.29}$$

Por su parte, cuando la transmisión es subterránea, se acostumbra a llevar un conductor de fase rodeado de k conductores neutros, tal como se muestra en la Figura 1.4. Para este tipo de disposición, la capacitancia por fase es computada como:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{kRD_s}{R_b}}$$

Donde:

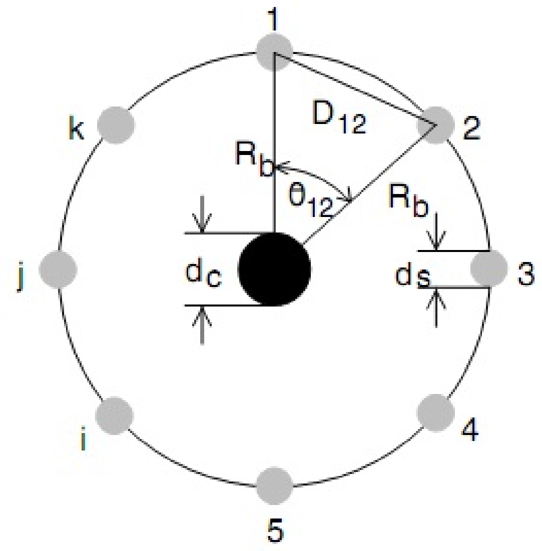


FIGURA 1.4.: Conductor de fase subterráneo con k neutros. Tomada de (Kersting, 2002).

CUADRO 1.1.: Permitividades relativas de algunos materiales dieléctricos. Adaptada de (Kersting, 2002).

Material	**Rango de valores de la permitividad relativa**
Policloruro de vinilo (PVC)	3,4 a 8
Goma de Etileno-propileno (EPR)	2,5 a 3,5
Polietileno	2,5 a 2,6
Polietileno reticulado (XLPE)	2,3 a 6

k Número total de conductores neutros

R_b Radio del circulo que pasa por el centro de los k conductores neutros

RD_s Radio del conductor neutro

RD_c Radio del conductor de fase

En la Tabla 1.1 se presentan las permitividades relativas de algunos de los materiales dieléctricos más usuales.

En el caso de un conductor subterráneo con apantallamiento y chaqueta aisladora (Figura 1.5), la capacitancia por fase se computa como:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{R_b}{RD_c}}$$

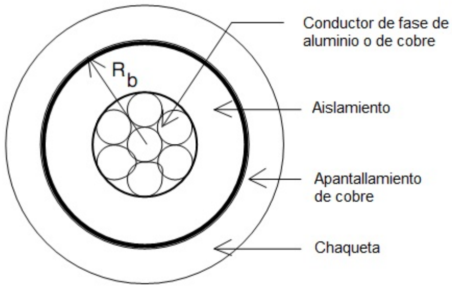


FIGURA 1.5.: Conductor subterráneo con apantallamiento y chaqueta aisladora. Adaptada de (Kersting, 2002).

Puesto que el apantallamiento se puede modelar como una cantidad infinita de conductores neutros alrededor del conductor de fase. Para más información sobre la determinación de los parámetros serie y paralelo de líneas de transmisión por favor remitirse a (Kersting, 2002; Anderson, 1973).

1.1.2. Modelo Pi

Dentro de este tipo de modelo se distinguen dos clases: El modelo pi nominal y el modelo pi exacto. El primero de ellos se muestra en la Figura 1.6, consta de una impedancia Z concentrada en el punto medio de la línea y una admitancia Y dividida en dos partes iguales en cada extremo de la misma (Checa, 2000).

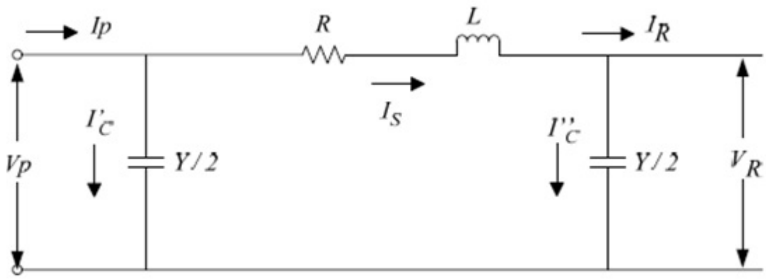


FIGURA 1.6.: Modelo de línea Pi nominal. Tomada de (Checa, 2000).

Donde:

V_p	Voltaje en el extremo emisor.
V_r	Voltaje en el extremo receptor.
I_p	Corriente en el extremo emisor.
I_r	Corriente en el extremo receptor.

$I_c^{'}$ Corriente en el ramal del extremo transmisor.

$I_c^{''}$ Corriente en el ramal del extremo receptor.

Del modelo mostrado se obtiene las siguientes relaciones en tensión:

$$V_S = (V_R\frac{Y}{2} + I_R)Z + V_R$$

$$V_S = (\frac{ZY}{2} + 1)V_R + ZI_R \tag{1.30}$$

Y para la corriente:

$$I_S = V_S\frac{Y}{2} + V_R\frac{Y}{2} + I_R \tag{1.31}$$

Debido a que para líneas de transmisión de gran longitud los efectos inductivos y capacitivos por unidad de longitud no pueden aproximarse correctamente con el pi nominal, se ha derivado un equivalente pi con sus parámetros concentrados corregidos, de manera que la tensión y la corriente en el lado receptor o emisor sean iguales a los que se obtienen con modelos de parámetros distribuidos dadas unas tensiones y corrientes en el lado emisor o receptor, respectivamente. Este es el llamado modelo Pi exacto, el cual se muestra la Figura 1.7.

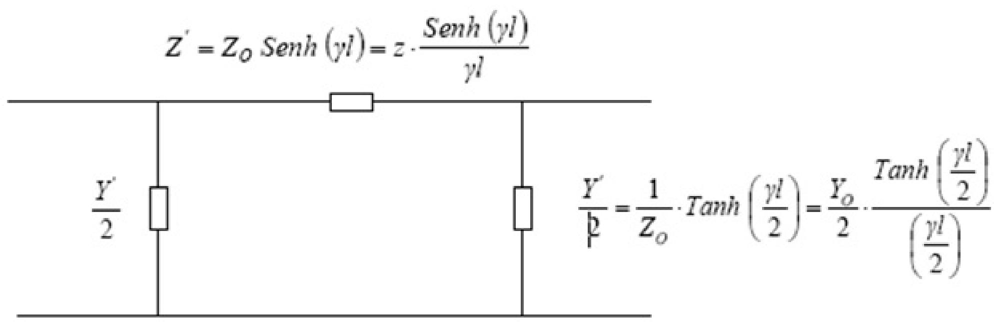


FIGURA 1.7.: Modelo de línea Pi exacto. Tomada de (Checa, 2000).

Donde:

$Z^{'}$ Impedancia exacta de la línea.

$Y^{'}$ Admitancia exacta de la línea.

γ Longitud de onda de la línea.

l Longitud de la línea.

1.1.3. Modelo Clarke

El modelo de línea Clarke utiliza como método de solución la transformación de las componentes de fase del sistema a componentes α, β y 0 por medio de una matriz de transformación, la cual descompone en varios modos de propagación ortogonales (Linealmente independientes) entre sí. Tomando como referencia la fase A, las componentes α, β y 0 para un sistema trifásico se definen como (Clarke, 1965):

$$\begin{bmatrix} C_\alpha \\ C_\beta \\ C_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_A \\ C_B \\ C_C \end{bmatrix} \tag{1.32}$$

Utilizando la matriz de transformación de Clarke, se encuentran las siguientes relaciones entre las tensiones del sistema y las tensiones α, β y 0:

$$V_a = V_\alpha + V_0 \tag{1.33}$$

$$V_b = -\frac{1}{2}V_\alpha + \frac{\sqrt{3}}{2}V_\beta + V_0 \tag{1.34}$$

$$V_c = -\frac{1}{2}V_\alpha - \frac{\sqrt{3}}{2}V_\beta + V_0 \tag{1.35}$$

Igual para las corrientes:

$$I_a = I_\alpha + I_0 \tag{1.36}$$

$$I_b = -\frac{1}{2}I_\alpha + \frac{\sqrt{3}}{2}I_\beta + I_0 \tag{1.37}$$

$$I_c = -\frac{1}{2}I_\alpha - \frac{\sqrt{3}}{2}I_\beta + I_0 \tag{1.38}$$

Note que, si se tomaran las corrientes, las componentes de Clarke serían (Ver Figura 1.8):

α Corresponde al retorno por las fases B y C de la corriente de la fase A.

β Corresponde el retorno por la fase C de la corriente de la fase B.

0 Corresponde a las componentes de secuencia 0, esto es, las componentes de las corrientes de las fases A, B y C iguales en magnitud y fase.

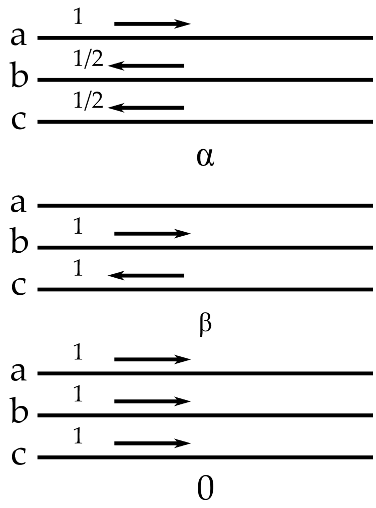


FIGURA 1.8.: Componentes de Clarke con magnitudes de las corrientes en por unidad respecto a la corriente que se dirige de izquierda a derecha.

1.1.4. Modelo Bergeron

Este modelo adaptado y desarrollado por Hermann Dommel, es un método simple, de frecuencia constante que está basado en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas, y con parámetros constantes (Inductancia y capacitancia) distribuidos a través de la línea de transmisión. La Figura 1.9 representa el modelo de Bergeron para una línea de transmisión sin pérdidas, donde las ecuaciones que relacionan las tensiones y corrientes en los extremos de la línea están representadas en (1.39) a (1.42):

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z_c} v_k(t) + i_k(t) \tag{1.39}$$

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z_c} v_m(t) + i_m(t) \tag{1.40}$$

$$i_k(t) = -\frac{1}{Z_c} v_m(t-\tau) - i_m(t-\tau) \tag{1.41}$$

$$i_m(t) = -\frac{1}{Z_c} v_k(t-\tau) - i_k(t-\tau) \tag{1.42}$$

Donde:

v_k Voltaje en el nodo k.

i_k Corriente en el nodo k.

v_m Voltaje en el nodo m.

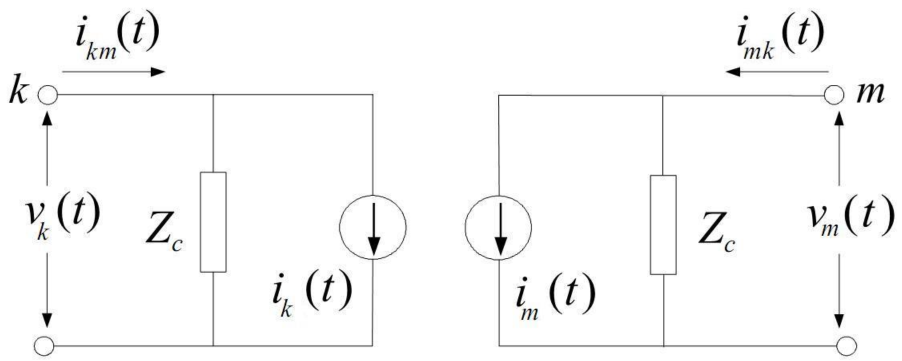


FIGURA 1.9.: Modelo de línea de Bergeron sin pérdidas. Tomada de (Watson & Arrillada, 2003).

i_m	Corriente en el nodo m.
L'	Inductancia por unidad de longitud [H/km].
C'	Capacitancia por unidad de longitud [F/km].
Z_c	Impedancia característica de la línea ($\sqrt{L'/C'}$).
τ	Tiempo de desplazamiento de la onda viajera.

Dommel realizó una extensión del modelo para incluir las pérdidas a lo largo de la línea de transmisión. En esta extensión, la representación de la resistencia serie distribuida en toda la línea cambió al dividir la longitud total de la línea en varias secciones ubicando resistencias localizadas de la siguiente forma: La mitad de la resistencia total fue ubicada en el modelo del centro y la mitad restante ubicada en los modelos de los extremos por partes iguales, como se observa en la Figura 1.10. Este modelo obtiene respuestas razonables mientras que $R/4 \ll Z_c$. Sin embargo, para los estudios de alta frecuencia este modelo de resistencia localizada puede no ser adecuado (Watson & Arrillada, 2003).

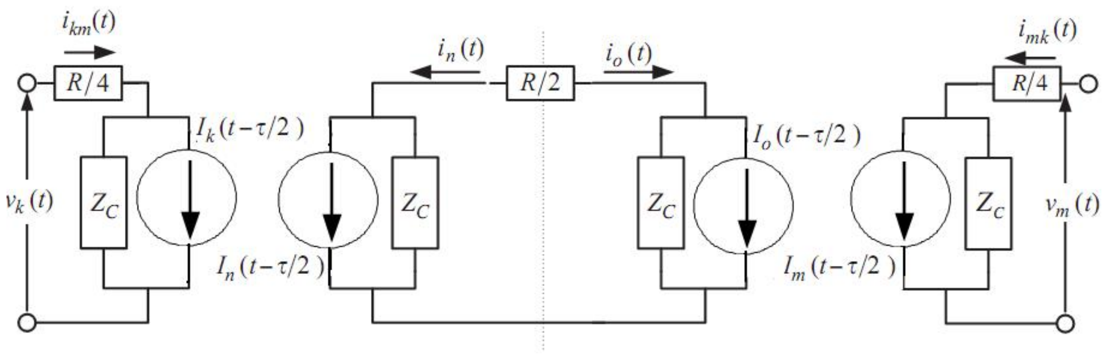


FIGURA 1.10.: Equivalente de la línea con resistencias localizadas. Tomada de (Watson & Arrillada, 2003).

A partir del modelo presentado anteriormente es posible llegar al modelo equivalente de la mitad de la línea que se muestra en la Figura 1.11, cuyas relaciones de tensión y corriente se ven representadas en las ecuaciones (1.43) a (1.46):

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_k(t) + i_k(t - {}^{\tau}/_{2}) \tag{1.43}$$

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_m(t) + i_m(t - {}^{\tau}/_{2}) \tag{1.44}$$

$$i_k(t - {}^{\tau}/_{2}) = \frac{-1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_m(t - {}^{\tau}/_{2}) - \left(\frac{Z_c - {}^{R}/_{4}}{Z_c + {}^{R}/_{4}}\right) i_m(t - {}^{\tau}/_{2}) \tag{1.45}$$

$$i_m(t - {}^{\tau}/_{2}) = \frac{-1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_k(t - {}^{\tau}/_{2}) - \left(\frac{Z_c - {}^{R}/_{4}}{Z_c + {}^{R}/_{4}}\right) i_k(t - {}^{\tau}/_{2}) \tag{1.46}$$

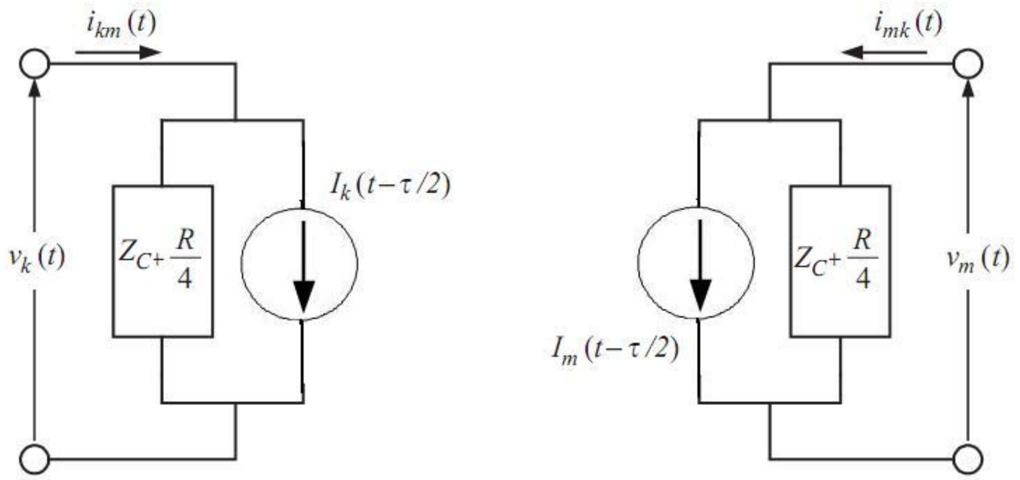


FIGURA 1.11.: Equivalente de la mitad de la línea. Tomada de (Watson & Arrillada, 2003).

Finalmente, al colocar dos de los modelos de la mitad de la línea en cascada y eliminando las variables del punto medio de la línea, se obtiene un modelo de Bergeron para una línea de transmisión completa con pérdidas, el cual es presentado en la Figura 1.12 y donde las relaciones de tensión y corriente de los terminales de la línea se ven representadas en las ecuaciones (1.47) y (1.50) (Watson & Arrillada, 2003).

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_k(t) + i'_k(t - \tau) \tag{1.47}$$

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z_c + {}^{R}/_{4}} v_m(t) + i'_m(t - \tau) \tag{1.48}$$

$$
\begin{aligned}
i'_k(t-\tau) &= \tfrac{-Z_c}{(Z_c+R/4)^2}\left(v_m(t-\tau)+(Z_c-R/4)\,i_{mk}(t-\tau)\right)\\
&\quad+\tfrac{-R/4}{(Z_c+R/4)^2}\left(v_k(t-\tau)+(Z_c-R/4)\,i_{km}(t-\tau)\right)
\end{aligned} \tag{1.49}
$$

$$
\begin{aligned}
i'_m(t-\tau) &= \tfrac{-Z_c}{(Z_c+R/4)^2}\left(v_k(t-\tau)+(Z_c-R/4)\,i_{km}(t-\tau)\right)\\
&\quad+\tfrac{-R/4}{(Z_c+R/4)^2}\left(v_m(t-\tau)+(Z_c-R/4)\,i_{mk}(t-\tau)\right)
\end{aligned} \tag{1.50}
$$

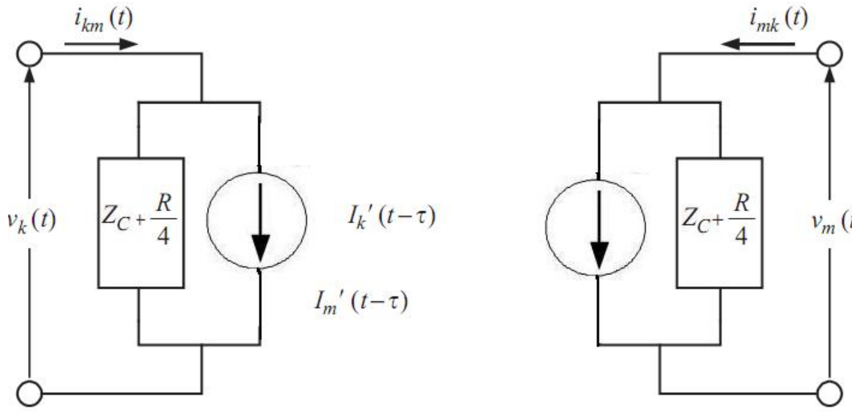


FIGURA 1.12.: Modelo de línea de Bergeron con pérdidas. Tomada de (Watson & Arrillada, 2003).

1.1.5. Modelo JMarti

Este modelo, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales y utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores del dominio modal al dominio de las fases, cuya influencia para líneas aéreas es poco notable pero para cables es muy importante, puesto que evita que se lleguen a resultados inservibles (Marti, 1982). Una limitación es su comportamiento inestable para frecuencias muy bajas, donde la tensión puede incrementarse sin límites en algunos casos. Si bien es posible obtener resultados convincentes en estos casos, requiere de ciertas manipulaciones en los datos (Hevia, 1999).

Cuando se incluyen pérdidas en el circuito como es el caso del modelo de JMarti se vuelve complicado escribir de manera práctica la solución de las ecuaciones en el dominio del tiempo, esta relación puede darse fácilmente en el dominio de la frecuencia como:

$$V_k(\omega) = cosh\left(\gamma(\omega)\,l\right)V_m(\omega) - Z_c(\omega)\,sinh\left(\gamma(\omega)\,l\right)I_m(\omega) \tag{1.51}$$

$$I_k(\omega) = \frac{1}{Z_c(\omega)} sinh(\gamma(\omega) l) V_m(\omega) - cosh(\gamma(\omega) l) I_m(\omega) \tag{1.52}$$

Donde la impedancia característica de la línea se define como:

$$Z_c(\omega) = \sqrt{Z'(\omega) Y'(\omega)} \tag{1.53}$$

y la constante de propagación como:

$$\gamma(\omega) = \sqrt{\frac{Z'(\omega)}{Y'(\omega)}} \tag{1.54}$$

Con:

$$Z'(\omega) = R'(\omega) + j\omega L'(\omega) \tag{1.55}$$

$$Y'(\omega) = G'(\omega) + j\omega C'(\omega) \tag{1.56}$$

$R'(\omega)$ Resistencia serie por unidad de longitud.

$L'(\omega)$ Inductancia serie por unidad de longitud.

$G'(\omega)$ Conductancia de derivación por unidad de longitud.

$C'(\omega)$ Capacitancia de derivación por unidad de longitud.

Explicación física del modelo En los primeros modelos de línea dependientes de frecuencia (Budner, 1970), se usó el concepto de funciones de peso (una para las ondas incidentes y otra para las ondas reflejadas en el nodo), las cuales fueron incorporadas para relacionar los voltajes y corrientes de forma análoga a la interpretación de las ecuaciones de Bergeron (Marti, 1982). Empero, estas funciones en este tipo de modelos son altamente oscilatorias y difíciles de evaluar.

Tomando en cuenta las ecuaciones (1.51) y (1.52), es posible demostar que (Rul, 1995):

$$V_k - Z_c I_{km} = (V_m + Z_c I_{mk}) e^{-\gamma l} \tag{1.57}$$

Donde se tiene que $e^{-\gamma l} = \cosh(\gamma l) - \sinh(\gamma l)$.

Supongase que se va alimentar la línea de transmisión por el nodo m a través de una impedancia igual a la impedancia característica de la línea, de manera que no haya reflexiones por parte de las ondas incidentes en este nodo. Por definición considérese:

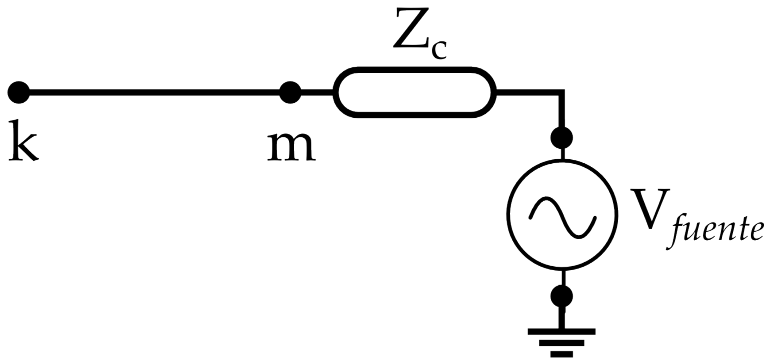


FIGURA 1.13.: Circuito para la deducción de la función de pesos.

$$V_{fuente} = V_m + Z_c I_{mk} \tag{1.58}$$

Considérese además que el nodo k se deja abierto, es decir, $I_{km} = 0$, entonces (Ver Figura):

$$V_k(\omega) = V_{fuente}(\omega)\, e^{-\gamma(\omega)l} = V_{fuente}(\omega)\, A(\omega) \tag{1.59}$$

Donde se puede observar que el factor de propagación en este caso es igual a $e^{-\gamma(\omega)l}$ y corresponde a la relación que hay entre la tensión en el nodo emisor y el nodo receptor. Si $V_{fuente}(\omega) = 1$ para todas las frecuencias, quiere decir que en el dominio del tiempo $v_{fuente}(t) = \delta(t)$. Para una línea sin pérdidas, la respuesta al impulso es un impulso retardado. Para un modelo más general, la respuesta al impulso será la respectiva transformada inversa de $A(\omega)$. Los valores que toma esta función en el tiempo son los pesos que deben ser aplicados a las funciones de corriente y de tensión para cada instante de tiempo dado (factores que multiplican las ondas viajeras de diferentes velocidades) para determinar el comportamiento en el tiempo de la línea. Esta operación es llevada matemáticamente a través de la convolución.

En consecuencia, para el desarrollo del modelo, se aproximan la respuesta en frecuencia como una función lineal a tramos con pendientes que son mútiplos de 20 dB/decada, lo que provoca que en el tiempo se tenga una suma de exponenciales reales, las cuales son evaluadas con mayor eficiencia a través de la convolución recursiva. Esto provoca una disminución significativa en la complejidad de cálculo respecto a los métodos que consideran dos funciones de peso (Marti, 1982).

Si a esto último se le agrega el hecho de que gracias a la simetría en las respuestas en las líneas[1], es posible utilizar una única función de pesos para determinar el

[1]En general, siempre se puede modelar una línea de transmisión de manera que la respuesta en

comportamiento de la línea, se puede observar la ventaja que se obtiene al aplicar este tipo de funciones de peso.

Finalmente, nótese, que en su deducción, la función de pesos es aquella que, según la nomenclatura establecida en la subsección anterior (k es emisor y m receptor), se debe a la respuesta natural desde el extremo receptor cuando la línea se encuentra en vacio.

Desarrollo matemático del modelo Para representar matemáticamente el modelo, este se puede separar en dos componentes: Funciones en la frecuencia que van alejándose del nodo emisor y funciones en la frecuencia que van acercándose al nodo emisor, como lo muestran las ecuaciones (1.60) y (1.61) para las que se alejan y las ecuaciones (1.62) y (1.63) para las que se acercan.

$$F_k(\omega) = V_k(\omega) + Z_{eq}(\omega)\, I_k(\omega) \tag{1.60}$$

$$F_m(\omega) = V_m(\omega) + Z_{eq}(\omega)\, I_m(\omega) \tag{1.61}$$

$$B_k(\omega) = V_k(\omega) - Z_{eq}(\omega)\, I_k(\omega) \tag{1.62}$$

$$B_m(\omega) = V_m(\omega) - Z_{eq}(\omega)\, I_m(\omega) \tag{1.63}$$

Donde Z_{eq} es impedancia de la red y es aproximadamente[2] igual a Z_c.

Comparando las ecuaciones (1.60) a (1.63) con las ecuaciones básicas de la línea en frecuencia (1.51) y (1.52), se tiene que:

$$B_k(\omega) = A(\omega)\, F_m(\omega) \tag{1.64}$$

$$B_m(\omega) = A(\omega)\, F_k(\omega) \tag{1.65}$$

Donde:

$$A(\omega) = e^{-\gamma(\omega) l} = \left[cosh\left(\gamma(\omega)\, l\right) + sinh\left(\gamma(\omega)\, l\right)\right]^{-1} \tag{1.66}$$

Entonces, las relaciones de tensión y corriente que caracterizan el modelo de línea de JMarti se encuentra en las ecuaciones (1.67) a (1.70) y cuyo circuito equivalente se presenta en la figura 1.14.

uno de los extremos, dada una condición de alimentación en el otro, sea la misma al intercambiar el nodo de alimentación y de recepción.

[2] La aproximación es semejante a la comentada para la función de pesos, es decir, en primer lugar se aproxima $Z_c(\omega)$ como una función lineal a tramos para luego derivar una expresión en el tiempo en la cual sólo haya una suma de exponenciales reales.

$$V_k(\omega) = Z_c(\omega)\, I_k(\omega) + E_{mh}(\omega) \tag{1.67}$$

$$V_m(\omega) = Z_c(\omega)\, I_m(\omega) + E_{kh}(\omega) \tag{1.68}$$

Donde:

$$E_{mh} = [V_m(\omega) + Z_c(\omega)\, I_m(\omega)]\, A(\omega) \tag{1.69}$$

$$E_{kh} = [V_k(\omega) + Z_c(\omega)\, I_k(\omega)]\, A(\omega) \tag{1.70}$$

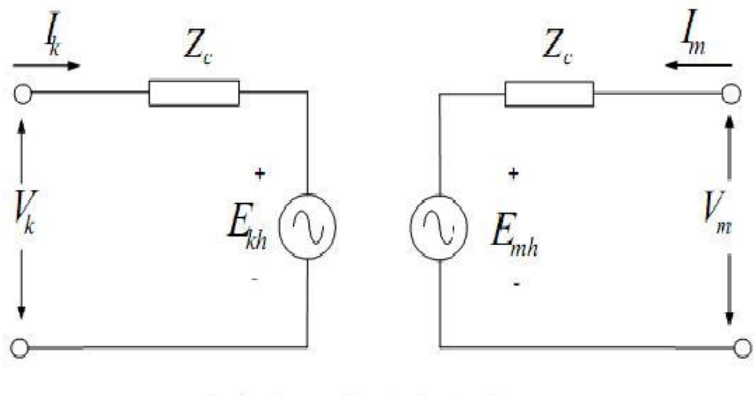


FIGURA 1.14.: Modelo de línea de JMarti. Tomada de (Marti, 1982).

Que transformadas al dominio del tiempo se convierten:

$$v_k(t) = Z_c * i_k(t) + [v_m(t) + Z_c * i_m(t)] * a(t) \tag{1.71}$$

$$v_m(t) = Z_c * i_m(t) + [v_k(t) + Z_c * i_k(t)] * a(t) \tag{1.72}$$

Donde el símbolo * significa la evaluación numérica de la convolución; dicha operación para el cálculo de transitorios es lenta. Para acelerar este proceso, es necesario sintetizar los elementos involucrados en la convolución, como son la impedancia equivalente y la función de propagación, debido a la naturaleza irracional de $a(t)$ y Z_{eq}. La síntesis por medio de funciones racionales permite que la evaluación numérica de la convolución se vuelva más rápida, ya que se obtienen exponenciales en el dominio del tiempo, y por tanto, son aplicables las técnicas de convolución recursiva (Marti, 1982).

Síntesis de la impedancia equivalente La Z_{eq} que representa la impedancia característica de la línea de Z_c es simulada por una serie de bloques de resistencia y capacitancia (R-C) paralelos como se muestra en la figura 1.15.

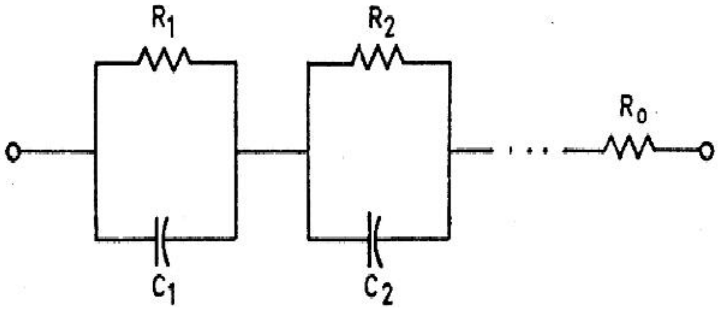


FIGURA 1.15.: Equivalente para síntesis de Z_{eq}. Tomada de (Marti, 1982)

El número de bloques R-C se determina de manera automática con el siguiente procedimiento:

Primero se debe sintetizar la Z_{eq} por medio de la evaluación de la función Z_c que se hace con la ecuación (1.53) (con parámetros dependientes de la frecuencia obtenidos con las ecuaciones de Carson) para, seguidamente, realizar la primera aproximación por funciones racionales en el plano complejo ($s = \sigma + j\omega$).

$$Z_{eq}(s) = \frac{N(s)}{D(s)} = H\left[\frac{(s+z_1)(s+z_2)\ldots(s+z_n)}{(s+p_1)(s+p_2)\ldots(s+p_n)}\right] \tag{1.73}$$

Los polos y ceros de esta función son reales y negativos, y los valores de los bloques R-C se obtienen al expandir la ecuación (1.73) en fracciones parciales Marti (1982).

$$Z_{eq}(s) = k_0 + \frac{k_1}{s+p_1} + \frac{k_2}{s+p_2} + \ldots + \frac{k_n}{s+p_n} \tag{1.74}$$

Donde en la figura 1.15:

$$\begin{aligned} R_0 &= k_0 \\ R_i &= {}^{k_i}/_{p_i} \\ C_i &= {}^{1}/_{k_i} \end{aligned} \tag{1.75}$$

Función de propagación y convolución La función $a(t)$ puede ser expresada de la forma:

$$a(t) = p(t-\tau) \tag{1.76}$$

Donde $p(t)$ tiene la misma forma de $a(t)$ pero se desplaza τ unidades de tiempo hacia el origen. Por las propiedades de la transformada de Fourier, la ecuación (1.76) en el dominio de la frecuencia es:

$$A(\omega) = P(\omega)\, e^{-j\omega\tau} \tag{1.77}$$

La función $p(\omega)$ es aproximada en el plano complejo por una función racional de la forma.

$$P_a(s) = \frac{N(s)}{D(s)} = H\left[\frac{(s+z_1)(s+z_2)\dots(s+z_n)}{(s+p_1)(s+p_2)\dots(s+p_n)}\right] \tag{1.78}$$

Ya que $A(\omega)$ corresponde a la respuesta de un sistema físico pasivo y tiende a cero cuando $\omega \to \infty$, el número de ceros debe ser menor que el número de polos y la parte real de los polos debe estar en la parte izquierda del plano complejo.

Después de un desarrollo en fracciones parciales de la ecuación (1.78) y su correspondiente transformación al dominio del tiempo la aproximación de $a(t)$ se transforma en:

$$a_{aprox}(t) = \left[k_1 e^{-p_1(t-\tau)} + k_2 e^{-p_2(t-\tau)} + \dots + k_m e^{-p_m(t-\tau)}\right] u(t-\tau) \tag{1.79}$$

El número de exponenciales en la aproximación depende de la línea particular y del modo.

1.1.6. Modelo Noda

Uno de los primeros autores que trabajó modelos de líneas dependientes de frecuencia fue Semlyen (Semlyen & Dabuleanu, 1975), el cuál trabajó un método para reducir los elevados tiempos de simulación (Marti, 1982). El método consistía en evitar la convolución en el tiempo a través de la aproximación de la admitancia de la línea por medio de funciones exponenciales, las cuales a su vez eran reducidas utilizando aproximaciones por medio de sumatorias. El método tiene el inconveniente de que su eficiencia depende de la correcta determinación de los factores de mayor peso en la sumatoria. Por esto surge un nuevo modelo que busca reducir los tiempos empleados en la simulación sin tener estos inconvenientes.

El modelo de Noda toma en cuenta la dependencia que tiene la frecuencia en los parámetros de la línea de transmisión. Además, es desarrollado en el dominio de la fase para evitarse los problemas asociados con las matrices de transformación (dependientes de la frecuencia). Su eficiencia se basa en la utilización de un modelo matemático llamado ARMA (*Auto Regressive Moving Average*) que reemplaza las convoluciones en el dominio del tiempo, para reducir los tiempos de cálculo. La admitancia característica y los coeficientes de deformación se ajustan mediante funciones racionales (Noda *et al.* , 1996).

Generalmente es más difícil obtener un modelo adecuado de este tipo para una línea determinada, pero tiene la ventaja de permitir definir un paso de cálculo independiente del tiempo de viaje, al exigir la utilización de este paso como paso de simulación. De ser necesario emplear otro paso, debería recalcularse el modelo.

Modelo en el dominio de las fases El modelo de Noda supone que todo sistema multifase está caracterizado por un vector de tensiones (para cada conductor con respecto a tierra) y un vector de corrientes (para las corrientes en cada conductor) en el dominio de la frecuencia, tal como se muestra en la Figura 1.16.

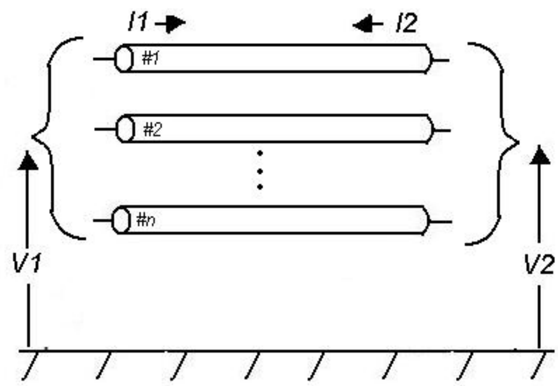


FIGURA 1.16.: Línea multifases de parámetros distribuidos. Tomada de (Noda *et al.* , 1996).

Las relaciones de propagación de onda pueden ser descritas por un par de ecuaciones de onda viajera que se solucionan como:

$$V(x,\omega) = e^{-\gamma\omega x} V_f(\omega) + e^{\gamma\omega x} V_b(\omega) \tag{1.80}$$

$$I(x,\omega) = Y_0(\omega)\left[e^{-\gamma\omega x} V_f(\omega) - e^{\gamma\omega x} V_b(\omega)\right] \tag{1.81}$$

Donde:

$V_f(\omega)$ Vector de voltaje de la onda que viaja hacia delante.

$V_b(\omega)$ Vector de voltaje de la onda que viaja hacia atrás.

$Y_0(\omega)$ Matriz de la admitancia característica de la línea.

$\gamma(\omega)$ Matriz de la constante de propagación.

Si se considera el vector de envio al final de la línea como $V_1(\omega)$ y el vector de recepción como $V_2(\omega)$, y realizando una manipulación de (1.80) y (1.81) podemos llegar a las siguientes relaciones entre las tensiones y corrientes en el modelo de la línea:

$$\begin{aligned} I_1(\omega) &= Y_0(\omega)\,V_1(\omega) - Y_0(\omega)\,e^{-j\omega\tau} \\ & \quad H(\omega)\,\{V_2(\omega) + Z_0(\omega)\,I_2(\omega)\} \end{aligned} \tag{1.82}$$

$$\begin{aligned} I_2(\omega) &= Y_0(\omega)\,V_2(\omega) - Y_0(\omega)\,e^{-j\omega\tau} \\ & \quad H(\omega)\,\{V_1(\omega) + Z_0(\omega)\,I_1(\omega)\} \end{aligned} \tag{1.83}$$

Donde:

$H(\omega) = e^{j\omega\tau}e^{-\gamma\omega l}$

$Z_0(\omega) = Y_0(\omega)$

$H(\omega)$ Matriz de deformación de onda en el dominio de las fases.

τ Mínimo tiempo de viaje.

$Z_0(\omega)$ Matriz de impedancia característica.

Pero estas ecuaciones tardan un tiempo considerable en su solución, el cual se puede reducir con la siguiente relación:

$$Y_0(\omega)\,H(\omega) = H^T(\omega)\,Y_0(\omega) \tag{1.84}$$

Al reemplazar la ecuación (1.84) en las ecuaciones (1.82) y (1.83) llegamos a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} I_1(\omega) &= Y_0(\omega)\,V_1(\omega) - e^{-j\omega\tau}H^T(\omega) \\ & \quad \{Y_0(\omega)\,V_2(\omega) + I_2(\omega)\} \end{aligned} \tag{1.85}$$

$$\begin{aligned} I_2(\omega) &= Y_0(\omega)\,V_2(\omega) - e^{-j\omega\tau}H^T(\omega) \\ & \quad \{Y_0(\omega)\,V_1(\omega) + I_1(\omega)\} \end{aligned} \tag{1.86}$$

Que transformadas al dominio del tiempo se muestran de la siguiente forma:

$$i_1(t) = y_0(t) * v_1(t) - i_{p1}(t) \tag{1.87}$$

$$i_{p1}(t) = h^T(t) * \{y_0(t) * v_2(t-\tau) + i_2(t-\tau)\} \tag{1.88}$$

$$i_2(t) = y_0(t) * v_2(t) - i_{p2}(t) \tag{1.89}$$

$$i_{p2}(t) = h^T(t) * \{y_0(t) * v_1(t-\tau) + i_1(t-\tau)\} \tag{1.90}$$

Donde $h(t)$ es la transformada inversa de Fourier de $H(\omega)$ y el símbolo «$*$» significa convolución.

Este modelo se ve representado en la figura 1.17.

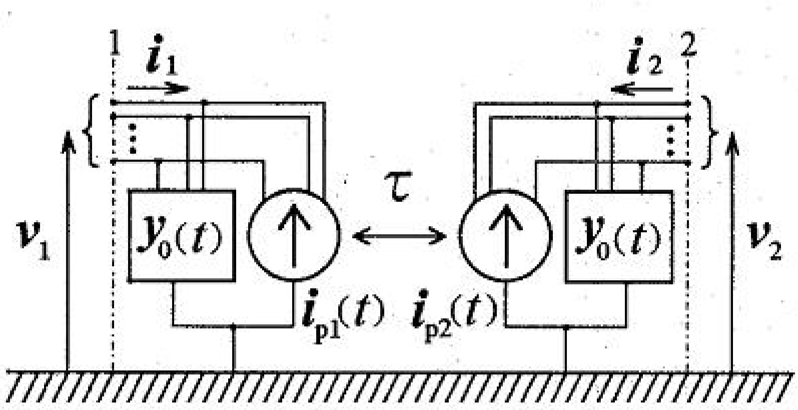


FIGURA 1.17.: Circuito equivalente en el dominio del tiempo. Tomada de (Noda *et al.* , 1996)

La operación de convolución $y_0(t) * v(t)$ es fácilmente descompuesta como:

$$y_0(t) * v(t) = y_{00} * v(t) + y_{01}(t) * v(t - \triangle t) \tag{1.91}$$

Con esta relación las ecuaciones básicas del modelo se convierten en:

$$i_1(t) = y_{00}(t) * v_1(t) - i'_{p1}(t) \tag{1.92}$$

$$i'_{p1}(t) = i_{p1}(t) - y_{01}(t) * v_1(t - \triangle t) \tag{1.93}$$

$$i_2(t) = y_{00}(t) * v_2(t) - i'_{p2}(t) \tag{1.94}$$

$$i'_{p2}(t) = i_{p2}(t) - y_{01}(t) * v_2(t - \triangle t) \tag{1.95}$$

Cuyo modelo se ve representado en la figura 1.18 (Noda *et al.* , 1996).

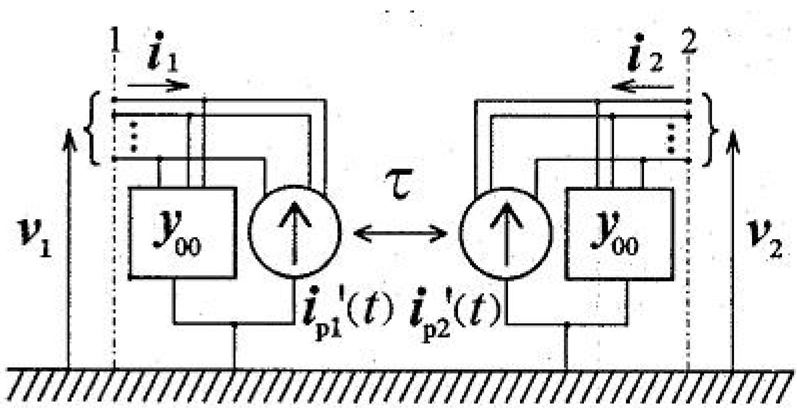


FIGURA 1.18.: Circuito equivalente en el dominio del tiempo. Tomada de (Noda *et al.* , 1996)

Modelo ARMA Un modelo ARMA (*Auto Regressive Moving Average*) esencialmente representa un sistema discreto en el tiempo con entrada $x(t)$ y salida $y(t)$, cuyas muestras son calculadas en un intervalo $\triangle t$ como $x(n) = x(t) \mid_{t=n\triangle t}$, $y(n) = y(t) \mid_{t=n\triangle t}$, (n=0,1,2,...). Utilizando la transformada Z, un modelo ARMA se define por la siguiente función racional en el dominio de Z:

$$G(z) = \frac{a_0 + a_1 z^{-1} + ... + a_N z^{-N}}{1 + b_1 z^{-1} + ... + b_N z^{-N}} \tag{1.96}$$

Donde a_n y b_n son los coeficientes del modelo ARMA y N es el orden del modelo porque el operador z^{-n}denota n muestras.

La ecuación (1.96), se transforma en el dominio del tiempo como:

$$y(n) = a_0 x(n) + a_1 x(n-1) + ... + a_N x(n-N) - b_1 y(n-1) - ... - b_N y(n-N) \tag{1.97}$$

La ecuación mencionada es una representación en el dominio del tiempo de un modelo ARMA, y es equivalente a aplicar una convolución recursiva. Usando esta ecuación, la salida $y(n)$ puede ser calculada con $2N+1$ multiplicaciones y $2N$ adiciones.

El cálculo basado en las ecuaciones simples del dominio de las fases requiere una convolución de la siguiente forma:

$$y(t) = g(t) * x(t) \tag{1.98}$$

Donde:

$g(t)$ Matriz de función de transferencia.

$x(t)$ Vector de entrada.

$y(t)$ Vector de salida.

La matriz $g(t)$ es equivalente a $y_0(t)$ en las ecuaciones (1.87) a (1.90), cada elemento de $g(t)$ es reemplazada por un modelo ARMA y la relación en el dominio Z se convierte en:

$$Y(Z) = G(Z)X(Z) \tag{1.99}$$

Con esta relación aplicada a las ecuaciones básicas del modelo, se evita la convolución en el dominio del tiempo y con esto se reducen los tiempos de ejecución.

1.1.7. Observaciones

Se utilizará el modelo pi nominal, dado que presenta buen comportamiento para frecuencia constante y distancias cortas (como sucede en distribución).

Si hubieran elementos conmutables o no lineales se deberan utilizar localizadores que manejen modelos para varias frecuencias o el estado transitorio (como sucede con el modelo NODA).

1.2. Modelos de cargas

El modelado de cargas es un campo difícil de abordar debido a las particularidades de las cargas eléctricas. Entre las características más relevantes se pueden nombrar las siguientes (Taskforce, 1993):

- Se encuentran compuestas por una gran cantidad de componentes que por lo general no se pueden caracterizar totalmente.
- Cambian de composición y magnitud con el tiempo (día, semana, mes, temporada, etc.).
- Falta de información que se toma como guía para determinar la composición.

Pese a las dificultades, se han encontrado diversas formas de modelar cargas, tanto en sistemas de potencia como en sistemas de distribución; aunque cabe resaltar que mayores avances se han tenido en el modelado del comportamiento dinámico de las cargas, debido a su relación con los estudios de estabilidad necesarios para la correcta operación de los sistemas de potencia (Dias & El-Hawary, 1989; Karlsson & Hill, 1994).

Actualmente, se cuenta con tres grandes formas de modelar la carga eléctrica. La primera de ellas se concentra en la estimación a largo plazo de la misma, y toma como fundamento análisis estocásticos para predecir la magnitud de la misma en un escenario futuro. Dado que el objetivo global de la presente investigación se encuentra enfocado hacia la estimación dependiente de la tensión del sistema en el corto plazo, estás técnicas de estimación de carga serán obviadas.

Una segunda alternativa para realizar el modelado de la carga consiste en la aplicación de técnicas de computación suave para determinar el comportamiento de la carga a través del día, dependiendo de los valores de tensión del sistema.

En vista que la computación suave no ha tenido mucha acogida para la determinación directa del comportamiento de la carga, no se tomará en cuenta este tipo de modelado para el presente proyecto.

Esto último se debe principalmente a que el modelado de cargas determinístico, la tercera y última manera de modelar aquí presentada, en combinación con el ajuste de parámetros utilizando técnicas de computación suave ha demostrado buenos resultados (Ranade *et al.* , 2001). Por tal motivo, se presentarán a continuación los principales modelos de este tipo, realizando las observaciones más relevantes en lo que a la estimación de parámetros se refiere.

1.2.1. Estáticos

Estos son los modelos que generalmente se pueden representar como funciones polinómicas de la tensión aplicada a la carga. En general:

$$S = S_0 \sum_{k=0}^{n_s} a_k V^{b_k} \tag{1.100}$$

Donde,

S_0	Potencia activa o reactiva en estado estable
V	Tensión aplicada a la carga en p.u. respecto a la tensión nominal de trabajo del equipo (sistema)
n_s	Coeficiente de potencia
a_k	Coeficiente de ponderación
b_k	Exponentes característicos

Nótese que para simplificar la notación se ha utilizado la variable S, usualmente utilizada para representar la potencia compleja, para indicar que la anterior relación puede aplicarse tanto para la determinación de potencia activa (P), como para la de potencia reactiva (Q). Sólo se debe tener en cuenta que los coeficientes de ponderación usualmente no son los mismos para la potencia activa o reactiva. Sin embargo, ya sea para representar una carga activa o reactiva, se debe cumplir que:

$$\sum_{k=0}^{n_s} a_k = 1$$

Por lo menos en condiciones nominales, ya que como se vera más tarde, dependiendo del modelo utilizado como base, puede que esta relación no se cumpla.

Un caso especial, como es el modelo polinomial, se obtiene al considerar que la carga total puede expresarse como la suma de un elemento que depende cuadráticamente de la tensión aplicada, un elemento que depende linealmente de la tensión aplicada y uno independiente de tal tensión. Formalmente, el modelo polinomial se obtiene si b_k es igual a k, y $n_s = 2$. De esta manera, la expresión (1.100) queda:

$$S = S_0 \left(a_0 + a_1 V + a_2 V^2 \right) \tag{1.101}$$

A este modelo se le conoce comúnmente como el modelo ZIP (Impedancia constante, corriente constante y potencia constante) para la carga (Dias & El-Hawary, 1989; IEEE, 1995).

En este caso, los coeficientes de ponderación son utilizados para determinar el tipo de carga dominante (fuente de potencia, fuente de corriente, impedancia constante). Por ejemplo, se acostumbra considerar en Argentina una carga residencial activa como un 80 % de fuente de corriente constante y un 20 % de impedancia constante, es decir: $a_0 = 0$, $a_1 = 0,8$, $a_2 = 0,2$ (Aguero *et al.* , 2006).

En (IEEE, 1995), se puede encontrar un modelo ZIP dependiente de la frecuencia. En concreto, esto se hace agregando dos términos más a la ecuación ZIP estándar, es decir, si S_{ZIP} es el estimado estándar, el modelo dependiente de la frecuencia viene dado por:

$$S = S_{ZIP} + S_0 \left[c_1 V^{bm} \left(1 + d_1 \Delta f\right) + c_2 V^{bn} \left(1 + d_2 \Delta f\right) \right] \tag{1.102}$$

Por otra parte, en (Dias & El-Hawary, 1989) se establece un modelo de carga más general al permitir que para cada k, b_k tome valores reales positivos. A diferencia del caso expuesto anteriormente, en esta ocasión los exponentes característicos no tienen significado físico.

En lo que a la estimación de parámetros para el modelo ZIP se refiere, se han mostrado buenos resultados al emplear una técnica que combina la regresión simple con la lógica difusa. Esto debido a que este tipo de cálculo toma en cuenta las características dinámicas de la carga. De no ser así entonces los coeficientes pueden tomar valores muy grandes y erráticos que sólo pueden simular el comportamiento de la carga en un rango bastante limitado (Ranade *et al.* , 2001).

No obstante, dicho modelo no puede aplicarse a cualquier nivel de tensión. En (Baghzouz & Quist, 2000) se menciona que este modelo es poco real para bajas tensiones. En particular, si tales parámetros son obtenidos de medidas, algunos de ellos pueden tomar valores negativos. Ahora, en caso que no se tengan los suficientes datos, una aproximación acostumbrada es tomar la carga como una fuente de corriente constante (Coker & Kgasoane, 1999).

En conclusión para emplear la técnica que combina lógica difusa se requiere estar en un nivel de tensión superior al de subtransmisión y se requiere tomar en cuenta la dinámica de la carga para obtener una estimación aceptable de los parámetros.

Por otro lado, si se toma el caso especial en el cual:

$$S = S_0 V^{b_1} \tag{1.103}$$

Se tiene el modelo exponencial para la carga. Para este caso b_1 puede tomar valores enteros ($b_1 = 2$, impedancia constante; $b_1 = 1$, corriente constante; $b_1 = 0$, potencia constante), o reales positivos. Este último es el caso cuando se quiere a partir del modelo ZIP, determinar su equivalente exponencial, tal como lo hacen en (Aguero *et al.* , 2006). Aunque el proceso inverso también puede ser realizado (Zhang *et al.* , 2009). Técnicas similares a las empleadas para determinar los parámetros de los modelos ZIP pueden emplearse para determinar los parámetros de este modelo.

En (Louie & Marti, 2005) mencionan que para mejorar el rendimiento de los modelos estáticos, en vez de suponer el exponente constante, se debe tomar como una función de la frecuencia y tensión del sistema. Las simulaciones muestran una clara mejora en la estimación, no obstante aún queda por evaluar la mejora en el rango de operación del modelo.

Transformación de los parámetros

Para transformar el modelo exponencial al polinomial se expandirá el primero en las series de Taylor, para los primeros tres términos, tomando como variable independiente la tensión en p.u. esto es:

$$P(V) \approx P_0 V_0^{np} + P_0 (np) V_0^{np-1} + \frac{P_0 (np)(np-1) V_0^{np-2} (V - V_0)^2}{2} \tag{1.104}$$

Nótese que se ha expandido alrededor de la tensión V_0, la cual puede ser tanto la tensión nominal ($V_0 = 1$) como cualquier otro valor que sea conveniente y posible. Resolviendo y reorganizando, queda que:

$$P(V) \approx \left(\alpha - \beta V_0 + \gamma V_0^2\right) + (\beta - 2\gamma V_0) V + \gamma V^2 \tag{1.105}$$

Donde se observa que:

$$a_0 = \alpha - \beta V_0 + \gamma V_0^2 \qquad a_1 = \beta - 2\gamma V_0 \qquad a_2 = \gamma \tag{1.106}$$

Y donde a su vez:

$$\alpha = P_0 V_0^{np} \qquad \beta = \frac{\alpha np}{V_0} \qquad \gamma = \frac{\beta\,(np-1)}{2V_0} \tag{1.107}$$

Mediante estas ecuaciones es posible derivar el modelo polinomial equivalente del modelo exponencial deseado. Esta aproximación ofrece buenos resultados para variaciones de hasta el $\pm 40\,\%$ respecto al valor de tensión alrededor del cual se ha expandido la serie (Ver Figura 1.19). Si dicha tensión es igual a la tensión nominal ($V_0 = 1$), la suma de los coeficientes siempre resulta ser uno. De lo contrario la suma puede dar mayor o menor a uno, e incluso menores a cero. En cualquiera de estos dos últimos casos, siempre resultan coeficientes negativos, por lo cual la interpretación física puede resultar confusa.

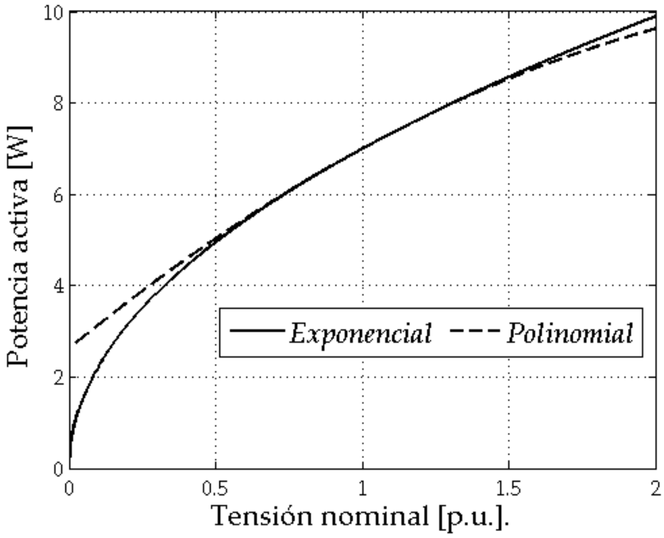
El proceso inverso puede llevarse a cabo mediante las ecuaciones de 1.106. En primer lugar se define k_{ij} como ${}^{a_i}/{}_{a_j}$. Luego, simplificando y reorganizando queda que:

$$\begin{aligned} np^2\,(-k_{01} - V_0/2) + np\,(2k_{01} + 3V_0/2) + (-V_0) &= 0 \\ np^2\left(-k_{02} - V_0^2/2\right) + np\left(-k_{02} + 3V_0^2\right) + \left(-2V_0^2\right) &= 0 \\ np\,(k_{12} + 2V_0) + (-k_{12} - 4V_0) &= 0 \end{aligned} \tag{1.108}$$

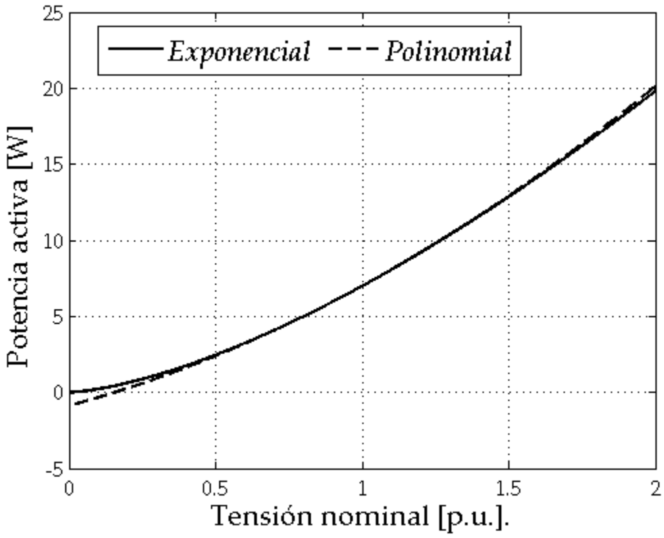
Una característica fundamental de este tipo de aproximación es que en ausencia de componente de potencia constante, y mientras que a_1 y a_2 sean reales positivos menores que uno cuya suma sea igual que uno, el exponente se puede calcular como:

$$np = \frac{k_{12} + 4V_0}{k_{12} + 2V_0} \tag{1.109}$$

De esta manera se obtiene un error máximo de $5\,\%$ para cualquier punto sobre la curva polinomial, y un error aún menor si $V_0 < 1$ (Ver Figura 1.20). Como desventaja se tiene que la aproximación en presencia de componentes de potencia constante depende fuertemente de la tensión V_0 y sólo proporciona una buena aproximación para pequeñas variaciones de tensión.



(A) Para un exponente igual a 0,5



(B) Para un exponente igual a 1,5

FIGURA 1.19.: Transformación de parámetros: Modelo exponencial a modelo polinomial. La potencia activa nominal es de 7 W y se ha expandido la serie alrededor de 1 $V_{p.u.}$▷

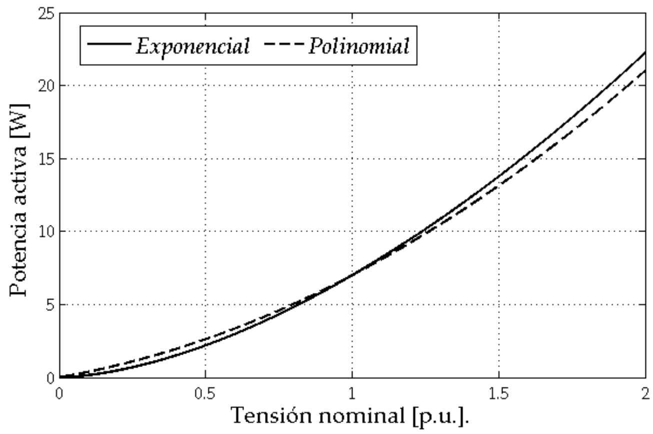


FIGURA 1.20.: Transformación de parámetros: Modelo polinomial a modelo exponencial. La potencia activa nominal es de 7 W, la tensión nominal de referencia es 1 y $a_0 \approx 0$, $a_1 = 0,5$ y $a_2 = 0,5$. ▷

1.2.2. Dinámicos

Este tipo de modelos toman en cuenta el estado transitorio que existe tras un cambio muy veloz o brusco de la tensión aplicada. Por tal motivo, los modelos anteriores sólo pueden ser aplicados para cálculos donde el nivel de tensión no varíe significativamente en un intervalo de tiempo muy pequeño (Aguero *et al.* , 2006).

A este tipo de modelos le pertenece el ZIPM, el cual es un modelo ZIP estándar al que se le ha agregado un motor de inducción en paralelo para tener en cuenta la dinámica del sistema. La razón es simple, buena parte de algunos tipos de carga son motores de inducción (Taylor *et al.* , 2008).

Otro tipo de modelo de este tipo emerge al considerar la carga como un sistema de primer orden cuya variable independiente es la tensión aplicada y su variable dependiente es la potencia activa (reactiva) de la carga (Karlsson & Hill, 1994). De este tipo de modelo se derivan dos de los más conocidos modelos no lineales: El modelo de recuperación exponencial y el adaptativo. Ambos incluyen potencias de recuperación asociadas a sus respectivas constantes de recuperación, y sólo se diferencian en la manera como dicha potencia es ingresada en las ecuaciones: en el exponencial es un término aditivo y en el adaptativo es un factor de la tensión del sistema (Choi *et al.* , 2006).

Un estudio realizado en (Choi *et al.* , 2006), demuestra que los modelos anteriormente mencionados en sus versiones linealizadas ofrecen una mejor aproximación para el modelado del comportamiento de carga reactiva, y responden de manera similar que las contrapartes no lineales continuas en cuanto al modelado de la potencia activa se refiere. Allí también se concluye que los modelos estáticos presentan un comportamiento aceptable sólo para modelar la potencia activa del sistema. Modelos dinámicos más complejos pueden encontrarse en (Ju *et al.* , 1996; Martinez & Martin-Arnedo, 2004).

En (Ju *et al.* , 2008) se muestra que, a pesar de que los modelos dinámicos se comportan bien bajo ciertas condiciones, en análisis de estabilidad se debe incluir el efecto de la red de distribución en serie con el modelo de la carga para obtener una mejor aproximación. Aún no existe un estudio que muestre el impacto del análogo en los sistemas de distribución, sin embargo, se esperaría que si el tramo de línea que va del ramal a la carga es lo suficientemente grande, éste tenga un impacto en el modelado.

En (Cheng & Ren-mu, 2008) muestran que la determinación de los parámetros de este tipo de modelos debe ser hecha a través de técnicas especializadas que utilicen las medidas hechas en el sistema para asegurar el buen funcionamiento de los modelos. En general, se concluye que la estimación de parámetros es más importante que la misma estructura del modelo.

Algo que se debe tener en cuenta con respecto a la estimación de los parámetros es la sensibilidad del modelo ante variaciones de los mismos. En particular, el estudio en (Choi *et al.* , 2008) muestra que la potencia activa es sensible a las variaciones en el porcentaje que se asigna al motor de inducción. Por su lado, la potencia reactiva es sensible a las variaciones de la reactancia transitoria del modelo del motor de inducción. Ambas potencias son sensibles a los cambios en la constante de tiempo de circuito abierto de la máquina y la resistencia equivalente del sistema de distribución. De este estudio también se llegó a la conclusión que los parámetros estáticos (modelo ZIP) no influyen en mayor medida en la respuesta del modelo. A su vez, dichos parámetros se encuentran altamente correlacionados, lo que hace difícil su estimación.

Finalmente en (Wu *et al.* , 2008) se deja entrever que debido a que en una condición de falla las cargas tienden a tomar grandes cantidades de energía, existe una disminución en la tensión de la barra en cuestión y por tanto, el tiempo de recuperación de la tensión suele ser prolongado. Ante esta situación, el autor realiza un análisis de los tiempos de recuperación de varios de los modelos dinámicos ya mencionados.

1.2.3. Observaciones

Como dato a tener presente en el modelado de las cargas, se debe asegurar que el rango de operación de los parámetros sea lo suficientemente amplio como para evitar la computación de demasiados parámetros. No obstante, no se tendría ninguna otra opción si la carga es demasiado variable.

En (Miao *et al.* , 2008) se menciona que al realizar un análisis de sensibilidad de las tensiones respecto a la potencia activa y reactiva entregada, y considerar que las tensiones en las barras no son variables independientes, los valores difieren de los obtenidos si se consideran las tensiones independientes.

Se debe dejar claro que los modelos polinomial y exponencial no pueden predecir correctamente el comportamiento transitorio de las cargas, estos sólo funcionan para modelar las cargas en estado estable. Como ya se ha mencionado, de querer simular el comportamiento transitorio de las cargas, es necesario utilizar modelos de carga dinámicos. La dinámica puede ser simulada a través de algoritmos de computación suave así como con modelos matemáticos de los elementos que conforman la carga.

Estrategias estadísticas, generalmente utilizadas para la estimación del modelo de carga en sistemas de distribución y de gran importancia en el campo de los mercados de energía, pueden simplificarse significativamente. De manera que para el problema de localización de fallas su función es menos crítica y se reduce a estimar los valores nominales de potencia activa y reactiva en los estados de prefalla y posfalla.

1.3. Modelos de la fuente de alimentación

Se ha optado por un modelo sencillo de Thévenin para modelar este elemento del sistema de distribución. Es decir, la fuente de alimentación consistirá principalmente en una fuente de tensión en serie con una impedancia por fase, las cuales pueden o no estar acopladas mutuamente. Por tal razón, está sección se encuentra enfocada, no tanto en la descripción de los modelos, sino en las estrategias existentes para determinar los parámetros del modelo.

El modelo equivalente de Thévenin a utilizar se muestra en la Figura 1.21. El uso de este modelo se encuentra expuesto en (Arefifar & Xu, 2007).

A partir de este modelo equivalente es posible determinar el conjunto de ecuaciones que determina el comportamiento del modelo. A saber, el conjunto de ecuaciones generales asociadas al modelo de la Figura 1.21 son de la forma:

$$E_{ij} = Z_{th} I_{ij} + V_{ij} \tag{1.110}$$

Donde

i Subíndice que indica el conductor de fase de la variable, es decir $i = \{a, b, c\}$.

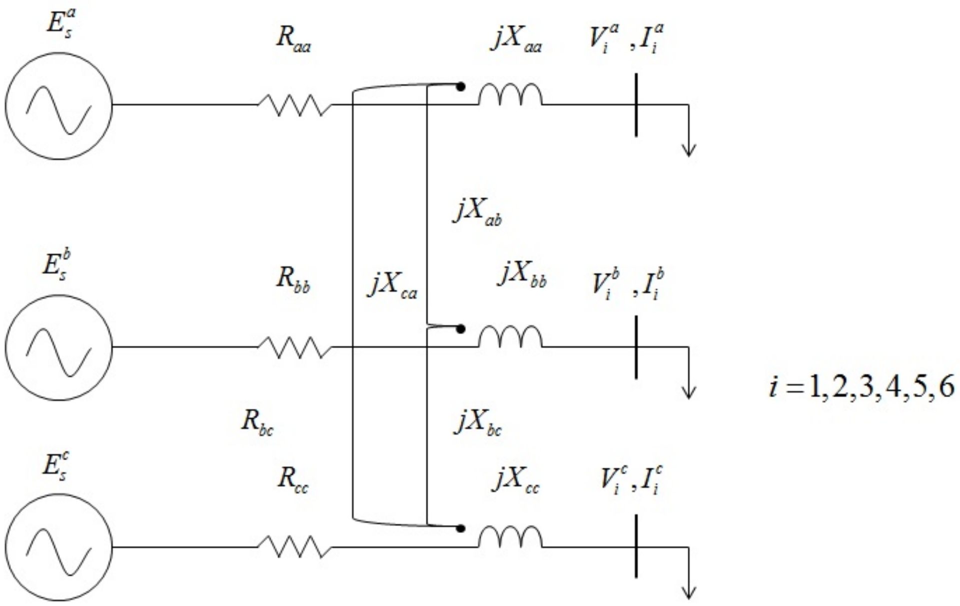


FIGURA 1.21.: Modelo trifásico con acoplamiento

j — Subíndice que indica el estado de carga a analizar, es decir $j = \{1, 2, \ldots N\}$, donde N es el número de estados carga a analizar.

E_{ij} — Es un vector columna (3×1) con las tensiones de Thévenin por fase del j-ésimo estado de carga.

I_{ij} — Es un vector columna (3×1) de corrientes de fase del j-ésimo estado de carga.

V_{ij} — Es un vector columna (3×1) de tensiones de fase del j-ésimo estado de carga.

Z_{th} — Es una matriz (3×3) cuyos elementos son las impedancias de Thévenin del circuito (Propias y mutuas).

Las metodologías descritas en (Arefifar & Xu, 2007) y (Bahadornejad & Ledwich, 2003) utilizan técnicas basadas en un grupo trifásico de medidas de tensión y corriente tomadas en un punto común de acoplamiento sin tener conocimiento previo del sistema. Como consecuencia de tener estas mismas condiciones en el problema planteado en la presente investigación, serán estas las metodologías a analizar. Otro tipo de metodologías cuya principal tarea es la reducción del sistema a un equivalente de Thévenin conociendo previamente la topología y parámetros del mismo pueden encontrarse en (Happ, 1967; Kaypmaz *et al.* , 1994; Uriarte & Butler-Purry, 2006; Fusco *et al.* , 2000).

1.3.1. Equivalente de Thévenin a partir de análisis en estado estable

Este modelo permite la estimación del modelo equivalente Thévenin mediante las medidas del conjunto trifásico de tensiones y corrientes eficaces para cada una de las fases, las cuales son tomadas en la cabecera del circuito. Para realizar la estimación, son necesarios seis grupos de medidas que representen un estado diferente cada una ($j = 1, 2, \ldots 6$) (Arefifar & Xu, 2007). Para poder aplicar el algoritmo se supone que:

- No existen perturbaciones en el sistema.
- No existen variaciones en el equivalente Thévenin, pese a las variaciones del estado de carga.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente trabajo se plantea una extensión del caso monofásico presentado en (Arefifar & Xu, 2007), la cual considera el modelo de tres fases de manera simultánea y toma en cuenta el acoplamiento magnético que pudiera existir. El problema inverso es resuelto con ayuda de un algoritmo de regresión no lineal para el ajuste de los parámetros.

1.3.2. Equivalente Thévenin a partir de procesamiento de señales

Al igual que en el caso anterior, aquí se considera una extensión del algoritmo presentado en (Bahadornejad & Ledwich, 2003), donde se desarrolla una metodología para la estimación de la impedancia de Thévenin (Únicamente), esta vez tomando como datos de entrada para el problema inverso un registro de las señales de tensión y corriente eficaces en la cabecera del circuito durante un intervalo de tiempo específico en el cual la carga varía a través de todo este intervalo.

Según (Bahadornejad & Ledwich, 2003), se puede utilizar la correlación cruzada entre los cambios en la admitancia de carga y los cambios en la tensión de carga y la corriente de carga de cada una de las fases para determinar la impedancia propia de Thévenin de cada una de las fases. En este caso no se tiene manera de determinar las componentes mutuas, no obstante, de encontrarse con una matriz Z_{th} que tenga las características de una línea o tenga una representación desacoplada en el dominio de las componentes simétricas, es posible aplicar el mismo algoritmo para hallar la matriz de impedancias de Thévenin de secuencias positiva, negativa y cero, Z_{th012}, de manera que tras realizar la transformación de

Fortescue adecuada se pueda obtener una matriz Z_{th} que tenga en cuenta acoplamientos entre fases.

En todas las ocasones consideradas se supone que el sistema es lineal y la impedancia de carga tiene componentes fijas tanto reales como imaginarias y no posee cambios impredecibles en ella. Esto debido a que los cambios en la admitancia de carga puede ocasionar cambios en las corrientes y tensiones del sistema como se manifiesta en (Bahadornejad & Ledwich, 2003) . Según la ley de voltajes de Kirchhoff (1.110) y considerando cambios en la tensión E_f, cambios en la corriente de carga I_i y cambios en la tensión de carga V_i, la ecuación (1.110) se convierte en:

$$\left(E_f + \triangle E_f\right) = Z\left(I_i + \triangle I_i\right) + \left(V_i + \triangle V_i\right) \tag{1.111}$$

Realizando la substracción entre (1.111) y (1.110) se obtiene

$$\triangle E_f = Z\triangle I_i + \triangle V_i \tag{1.112}$$

Multiplicando la expresión anterior por los cambios en la admitancia de carga $\triangle Y$

$$\triangle E_f \triangle Y = Z\triangle I_i \triangle Y + \triangle V_i \triangle Y \tag{1.113}$$

Despejando el valor de la impedancia de Thévenin

$$Z = \frac{E\left\{\triangle E_f \triangle Y\right\} - E\left\{\triangle V_i \triangle Y\right\}}{E\left\{\triangle I_i \triangle Y\right\}} \tag{1.114}$$

Donde:

$E\left\{\triangle E_f \triangle Y\right\}$ es la esperanza entre los cambios en la tensión de la fuente y los cambios en la admitancia de carga.

$E\left\{\triangle V_i \triangle Y\right\}$ es la esperanza entre los cambios en la tensión de la carga y los cambios en la admitancia de carga.

$E\left\{\triangle I_i \triangle Y\right\}$ es la esperanza entre los cambios en la corriente de carga y los cambios en la admitancia de carga.

Debido a que no se consideran los cambios en la tensión de la fuente, es decir, se considera sistema con equivalente de Thévenin constante la expresión anterior se reduce a:

$$Z = \frac{-E\left\{\triangle V_i \triangle Y\right\}}{E\left\{\triangle I_i \triangle Y\right\}} \tag{1.115}$$

Aunque la ecuación 1.115 aplica únicamente para el caso monofásico, es posible encontrar los valores asociados a las impedancias propias del sistema para cada una de las fases al aplicar el algoritmo tres veces, una vez por cada fase que se desee analizar, para el caso de un sistema de distribución trifásico trifilar. Se debe entonces estar seguro de que el modelo desacoplado de la matriz Z_{th} es el que mejor se ajusta para el sistema a analizar.

1.3.3. Observaciones

En las subsecciones anteriores se presentaron las diferentes clases de modelos que se encontraron en la literatura técnica para modelar los elementos de circuito. Tal no fue el caso de los modelos de fuentes de alimentación, debido a que en la búsqueda realizada no se pudo hallar un modelo diferente al de la matriz de impedancias para modelar la impedancia de Thévenin del sistema.

Para la presente investigación esto no presenta problema, puesto que la impedancia de Thévenin de los sistemas de distribución primaria puede modelarse de esta manera sin llegar a cometer errores significativos. Esto porque la tensión suministrada del sistema de transmisión tiene un comportamiento similar al de una barra infinita, y por ende, en operación normal, está exento de componentes dinámicas.

No obstante, las componentes dinámicas (Introducidas principalmente por los motores de inducción) que pueden existir al interior del sistema de distribución si pueden afectar los algoritmos, por lo cual, las señales de tensión y corriente deberán ser previamente tratadas para eliminar todo componente dinámico antes de realizar los análisis ya descritos (Bahadornejad & Ledwich, 2003).

1.4. Conclusiones

En general, se hace necesario un estudio cuidadoso de los modelos y características propias del sistema antes de dar algún juicio, ya que como se ha mostrado, aún si se tiene el modelo correcto, una mala selección de los parámetros puede inducir errores en los cálculos. En consecuencia, se debe analizar que las condiciones para las cuales los modelos están diseñados prevalezcan mientras se estén utilizando.

Por tal razón se ha escogido analizar el modelo pi para las líneas de transmisión, ya que se intenta analizar las señales de tensión en estado estable, libres de cualquier tipo de distorsión armónica, tanto para condición de falla como para condiciones normales, para una frecuencia constante. Por estas razones también se ha optado por utilizar los modelos de carga polinomial (ZIP) y exponencial para el modelado de la carga, aunque también hay que sumarle el hecho de que el cálculo de los parámetros nominales de las cargas se realizará con datos de máximo un par de horas antes del instante de interés, i.e. el momento en el cual ocurre la falla.

Finalmente, se ha optado por una fuente ideal de tensión en serie con una matriz de impedancias para simular el comportamiento de la fuente de alimentación del sistema. Esto principalmente a que la tensión de operación de la subestación debe permanecer constante para cualquier nivel de carga que imponga el circuito, y a que se ha supuesto que las tensiones y corrientes estarán libres de componentes dinámicas inyectadas desde el sistema de transmisión (aguas arriba de la subestación de alimentación).

Capítulo 2

Análisis de sensibilidad

En este capítulo se toman los modelos de fuentes, cargas y líneas con los cuales se trabajarán para realizarles un análisis de sensibilidad local. Con esto se pretende medir el efecto que tiene la variación de los parámetros sobre un punto específico de operación del sistema, lo que a su vez permitirá analizar los parámetros más importantes al momento de modelar un sistema de distribución. En primer lugar se realizan cambios en la longitud de las líneas de transmisión, la resistividad del terreno y la altura de las torres. Luego se verá el efecto de la variación del nivel de carga y la relación que existe entre los modelos polinomial y exponencial de carga. Se realizará luego un estudio sobre los algoritmos de parametrización de la impedancia de Thévenin del circuito para finalmente presentar las conclusiones del capítulo.

2.1. Lineas de transmisión

Para el análisis de las líneas de transmisión, se tomó como circuito de prueba el mostrado en la Figura 2.1. Su sencillez permite aislar los efectos de otros parámetros y por ende puede ser empleado para dar una mirada objetiva al comportamiento del modelo pi de la línea. El código `*.atp` fuente y la descripción de los parámetros base, se presenta en el anexo A.

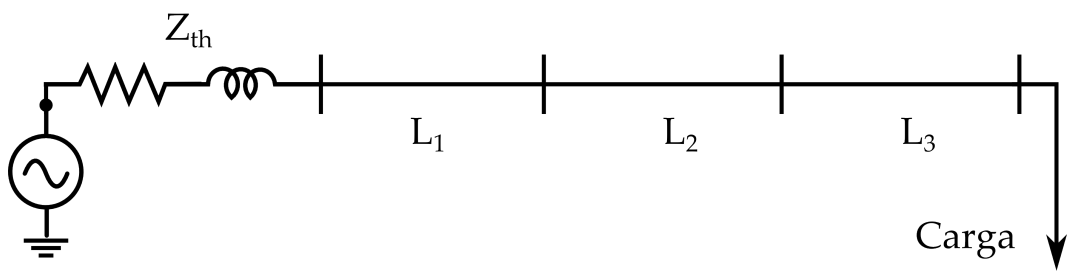


FIGURA 2.1.: Circuito prueba para el análisis de sensibilidad de las líneas de transmisión.

La metodología de las pruebas fue la siguiente:

- Se tomó el caso base como el caso de referencia.
- Se eligió uno de los tres tramos para variar los parámetros.
- Se cambió la longitud del tramo.

Con estas pruebas se intenta mostrar el efecto que tendría modelar erróneamente una porción del circuito a analizar. De manera que no sólo se intenta clarificar los criterios para analizar la línea como un todo, sino también experimentar los efectos de considerarlo como parte de un circuito mayor.

Para cada análisis se cambió: El tipo de falla, el valor de la resistencia de falla, los valores de carga por fase y la manera de trasponer las líneas en el circuito.

Como variable de observación para los casos de fallas monofásicas a tierra, se ha escogido la llamada impedancia bruta por fase, definida como:

$$Z_i = \frac{V_i}{I_i} \tag{2.1}$$

Donde i=$\{a, b, c\}$, representa las fases a analizar. Se denomina impedancia bruta debido a que no diferencia los efectos mutuos de los propios, ya que si se tiene en cuenta que:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{2.2}$$

Se puede observar que:

$$\frac{V_i}{I_i} = Z_{ii} + \left(Z_{ij}\frac{I_j}{I_i} + Z_{ik}\frac{I_k}{I_i} \right) \tag{2.3}$$

Con $j \neq k$, j y $k \neq i$. Es decir, la razón entre la tensión y la corriente de fase tiene una componente debida a la impedancia propia y otra componente debida a los efectos mutuos. En el caso de una falla monofásica cuya magnitud sea lo suficientemente grande como para que los cocientes de los efectos mutuos se puedan aproximar a cero, la impedancia bruta da un buen estimado de la impedancia propia. De lo contrario, habrá que contar con los efectos mutuos para realizar el cálculo correctamente.

De manera similar, para el caso de las fallas bifásicas se tomará la impedancia bruta entre fases, definida como:

$$Z_{i-j} = \frac{V_i - V_j}{I_i - I_j} \tag{2.4}$$

Donde, observando la ecuación 2.2, se tiene que:

$$\frac{V_i - V_j}{I_i - I_j} = (Z_{ii} - Z_{ji}) \frac{I_i}{I_i - I_j} - (Z_{jj} - Z_{ij}) \frac{I_j}{I_i - I_j} - (Z_{jk} - Z_{ik}) \frac{I_k}{I_i - I_j} \tag{2.5}$$

En este caso no existe una relación tan clara como en el caso anterior, sin embargo, en el caso especial en el cual las impedancias propias fueran iguales y se tenga una matriz de impedancias simétrica, queda que:

$$\frac{V_i - V_j}{I_i - I_j} = Z_{ii} - Z_{ij} - (Z_{jk} - Z_{ik}) \frac{I_k}{I_i - I_j} \tag{2.6}$$

Donde nuevamente, si la corriente de falla es lo suficientemente grande, se verá la impedancia propia, esta vez modificada por los efectos mutuos.

Dado que en el problema de localización de fallas las medidas que se tienen corresponden a las registradas en la cabecera del circuito, todas las relaciones anteriores se tomarán con las tensiones aplicadas por la fuente de alimentación en terminales (Después de la Z_{th}) y la corriente inyectada por la misma.

2.1.1. Longitud

La longitud del conductor registrado en las bases de datos de las empresas distribuidoras, puede modificarse de aquel que se encuentra en condiciones reales debido a que la longitud real del conductor es tomada como:

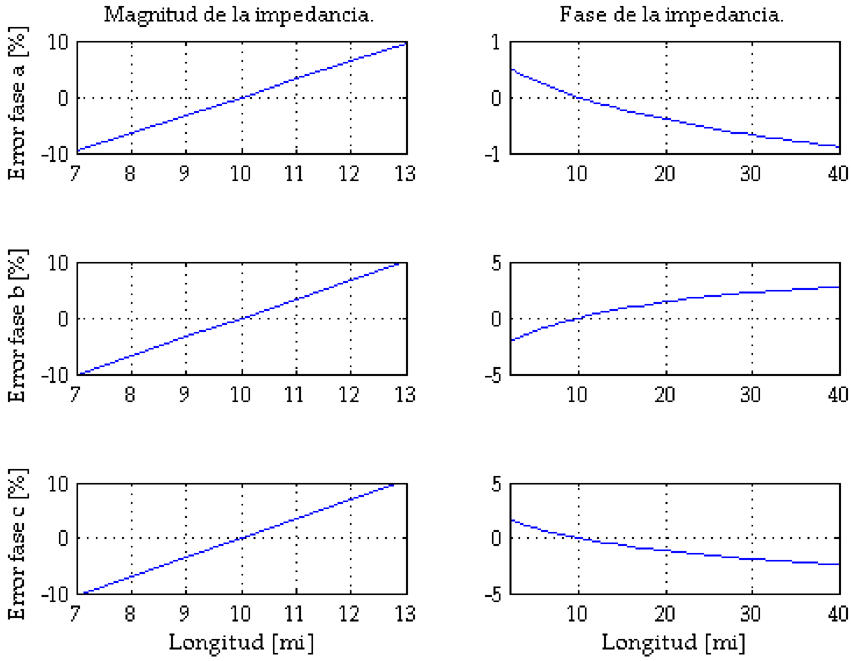
- La distancia horizontal entre las dos estructuras donde se encuentra la línea.
- La calculada en terreno llano.
- La calculada en condiciones de temperatura y velocidad del viento diferentes a las reales.

Cualquiera que sea la causa, esta diferencia representa un incremento de la impedancia que debe ser tomado en cuenta de ser significativo. Sin embargo, se debe calrificar cuándo es significativo un error en la longitud estimada. Para explorar la solución a esta pregunta se estudiarán los siguientes efectos:

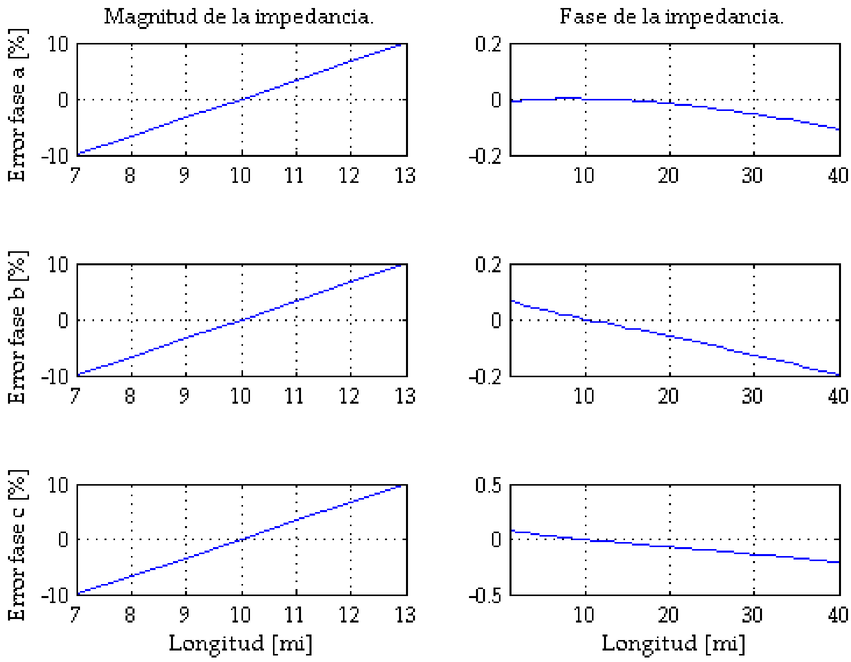
- Trasposición de la línea únicamente
- Cambio en la temperatura
- Cambio en la altura existente entre estructuras

Trasposición

En la Figura 2.2 se muestra el efecto de la variación de la longitud de uno de los tramos del circuito prueba, al considerar y al no considerar la trasposición de las líneas. Se simuló el circuito bajo condiciones de falla trifásica a tierra sólida en la carga, para maximizar el efecto de los desbalances debido a la no trasposición de la línea y minimizar los efectos debidos a la carga.



(A) Línea traspuesta.



(B) Líneas sin trasponer.

FIGURA 2.2.: Variación en la longitud de uno de los tramos del circuito prueba con líneas traspuestas y sin trasponer, ante el evento de una falla trifásica a tierra. Para la magnitud de la impedancia sólo se muestra el rango que comprende errores entre $\pm 10\,\%$.

En la Figura 2.2, se observa el siguiente comportamiento para los errores cometidos en la magnitud de la impedancia bruta: El error para una longitud de 7 millas es de -10 %, alcanza un error igual a cero al cruzar por la longitud de 10 millas, puesto que es el caso base y finalmente llega a ser del 10 % para cuando la longitud llega a ser de 13 millas. De aquí se puede concluir lo siguiente: se necesita un cambio del 30 % respecto a la longitud nominal del tramo para cometer un error del 10 % en la impedancia bruta. Esto era de esperarse, puesto que cada tramo representa 1/3 del circuito.

Nótese, que no se ha hecho diferencia entre el caso traspuesto y sin trasponer. La razón es porque, como se observa en la Figura 2.2, las diferencias entre un caso y otro no son significativos. Al evaluar las diferencias existentes entre los errores cometidos en la magnitud de la impedancia bruta (a partir de los datos que dieron origen a las gráficas), se encontró que la mayor de estas es de 0,5 %.

Interprétese este valor de la siguiente manera: En un caso el error fue de 10,0253, en otro caso dió 9,5264 (claramente son evaluados para la misma longitud), si se restan, da un residuo de 0,4989 %. Al evaluar para el mismo rango de variación de longitud (de 7 millas a 13 millas) los errores en el ángulo entre el caso traspuesto y sin trasponer no superan el 0,7 %. En la Tabla 2.1, se resumen las diferencias máximas para los tipos de falla restantes.

Suponiendo que se tiene un 100 % de certeza en la estimación de la longitud del resto del circuito (En este caso las 20 millas restantes de circuito), el error cometido en el tramo de longitud desconocida no puede superar el 15 % de la longitud del resto del circuito si se desea mantener el error de la impedancia bruta al menos en el 10 %.

Se puede demostrar fácilmente que para estos casos, si se tienen un total de N segmentos de líneas de longitud l, de los cuales m segmentos poseen un error del ϵ %, entonces, el error cometido en la estimación de la impedancia bruta viene dado por:

TABLA 2.1.: Diferencias máximas entre caso traspuesto y sin trasponer para todos los tipos de falla, para una variación de ± 30 % en la longitud del conductor (Variación del error en magnitud de ± 10 %).

Falla	*Fase(s)*	$\Delta \lvert Z_{bruta} \rvert$ %	$\Delta \angle Z_{bruta}$ %
Monofásica	A	0,0610	0,0541
Bifásica	AB	0,3847	0,0728
Bifásica a tierra	AB	0,4030	0,0652
Trifásica	ABC	0,4782	0,3206

$$\epsilon_{gz} = \frac{\epsilon \times m}{N} \,\% \tag{2.7}$$

Siempre y cuando la relación entre la longitud y la impedancia sea lineal.

Es posible derivar una expresión para los errores permisibles en el cálculo de las longitudes de los conductores a partir de la ecuación 2.7. De esta manera, si el error promedio por línea es ϵ y el error global permisible es ϵ_p, se tiene que:

$$m \leq \frac{\epsilon_p \times N}{\epsilon} \tag{2.8}$$

Es decir, para un error global de máximo ϵ_p sólo m estructuras pueden tener en promedio un error de ϵ. La ventaja de esto radica en el hecho que en zonas rurales pueden existir estructuras que debido a lo escarpado del terreno sea poco viable realizar el levantamiento. Para este caso, la ecuación 2.8 dice que se pueden realizar m estimaciones generales con una incertidumbre de ϵ y aún así obtener un error de cálculo bastante aceptable (ϵ_p).

Cambio de temperatura

Cambios en las condiciones de operación del conductor y las fuerzas mecánicas que actúan sobre el mismo provocan que la longitud del vano sea diferente a la longitud del conductor. Por ejemplo, para un conductor Partridge (26/7) y un cambio de temperatura de 0°C a 100°C sin considerar la velocidad del viento, se tiene que los errores respecto a la longitud del vano son como los mostrados en la Figura 2.3.

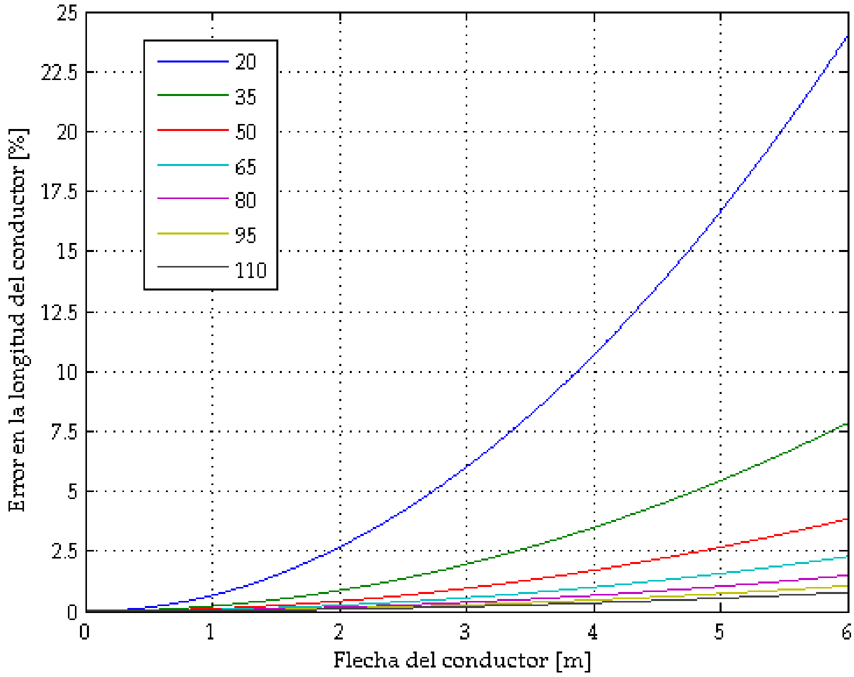


FIGURA 2.3.: Errores cometidos al considerar la longitud del conductor como la longitud del vano. Cada curva representa una longitud dada para el vano.▷

De aquí se observa que errores por encima del 2,5 % se deben a una flecha que corresponde a más del 10 % de la longitud del vano. Esto indica que en estos casos, el conductor en realidad es 1,025 veces más largo.

En la práctica este es un caso extremo ya que cuando se está realizando el cálculo mecánico de conductores en vanos horizontales, la flecha máxima obtenida considerando una tensión de tendido del 20 % de la tensión de ruptura (que es el criterio general), es usualmente menor al 10 % del vano en terreno llano o de pendiente pequeña.

Diferencia de altura entre bases de estructuras

En el caso de haber una diferencia de altitud entre una estructura y otra, el error total cometido al considerar la longitud del vano como la longitud del conductor aumenta considerablemente, como se muestra en la Figura 2.4.

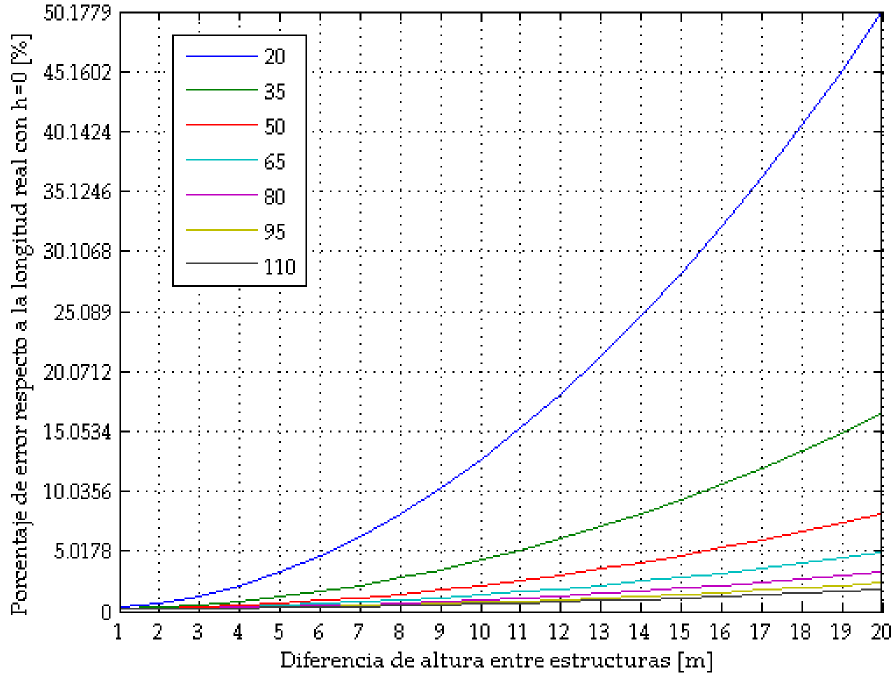


FIGURA 2.4.: Errores cometidos al considerar la longitud del conductor como la longitud del vano, en presencia de una diferencia de altitud entre estructuras. Cada curva representa una longitud dada para el vano.▷

Es decir, para este conductor, la diferencia de alturas debe mantenerse por debajo del 30 % de la longitud del vano para no cometer un error superior al 5 %. En este caso se utilizaron las ecuaciones cuadráticas para realizar el cálculo, no obstante, para flecha máxima no mayor del 5 % de la longitud del vano, esto no trae un incremento considerable en los errores.

2.1.2. Tierra

El efecto de la resistividad del terreno en la impedancia bruta vista desde la subestación se puede cuantificar mediante su variación de 10 a 1000 Ωm para uno de los tres tramos de línea, mientras su longitud se mantiene fija (Ver Figura 2.5).

Para cuantificar el error en proporción con la longitud total del circuito, se realizará la variación de resistividad para cinco longitudes: 2, 5, 10, 15 y 20 millas. Para cada caso, se simuló una falla con resistencia de falla de 0,01Ω a tierra en el nodo de carga para eliminar los efectos de la misma al máximo. Se simuló sólo para fallas a tierra puesto que el efecto de la resistividad del terreno afecta sólo a la componente simétrica de secuencia cero. Las líneas fueron simuladas sin trasponer, para simular la situación más crítica. Como valor de referencia se ha

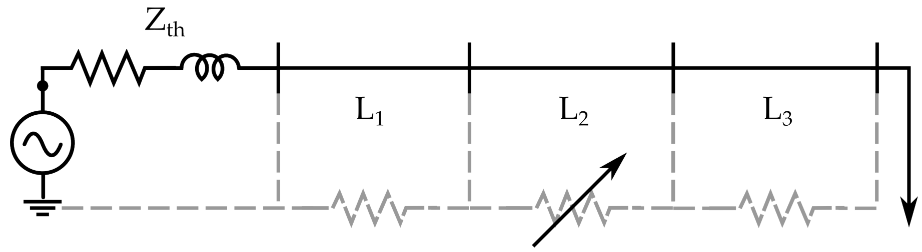


FIGURA 2.5.: Cambio en la resistividad para una longitud determinada para medir el efecto de dicha variación sobre la impedancia bruta vista desde la subestación.

tomado la impedancia bruta medida en condición de falla con una resistividad de 100 Ωm, el cual es el valor nominal de resistividad del circuito de prueba (Ver anexo A). Se estudio tambien el efecto introducido por la carga balanceada y por la carga desbalanceada.

Carga balanceada

En el caso de la falla monofásica (Figura 2.6, el aumento en la pendiente de la recta representa un aumento en la longitud del tramo al cual se le ha variado la resistividad), los errores llegan hasta el 4 % cuando la longitud del tramo con resistividad diferente es igual a la longitud del resto del circuito (20 millas). Es decir, si se comete un error del 90 % o del 900 % en la estimación de la resistividad del terreno en la mitad de las líneas del circuito, se espera que la impedancia bruta por fase tenga un error del 4 %. Dado que las corrientes en las fases no falladas se ven afectadas por los efectos mutuos inducidos por la corriente de falla, se observa un error en estas ante la variación de la resistividad.

Las variaciones en el ángulo de fase de aproximadamente el 15 % tienen como valor base ángulos cercanos a cero. Por ende, aunque dicha variación porcentual es considerable, la variación en la magnitud del ángulo es pequeña.

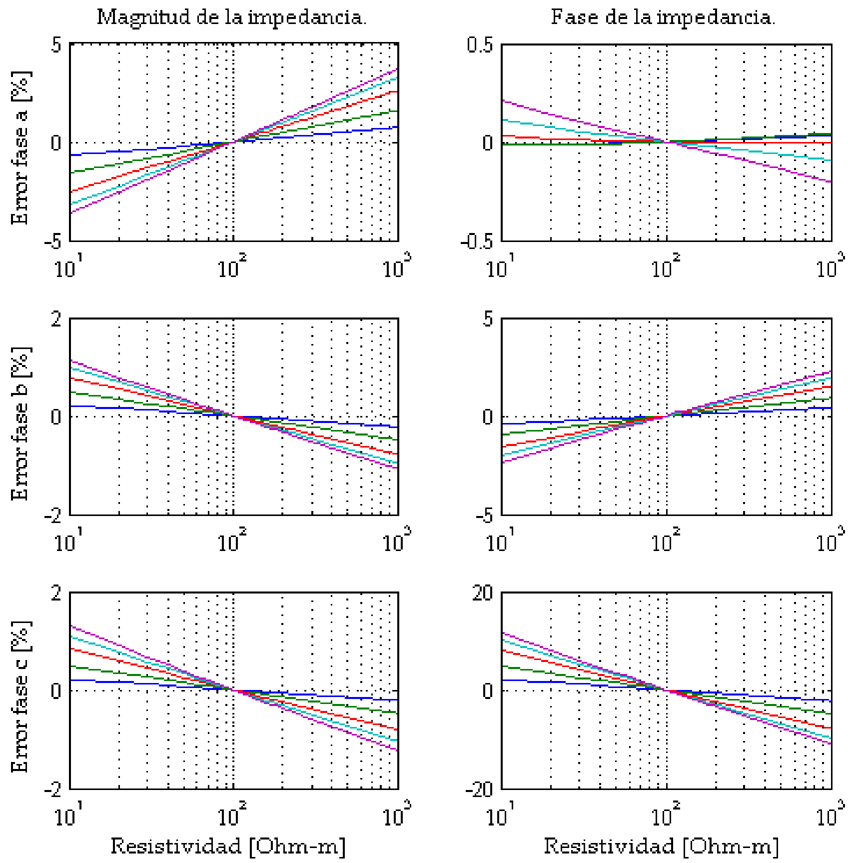


FIGURA 2.6.: Variación en la impedancia bruta de fase debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla monofásica a tierra en la fase a, y para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). ▷

Los errores son aceptables para el caso de la falla bifásica a tierra (Figura 2.7), pese a la variación tan amplia de la resistividad. Se observa que el efecto es menos marcado que en el caso anterior, y por ende, la estimación de la impedancia bruta entre fases tenderá a ser comparativamente mejor que para el caso de la falla monofásica a tierra.

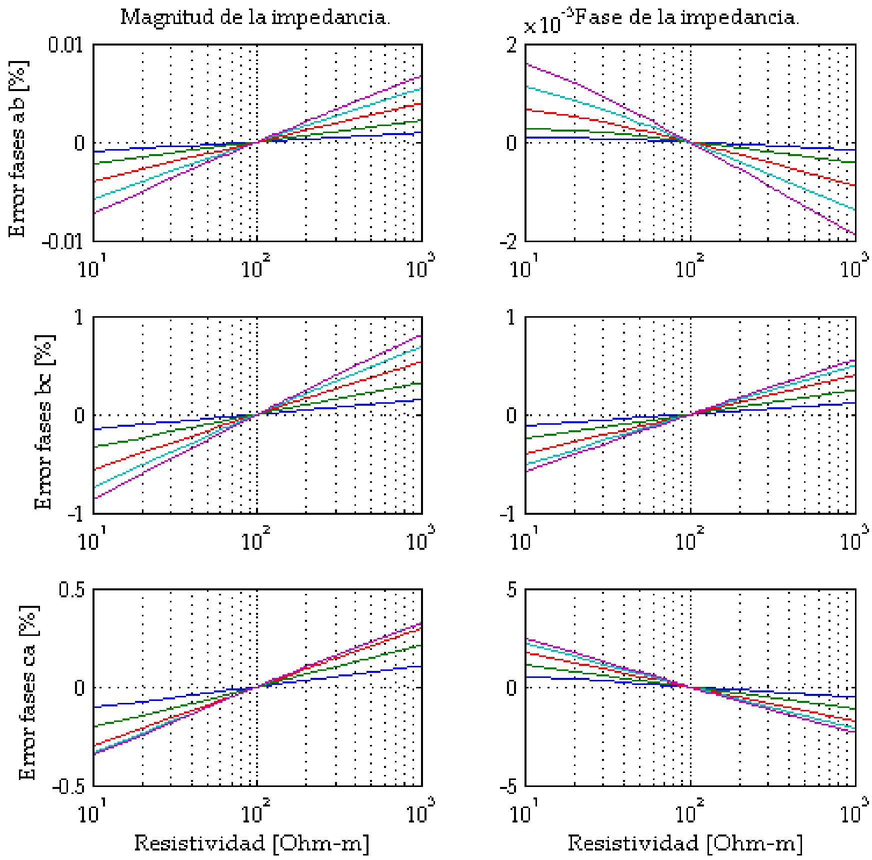


FIGURA 2.7.: Variación en la impedancia bruta entre fases debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla bifásica a tierra entre las fases a y b, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas).▷

Como era de esperarse, los errores para el caso de la falla trifásica son imperceptibles (Figura 2.8). No obstante, esto se debe a la correcta selección de tensiones y corrientes para calcular la impedancia bruta (Girgis *et al.* , 1993). Tal como se muestra en la Figura 2.9, al utilizar la impedancia bruta por fase, los errores en la estimación se incrementan.

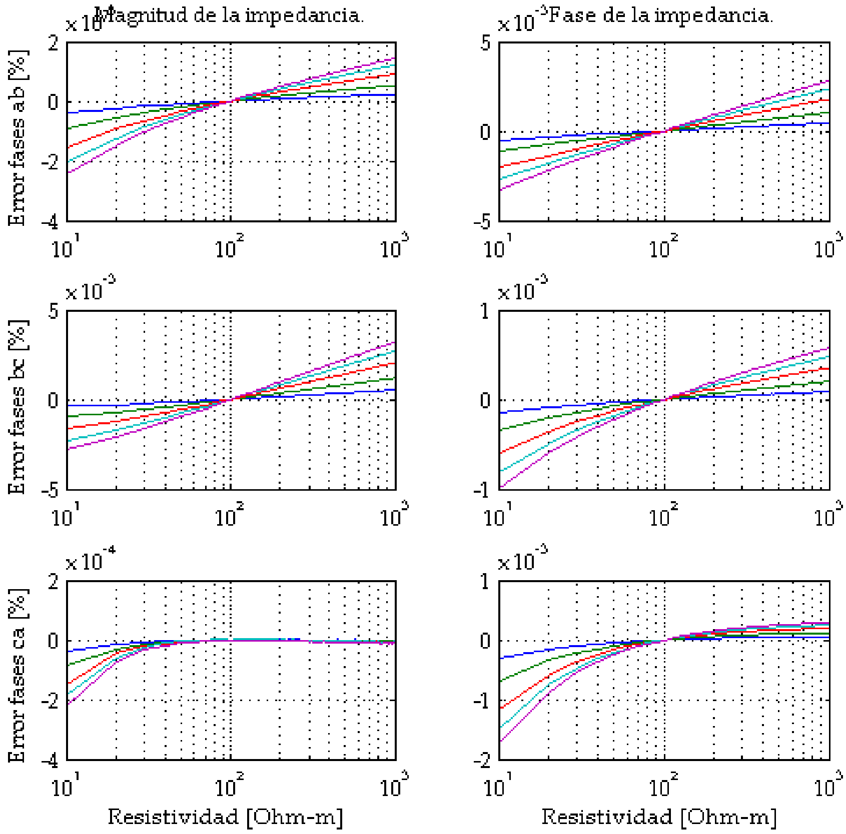


FIGURA 2.8.: Variación en la impedancia bruta entre fases debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Nótese que los errores están entre $\pm 0,005\,\%$.

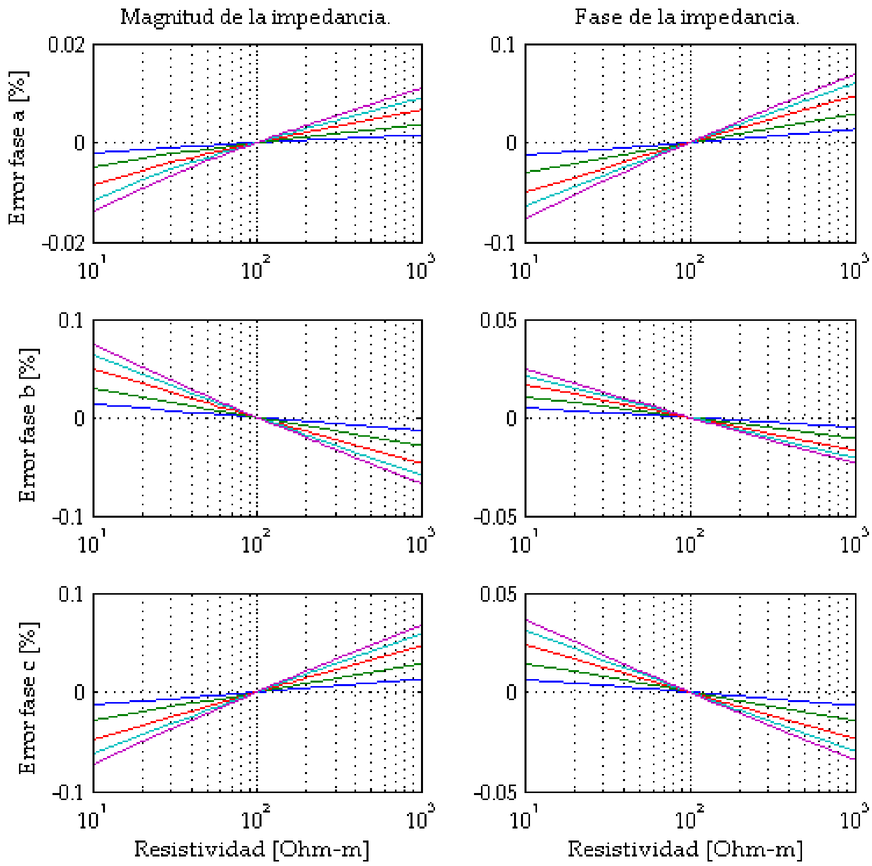


FIGURA 2.9.: Variación en la impedancia bruta de fase debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas).▷

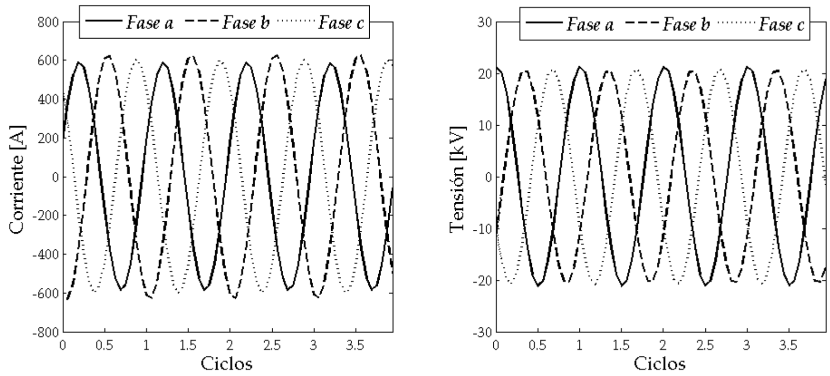
Dicho incremento no es más sustancial, debido a que tiene como referencia la impedancia bruta por fase, empero, al tomar como referencia la impedancia bruta entre fases, los errores crecerán hasta un 6 % en el peor de los casos. En la Tabla 2.2, se resumen los valores de impedancia bruta de referencia para cada caso.

TABLA 2.2.: Comparación de las magnitudes de las impedancias brutas utilizadas como valores de referencia para el caso de falla trifásica.

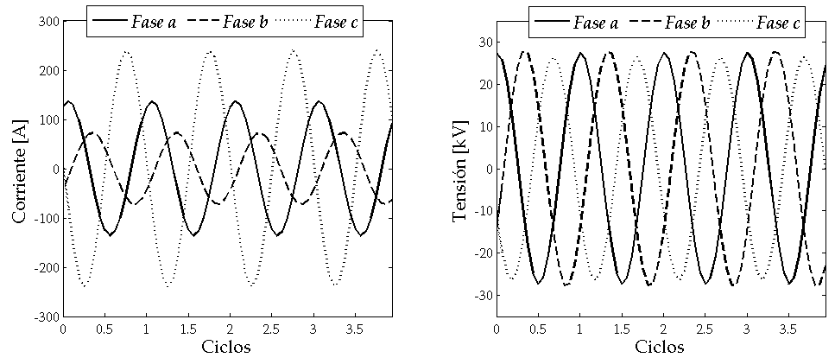
Impedancias	*Longitud*				
	2 mi	5 mi	10 mi	15 mi	20 mi
Z_{ab}	18,6857	21,2332	25,4831	29,7385	34,0014
Z_a	19,8147	22,5190	27,0311	31,5495	36,0766
error [%]	6,042	6,0556	6,0746	6,0897	6,1033
Z_{bc}	18,0178	20,4769	24,5793	28,6878	32,8038
Z_b	18,0394	20,4955	24,5929	28,6959	32,8061
error [%]	0,1199	0,0908	0,0553	0,0282	0,007
Z_{ca}	20,1579	22,9109	27,5041	32,1040	36,7125
Z_c	18,9716	21,5634	25,8869	30,2165	34,5538
error [%]	5,885	5,8815	5,8798	5,8793	5,88

Caso desbalanceado

Para el estudio del caso desbalanceado, se tomaron dos situaciones. Ambas consideran la carga desbalalanceada tal como se describe en el anexo A y se han hecho para todos los tipos de falla ya analizados. En la primera situación, se ha dejado sin modificar la resistencia de falla (0,01Ω), mientras que en el segundo caso, se ha hecho con una resistencia de falla que provoca un estado de desbalance de corrientes severo en el sistema (400Ω, para la fase a, 1500Ω, para la fase b y 100Ω para la fase c). En la Figura 2.10, se encuentran los oscilogramas simulados de estas dos condiciones para el caso de la falla trifásica a tierra.



(A) Resistencia de falla balanceada e igual a 0,01 Ω



(B) Resistencia de falla desbalanceada. En la fase a es 400Ω, para la fase b 1500Ω y 100Ω en la fase c.

FIGURA 2.10.: Corrientes en el sistema en presencia de una falla trifásica a tierra desbalanceada.

Un análisis de los resultados obtenidos muestra que, en el primer caso, incluso con una resistencia de falla tan baja como 0,01Ω, se pueden apreciar diferencias del orden del 5 al 8 % para la falla monofásica a tierra. Para la falla bifásica se encuentran grandes diferencias, debido a que la diferencia porcentual es llevada a cabo cerca de cero (Ver Figura 2.7). Finalmente, para la falla trifásica no se exponen resultados puesto que la diferencia ha sido nula. En la Tabla 2.3, se resumen las máximas diferencias respecto al caso balanceado.

TABLA 2.3.: Máximas diferencias (en %) respecto al caso balanceado para el caso de la fallas monofásica y bifásica.

Fase(s)	*Longitud*				
	2 mi	5 mi	10 mi	15 mi	20 mi
a	4,8994	5,3881	6,1412	6,8274	7,4399
b	4,9598	5,3207	5,9046	6,4672	7,0541
c	6,5361	6,7996	7,294	7,794	8,3057
ab	-25,953	-27,663	-28,324	-26,952	-24,86
bc	-12,141	-12,807	-13,481	-13,681	-13,447
ca	13,915	15,623	18,57	21,768	25,155

Las gráficas para el caso en que las resistencia de falla magnifican el desbalance introducido por la carga, se muestran a continuación (Figuras 2.11 a la 2.13).

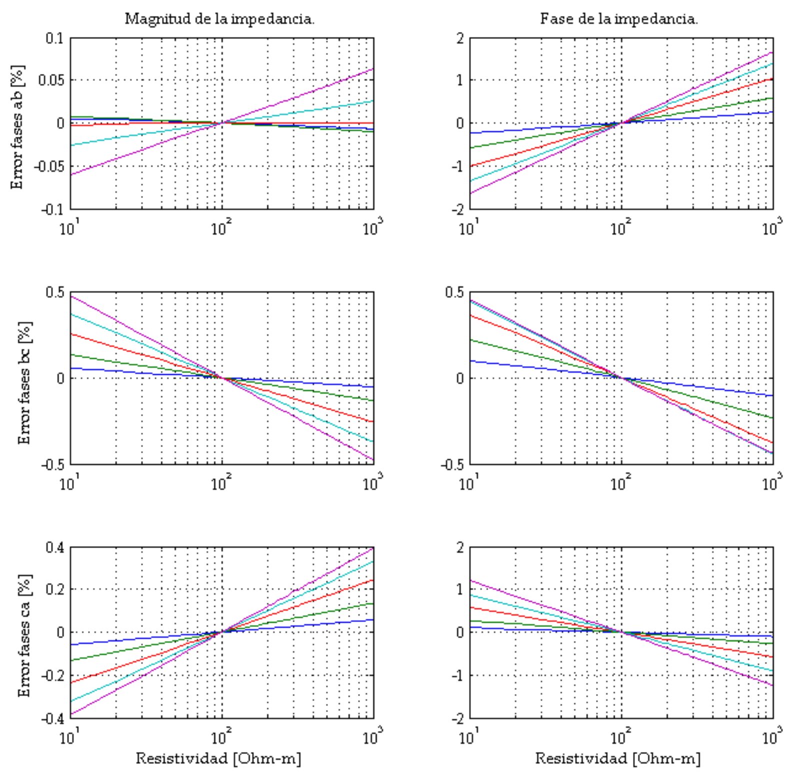


FIGURA 2.11.: Variación en la impedancia bruta de fase debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla monofásica a tierra en la fase a, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado.▷

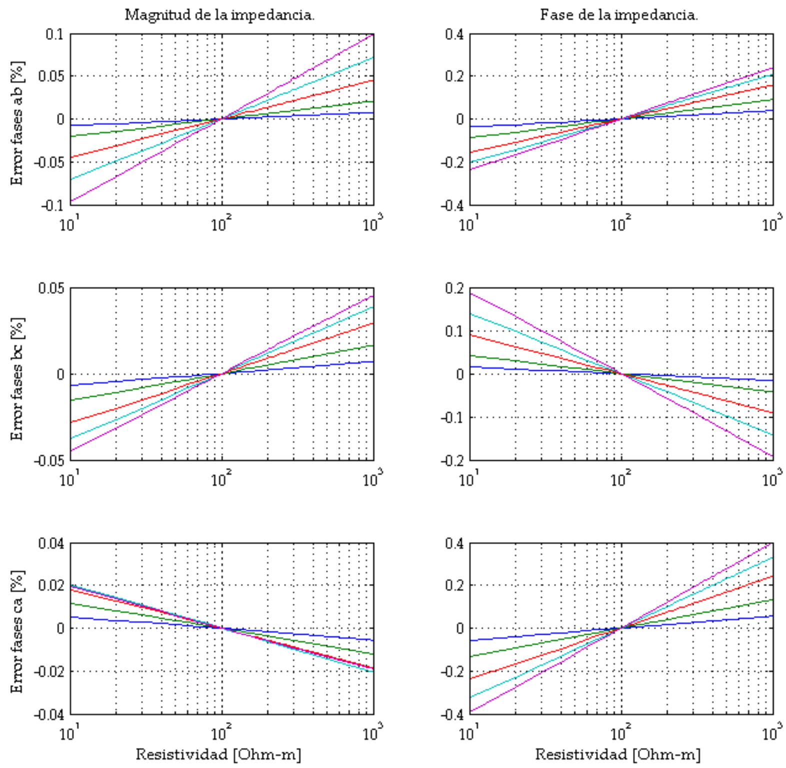


FIGURA 2.12.: Variación en la impedancia bruta entre fases debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla bifásica a tierra en las fases a y b, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado.▷

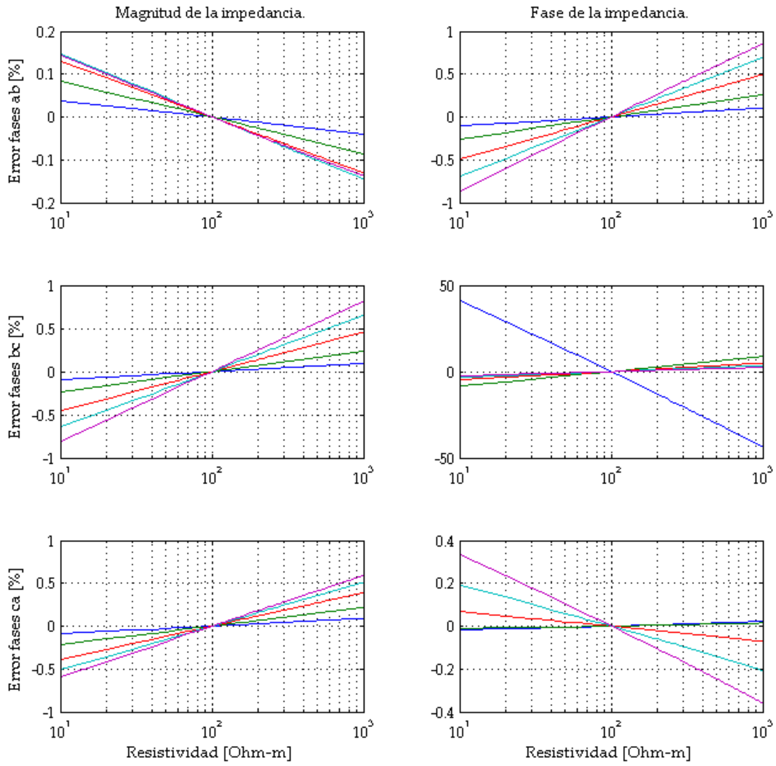


FIGURA 2.13.: Variación en la impedancia bruta entre fases debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado.▷

En esta ocasión, los errores en la magnitud llegan a ser de máximo 0,8 %, y los mayores errores se encuentran en el caso de la falla trifásica. De cualquier manera, se puede observar que los errores aún no son tan altos como para el caso de la falla monofásica a tierra.

2.1.3. Altura

En este caso se analizó el efecto que tiene suponer el conductor a una altura determinada, i.e. 14 m, y realizar los cálculos con una altura diferente, i.e. 10 m. En esta ocasión se varió la altura desde 11 metros (Altura mínima de líneas de media tensión) hasta 110 metros para las mismas longitudes del punto anterior (Figura 2.14).

Esta altura es de interés porque en las ecuaciones de Carson suponen la tierra como un plano de referencia paralelo a los conductores, y en consecuencia, un cambio en dicha altura altera directamente a las distancias a las cuales se encuentran las imágenes de los conductores (Ver 1.1). Por tanto, si la altura del conductor no es la misma a lo largo de todo el vano (Como siempre es el caso), se debe encontrar una altura promedio que permita aplicar las ecuaciones de Carson.

Tal altura se calcula como sigue (Rul, 1995, XXI-B. "LINE CONSTANTS"stand alone case - 5):

$$h = {}^{2}/_{3} V_{mid} + {}^{1}/_{3} V_{tower} \tag{2.9}$$

Donde:

h	Altura de la torre
V_{mid}	Altura a la mitad del vano
V_{tower}	Altura en los extremos del vano

Como se puede observar en la Figura 2.14, los errores ante los cambios en la altura permanecen, cuando mucho, en el rango de $\pm 0,01\,\%$. Esto se debe al pequeño aporte de los efectos capacitivos en las líneas cortas y a niveles de tensión de media tensión, tal como las encontradas en distribución primaria en Colombia. En consecuencia, se puede afirmar que, mientras se conserven estas condiciones, dicho cambio no afecta en mayor medida la impedancia bruta y puede incluso considerarse despreciable.

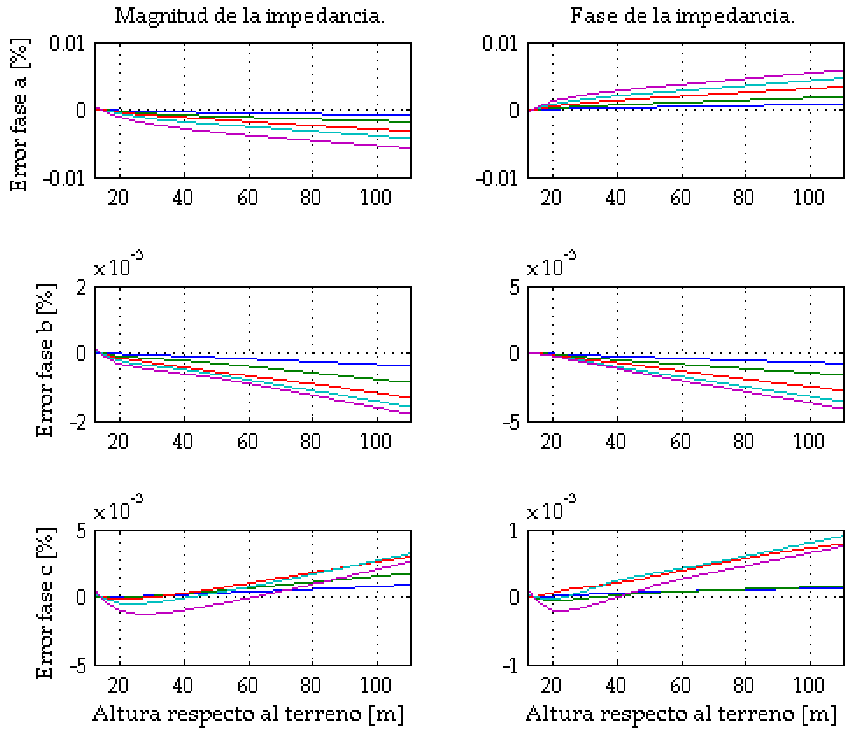


FIGURA 2.14.: Impacto en la impedancia bruta por fase que tiene el cambio en la altura de los conductores.

2.2. Cargas

Los modelos de carga a estudiar se han limitado al polinomial y al exponencial. No obstante, previo análisis de las características que presentan estos modelos, se verá el impacto que tiene la variación del nivel de carga sobre la impedancia bruta vista desde la subestación si se considera un modelo de impedancia constante. Puesto que es posible derivar una impedancia equivalente para un modelo polinomial o exponencial, esto también dará idea del efecto de considerar un modelo u otro. Finalmente se mostrará como afecta la variación del factor de potencia al modelo ZIP presentado en la subsección 1.2.1.

2.2.1. Variación del nivel de carga

El circuito prueba utilizado en la subsección 2.2.1 es el mismo que se ha utilizado para analizar el comportamiento de las líneas de transmisión (Ver Figura 2.1). En esta ocasión se realizó una variación del estado de carga desde el 50 % hasta el 150 %, tomando como referencia para el cálculo de los errores la impedancia bruta[1] encontrada para el caso nominal (carga al 100 %).

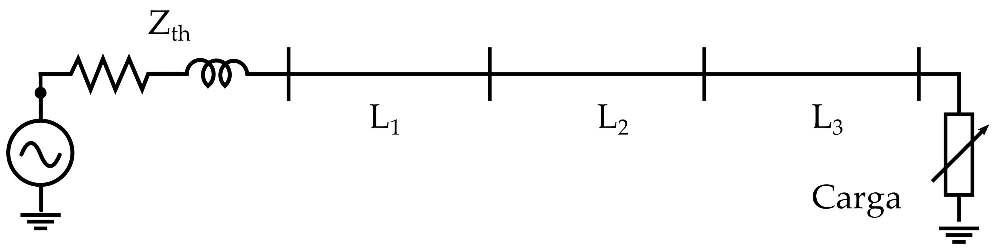


FIGURA 2.15.: Variación en el nivel de carga. El circuito de prueba es el mismo de la subsección anterior (Ver anexo A).

La variación de la carga se realizará para varios casos de resistencias de falla (0,5 hasta 40Ω), los cuales se presentan en las gráficas siguientes, facilitando la identificación por medio del código de colores presentado en la Tabla 2.4.

TABLA 2.4.: Código de colores para la identificación de la resistencia de falla en las figuras de la subsección

R_f [Ω]	0,5	10	20	40
Color	Azul	Verde	Rojo	Cyan

Las pruebas se realizaron para las fallas monofásicas (AT), bifásicas (BC), bifásicas a tierra (BCT) y trifásicas, tanto para el caso traspuesto como para el caso sin trasponer. A continuación, los resultados del estudio.

Caso traspuesto

Para el caso de la falla monofásica, la variación en la impedancia se muestra en la Figura 2.16. Allí se observa que el comportamiento de las fases no falladas es el esperado (La impedancia varia desde un -50 % hasta un 50 % de manera líneal con la variación de la carga), y que una resistencia de falla de 40Ω es aún lo suficientemente grande como para disminuir a cerca del 6 % el error inducido por el cambio en las condiciones de carga. En la Tabla 2.5, se presentan los valores de ángulo tomados como referencia.

[1] Se tomó nuevamente la impedancia bruta por fase para la monofásica y la impedancia bruta entre fases para la bifásica, la bifásica a tierra y la trifásica.

TABLA 2.5.: Ángulos de referencia tomados para calcular los errores en la impedancia bruta entre fases para una falla monofásica ante una variación en el nivel de carga del circuito.

Resistencia de falla	*Fases*		
[Ω]	*a*	*b*	*c*
0,5	70,5013	32,4103	4,8558
10	59,9691	29,9092	4,0666
20	51,1838	27,5638	4,0181
40	39,2383	24,1005	5,2771

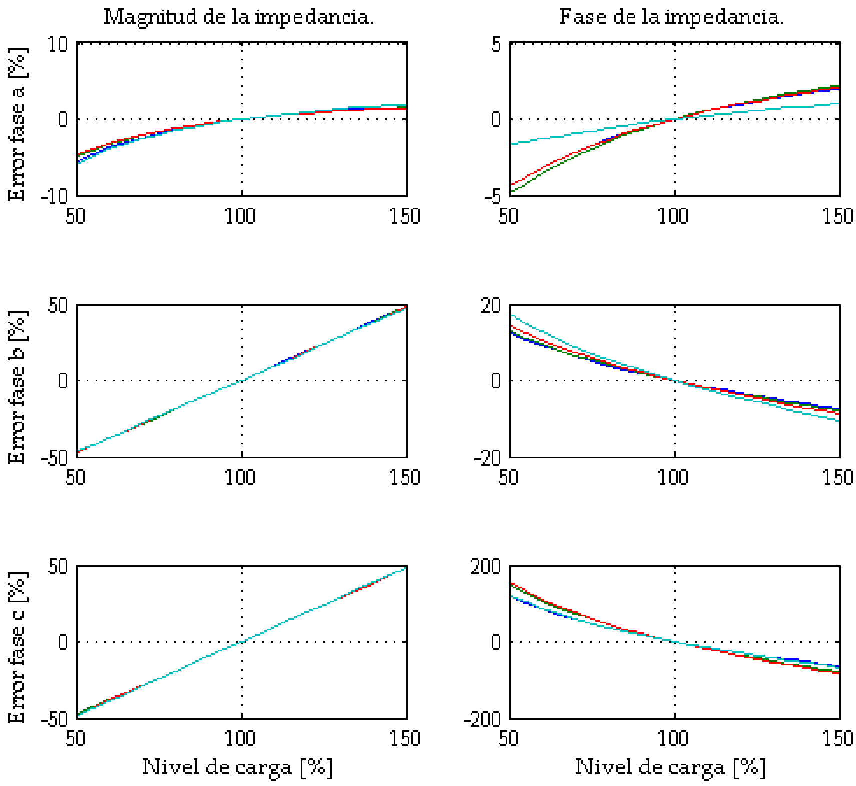


FIGURA 2.16.: Impedancia bruta por fase, dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla monofásica en la fase a en terminales de la carga.▷

Se espera entonces que, en la medida que la resistencia de falla sea comparable con la impedancia de carga, los errores tiendan a ser muy cercanos a la correspondiente variación porcentual de la carga.

Los resultados del caso bifásico se muestra en la Figura 2.17. En la gráfica, los valores de referencia para los ángulos son los mostrados en la Tabla 2.6. Se puede observar que, nuevamente, las diferencias porcentuales grandes corresponden a aquellas hechas alrededor de un ángulo de referencia pequeño.

TABLA 2.6.: Ángulos de referencia tomados para calcular los errores en la impedancia bruta entre fases para una falla bifasica ante una variación en el nivel de carga del circuito.

Resistencia de falla	*Fases*		
[Ω]	*a*	*b*	*c*
0,5	9,4698	70,3736	135,8734
10	4,0089	61,2582	127,09
20	-0,8	53,3176	118,6172
40	-7,9183	41,7835	104,4030

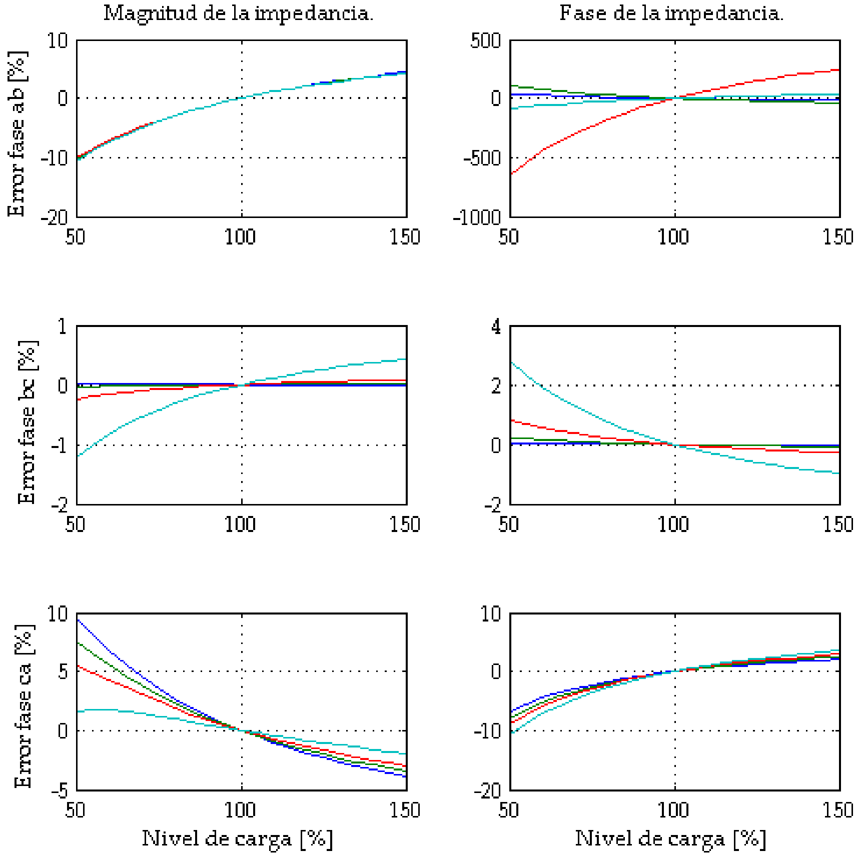


FIGURA 2.17.: Impedancia bruta entre fases, dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla bifásica en las fases b y c en terminales de la carga.▷

De la Figura 2.18 se puede observar, para el caso de una falla bifásica a tierra, que la impedancia bruta entre fases de las fases falladas presenta mayor robustez (Los errores son siempre menores al $\pm 0,01\,\%$ en magnitud y menores al $\pm 0,04\,\%$ en ángulo) ante los cambios en la carga. Los valores de referencia para lon ángulos son mostrados en la Tabla 2.7.

TABLA 2.7.: Ángulos de referencia tomados para calcular los errores en la impedancia bruta entre fases para una falla bifasica a tierra ante una variación en el nivel de carga del circuito.

Resistencia de falla	*Fases*		
[Ω]	*a*	*b*	*c*
0,5	24,2409	70,8930	117,6221
10	21,1067	70,8931	118,1460
20	18,3241	70,8931	120,2621
40	14,8579	70,8932	124,8633

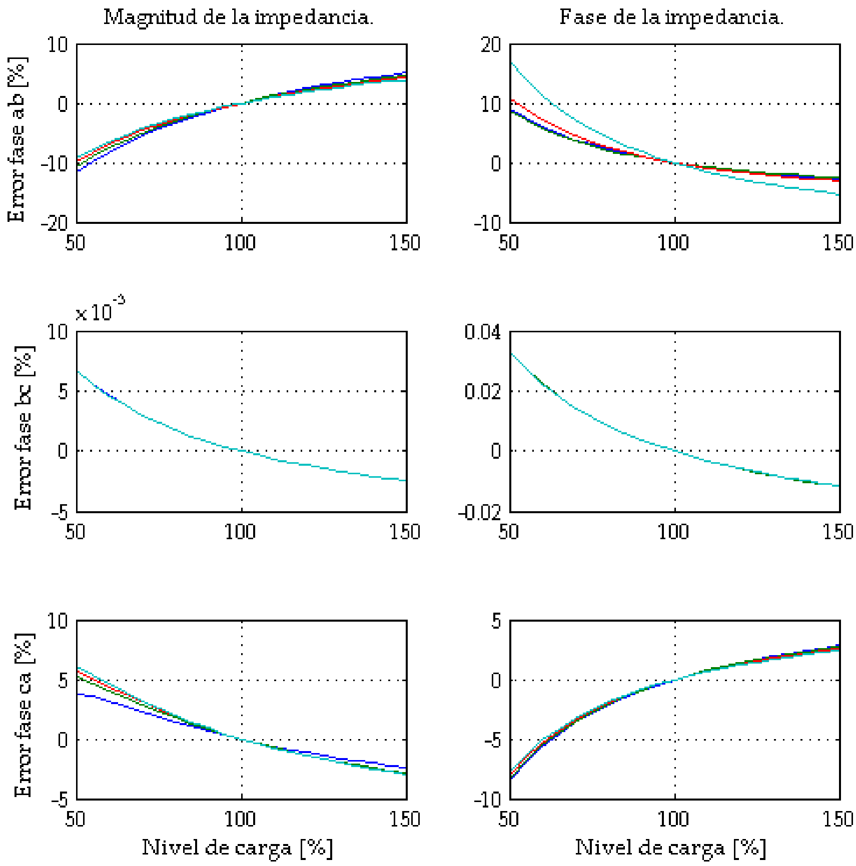


FIGURA 2.18.: Impedancia bruta entre fases, dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla bifásica a tierra en las fases b y c en terminales de la carga.

Las gráfica para el caso de una falla trifásica se muestra en la Figura 2.19. Es este caso los errores en magnitud se encuentran en el rango de -4,5 % y 2 % aproximadamente. Los valores de referencia que se toman para los ángulos se exponen en la Tabla 2.8.

TABLA 2.8.: Ángulos de referencia tomados para calcular los errores en la impedancia bruta entre fases para una falla trifásica ante una variación en el nivel de carga del circuito.

Resistencia de falla	*Fases*		
$[\Omega]$	*a*	*b*	*c*
0,5	70,0884	69,5810	69,9173
10	53,4967	53,1633	53,3709
20	41,9232	41,6997	41,8421
40	29,3604	29,2371	29,3265

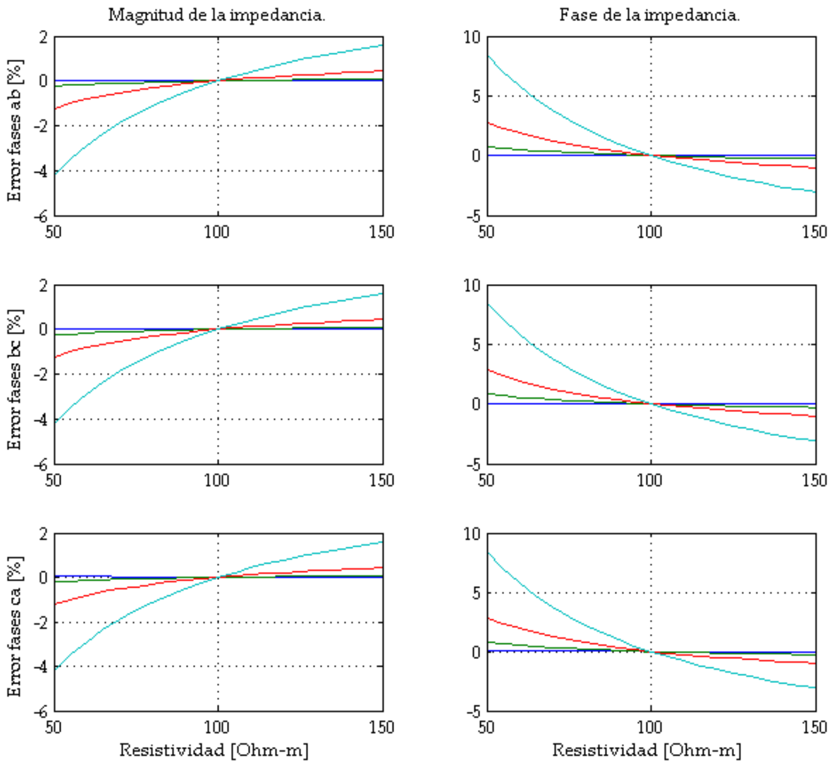


FIGURA 2.19.: Impedancia bruta entre fases, dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla trifásica en terminales de la carga.▷

Circuito sin trasponer

Para los casos de falla monofásica, bifásica y trifásica no existen cambios significativos respecto al caso traspuesto. Por tal razón, se resumen los datos de estos caso en las tablas de diferencias máximas presentadas a continuación (Tabla 2.9).

TABLA 2.9.: Máximas diferencias porcentuales entre las magnitudes de las impedancias brutas calculadas para la variación del nivel de carga entre los casos traspuestos y sin trasponer para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Falla	*Fase(s)*	*Resistencia de falla*			
		0,5 Ω	10 Ω	20 Ω	40 Ω
A	*a*	12,550	9,74	0,022628	-0,12365
	b	13,909	-0,068195	0,072282	-0,14112
	c	13,921	-0,019385	-0,049719	-0,044132
BC	*ab*	0,27232	0,64235	-167,47	2,2062
	bc	0,45089	6895,6	-34,223	2,29510
	ca	0,56583	-1147,2	2,2117	3,1618
ABC	*ab*	-14,0475	-1,4475	-3,36227	3,8826
	bc	-15,813	-37,525	-3,33719	7,35137
	ca	-6,4616	1,1098	78,41	4,33151

Nuevamente, los errores poncentuales grandes se deben a cálculos con valores cercanos a ceros. En el caso de la falla bifásica es más crítico puesto que para el caso sin trasponer, para resistencias de falla bajas, el efecto es casi nulo (Ver Figura 2.17). La Tabla 2.10, muestra las máximas diferencias entre el caso traspuesto y sin trasponer para el caso de la falla bifásica.

TABLA 2.10.: Máximas diferencias en la magnitud de la impedancia bruta entre fases calculadas para el caso traspuesto y sin trasponer dada una falla bifásica.

Falla	*Fase(s)*	*Resistencia de falla*			
		0,5 Ω	10 Ω	20 Ω	40 Ω
BC	*ab*	0,013936	0,0090486	0,41667	0,056
	bc	0,0057022	0,42905	0,42194	0,041102
	ca	0,0075606	0,4198	0,088488	0,021067

Para el caso de la falla bifásica a tierra, la no trasposición hace que el error aumente para las fases falladas (De estar en un rango de $\pm 0,0001\,\%$ pasa a estar en un rango del $\pm 0,5\,\%$), tal como se muestra en la Figura 2.20.

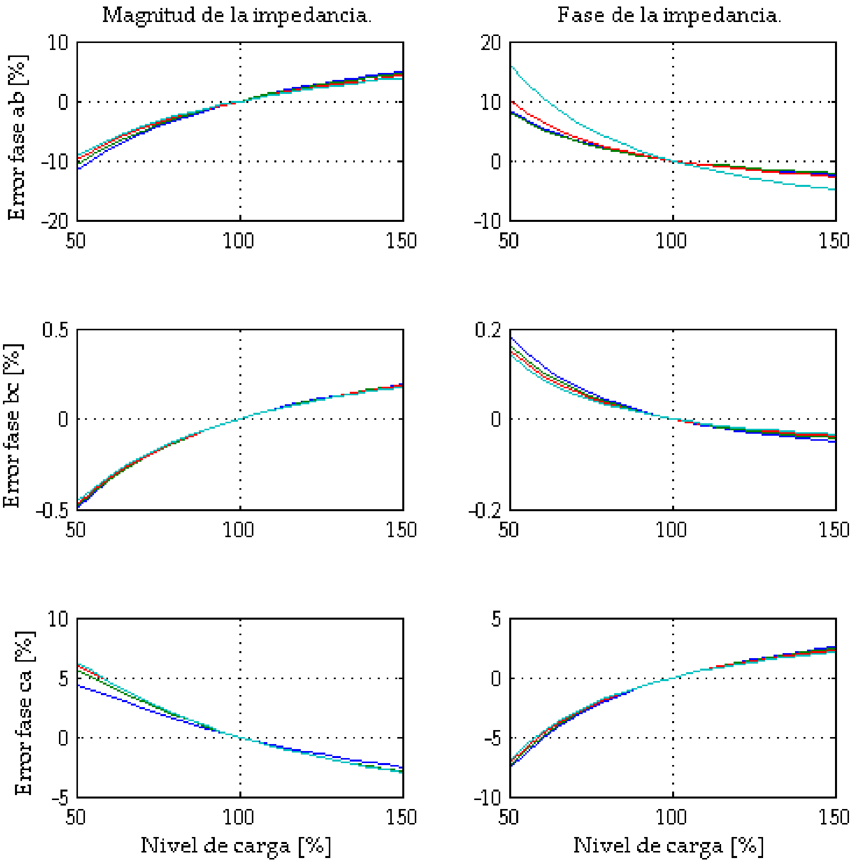


FIGURA 2.20.: Variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y las líneas sin trasponer) dada una falla bifásica a tierra entre las fases b y c en terminales de la carga.▷

Ante un cambio de las fases falladas (bifásica a tierra), el efecto es similar. La relación puede notarse al comparar las Figuras 2.20 y 2.21.

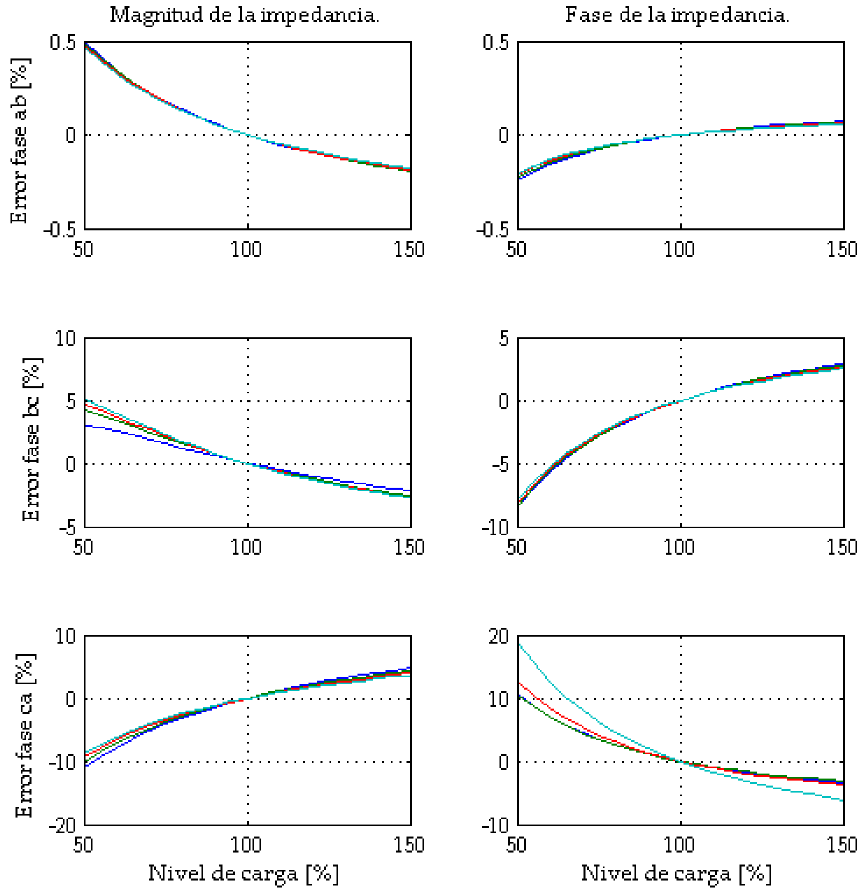


FIGURA 2.21.: Variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y las líneas sin trasponer) dada una falla bifásica a tierra entre las fases a y b en terminales de la carga.▷

2.2.2. Variación del factor de potencia

Para evaluar correctamente el comportamiento del modelo polinomial (Ver ecuación 1.101) ante variaciones en el factor de potencia, en primer lugar se establecieron valores de referencia adecuados para el estudio. Se tomaron los valores encontrados en (Aguero *et al.* , 2006), los cuales son producto de una caracterización de la carga residencial en Argentina (Ver Tabla 2.11).

TABLA 2.11.: Parámetros de referencia empleados para analizar el comportamiento del modelo polinomial de carga (ZIP) ante variaciones del factor de potencia.

Potencia	a_0	a_1	a_2
Activa (P)	0	0,8	0,2
Reactiva (Q)	0	0,5	0,5

La dinámica es la siguiente:

1. Ajustar los parámetros del modelo de carga y el factor de potencia a analizar.
2. Hacer un barrido de tensión desde el -20 % hasta el 120 %.
3. Registrar las señales de tensión y corriente y determinar los parámetros del modelo.
4. Cambiar el factor de potencia.
5. Regresar al paso 2.

El proceso se realiza para factores de potencia que van desde 0,1 hasta 0,9, con un paso de 0,1. El modelo de carga es alimentado directamente por la fuente de tensión que sirve de alimentación al circuito (Ver Figura 2.22), de manera que no existan factores externos que puedan modificar el comportamiento de la carga.

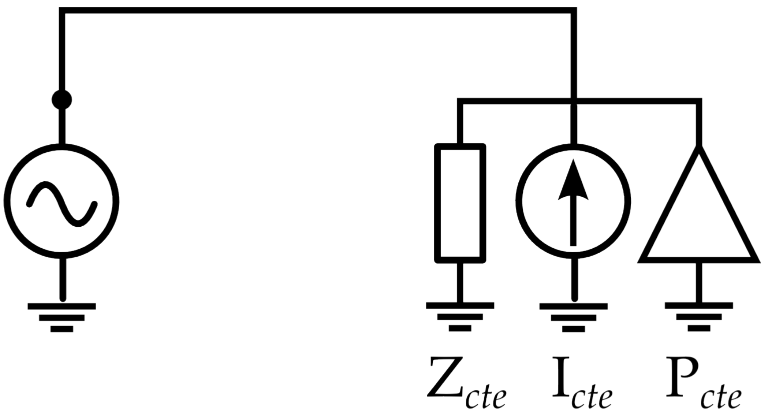


FIGURA 2.22.: Circuito prueba empleado para analizar el comportamiento del modelo polinomial de carga (ZIP) ante variaciones del factor de potencia.

Para determinar los parámetros del modelo polinomial a partir de las señales de tensión y corriente registrados, se plantea el problema de los mínimos cuadrados (Byoung-Kon Choi, 2006) de la siguiente manera :

$$\text{mín}(p) = \text{mín}\,\frac{1}{2}\sum_{k=1}^{N}\left(y\left(k\right) - \hat{y}\left(k\right)\right)^2 \tag{2.10}$$

Donde,

N	Número de muestras.
$y\left(k\right)$	Valor medido.

$\hat{y}(k)$ Valor del modelo de las muestras k respectivamente.

Y se tiene que:

$$\hat{y}(k) = \beta_0 [V(k)]^0 + \beta_1 [V(k)]^1 + \beta_2 [V(k)]^2 \tag{2.11}$$

Por lo cual los parámetros β corresponden a $S_0 a_0 (= \beta_0)$, $S_0 a_1 (= \beta_1)$, $S_0 a_2 (= \beta_2)$. Los parámetros obtenidos deben ser validados por su rendimiento esperado, es decir, se debe comparar la calidad del modelo respecto a los datos utilizados. En esta ocasión se utilizará el siguiente error relativo para llevar a cabo la comparación(Byoung-Kon Choi, 2006):

$$\epsilon = 100 \sqrt{\frac{\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}\left(y(k) - \hat{y}(k)\right)^2}{\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} y(k)^2}} \tag{2.12}$$

A continuación (Tablas 2.12 y 2.13) se muestran los resultados en la fase a de las simulaciones realizadas al modelo. Allí se observa que el factor de potencia determina cual de los dos conjuntos de parámetros domina globalmente. Si la carga es en su mayoría resistiva, entonces los parámetros de la componente activa de la potencia compleja toman mayor relevancia; lo contrario ocurre si la carga es en su mayoría inductiva. Este comportamiento se debe a que para cada condición de tensión a la cual es sometido el modelo, se obliga a este a mantener su factor de potencia, de manera que la razón Q/P permanece constante a lo largo de los casos. Si P y Q cambiaran de manera distinta para el mismo cambio en la tensión, el factor de potencia no se mantendría constante para todos los valores de tensión.

TABLA 2.12.: Parámetros del modelo polinomial obtenidos para la potencia activa en la fase A dada una variación en el factor de potencia.

Potencia activa				
F.P.	a_0	a_1	a_2	*Error*
0,1	0,00036	0,45605	0,45163	0,0005
0,2	0,00137	0,46311	0,44516	0,0018
0,3	0,00290	0,47318	0,43236	0,0039
0,4	0,00475	0,49035	0,41635	0,0068
0,5	0,00660	0,51331	0,39488	0,0098
0,6	0,00821	0,55193	0,37364	0,0127
0,7	0,00886	0,59058	0,33980	0,0145
0,8	0,00828	0,64990	0,30414	0,0141
0,9	0,00557	0,71778	0,25726	0,0100

TABLA 2.13.: Parámetros del modelo polinomial obtenidos para la potencia reactiva en la fase A dada una variación del factor de potencia.

Potencia reactiva				
F.P.	a_0	a_1	a_2	*Error*
0,1	0,00039	0,50274	0,49786	0,0005
0,2	0,00151	0,51119	0,49138	0,0018
0,3	0,00322	0,52560	0,48027	0,0039
0,4	0,00530	0,54704	0,46448	0,0068
0,5	0,00742	0,57656	0,44354	0,0098
0,6	0,00910	0,61230	0,41451	0,0127
0,7	0,00997	0,66469	0,38244	0,0145
0,8	0,00916	0,71920	0,33657	0,0141
0,9	0,00615	0,79215	0,28392	0,0100

2.3. Fuente de alimentación

En esta ocasión se ha decidido dividir la sección en dos: Una primera parte, donde se presenta un análisis de sensibilidad, similar al realizado para las cargas, donde se variará progresivamente la impedancia de Thévenin y se observará el efecto de la resistencia de falla sobre la impedancia bruta; una segunda parte donde se estudiará el comportamiento de los algoritmos descritos en la sección 1.3.

En la primera parte se mostrarán las gráficas para una variación de la impedancia de Thévenin a factor de potencia constante y para varias resistencias de falla. Cada curva mostrada identifica la resistencia de falla utilizada de manera que se cumple nuevamente lo presentado en la Tabla 2.4.

Para el segundo caso el análisis de sensibilidad tomará como referencia los valores de tensión e impedancia mostrados en las Tablas 2.14 y 2.15. Exceptuando por las reactancias mútuas, tales valores corresponden a los parámetros reales del sistema de distribución rural (Ver anexo A) que fueron facilitados en su momento por CODENSA E.S.P.

TABLA 2.14.: Condiciones iniciales de tensión y ángulos del sistema de tipo prueba

$E_{sa}[kV]$	$E_{sb}[kV]$	$E_{sc}[kV]$	θ_a	θ_b	θ_c
$19,9045$	$19,9160$	$19,9143$	$10,1059$	$-100{,}873$	139,0914

TABLA 2.15.: Condiciones iniciales de las resistencias propias e impedancias propias y acopladas

$R_{aa}[\Omega]$	$X_{aa}[\Omega]$	$R_{bb}[\Omega]$	$X_{bb}[\Omega]$	$R_{cc}[\Omega]$	$X_{cc}[\Omega]$
$1,0475$	$15,2789$	$2,0475$	$12,6792$	$3,0475$	$13,6728$

$X_{ab}[\Omega]$	$X_{ac}[\Omega]$	$X_{bc}[\Omega]$
$1,17368$	$1,06182$	$1,46290$

2.3.1. Variación de la impedancia de Thévenin

PAra analizar el efecto de la impedancia de Thévenin del circuito (Impedancia en serie con la fuente de alimentación), se realizará una variación desde el 10 % de su valor hasta el 200 %, para varios tipos de falla y resistencias de falla (Ver Tabla 2.4).

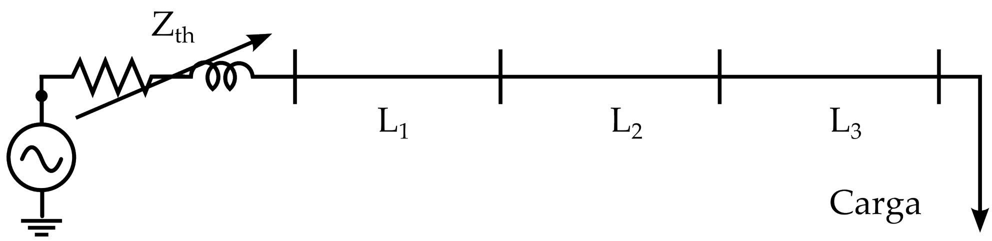


FIGURA 2.23.: Variación de la impedancia de Thévenin. El circuito de prueba es el mismo de la subsección anterior (Ver anexo A).

Nuevamente, se han hecho las pruebas tanto para el caso en el cual las líneas se encuentran traspuestas como para el caso en el cual las líneas están sin trasponer.

Circuito traspuesto

En el caso de una falla monofásica, tal como se muestra en la Figura 2.24, las variaciones más fuertes se observan en las fases no falladas. De cualquier manera, estas permanecen en un rango aceptable (± 5 %).

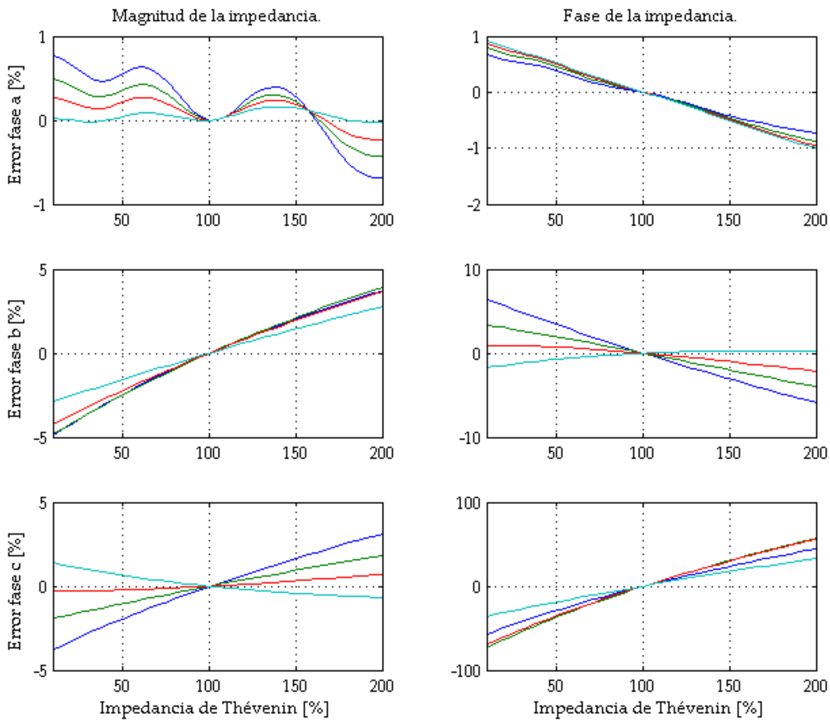


FIGURA 2.24.: Variación de la impedancia de Thévenin para el caso de una falla monofásica en la fase a ubicada en los terminales de carga.

En la fase fallada se puede observar que los errores no superan el 1 %, por lo cual el efecto se considera pequeño.

Se recuerda que los errores porcentuales altos en ángulo de la impedancia, en general, no representan cambios significativos y se deben principalmente a que el ángulo de referencia está cerca a cero. Los resultados para una falla bifásica entre las fases b y c se muestran en la Figura 2.25.

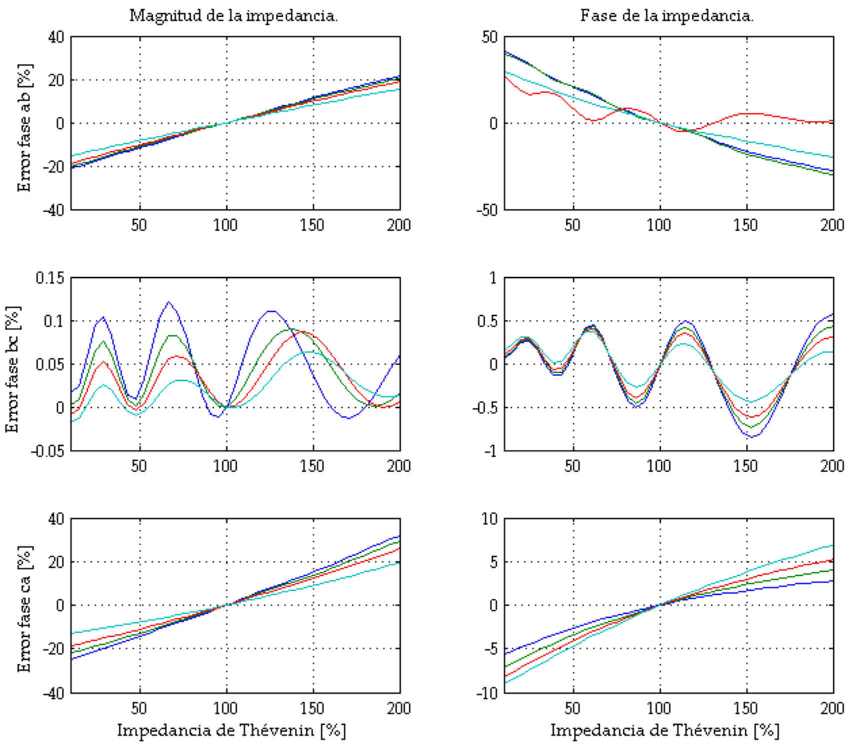


FIGURA 2.25.: Variación de la impedancia de Thévenin para el caso de una falla bifásica entre las fases b y c ubicada en los terminales de carga.

En esta ocasión, los errores no superan el 0,15 % de error, mientras que los errores en las impedancias brutas del conjunto de fases parcialmente falladas, cambian considerablemente. Como se puede observar en la Figura 2.26, un comportamiento similar se presenta para el caso de la falla bifásica a tierra.

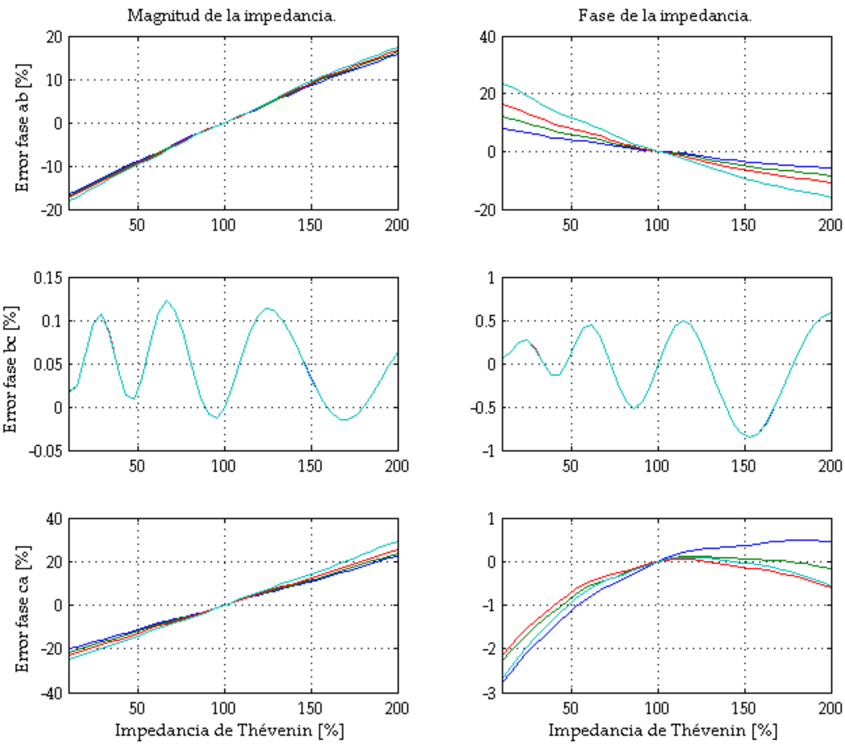


FIGURA 2.26.: Variación de la impedancia de Thévenin para el caso de una falla bifásica a tierra entre las fases b y c ubicada en los terminales de carga.

Finalmente, para la falla trifásica (Ver Figura 2.27) se tiene que incluso los errores para el ángulo de fase permanecen en valores por debajo del 1,5 %.

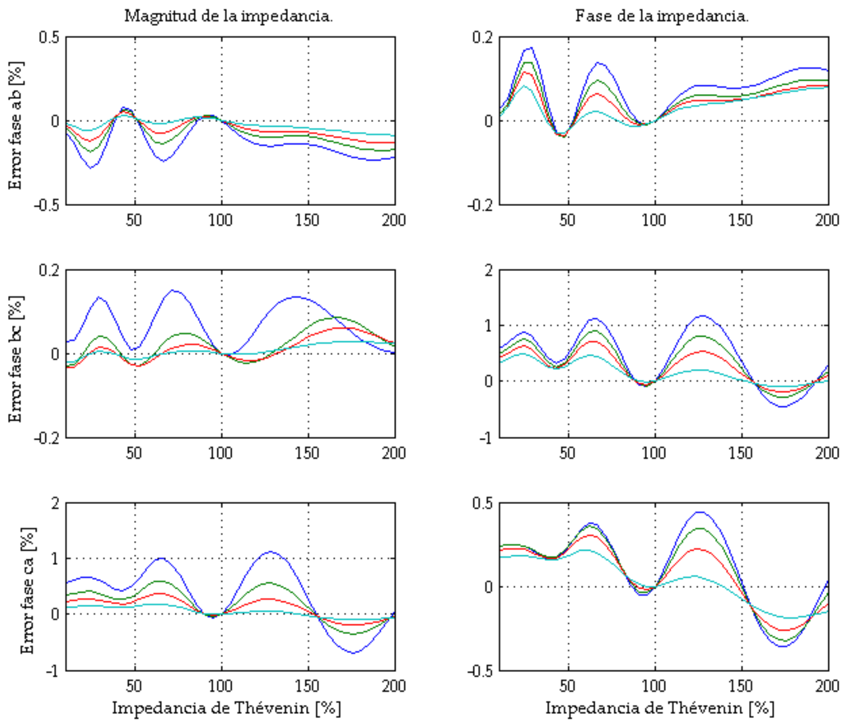


FIGURA 2.27.: Variación de la impedancia de Thévenin para el caso de una falla trifásica ubicada en los terminales de carga.

En general se observa que, independientemente del tipo de falla, la fase o fases falladas no se ven tan afectadas por el cambio en la impedancia de Thévenin (Las variaciones rara vez llegan al 1 %), en consecuencia, es posible pensar en una metodología para determinar el error existente entre la impedancia de Thévenin real (A partir del análisis de oscilogramas por ejemplo) y con la cual se está simulando, gracias a la robustez de este parámetro. Empero, se debe recordar que, antes que nada, se debe asegurar un modelo del circuito lo suficientemente confiable como para efectuar análisis validos. Más adelante se discutirá al respecto.

Circuito sin trasponer

A continuación se presentan las gráficas con las simulaciones realizadas para el circuito sin trasponer (Figuras 2.28 a la 2.31). Al igual que para el caso con trasposición, los errores en las fases falladas no son tan significativos (No superan el 1 %).

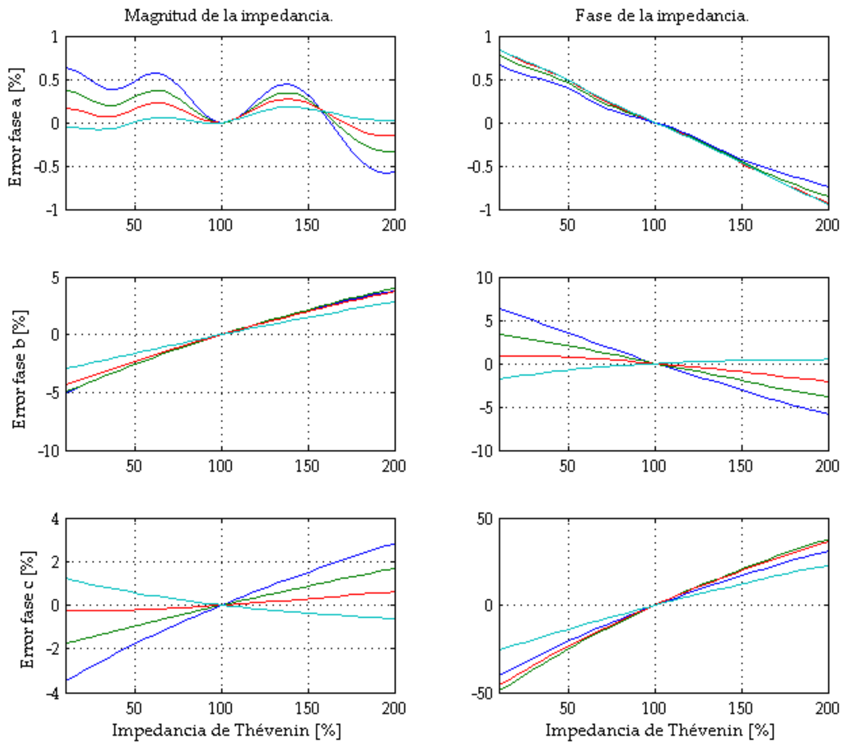


FIGURA 2.28.: Variación de la impedancia de Thévenin con líneas sin trasponer para el caso de una falla monofásica en la fase a ubicada en los terminales de carga.

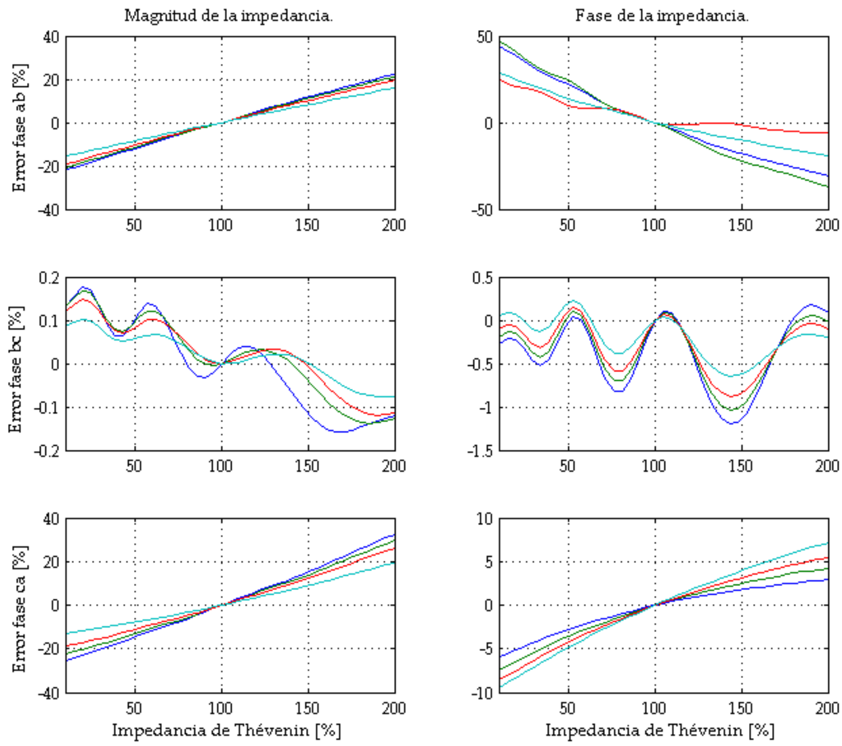


FIGURA 2.29.: Variación de la impedancia de Thévenin con líneas sin trasponer para el caso de una falla bifásica entre las fases b y c ubicada en los terminales de carga.

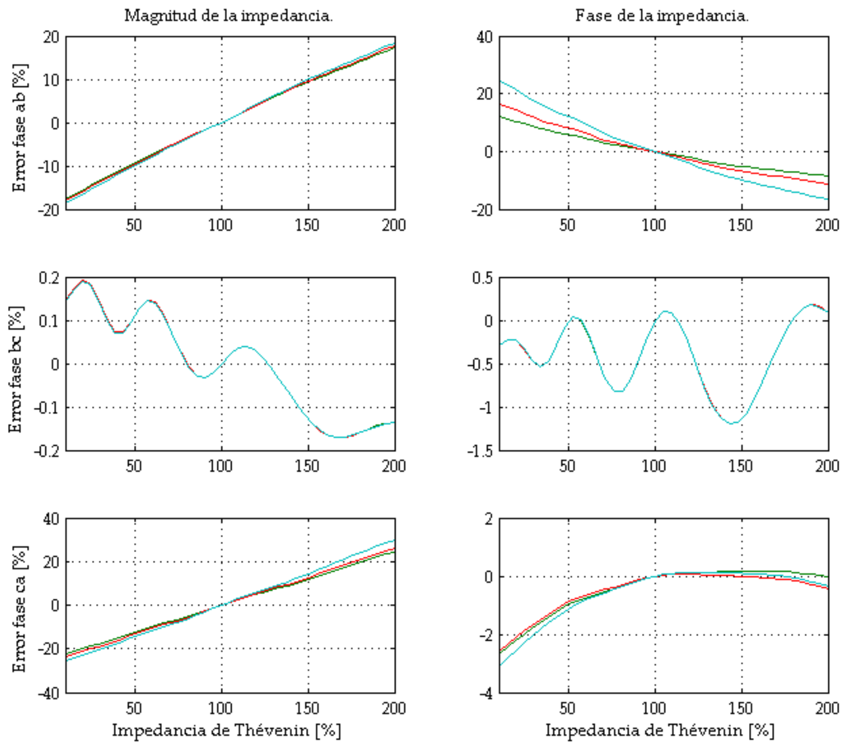


FIGURA 2.30.: Variación de la impedancia de Thévenin con líneas sin trasponer para el caso de una falla bifásica a tierra entre las fases b y c ubicada en los terminales de carga.

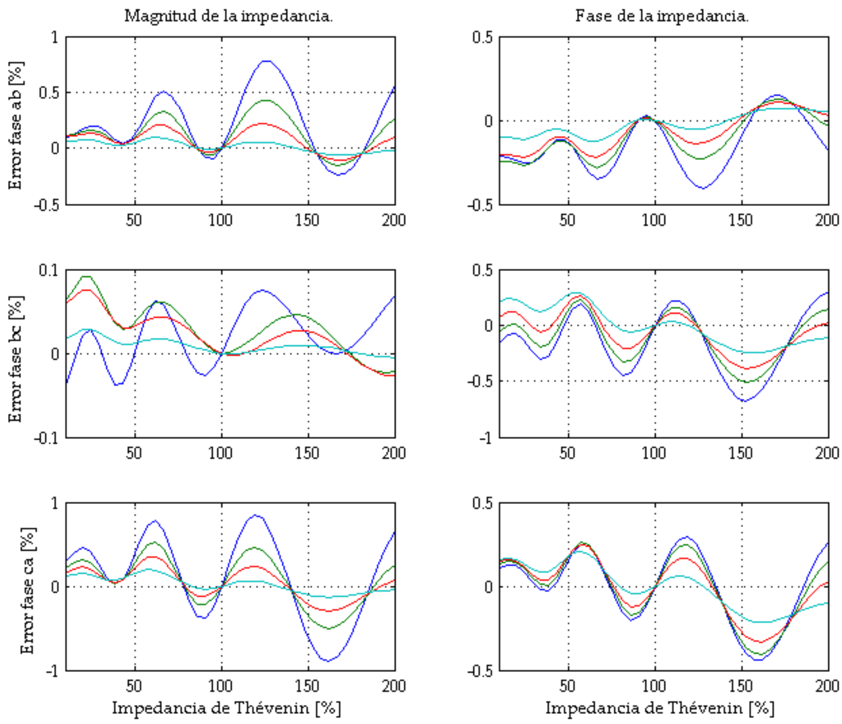


FIGURA 2.31.: Variación de la impedancia de Thévenin con líneas sin trasponer para el caso de una falla trifásica ubicada en los terminales de carga.

2.3.2. Análisis de sensibilidad de la función objetivo

A continuación se presentan los estudios de sensibilidad realizados sobre las metodologías de determinación de parámetros del equivalente de Thévenin a través de análisis de estado estable y por medio de técnicas basadas en el procesamiento de señales.

Equivalente de Thévenin a partir de análisis en estado estable

Dado que este método depende de las condiciones iniciales que les sean suministradas (Ver página 63), y que dichos valores pueden o no estar cerca de la solución, en primer lugar se realizó un estudio de la variación en las condiciones iniciales. Después de esto, se presentan los resultados de aplicar la metodología para hallar diferentes conjuntos de parámetros.

Variación de las condiciones iniciales Al variar las condiciones iniciales de manera individual (Ver anexo D), se concluyó que la solución encontrada por el algoritmo depende fuertemente de dichas condiciones iniciales (Es decir, de que tan lejos están las condiciones inicales de la solución deseada del problema). Se pueden tener soluciones aceptables si se tiene un valor lo suficientemente cercano a los valores reales de ángulo de fase. No obstante, pequeños cambios en estas condiciones iniciales pueden traer consigo soluciones muy alejadas del punto de solución deseado (En esta ocasión esta solución esta determinada por los valores de la Tablas 2.14 y 2.15).

Variación en el conjunto de parámetros a determinar Ajustando las condiciones iniciales a valores que permitieran encontrar la solución al problema y con base a los registros trifásicos de tensión y corriente de seis estados de carga[2], se realiza cada una de las pruebas mostradas en la Tabla 2.16.

TABLA 2.16.: Casos considerando la impedancia mutua en la matriz de impedancia de Thévenin.

Primer caso	*Segundo caso*	*Tercer caso*	*Cuarto caso*	*Quinto caso*	*Sexto caso*
E_i	E_i	E_i	E_i	E	E
δ_{ij}	δ_{ij}	δ_{ij}	δ_i	δ_i	δ_i
R_{ii}	R_{ii}	R	R	R	R_{ii}
X_{ii}	X_{ii}	X	X	X	X_{ii}
$X_{ik\|i\neq k}$	X_m	X_m	X_m	X_m	$X_{ik\|i\neq k}$

Allí se definen las variables como sigue:

i, k Subíndice utilizado para diferenciar valores de fase entre si.

j Subíndice utilizado para diferenciar valores entre estados de carga.

E Magnitud de la tensión de Thévenin.

δ Ángulo de la tensión de Thévenin.

R Resistencia de Thévenin.

X Reactancia de Thévenin propia.

X_m Reactancia mutua de Thévenin constante $\forall i, k \in \{a, b, c\}$ e $i \neq k$.

De manera que δ_{ij}, significa que existen por cada estado de carga tres ángulos de fase, los cuales a su vez son diferentes entre estados de carga. Es decir, $\delta_{a1} \neq \delta_{a2} \neq \ldots \delta_{aN}$, donde N es el número total de estados de carga. La ausencia de subíndice se debe interpretar como la ausencia de cambio entre fases e incluso entre estados

[2]En esta ocasión no se realizarán pruebas en estado estable con falla, sólo análisis en estado estable bajo condiciones normales de operación.

de carga. Así, por ejemplo en el tercer caso, el valor de la resistencia, la reactancia propia y la reactancia mutua permanece constante para cada fase y para cada estado de carga estudiado.

Los resultados del estudio se expresan en las Tablas 2.17 a la 2.22. Los porcentajes de error se calcularon según:

$$\%Error = 100 \times \left(\frac{Referencia - Simulado}{Referencia} \right) \tag{2.13}$$

El valor estimado es el obtenido al simular el circuito e ingresar los fasores de tensión y corriente como entrada para el algoritmo de parametrización. Por ejemplo, para el valor de la resistencia de Thévenin entonces se tiene que:

$$\%Error = 100 \times \left(\frac{R_{referencia} - R_{estimada}}{R_{referencia}} \right)$$

TABLA 2.17.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el primer caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$0,5$	$1,0475$	$52,2673$
X_{aa}	$5,6411$	$15,2789$	$63,0791$
R_{bb}	$0,5$	$2,0475$	$75,5799$
X_{bb}	5	$12,6792$	$60,5653$
R_{cc}	$0,5$	$3,0475$	$83,5931$
X_{cc}	5	$13,6728$	$63,4310$
X_{ab}	$1,5$	$11,7368$	$87,2196$
X_{ac}	$0,5$	$10,6182$	$95,2911$
X_{bc}	$1,5$	$14,6290$	$89,7463$

TABLA 2.18.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el segundo caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$2,2854$	$1,0475$	$137,2697$
X_{aa}	15	$15,2789$	$1,8254$
R_{bb}	$2,089$	$2,0475$	$2,0269$
X_{bb}	$16,5806$	$12,6792$	$30,7701$
R_{cc}	$2,7163$	$3,0475$	$10,8679$
X_{cc}	$18,08$	$13,6728$	$32,2333$
X_{ab}	$0,5009$	$11,7368$	$57,4282$
X_{ac}	$0,5009$	$10,6182$	$57,4282$
X_{bc}	$0,5009$	$14,6290$	$57,4282$

TABLA 2.19.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el tercer caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$1,0087$	$1,0475$	$3,704$
X_{aa}	$12,0062$	$12,2974$	$2,3679$
R_{bb}	$1,0486$	$1,0475$	$0,105$
X_{bb}	$12,0443$	$12,2974$	$2,0581$
R_{cc}	$1,0856$	$1,0475$	$3,6372$
X_{cc}	$12,0017$	$12,2974$	$2,4045$
X_{ab}	$0,7666$	$1,1766$	$34,8461$
X_{ac}	$0,7183$	$1,1766$	$38,9512$
X_{bc}	$0,7698$	$1,1766$	$34,5741$

TABLA 2.20.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el cuarto caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$1,8$	$1,0475$	$71,8377$
X_{aa}	$9,9843$	$12,2974$	$18,8096$
R_{bb}	$1,5$	$1,0475$	$43,198$
X_{bb}	$8,9148$	$12,2974$	$27,5066$
R_{cc}	$1,5$	$1,0475$	$43,198$
X_{cc}	$12,6644$	$12,2974$	$2,9843$
X_{ab}	$0,5$	$1,1766$	$57,5046$
X_{ac}	$0,5135$	$1,1766$	$56,3573$
X_{bc}	$1,451$	$1,1766$	$23,3214$

TABLA 2.21.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el quinto caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$1,8$	$1,0475$	$71,8377$
X_{aa}	$11,2402$	$12,2974$	$8,5969$
R_{bb}	$1,5$	$1,0475$	$43,198$
X_{bb}	$10,1916$	$12,2974$	$17,1239$
R_{cc}	$1,5$	$1,0475$	$43,198$
X_{cc}	$13,9963$	$12,2974$	$13,8151$
X_{ab}	$0,5$	$1,1766$	$57,5046$
X_{ac}	$0,5$	$1,1766$	$57,5046$
X_{bc}	$1,5$	$1,1766$	$27,4859$

TABLA 2.22.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el sexto caso con acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores de Ref.*	*% Error*
R_{aa}	$0,5$	$1,0475$	$52,2673$
X_{aa}	$6,668$	$15,2789$	$56,3581$
R_{bb}	$0,5$	$2,0475$	$75,5799$
X_{bb}	5	$12,6792$	$60,5653$
R_{cc}	$0,5$	$3,0475$	$83,5931$
X_{cc}	5	$13,6728$	$63,431$
X_{ab}	$1,5$	$11,7368$	$87,2196$
X_{ac}	$0,5$	$10,6182$	$95,2911$
X_{bc}	$1,5$	$14,6290$	$89,7463$

Los resultados mostrados en las cinco tablas anteriores muestran un alto margen de error. Sin embargo, para el caso expuesto en la Tabla 2.19 se aprecia que, a diferencia de los demás, es el que tiene un menor margen de error. Esto se debe a que es necesario considerar que los ángulos para los distintos estados de carga sean diferentes (y no constantes como se manifiesta en otros casos). El problema en los primeros casos, radica en que no se tiene la suficiente información para estimar la totalidad de los parámetros. Esto marca la pauta para afirmar que si los ángulos se mantienen constantes en todos los estados de carga los errores en la impedancia Thévenin son bastante elevados.

Caso sin acoplamiento Después de haber realizado el estudio del caso con acoplamiento y determinar que el algoritmo presenta errores altos, se hace necesario considerar un caso menos complejo, dentro del cual no se tendrá en cuenta las impedancia de Thévenin acopladas. Con esto en mente, se presentan en la Tabla 2.23, las pruebas realizadas.

TABLA 2.23.: Casos sin considerar la impedancia de acoplamiento Thévenin

Primer caso	*Segundo caso*	*Tercer caso*
E_i	E_i	E
δ_{ij}	δ_{ij}	δ_i
R	R_{ii}	R
X	X_{ii}	X

Lo que representa cada una de las variables no varía y se sigue manteniendo la misma convención del caso con acoplamiento. Como resultado de las simulaciones, se obtiene lo presentado en las Tablas 2.24 a la 2.26.

TABLA 2.24.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el primer caso sin acoplamiento

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores reales*	*% Error*
R_{aa}	$1,0478$	$1,0475$	$0,0286$
X_{aa}	$12,4513$	$12,2974$	$1,2514$
R_{bb}	$1,0746$	$1,0475$	$2,5871$
X_{bb}	$12,4293$	$12,2974$	$1,0725$
R_{cc}	$0,9846$	$1,0475$	$6,0047$
X_{cc}	$12,5493$	$12,2974$	$2,0484$

TABLA 2.25.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el segundo caso

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores reales*	*% Error*
R_{aa}	$1,0357$	$1,0475$	$1,1264$
X_{aa}	$12,4717$	$12,2974$	$1,4173$
R_{bb}	$1,5$	$1,498$	$0,1335$
X_{bb}	$9,7103$	$9,5763$	$1,3992$
R_{cc}	$0,9512$	$0,9732$	$2,2605$
X_{cc}	$16,9756$	$16,7385$	$1,4164$

TABLA 2.26.: Valores de la impedancia de Thévenin obtenidos para el tercer caso

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores reales*	*% Error*
R_{aa}	$1,3621$	$1,0475$	$30,0334$
X_{aa}	$11,9281$	$12,2974$	$3,003$
R_{bb}	$0,829$	$1,0475$	$20,8591$
X_{bb}	$12,8389$	$12,2974$	$4,4033$
R_{cc}	$0,9637$	$1,0475$	8
X_{cc}	$12,7128$	$12,2974$	$3,3779$

Con base en los resultados de las tablas anteriores, se observa que los errores calculados a partir de la ecuación (2.13) obtenidos en el caso tres de la Tabla 2.26 son mas grandes con respecto a los otros dos casos. Esto corrobora lo dicho en la página 111.

Los otros dos casos restantes presentan márgenes de error relativamente pequeños, no obstante, un promedio aritmético de los errores revela que en el primer caso se ha cometido en promedio un error más alto que en el segundo caso. Esto era de esperarse, puesto que en el segundo caso el algoritmo posee un nivel de libertad mayor, lo cual que permite realizar un ajuste más fino de los parámetros.

Equivalente de Thévenin a partir de procesamiento de señales

La presente metodología sólo se contempla para el caso sin acoplamiento porque según la forma como se determinan los valores del equivalente de Thévenin, no es posible considerar el efecto acoplado. Para tener en cuenta dicho caso se tendrá que realizar un estudio que va más allá de plantear la ecuación descrita en 1.112 para el caso en el que Z es una matriz y ΔV y ΔI son vectores.

No obstante, esto no representa mayor problema en la medida que exista una representación de las variables en un dominio más conveniente, p.e. el dominio de las componentes simétricas. La conveniencia vendrá dada por la capacidad de esta nueva representación de eliminar los efectos mutuos de la matriz de impedancia de Thévenin, de manera que la aplicación del presente algoritmo sea válida una vez más. Ya encontrados los valores de impedancia, se realiza la transformación inversa y se obtendría entonces los parámetros para una matriz de impedancias de fase con acoplamientos mutuos.

Los resultados al aplicar la metodología se muestran en la Tabla 2.27.

TABLA 2.27.: Valores de la impedancia de Thévenin utilizando procesamiento de señales en la cabecera del circuito

Variables $[\Omega]$	*Resultados obtenidos del algoritmo*	*Valores reales*	*% Error*
R_{aa}	$1,0412$	$1,0475$	$0,6014$
X_{aa}	$12,4631$	$12,2974$	$1,3474$
R_{bb}	$1,5048$	$1,498$	$1,3178$
X_{bb}	$9,7025$	$9,5763$	$0,1644$
R_{cc}	$0,9716$	$0,9732$	$1,2354$
X_{cc}	$16,9453$	$16,7385$	$1,4164$

En esta tabla se puede apreciar que los porcentajes de error calculados según la ecuación 2.13 son pequeños. Incluso, en promedio, el error es ligeramente menor que para el caso expuesto en la Tabla 2.25.

2.4. Conclusiones

De los parámetros de las líneas de transmisión analizados, se observa que el de mayor impacto puede llegar a ser la longitud y la resistividad. Por su parte, los errores cometidos en la longitud en muchas ocasiones están autoregulados por los criterios de diseño empleados. Por ejemplo, la flecha máxima real en terreno llano seguramente se mantendrá entre ciertos valores estándar, ya sea por normatividad o por condiciones de tendido[3]. De esta manera, incluso al desconocer el valor real de la flecha se puede realizar una aproximación bastante buena de la longitud real del conductor.

El efecto de la resistividad es mayor en el caso de la falla monofásica a tierra, en vista a que la resistividad del terreno aporta impedancia de secuencia cero y que en el dominio de las secuencias la impedancia de secuencia cero (Usualmente mayor que las demás) se suma directamente a la expresión de la impedancia de secuencia total vista desde el punto de falla.

En las pruebas realizadas para la resistividad del terreno, se notó que el error cometido en la falla monofásica en presencia de una alta resistencia de falla disminuyó respecto al caso en el cual se hizo una falla sólida, mientras que hubo un incremento del error en el caso trifásico. Esto deja ver la dependencia de la magnitud de la corriente de secuencia cero en el caso de la variación de la resistividad. El error disminuyó en presencia de una falla monofásica debido a que hubo una disminución en la componente de secuencia cero (Para falla sólida es de $77,2933\angle -13,4$ [A] y para el otro caso es de $13,2167\angle 99,0839$ [A]) y aumentó en el caso de la falla trifásica debido al aumento de la misma (Para falla sólida es de $3,5966\angle 94,8287$ [A] y para el otro caso es de $36,7437\angle 153,7456$).

En consecuencia, se podría tomar el efecto en caso de falla monofásica a tierra para determinar la cota superior de los errores cometidos en caso que no se tenga certeza sobre la resistividad del terreno. Por otra parte, el efecto que trae la variación de la resistividad crece lo suficientemente lento entre una condición de resistividad y otra, de manera que este tipo de errores pueden mantenerse controlados pese al desconocimiento preciso de la resistividad del terreno.

En general se ha resaltado la importancia que tiene sobre la estimación la correcta selección de tensiones y corrientes para el cálculo de la impedancia bruta. Dependiendo del caso y la selección realizada, se pueden eliminar o amplificar ciertos efectos inherentes al circuito.

La trasposición de las líneas ha demostrado ser un factor de importancia menor en condiciones de falla, como consecuencia del aporte de la falla en el sistema en comparación con el aporte de las impedancias de las líneas. En parte también se debe a que el desbalance que introduce la no trasposición de líneas de distribución de longitud media es pequeño. Dado que en sistemas de transmisión o en sistemas de distribución con líneas lo suficientemente largas, por diseño se procura realizar la trasposición, el correcto estudio de los efectos de la no trasposición

[3]Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 180466 de abril 2 de 2007, página 40 de 129.

quedará limitado a casos donde, pese a que la longitud de la línea lo amerite, no se lleve a cabo, o no se realice de manera correcta ningún tipo de trasposición o rotación para equilibrar los efectos mutuos de las impedancias de las líneas.

Es importante reconocer el efecto de la resistencia de falla sobre el circuito, ya que limita el rango para el cual los errores permanecen aceptables. De manera que un circuito con impedancia de carga elevada en comparación con la resistencia de falla, la impedancia bruta tenderá a comportarse de manera más estable para diversos estados de carga del sistema, mientras que en la medida que la impedancia de carga sea comparable con la resistencia de falla, los errores tendrán cambios más pronunciados entre estados de carga. En consecuencia, el modelo de potencia constante tendrá errores mayores en la impedancia bruta ante cambios en las condiciones de carga, seguidos por los errores en el modelo de corriente constante e impedancia constante, respectivamente.

De todo lo anterior se puede notar que un buen caso base para el análisis de la variación de la impedancia bruta a medida que una falla se desplaza a lo largo del circuito, es aquel en el cual la resistencia de falla es cero. Esto porque elimina la mayor parte de los efectos de los elementos de circuito ubicados después de la falla. A partir de allí se podría intentar derivar una relación para predecir el cambio en la impedancia bruta dada una resistencia de falla mayor, basándose ya sea en un método analítico o en un método empírico con base en simulaciones.

Para los algoritmos de determinación de parámetros del equivalente de Thévenin basado en análisis en estado estable (Ver subsección 1.3.1), se puede observar que al extender el problema al caso trifásico y alimentar el algoritmo con valores de simulación, el problema inverso a resolver se transforma en uno «mal condicionado» (*ill-conditioned*)[4]. Este no es el caso al construir de manera sintética los datos de prueba del algoritmo, por lo que dicho comportamiento no se debe a un error de programación. Por tanto, de querer utilizar este tipo de algoritmo se deberá estudiar una manera de suministrar la información suficiente como para aumentar la robustez del mismo.

Al ajustar las condiciones iniciales, el mal condicionamiento continua de no plantear correctamente los parámetros a determinar. Los resultados muestran que, de no existir acoplamiento mutuo, la mejor opción es considerar constan-

[4]Generalmente, los problemas consisten en determinar una salida específica de un sistema dada una entrada y una serie de parámetros propios del mismo. Los problemas inversos consisten en la determinación de los parámetros del sistema, dada la entrada y la respuesta a dicha entrada (salida) del sistema. En el presente caso, el sistema inverso depende directamente de las condiciones iniciales que les son dadas al algoritmo de solución. Debido a que pequeñas variaciones en las condiciones iniciales producen respuestas muy alejadas de la respuesta deseada, el problema se dice que se encuentra mal condicionado.

te la magnitud de la tensión y los valores de resistencia y reactancia para todos los estados de carga, pero permitir variaciones entre fases. Por su parte, el ángulo de la tensión de excitación se debe hallar por cada fase y por cada estado de carga diferente.

De existir efectos mutuos se debe, en primer lugar, buscar una transformación que permita eliminar los términos fuera de la diagonal principal de la matriz de impedancia de Thévenin, para así aplicar alguno de los métodos anteriores. De no encontrarse dicha transformación, se puede contar con el primer algoritmo basado en análisis en estado estable (Ver subsección 1.3.1) siempre que los parámetros a determinar se ajusten al caso de estudio. Es decir, las impedancias propias deben ser iguales para todas las fases y entre estados de carga, al igual que los efectos mutuos entre si (Todos los valores por fuera de la diagonal principal de la matriz de impedancia de Thévenin deben ser iguales). Las condiciones para la tensión permanecen iguales que para el caso de no haber efectos mutuos. Aun así, se debe tener presente que la estimación de las impedancias mutuas no es la mejor, y que puede presentar errores elevados.

Finalmente, más que una conclusión, se debe observar que los resultados aquí expuestos son válidos para poder generalizar el comportamiento de los localizadores debido a que, generalmente, se acude a una descomposición del circuito en tramos radiales equivalentes más sencillos, muy similar al empleado como sistema de prueba en la mayoría de este capítulo.

Capítulo 3

Impacto en la localización

Tomando como base lo dicho en capítulos anteriores, se realizará un estudio complementario que permita observar el efecto sobre la localización, de los casos considerados críticos o de importancia para el análisis de los sistemas de distribución. En primer lugar se da una introducción al problema de la localización de fallas en sistemas de distribución y se explica brevemente el algoritmo utilizado para realizar la localización. Luego se resume lo encontrado en el capítulo anterior y se presenta un estudio donde se han sumado los efectos a los cuales las líneas de distribción se pueden encontrar sometidas, y a partir de ello se cuantifica el error cometido en la localización. Seguidamente se presenta el comportamiento del localizador ante varios modelos de carga, tanto para cambios en el modelo de carga empleado en las simulaciones para generar los registros de tensión y corriente, como para cambios del modelo de carga utilizado por el algoritmo localizador. Después se presenta el efecto de la impedancia de Thévenin en la localización al mantener fijo, no solo el punto fallado, como en el capítulo anterior, sino tambien la corriente de falla. Finalmente en la última sección se resumen las principales conclusiones.

3.1. Localización de fallas

A continuación se da una breve descripción del problema de la localización de fallas en sistemas de distribución seguido de la presentación del método de localización implementado para realizar las pruebas. Para las pruebas se ha optado por topologías sencillas para tener el mayor control posible sobre los parámetros que puedan afectar la localización.

3.1.1. El problema de localización en sistemas de distribución

Los problemas de calidad de la energía han tomado mayor importancia en esta época gracias a diversos factores. Uno de ellos es la proliferación de dispositivos electrónicos. Otro factor, con un trasfondo más crítico, es la necesidad de ofrecer confiabilidad en el servicio de energía eléctrica. Esto debido a los costos en los cuales incurren las empresas distribuidoras de energía al tener prolongados y frecuentes cortes de energía (CREG, 2008), no sólo desde el punto de vista regulatorio, sino también desde el punto de vista competitivo, ante la desregulación del mercado de energía eléctrica (Terzic, 2002; Magnago & Abur, 1999).

Por ende, teniendo presente que las fallas en sistemas de distribución son eventos aleatorios asociado a parámetros de los cuales la empresa distribuidora no tiene control, para atacar el problema de la confiabilidad, el distribuidor debe tomar conciencia de lo que debe hacer luego de que el sistema de protección ha aislado correctamente una falla: Localizar y solucionar en el menor tiempo posible el origen de la interrupción.

La localización de fallas en sistemas de distribución se debe realizar adecuadamente, a pesar de la presencia de laterales (ramales derivados del alimentador principal), de la existencia de sólo un localizador en cabecera del circuito, del desbalance en las cargas, a las cargas que se encuentran distribuidas por todo el sistema, a los cambios del conductor (cable subterráneo o línea aérea) y el efecto de la resistencia de falla sobre el localizador (IEE, 2004; Saha *et al.* , 2005).

La Universidad Industrial de Santander ha trabajado en el tema de localización de fallas desde el año 2000 con trabajos conjuntos con la Universidad de Gerona y el apoyo del grupo Endesa, ISA y COLCIENCIAS, que han llevado a tesis doctorales (Mora-Flórez, 2006), tesis de maestría (Barrera-Nuñez, 2006; Cormane-Angarita, 2006; Rodríguez-Suárez, 2006) y tesis de pregrado (Villar-Cruz & Jaimes-Florez, 2006; Villamizar-Montes & Quiñones-Buitrago, 2005; Torres-Salazar & Ortiz-Lizcano, 2009; Suárez-Sanchez & Salamanca-Torres, 2006; Saray-Ricardo & Díaz-Romero, 2006; Rojas-Espinosa & Martínez-Gutiérrez, 2006; Morales-España & Gómez-Ruíz, 2005; López-Ruiz, 2007). Luego, en convenio con la Universidad Tecnológica de Pereira y el apoyo de CODENSA E.S.P. y COLCIENCIAS, se continua con el tema (Torres-Salazar & Ortiz-Lizcano, 2009; Jagua & Solano, 2009; Ferreira-Sequeda & Martínez-Gutiérrez, 2010; Joya-Suárez & Pacheco-Arteaga, 2010; Caballero-Sandoval & Trouchon-Bravo, 2011; Camargo-León, 2011; Meneses-Agresoth & Salazar, 2011).

El presente trabajo de investigación engloba la validación de dos métodos de localización de fallas (Ferreira-Sequeda & Martínez-Gutiérrez, 2010), más el análisis del comportamiento del modelo del sistema de distribución para determinar las incertidumbres sobre los parámetros de los mismos (Joya-Suárez & Pacheco-Arteaga, 2010; Caballero-Sandoval & Trouchon-Bravo, 2011). Todo esto con el propósito de cuantificar de una manera u otra, el error en la localización de fallas en sistemas de distribución introducida por el modelado y por el algoritmo localizador.

El trabajo que se encuentra en (Camargo-León, 2011), pretende desarrollar una estrategia mediante la cual se puedan garantizar datos confiables (o por lo menos identificar posibles fuentes de error debidas a datos) para realizar el modelado y análisis del sistema de distribución de interés. Por su parte el trabajo (Meneses-Agresoth & Salazar, 2011), pretende desarrollar técnicas de localización que permitan tener en cuenta de manera explícita el desbalance de tensión y corriente existentes en los sistemas de distribución.

Formalmente, en esta sección se mostrará brevemente el método seleccionado para realizar los respectivos análisis de localización. Más información sobre los localizadores de fallas en sistemas de distribución puede encontrarse en (Serna-Suárez, 2010).

3.1.2. Método de localización

El método escogido para las pruebas se basó en el descrito en (Das, 1998). Este método utiliza un análisis circuital en el dominio de las componentes simétricas para localizar la falla en tres etapas: detección del tipo de falla, localización del tramo fallado y localización del punto fallado. Para más detalles de la metodología por favor remitirse a la fuente original.

En la primera etapa, se determina el tipo de falla comparando las corrientes de línea de secuencia positiva y cero máximas en condiciones normales del circuito con las corrientes de línea de secuencia positiva y cero medidas en la subestación. Los valores máximos permisibles se calculan con estudios previos de cortocircuito sobre el sistema. Con esto es posible detectar la falla, el tipo y si ha sido a tierra.

En la siguiente etapa, para hallar el tramo de circuito fallado, lo que se hace es comparar la *reactancia bruta* medida en la subestación con la reactancia hasta un punto cualquiera dentro del circuito, tal como se muestra en la Figura 3.1. Si la reactancia bruta medida es mayor que la reactancia hasta un nodo cualquiera al que designaremos u, entonces la falla se encuentra más allá de este nodo. De manera similar, si la reactancia medida es menor que la calculada hasta otro nodo cualquiera que designaremos v (nodo $v \neq$nodo u), entonces la falla se encuentra en un nodo anterior al nodo fallado. De esta manera es posible localizar la sección de línea o el tramo fallado. Una vez hallados los nodos entre los cuales ocurrió la falla se simplifica la red de distribución de la siguiente manera (Ver Figura 3.2):

1. Se elige un ramal principal, de manera que dicho ramal vaya desde la subestación hasta uno de los nodos finales del circuito.

2. Todos los elementos que constituyen a los laterales son agrupados como un solo elemento equivalente en el nodo desde donde se deriva el ramal, de manera que se pueda modelar como una carga conectada a dicho nodo de derivación.

Esto se repite para todos los nodos finales que tenga el circuito, de manera que existiran tantos ramales equivalentes como nodos finales al aplicar esta metodología.

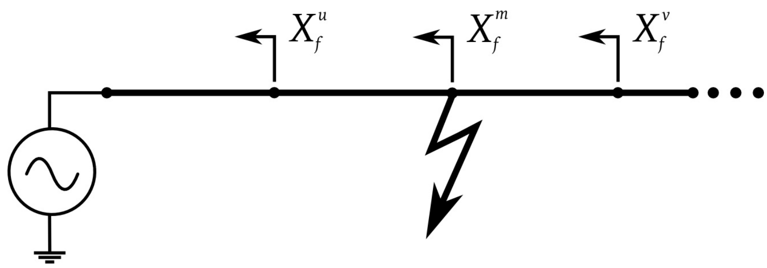


FIGURA 3.1.: Método de la reactancia para hallar el tramo fallado.

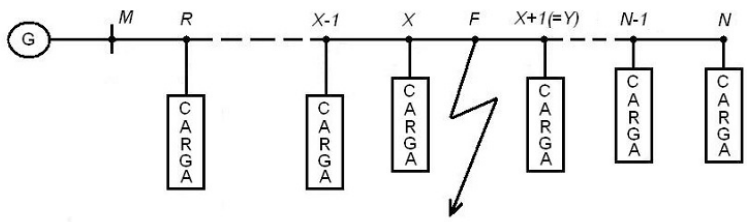


FIGURA 3.2.: Sistema radial equivalente.

Con la sección fallada ubicada, se procede a determinar las tensiones y corrientes en el nodo inmediatamente anterior a la falla. Existen varias formas de calcular estas tensiones y corrientes, no obstante la mejor alternativa es realizar un flujo trifásico de distribución hasta el punto deseado. Generalmente la mecánica es la siguiente (ver Figura 3.3): se inicia con V_1 e $I_{1,2}$; con la impedancia del tramo anterior a V_2 se calcula la caída de tensión en dicha rama y por ende la tensión V_2. Con esta tensión se calcula la corriente I_2 que se deriva en este punto con ayuda de la admitancia equivalente del modelo de carga tomado, y por ende, se calcula la corriente en la rama siguiente. Con V_2 y la corriente $I_{2,3}$ se inicia de nuevo el proceso y se repite hasta llegar al nodo previo a la falla.

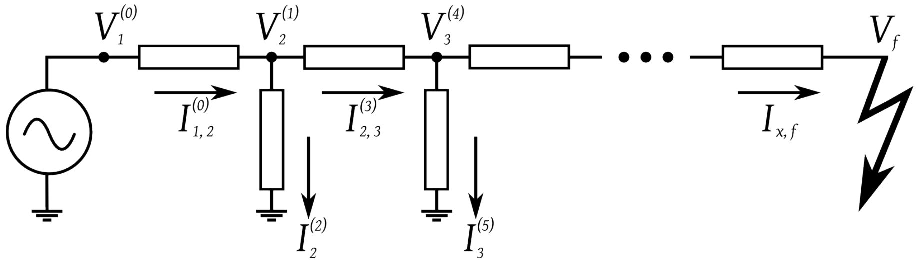


FIGURA 3.3.: Método para calcular la tensión y la corriente en el nodo antes de la falla. El superíndice indica el orden en el cual las variables son calculadas. El superíndice (0) es empleado para indicar los datos con los cuales se inicia el algoritmo.

La ubicación de la falla, dada la línea fallada, se calcula resolviendo la ecuación siguiente :

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -sB_{x,x+1} \\ sC_{x,x+1} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \tag{3.1}$$

Donde, teniendo en cuenta la siguiente notación para subíndices y variables:

x	Identifica al nodo inmediatamente anterior a la falla
f	Identifica al punto fallado
$x+1$	Identifica al nodo inmediatamente posterior a la falla
Nc	Identifica el último nodo del sistema radial equivalente a analizar
u	Identifica un nodo cualquiera
v	Identifica un nodo cualquiera diferente a u

Se tiene que:

I_{uv}	Corriente que fluye del nodo u a v. Por ejemplo, I_{fx+1} es la corriente del nodo f al $x+1$ (Del nodo fallado al nodo inmediatamente posterior a la falla).
V_u	Tensión en el nodo u. Por ejemplo, V_f es la tensión en el nodo f (Tensión en el nodo fallado).
s	Distancia a la falla desde el nodo x.
$B_{x,x+1}$	Parámetro B equivalente del tramo fallado.
$C_{x,x+1}$	Parámetro C equivalente del tramo fallado.

Con la ecuación (3.1) esto se halla una expresión para las tensiones, y parte de la corriente inyectada en el punto fallado con ayuda de la ecuación auxiliar $I_{fNc} = -I_{fx} - I_f$. Luego, acumulando toda la carga en el nodo Nc, de manera que el efecto del resto de líneas del circuito pueda aún tenerse en cuenta, se tiene que la tensión y la corriente en el último nodo del sistema puede expresarse como:

$$\begin{bmatrix} V_{Nc} \\ -I_{Nc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_e & -B_e \\ C_e & -A_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -dB_{xy} \\ -dC_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fNc} \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

Donde el subíndice e, es utilizado para denotar los parámetros de transmisión de la línea equivalente entre el nodo $x+1$ y Nc y d es la distancia desde el punto fallado al nodo $x+1$. El modelo de la carga empleado es el polinomial (Ver sección 1.2.1, ecuación (1.101)). Tras manipulación matemática de la ecuación (3.2) se llega a que (La deducción completa se encuentra en (Das, 1998, Sección 4.7, pp. 54)):

$$\begin{bmatrix} V_{Nc} \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_1 + sK_2} \begin{bmatrix} K_3 + sK_4 & sK_5 \\ K_6 + sK_7 & K_1 + sK_8 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

Donde cada K_i, es un número complejo relacionado directamente con los parámetros del tramo fallado, el tramo comprendido desde el nodo $x+1$ hasta el Nc (K_3, K_4 y K_5) y además la admitancia de la carga (K_1, K_2, K_6, K_7 y K_8).

Cada una de estas ecuaciones debe ser resuelta para cada red de secuencia. Entonces, con los valores de tensión y corriente de secuencia en el nodo previo a la falla es posible hallar las tensiones y corrientes de secuencia en el punto de falla. Con esto último se procede a hallar la ubicación precisa de la falla, igualando a cero la parte imaginaria de la impedancia de secuencia en el punto fallado. Es bueno resaltar que todos los valores que se tienen hasta el momento dependen de la localización de la falla s, y no es sino hasta plantear y resolver para las fallas monofásicas, bifásicas (o bifásicas a tierra) y trifásicas las ecuaciones mostradas en 3.4 respectivamente, que se obtiene la localización de la falla.

$$\begin{aligned} Im\left(\frac{V_{0f} + V_{1f} + V_{2f}}{I_{0f} + I_{1f} + I_{2f}}\right) &= 0 \\ Im\left(\frac{V_{1f} - V_{2f}}{I_{1f} - I_{2f}}\right) &= 0 \\ Im\left(\frac{V_{1f}}{I_{1f}}\right) &= 0 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Como todo método iterativo, se empieza con un estimado basado en las condiciones iniciales del problema, esta vez determinadas principalmente por el modelo de carga. Las iteraciones continúan hasta que el cambio de s entre iteraciones sea lo suficientemente pequeño como para satisfacer la precisión necesitada.

3.2. Impacto en los modelos

Para analizar el impacto sobre la localización de fallas se tomó un circuito de distribución rural, previamente utilizado para realizar el análisis de sensibilidad del modelo y algoritmos de parametrización de fuentes de alimentación. Los datos se encuentran resumidos en el anexo A.

Para los modelos de líneas se comparará la localización de un caso en el que más de un parámetro se encuentra alejado de los valores nominales, respecto al caso nominal. Para los modelos de cargas se realizó un tratamiento extensivo, es decir, se simularon fallas ubicadas en nodos estratégicos para varias condiciones de falla del circuito. En el caso de los modelos de fuentes de alimentación, se realizará un análisis comparativo a través de una falla real localizada para estudiar el efecto de manera clara.

3.2.1. Líneas de transmisión

El objetivo principal del capítulo anterior era mostrar cuales de los parámetros en cada modelo tiene mayor efecto en la impedancia bruta vista desde la subestación del sistema, de manera que se pudiera en este capítulo estudiar los efectos de mayor importancia. En (Joya-Suárez & Pacheco-Arteaga, 2010) se realizó un análisis más extensivo, donde incluso se varió la distancia entre los conductores. Como conclusión general se puede decir que la impedancia de las líneas de distribución simuladas con el modelo pi y en base a las ecuaciones de Carson para la determinación de sus parámetros, gozan de cierta robustez ante un cambio en estos.

Tanto en el capítulo anterior como en (Joya-Suárez & Pacheco-Arteaga, 2010) se pudo observar que en los sistemas de distribución:

1. Dos parametros de importancia en el modelado de las líneas son la resistividad del terreno y la longitud real del conductor.

2. Ante cambios en la resistividad del terreno, la falla monofásica presenta los mayores errores. Para los otros tipos de falla, los errores permanecen en valores razonables incluso para el caso desbalanceado.

3. El error cometido al estimar la longitud real del conductor se mantiene en límites razonables si se consideran las restricciones y criterios vistos en la realidad.

De momento se asumirá que el conductor es Partridge (26/7), de manera que las Figuras 2.3 y 2.4, sigan siendo válidas. El circuito a analizar será el circuito de distribución rural del anexo A. Como caso base se tomará la longitud del conductor como la longitud de los vanos y una resistividad del terreno de 100 Ωm.

Para falla monofásica, esta fue simulada en el nodo N089, el cual se encuentra a 12,14 km de la subestación. Para las fallas bifásicas, esta fue simulada en el nodo N826, el cual está a aproximadamente a 3.76 km de la subestación. La localización se realiza tomando en ambos casos el circuito nominal, ya que la idea es cuantificar el error en el localizador si los registros de tensión y corriente no corresponden al circuito sobre el cual se está localizando. Las fallas se realizan a una resistencia de falla de 1Ω a tierra o entre fases, según sea necesario.

Se establecerán dos escenarios para determinar el rango de validez de los modelos de líneas de distribución. Uno basado en los datos reales estimados por la CODENSA E.S.P., y un caso crítico, basado en el análisis de los posibles extremos que se pueden encontrar en la realidad.

En el primer caso de estudio (aquel basado en la información suministrada por la distribuidora de energía) la simulación se hizo con una resistividad del terreno de 400 ohm-m y considerando una aproximación a la longitud real del conductor. Dicho cambio en la longitud se aplicó calculando las diferencias de elevación aproximadas[1] , cambios en la temperatura de 1 a 100°C con una tensión de tendido inicial del 20 % la tensión de ruptura del conductor.

En el caso crítico, se tomo una resistividad del terreno de 1000 Ωm y un error del 5,5 % en la longitud del conductor, el cual fue calculado de la siguiente manera:

1. Por norma [2] la distancia mínima al terreno de una línea de media tensión de hasta 43 kV debe ser de 5,6 m. Se tomará como distancia mínima los 5 m.

2. La longitud de los vanos en la ciudad están limitados a ser de 30 m. En zonas rurales, los vanos pueden extenderse mucho más. Como caso crítico se considerará un vano de 50 m.

[1]En el siguiente capítulo se explica la metodología empleada para realizar esto.

[2]Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 180466 de abril 2 de 2007, página 40 de 129.

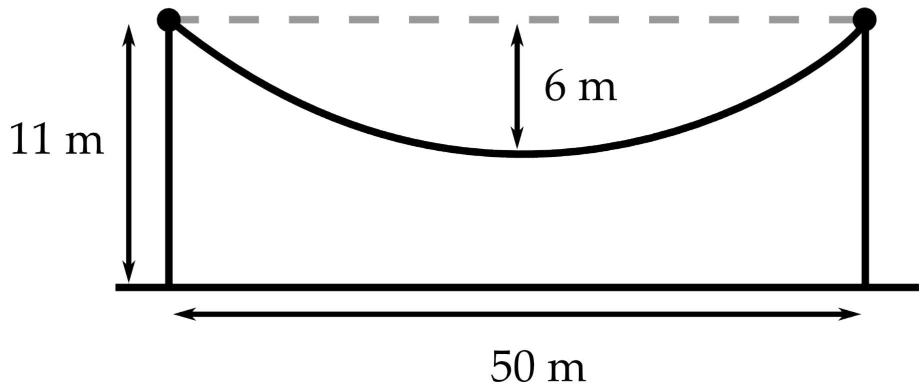


FIGURA 3.4.: Configuración en terreno llano tomada como crítica para cada vano del circuito rural. El caso crítico considera un desnivel de 10 m entre las bases de las estructuras.

3. La altura de una estructura de media tensión es de aproximadamente 11 m desde el terreno.

4. Se considerará una diferencia de altura correspondiente a 1/5 la longitud del vano, estos son 10 m en el presente caso.

La Figura 3.4, resume un vano con estas características. Con ayuda de las Figuras 2.3 y 2.4 y las restricciones que has sido impuestas, es posible ver que el error cometido al considerar la longitud del conductor como la longitud del vano es del 3,1104 %. Por su parte, sobre esta nueva longitud, se está cometiendo un error de 2,1832 % al considerar la longitud real del conductor como la longitud en presencia de una diferencia de alturas de 10 m entre estructuras. En total entonces, se está cometiendo un error de $1,031104 \times 1,021832 \approx 1,054$, lo cual equivale a un error de 5,4 %. Como se puede notar, se ha decidido trabajar con un error ligeramente mayor.

Los resultados se presentan en la Tabla 3.1 y la diferencia entre las dos fallas bifásicas a tierra allí presentadas se muestra en la Figura 3.5. .El error se calculó de la siguiente manera:

$$\epsilon_R = 100 \times \frac{s-l}{l}$$

Donde,

s	Distancia estimada por el localizador
l	Distancia real

Este es llamado error relativo del localizador, puesto que el valor sobre el cual se realiza la comparación (denominador de la fracción) depende del lugar donde ocurrió la falla.

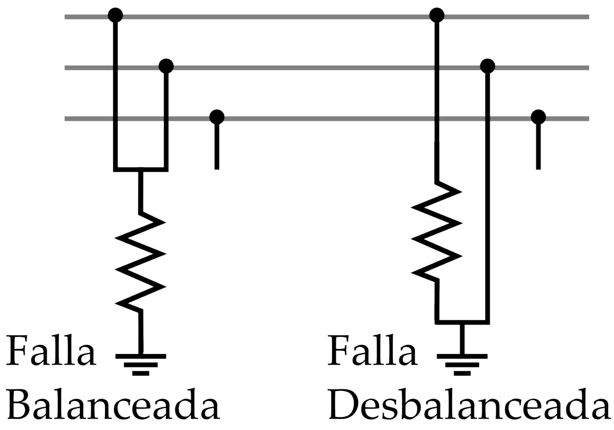


FIGURA 3.5.: Falla bifásica a tierra balanceada (B) y desbalanceada (D).

TABLA 3.1.: Errores en porcentaje de la localización de una falla en el circuito rural para fasores de tensión y corriente tomados en condiciones normales y tras un cambio en los parámetros de las líneas.

Caso Simulado	*Falla 1φ*	*Falla 2φ*	*Falla 2φT-B*	*Falla 2φT-D*
Resistividad 100 Ωm Longitud al 100 %	-4,4692	-3,0653	-3,1328	-21,2073
Resistividad 400 Ωm Longitud al 100 %	1,2145	-3,0684	-3,116	-20,8696
Resistividad 1000 Ωm Longitud al 100 %	4,446	-3,0704	-3,1307	-20,6668
Resistividad 400 Ωm Longitud al 102 %	1,845	-1,1674	-1,2069	-19,0819
Resistividad 1000 Ωm Longitud al 105.5 %	10,4113	-0,21343	-0,27454	-18,0001

De la Tabla 3.1 se puede notar que:

1. Existe un error inherente al localizador, es decir, aún tomando señales del mismo circuito donde se está localizado (certeza en el modelo del 100 %), se está cometiendo un error de hasta el 4,5 %.

2. Al variar en una decada (por ejemplo de 100 a 1000) la resistividad de la mitad de un circuito se espera un error del orden del 3,69 % según la Figura 2.6. Por lo tanto es de esperarse un error cercano a 7,38 % al variar la resistividad de todo el circuito, si se considera lineal la relación entre la resistividad y la longitud del circuito para el error. En esta ocasión se obtuvo un error total del 8.91 %, lo cual muestra que la relación entre la longitud de las líneas y la resistividad no es lineal y que dicha suposición da un estimado optimista del error cometido.

3. El error en la localización debido a la falta de conocimiento de los parámetros de la línea puede ser de cerca del 14 % de tener una estimación precisa de la falla en el caso que la certeza sobre el modelo sea del 100 %. Dicho error puede reducirse a 6 % en un escenario menos crítico.

3.2.2. Cargas

A continuación se presentan dos estudios: El primero muestra los efectos sobre la localización al variar el nivel de carga del circuito, mientras que el segundo muestra los efectos de variar el modelo de carga.

Variación del nivel de carga

Para las pruebas de variación de nivel de carga se tomó el circuito de distribución rural (Ver anexo A). Las fallas se realizaron para dos nodos estrategicos: Uno situado antes de la primera carga del circuito y otro ubicado despues de la primera carga del circuito. Las pruebas consisten simplemente en variar el nivel de carga para una resistencia de falla de 10Ω, de manera que se pueda analizar el comportamiento del localizador ante una variación del 25 al 225 % (Variación desde 20 a 180 A de carga aproximadamente) de la carga nominal del circuito (80 A).

TABLA 3.2.: Error en la localización debido a la variación de carga del circuito. La localización precisa de la falla es de 16.56 km para la falla después de la carga y 12.14 km para la falla antes de la carga.

Nivel de carga [%]	*Falla 1φ*	*Falla 2φ*	*Falla 2φT*	*Falla 3φT*
20	-1.4126	-22.9582	-5.7202	-1.714
42.7	-1.398	-22.9026	-5.704	-1.714
65.5	-1.3846	-22.8339	-5.6938	-1.714
88.3	-1.3711	-22.7352	-5.6785	-1.7144
111.1	-1.8929	-22.6229	-5.6553	-1.7144
133.9	-1.8929	-22.4536	-5.6286	-1.7145
156.7	-1.8929	-22.1953	-5.5808	-1.7145
179.4	-2.6854	-21.8047	-5.5161	-1.7149
202.2	-3.1354	-21.0056	-5.3799	-1.716
225	-5.8049	-18.7993	-5.0424	-1.7187

(A) Para el nodo 130 (2 km después de la primera carga).

Nivel de carga [%]	*Falla 1φ*	*Falla 2φ*	*Falla 2φT*	*Falla 3φT*
20	-1.5337	-28.3098	-4.9546	-1.7619
42.7	-1.5337	-28.2276	-4.9463	-1.7619
65.5	-1.5337	-28.1461	-4.9415	-1.7619
88.3	-1.5337	-28.0208	-4.9261	-1.7619
111.1	-1.5337	-27.9054	-4.9073	-1.7619
133.9	-1.5337	-27.6594	-4.8887	-1.7619
156.7	-1.5337	-27.3464	-4.856	-1.7619
179.4	-1.5337	-26.8344	-4.799	-1.7619
202.2	-2.7203	-25.819	-4.7033	-1.7619
225	-4.0877	-22.9407	-4.4451	-1.7619

(B) Para en nodo 89 (2 km antes de la primera carga).

Lo siguiente se puede observar de los resultados obtenidos:

1. Para niveles bajos de carga se tiene un buen desempeño del localizador.
2. Aún para la potencia instalada en el circuito (156.7 A), el localizador se desempeña de manera adecuada.
3. El incremento en el error a partir del 200 %, indica que la impedancia de carga es lo suficientemente pequeña como para ser comparable con la resistencia de falla, que en esta ocasión es de 10Ω.
4. Debido a que la resistencia de falla se concentró en una de las fases para el caso de la falla bifásica, se generó un fuerte desbalance en el estado de falla, que trajo como consecuencia un aumento significativo en el error en

la localización. Un comportamiento similar se pudo observar en la Tabla 3.1 para el caso de la falla bifásica.

5. La falla trifasica a tierra se hizo cortocircuitando las tres fases para luego aterrizarlas a través de la resistencia de falla. Debido a que no existía ninguna especie de desbalance fuerte en la carga o en el sistema y a la manera como se realizó la falla, la simulación realizada es equivalente a una falla trifásica sólida. En este caso se puede notar como un valor muy pequeño de resistencia de falla puede anular los efectos de la carga.

6. La diferencia del error entre el caso de falla monofásica de la Tabla 3.1, para condiciones nominales y el presente caso (Tabla), se debe a la resistencia de falla empleada. Como se puede observar en la Tabla 3.1, para una resistencia de falla de 1Ω la localización se encontraba a un 4 % atras del punto real. El aumento de la resistencia de falla modificó el valor de la reactancia bruta observada de manera proporcional, trayendo como consecuencia directa una mejor estimación debido al aumento de la reactancia bruta vista desde la subestación.

Variación del modelo de carga

En este caso, para las pruebas se han tomado dos circuitos prototipos, los cuales han sido simulados nuevamente con ayuda del ATP. El primero de ellos no había sido utilizado hasta el momento, mientras que el segundo es el circuito de distribución rural ya empleado para otro tipo de pruebas. La descripción de ambos circuitos puede encontrarse en el anexo .

Las pruebas realizadas consisten en simular cuatro tipos de fallas (A, BC, BCG, y ABC) para tres resistencias de falla (0, 5 , 20, 40), a carga nominal y a un 40 % de la carga nominal, para los tres tipos de carga estática ya expuestas. Esto se realiza para los 11 nodos que conforman el alimentador principal del circuito de distribución de la SaskPower (Das, 1998) y para cinco nodos estratégicos del circuito de distribución rural (Ver anexoA).

Con esto se obtienen registros de tensión y corriente que describen el comportamiento del circuito en cada escenario planteado. Cada registro será utilizado para localizar las fallas simuladas, no obstante, al interior del algoritmo localizador, se ajustará la rutina que determina el modelo de carga del mismo, de manera que para cada registro disponible se localizará la falla suponiendo que esta es impedancia constante, corriente constante o potencia constante. Por ejemplo, para los registros que correspondan a una falla monofásica a $0{,}5\Omega$ con carga simulada como potencia constante, se localizará la falla tres veces, una suponiendo que la carga es impedancia constante, otra suponiendo que la carga es corriente constante y otra suponiendo que la carga es potencia constante.

La simulación extensiva es llevada a cabo a través de la herramienta simulaciónRF (*Villar-Cruz & Jaimes-Florez*, *2006*; *Zhang & Kezunovic*, *2005*). Las cargas han sido simuladas con una rutina en MODELS (Type-94 Norton) debido a la estabilidad y flexibilidad que éste ofrece. Como índice de rendimiento se ha tomado el promedio de los errores globales por barra:

$$\epsilon = \frac{100}{N_b} \sum_{k=1}^{N_b} \frac{s_k - l_k}{L}$$

Donde,

k	Subíndice para indicar que la variable se ha calculado para el nodo k
N_b	Número de barras estudiadas
s	Distancia estimada por el localizador
l	Distancia real
L	Longitud total del circuito

Este es llamado error global del localizador, puesto que el valor sobre el cual se realiza la comparación (denominador de la fracción) depende de la longitud total del circuito.

Resultados

Como primera observación, se tiene que los modelos se comportan de manera similar ante la presencia de una falla sólida (ver Figura 3.6), tal como se mencionaba en la sección 2.2.

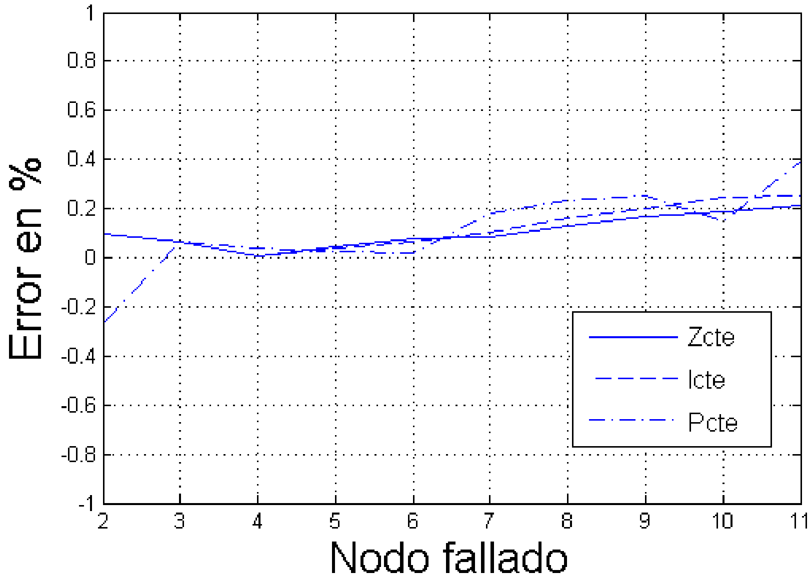


FIGURA 3.6.: Error cometido en el circuito de prueba uno para la falla monofásica a tierra con carga nominal y localizador en modo corriente constante.

Para el caso del circuito de prueba de la SaskPower, se ve una clara superioridad al utilizar el localizador en modo corriente constante y modelar las cargas en el sistema como impedancia constante, tal como se muestra en las Tablas 3.3 y 3.4. Allí se encuentran marcadas las casillas que contienen el menor de los errores entre los tres modelos para un tipo dado de falla.

TABLA 3.3.: Índices de rendimiento para la localización con modelo de impedancia constante para el circuito de distribución de la SaskPower.

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
	Impedancia Constante		
AT	2,59320E+00	3,60850E+00	3,26960E+00
BC	5,87530E-01	1,18220E+00	1,22430E+00
BCT	3,95810E-01	1,18180E+00	1,10510E+00
ABC	5,47990E-03	8,60460E-02	3,28730E-01
	Corriente Constante		
AT	2,60050E+00	3,65600E+00	2,11040E+00
BC	5,65310E-01	1,03300E+00	8,73840E-01
BCT	3,82370E-01	1,38110E+00	1,14450E+00
ABC	1,58180E-02	2,84870E-01	7,07740E-01
	Potencia Constante		
AT	2,38230E+00	2,49190E+00	2,49300E+00
BC	1,23790E+00	1,47960E+00	6,45490E-01
BCT	1,09370E+00	1,41210E+00	1,22130E+00
ABC	5,49580E-02	6,29480E-01	6,56840E+00

TABLA 3.4.: Índices de rendimiento para la localización con modelo de corriente constante para el circuito de distribución de SaskPower

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
	Impedancia Constante		
AT	4,02220E-02	6,57540E-02	3,98660E-01
BC	8,25290E-03	8,83990E-02	3,71650E-01
BCT	7,82700E-03	8,75210E-02	3,72160E-01
ABC	1,50320E-02	3,46930E-01	1,42280E+00
	Corriente Constante		
AT	4,79260E-02	1,00420E-01	6,62100E-01
BC	1,23270E-02	7,11160E-02	3,23710E-01
BCT	2,09670E-02	1,83190E-01	5,31170E-01
ABC	2,53850E-02	5,39450E-01	1,77860E+00
	Potencia Constante		
AT	5,88100E-02	6,15210E-01	1,40640E+00
BC	2,20930E-02	2,23020E-01	2,83210E-01
BCT	8,62800E-02	4,29090E-01	8,04970E-01
ABC	6,16630E-02	8,73180E-01	7,60860E+00

Del estudio realizado, se observó que a pesar de que los modelos de corriente constante y potencia constante poseen un efecto diferente en el circuito, los errores que se tienen para ambos son muy similares. De hecho, si se toma un exponente $b_1 = 1{,}4$ ó $1{,}6$ (Ver ecuación (1.103)) se obtendrán respuestas muy similares a las obtenidas para corriente constante. Para $b_1 = 1{,}9$, ya la diferencia se empieza a marcar un poco más, aunque levemente, tal como se muestra en la Tabla 3.5.

Dicha diferencia aparece debido a que el error es más uniforme al irse alejando la falla de la subestación. Este fenómeno se puede observar en la Figura 3.7, donde se muestra el caso que presenta la mayor variación en el error.

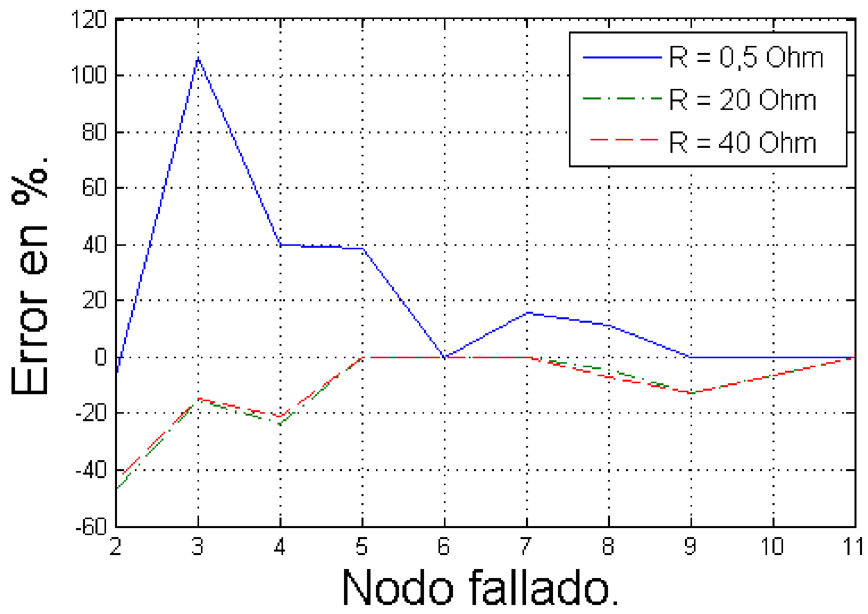
TABLA 3.5.: Índices de rendimiento para el localizador con exponente de carga en 1.4 y 1.9 respectivamente.

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
		Impedancia Constante	
AT	3,34820E-02	6,71180E-02	3,98860E-01
BC	7,59130E-03	9,10870E-02	3,79510E-01
BCT	7,04700E-03	8,97370E-02	3,78440E-01
ABC	1,50890E-02	3,45910E-01	1,41910E+00
		Corriente Constante	
AT	4,16460E-02	1,01160E-01	6,60380E-01
BC	1,15650E-02	6,92400E-02	3,30340E-01
BCT	1,98410E-02	1,86080E-01	5,37530E-01
ABC	2,54520E-02	5,38450E-01	1,77490E+00
		Potencia Constante	
AT	5,36190E-02	6,18000E-01	1,41360E+00
BC	2,09350E-02	2,15540E-01	2,80080E-01
BCT	8,41400E-02	4,32020E-01	8,11480E-01
ABC	6,16970E-02	8,72220E-01	7,60500E+00

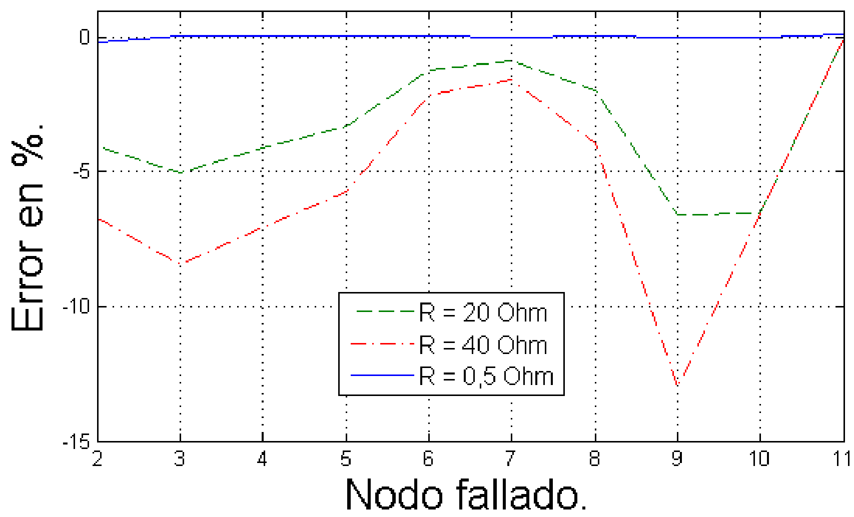
(A) Exponente de carga en 1,4

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
		Impedancia Constante	
AT	5,99730E-03	3,09650E-01	8,86470E-01
BC	1,60490E-02	6,30910E-01	1,33050E+00
BCT	1,17460E-02	5,68580E-01	1,23070E+00
ABC	1,10420E-02	2,43690E-01	1,00100E+00
		Corriente Constante	
AT	6,03610E-03	3,54320E-01	8,87480E-01
BC	1,50310E-02	3,30820E-01	1,16040E+00
BCT	9,05710E-03	6,68120E-01	1,27390E+00
ABC	2,22390E-02	4,38640E-01	1,36550E+00
		Potencia Constante	
AT	1,20280E-02	1,03830E+00	1,72520E+00
BC	9,58260E-03	1,47630E-01	6,30680E-01
BCT	2,95920E-02	8,04570E-01	1,37780E+00
ABC	5,87890E-02	7,76590E-01	7,20690E+00

(B) Exponente de carga en 1,9



(A) Localizador tipo impedancia constante con carga potencia constante.



(B) Localizador con exponente de potencia igual a 1,9 con carga potencia constante.

FIGURA 3.7.: Comportamiento de la falla monofásica a tierra para el modelo de impedancia constante y para un coeficiente de potencia igual a 1,9 para cargas en el circuito del tipo potencia constante. Nótese que en buena parte, la precisión de la localización se ha visto afectada en el caso del localizador tipo impedancia constante.

En lo que respecta al modelo de corriente constante, tal como se observa en la Figura 3.8 para el caso de la falla monofásica, los errores se comportan muy distinto al caso de la impedancia constante. Se observa que los errores poseen una tendencia marcada y que no son tan altos como en el caso anterior.

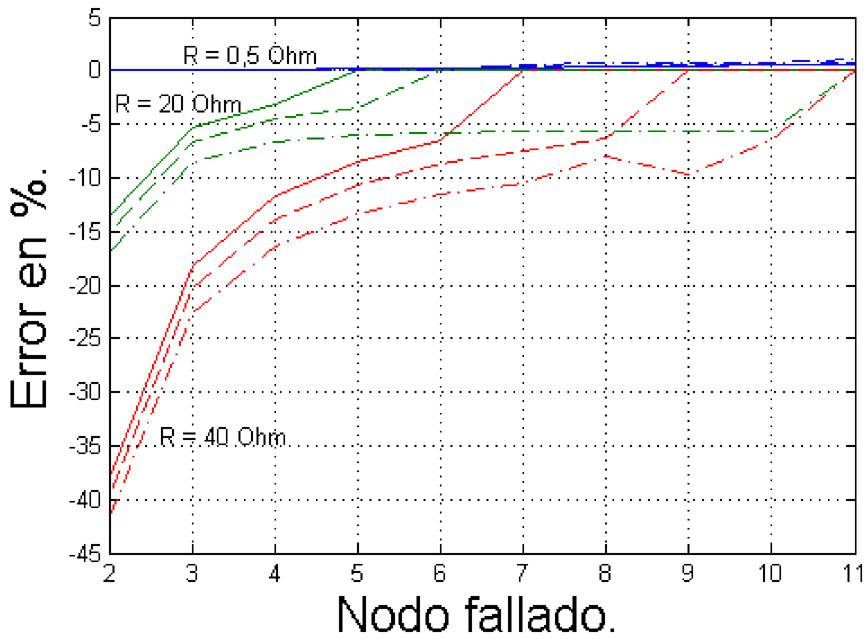


FIGURA 3.8.: Precisión del localizador tipo corriente constante para todos los modelos y resistencias de falla. Modelo de impedancia constante en línea sólida y modelo de corriente constante a trazos, la curva restante corresponde a potencia constante. A mayor el error, mayor la resistencia de falla.

Por su lado, el circuito de distribución rural, presenta un patrón de errores diferente. En este caso el modelo de impedancia constante aparece como la mejor alternativa para la localización de fallas bifásicas y trifásicas, mientras que los otros dos modelos, en especial el de corriente constante, trabaja con la mayor precisión para fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra.

TABLA 3.6.: Índices de rendimiento para la localización con modelo de impedancia constante para el circuito de prueba dos.

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
		Impedancia Constante	
AT	1,52390	1,77510	1,81720
BC	2,11280	1,82460	1,52920
BCT	2,15480	1,82460	1,52920
ABC	0,74017	1,08370	5,35420
		Corriente Constante	
AT	1,31360	1,37450	1,31410
BC	2,11280	2,29850	1,89400
BCT	2,00110	1,50820	1,09120
ABC	0,74165	1,92390	7,28860
		Potencia Constante	
AT	1,42150	0,69016	1,89960
BC	2,15480	5,40220	2,93560
BCT	2,17940	0,77240	0,99052
ABC	1,12920	3,39930	9,08800

TABLA 3.7.: Índices de rendimiento para la localización con modelo de corriente constante para el circuito de prueba dos.

	Rf = 0,5 Ohm	*Rf = 20 Ohm*	*Rf = 40 Ohm*
		Impedancia Constante	
AT	1,39760	1,67290	1,76330
BC	1,89620	1,72160	1,48850
BCT	1,90810	1,72540	1,48850
ABC	0,73865	1,35110	6,41290
		Corriente Constante	
AT	1,30090	1,28700	1,38220
BC	1,90010	2,08080	1,80280
BCT	1,89690	1,42420	1,00730
ABC	0,74188	2,18210	8,08460
		Potencia Constante	
AT	1,40030	0,80483	2,45810
BC	1,91790	5,00740	2,66100
BCT	2,14500	0,72673	1,14720
ABC	1,12970	3,71270	9,90790

También cabe resaltar, que a diferencia del caso anterior, los errores para el localizador tipo impedancia constante, aunque grandes, presentan un comportamiento más estable que en el caso anterior. Esto se debe a la falta de ramales en el circuito, por lo que la impedancia no cambia de manera tan abrupta como en el caso del circuito de prueba uno.

3.2.3. Fuente de alimentación

En la subsección 2.3.1, se observó que al dejar fijo sólo el punto donde ocurrió la falla, la impedancia bruta vista desde la subestación no se modifica en mayor medida ante variaciones en la impedancia de Thévenin. No obstante, un registro con oscilogramas de las tensiones y corrientes trifásicas en estado de falla tomado de un circuito de distribución, nos dice que si se efectúa un cortocircuito en el nodo fallado, dada las mismas condiciones de prefalla, la corriente de falla simulada debería ser similar a la de los oscilogramas registrados en la subestación del circuito.

Es decir, se debe mantener tanto el punto fallado como la corriente de falla medida en la subestación. Si es conocida la ubicación de la falla, y se quiere simular el evento, para las mismas condiciones de prefalla, los registros medidos y los simulados han de ser idénticos si el modelo simulado es un fiel reflejo del sistema real. De lo contrario, aparecerán errores, que de no controlarse, pueden llegar a modificar drásticamente la impedancia bruta medida desde la subestación.

Para mostrar este punto, se realizó la siguiente prueba: Para el sistema de distribución rural, se tomaron dos impedancias de Thévenin diferentes y se falló el circuito en el mismo nodo para cada impedancia de Thévenin. La diferencia fue ajustada, de manera que en un caso se tiene tres veces la impedancia de Thévenin del otro (La impedancia de secuencia positiva/negativa permaneció contante e igual a 0.45609 + j11.2235). Se ajustó la resistencia de falla para que en ambas ocasiones la corriente de falla fuera aproximadamente la misma. De manera que, virtualmente, se tratará del mismo evento, y por ende, deberían tener una impedancia bruta muy cercana. En la Tabla 3.8 se muestran los resultados.

TABLA 3.8.: Reactancias brutas y localización dada para diferentes tipos de fallas a tierra e impedancias de Thévenin de secuencia cero. La falla se encuentra a 2,23 km de la subestación.

Falla	*Impedancia de Thévenin de secuencia cero* [Ω]	*Reactancias brutas calculadas* [Ω]	*Localización estimada* [km]	*Error en la Localización* [%]
Monofásica en A	2,26466 +j15,0342	1,588	2,1	5,83
	0,7224 +j5,0114	1,668	2,19	1,79
Bifásica en AB	2,26466 +j15,0342	2,402	8,02	258
	0,7224 +j5.,0114	0,6699	2,47	10,7

Los resultados para la falla monofásica era lo que se esperaba, ya que los cambios en la magnitud de la impedancia cero son compensados casi directamente con los cambios en la resistencia de falla. Por su parte, en el caso de la falla bifásica a tierra, se tiene que el cambio en la impedancia de secuencia cero ha provocado un cambio bastante pronunciado sobre el valor de la reactancia calculada a partir de las señales de corriente y tensión. Dicho cambio se debe a que la resistencia de falla no ha podido compensar debidamente el cambio inducido sobre la impedancia de secuencia cero, y por ende, pese al ajuste hecho en la corriente de falla, las tensiones de posfalla difieren para cada evento. En la Tabla 3.9 y 3.10, se muestran los fasores de tensión y corriente de prefalla y posfalla para los cuatro casos.

TABLA 3.9.: Señales de tensión y corriente de prefalla para los casos estudiados.

Fase	*Corrientes de prefalla* [A]	*Tensiones de prefalla* [kV]
a	38.1618∠ 23.0286	20550∠ 35.316
b	38.0925∠ -96.7951	22219∠ -76.421
c	38.2655∠ 142.7794	18432∠ 164.307

TABLA 3.10.: Señales de tensión y corriente de posfalla para los casos estudiados.

		Falla monofásica		*Falla bifásica a tierra*	
Fase	Z_{th}^0 [Ω]	*Corrientes de posfalla* [A]	*Tensiones de posfalla* [kV]	*Corrientes de posfalla* [A]	*Tensiones de posfalla* [kV]
a	2,26466	1004.9∠	14,0004∠	1009.84∠	14,2026∠
	+j15,0342	-8.06855	-1.52228	-2.96794	1.81357
b		32.0384∠	23,1041∠	1008.36∠	17,62026∠
		-89.8225	-79.7253	-115.502	-111.04
c		38.6439∠	18,6045∠	31.96097∠	19,670∠
		131.547	167.235	133.566	165.012
a	0,7224	1004.77∠	16,9389∠	1009.83∠	18,662∠
	+j5,0114	3.17697	8.85718	2.27312	6.2243
b		31.2630∠	20,1042∠	1008.36∠	16,6232∠
		-92.5067	-76.5740	-107.75	-102.602
c		40.2798∠	19,0474∠	32.81096∠	17,0418∠
		132.332	157.497	131.961	156.822

El error ha sido inducido por la diferencia en las tensiones de prefalla, pero de haberse escogido el caso base como aquel con tres veces la impedancia de secuencia cero y se hubiera reducido la impedancia a un tercio de dicho valor, ¿Por qué el caso base tendría errores tan elevados? El punto es que se necesita una referencia confiable para decidir qué está afectando al localizador, el modelo de la impedancia de Thévenin o la técnica de localización que se ha escogido.

Ya se ha observado que los errores por uno u otro son aceptables y, por tanto, ha sido una condición especial del circuito la que ha provocado que el método de localización escogido tenga errores tan grandes, de manera similar a lo observado para las fallas bifásica a tierra y bifásica de las Tablas 3.1 y 3.2, respectivamente, donde la resistencia de falla al desbalancear la falla, provocó un aumento considerable en los errores.

Para poder igualar las corrientes de posfalla en el caso de la falla bifásica, se necesitó una resistencia de falla entre la fase a y tierra menor a la de la fase b a tierra. Esto es, la resistencia de falla en el caso de mejor estimación ha sido $R_{ag} = 16,35\,\Omega$ y $R_{bg} = 16,15\,\Omega$; En el caso de peor estimación, se tiene que es $R_{ag} = 11,775\,\Omega$ y $R_{bg} = 17,138\,\Omega$. Dado que las primeras resistencias de falla son del mismo orden, ningún efecto del circuito es magnificado o disminuido ante el evento de la falla. Ahora, nótese que la diferencia entre estas resistencias es mayor en el caso de la falla con peor estimación; esto induce en el circuito un desbalance de carácter «anormal» en la condición de falla respecto al comportamiento de una falla de referencia que ofrece una mejor estimación (Como es por ejemplo el caso de falla balanceada a resistencia de falla cero, según los resultados mostrados en la Tabla 3.2 para la falla trifásica).

Mientras que en el caso de la falla con mejor estimación, la magnitud de la tensión de la fase a disminuye y la tensión en la fase b disminuye en una menor proporción, en el caso de peor estimación es la tensión en la fase a la que disminuye en menor proporción. Luego, se tiene un comportamiento anómalo respecto a un evento de similares características que arroja mejores resultados al momento de localizar.

La hipótesis es que en parte esto ocurre porque el cambio en la resistencia de falla no compensa de manera adecuada el cambio en la impedancia de secuencia cero del equivalente de Thévenin. Como resultado, las resistencias de falla deben ser ajustadas de manera que, para una corriente de falla dada, se generen tensiones de posfalla que no son características de eventos similares con mejor estimación.

Para comprobar esta hipótesis tómese la misma falla bifásica a tierra, pero esta vez, se asumirá que la resistencia de falla entre las fases y el punto común es cero y que sólo existe una resistencia de tierra entre el punto común de las fases falladas y tierra (Véase Figura 3.5, la configuración de la llamada falla balanceada). De manera que se debe esperar que:

- La resistencia de falla pueda compensar mejor los cambios en la impedancia de secuencia cero.
- Si las tensiones de posfalla son diferentes entre casos, el caso de referencia será aquel que ofrezca una mejor estimación. En la medida que esto ocurra, se esperará que las resistencias de falla ajustadas difieran entre si.
- Si no se da el caso anterior, se espera que la localización en ambos casos sea similar, al igual que las resistencias de falla. En la medida que la localización en ambos casos tenga un error muy grande los valores de resistencia de falla diferirán de los valores de resistencia de falla adecuados. Esto último también puede ser señal de que el modelo empleado aún no está tomando, o está despreciando, más impedancia de secuencia cero de la que debe.

Los resultados de la localización y los fasores de posfalla se encuentran en la Tabla 3.11. Tal como se esperaba, los valores de resistencia de falla son muy semejantes entre si (20Ω para el caso modificado y 23,74Ω para el caso base) y las localizaciones son igualmente semejantes. El bajo nivel de error indica que este es el tipo de comportamiento que se espera tengan las tensiones de posfalla para que aumente la precisión del localizador, dada esta configuración de falla. Nótese que en esta ocasión, dicho comportamiento es muy similar al descrito para la falla bifásica a tierra de peor estimación, por lo cual se reitera que no sólo basta con detectar un comportamiento aparentemente anormal, sino que se necesita tener un marco de referencia congruente con las localizaciones, antes de llevar a cabo cualquier suposición.

TABLA 3.11.: Señales de tensión y corriente de posfalla para el último caso de estudio.

Fase	$Z^0_{th}[\Omega]$	*Corrientes de posfalla* [A]	*Tensiones de posfalla* [kV]	X_{a-b} calculada [Ω]	*Error / Localización estimada* [% / km]
a	2,26466 +j15,0342	1708,04 ∠-14,7796	12,4007 ∠ -32,6657		
b		1265,53 ∠ 178,046	9,48248 ∠ -53,8588	0,5877	2,1076 / 2,183
c		35,6783 ∠ 137,660	18,8341 ∠ 164,494		
a	0,7224 +j5,0114	1708,46 ∠-13,2261	13,4729 ∠ -25,45601		
b		1256,43 ∠175,983	9,95843 ∠ -42,7023	0,5872	2,1973 / 2,181
c		36,4934 ∠137,599	17,9786 ∠ 160,186		

3.3. Conclusiones

Los cambios en los parámetros de las líneas de transmisión no aportan mucho error a la impedancia bruta vista desde la subestación y por tanto, como era de esperar, no afectan en gran medida la localización. Esto es cierto gracias a que se cuenta con ciertos parámetros mínimos de seguridad o reglamentarios que permiten que la variación de los parámetros no sea tan significativa. No obstante, si no se toma de manera correcta un parámetro tan importante como la resistividad y reactancia del conductor, es claro que se deben esperar errores que de hecho no son proporcionales a la diferencia de impedancia. Tal caso sólo ofrece un estimado optimísta del error que se está cometiendo.

Los cambios en la reactancia debido al cambio de modelo de carga no fue tan amplio como se esperaba, principalmente porque la corriente de carga no fue significativa en comparación con la corriente de falla y la corriente de prefalla que sirven de entrada al localizador fue ajustada para que coincidiera con la corriente de prefalla vista en las simulaciones.

En el rango de variación que se observó al variar el modelo de carga, los mayores errores generalmente se cometieron con el modelo como potencia constante, debido a que la impedancia de carga es lo suficientemente pequeña como para ser comparable con la resistencia de falla.

Se encontró que es posible encontrar en ocasiones una combinación modelo de carga localizador, modelo de carga sistema de distribución que permite mejorar la precisión de los localizadores. Dicha combinación puede ser global, o puede ser válida sólo para cierto tipo de fallas. Esto ocurre gracias a que dependiendo la resistencia de falla la reactancia bruta puede aumentar o disminuir de manera proporcional.

Si se aumenta la reactancia bruta, y si este aumento luego es compensado con una disminución en la impedancia de carga total vista por la subestación, se puede esperar que bajo ciertas condiciones un modelo de carga ofrezca mejores resultados que otro.

Una vez se tiene el sistema de distribución correctamente simulado, es posible llevar a cabo un estudio similar al aquí presentado, con la intención de calibrar el modelo de carga del localizador (El modelo de carga del sistema de distribución se considera constante para cada caso de localización que sea de interés), de manera que logre compensar otro tipo de errores introducidos por las condiciones del circuito, por ejemplo, el cambio en la resistencia de falla o el cambio del modelo de carga en condiciones de posfalla.

De no tener certeza o capacidad computacional para realizar una calibración adicional del algoritmo localizador, se recomienda considerar la carga, tanto en el modelo del sistema de distribución como en el modelo utilizado en el localizador, como de corriente constante. Esto debido a que de esta manera, el comportamiento de la reactancia vista desde la subestación tiene un comportamiento más estable a medida que la falla se va alejando de esta (Ver Figura 3.8), lo cual trae como consecuencia un mejor comportamiento del localizador.

El análisis de la impedancia de Thévenin permite contabilizar errores en la impedancia estimada desde la cabecera al momento de realizar las simulaciones. Esto porque al ajustar el modelo para cierta corriente de cortocircuito, se debe cambiar la resistencia de falla del circuito, en vista que no se tiene certeza sobre donde se encuentra la impedancia que aún no se ha contabilizado.

Se debe ubicar adecuadamente la resistencia de falla en las simulaciones, ya que esto permite compensar los errores cometidos en la estimación de la impedancia hasta el punto fallado. En los casos presentados se trabajó con fallas a tierra, fallas bifásicas y cambios en la impedancia de secuencia cero, no obstante, se obtienen resultados similares para los otros tipo de falla.

Para las fallas bifásicas y trifásicas se puede aprovechar el hecho de que para el cálculo de la corriente de falla no se involucran las impedancias de secuencia cero, en caso de existir desbalances sólo en estado estable sin falla, por lo cual es posible ajustar libremente la impedancia de secuencia positiva.

Una vez alcanzadas las corrientes de posfalla deseadas, se debe analizar el comportamiento de las tensiones respecto a un caso base para el cual se tiene una localización aceptable. En general, el problema de buscar un caso de referencia se puede resolver fácilmente tomando las tensiones y corrientes de posfalla en el evento de una falla sólida, la cual generalmente logra buenos resultados independientemente del tipo de falla.

En este punto se puede decir que, aunque se ha observado que cada elemento puede aportar un error aceptable, es importante eliminar al máximo sus efectos, puesto que la suma de todos los errores aceptables pueden generar un error en la localización considerable.

Capítulo 4

Estimación de parámetros

En este capítulo se plantean las estrategias para realizar la parametrización de los modelos ya vistos. La deducción de lo aquí plasmado ha sido producto del estudio del sistema de distribución rural. Por ejemplo, fue gracias a los datos de calibración de los relés en un punto del sistema que se comprobó que el modelo de las líneas de transmisión toma más importancia a medida que la falla se aleja de la subestación. De manera que se verificó la robustez del modelo de las líneas de transmisión. Tambien se aprovechó el caso de una falla bifasica a 4 km de la subestación para realizar una validación de la impedancia de secuencia positiva para este tramo del sistema.

Además de las estrategias, se tiene una subsección final en la cual se muestran los dos casos de aplicación del modelado que surgieron de los exhaustivos análisis del comportamiento de los sistemas de distribución estudiados. El primero de ellos trata de la estimación precisa de la reactancia propia del sistema con las señales de tensión y corriente en la cabecera del circuito. Luego se presenta un método para la caracterización de la resistencia de falla, dato necesario para desarrollar el método de la compensación de la reactancia de falla, el cual pretende mejorar el desempeño del algoritmo localizador seleccionado.

4.1. Estimación de los parámetros de las líneas

La robustez de algunos de los parámetros de las líneas de transmisión presentan una ventaja al momento de parametrizar este tipo de elemento. Es gracias a esto que generalmente las impedancias de secuencia positiva de estos sistemas se encuentran en un rango aceptable al alejarse de la subestación. A mayor distancia, mayor es el efecto de la impedancia de la línea, y por tanto, mejor es el comportamiento del modelo del circuito. A continuación se resumirán las principales recomendaciones y estrategias para un modelado adecuado de las líneas.

4.1.1. Selección del modelo

Como ya se mencionó en el el capítulo 1, la selección depende del tipo de análisis a ser realizado. En el presente caso el interés se centra en la representación de la línea en estado estable. Con esto en mente se podría optar por modelos como el de Clarke, JMarti o el Pi. Sin embargo, dado el número de parámetros que debe ser ingresado, el esfuerzo adicional para ajustar la simulación y el tiempo de simulación mismo, se debe escoger el modelo Pi para estudios de esta naturaleza, puesto que los errores cometidos respecto a un caso base no difiere mucho de los modelos ya mencionados y ofrece una manera más práctica y sencilla de representar las líneas de transmisión.

De trabajar en problemas donde se requiere un estudio transitorio detallado o a varias frecuencias de operación, considerando un sistema con todos sus elementos lineales (o con representación lineal equivalente), se recomienda el modelo JMarti. De esta manera se evitaría la necesidad de conectar en cascada una cantidad desconocida de modelos Pi para simular correctamente el estado transitorio del circuito.

El modelo Clarke sobresale en el estudio por ofrecer el mínimo error en la estimación de corrientes y tensiones de falla para las fallas bifásicas en estado estable (Joya-Suárez & Pacheco-Arteaga, 2010). Esto se debe a que en la representación de las componentes $\alpha\beta 0$, las fallas bifásicas aportan sólo a la componente β y para fallas bifásicas a tierra el mayor aporte queda en la componente α. Por tanto, así como para una falla monofásica la estimación de la impedancia bruta por fase mejora al disminuir la resistencia de falla debido a que se cancelan los efectos de otras fases, para el caso del modelo de Clarke, los efectos de las otras componentes se ven cancelados, y en consecuencia, se obtiene una mejor aproximación.

Esto último, junto con otros hallazgos dentro de la investigación, han motivado el planteamiento de los guiamentos básicos que se deben tener en cuenta para estimar correctamente la impedancia bruta de fase o entre fases.

4.1.2. Parametrización

La parametrización de las líneas de distribución se debe concentrar en primer lugar en no cometer errores en la estimación real de la resistencia y reactancia por unidad de longitud. Así, en primer lugar se debe revisar el tipo de conductor, seguidamente estimar la resistencia que mejor se ajusta a las condiciones de operación. En este trabajo, por ejemplo, se debe evaluar cual temperatura de operación es la más adecuada y si el modelo que se empleará en la simulación requiere considerar el efecto piel o no[1].

La reactancia por unidad de longitud es un parámetro bastante robusto ante cambios en las condiciones, principalmente porque es función del logaritmo de sus parámetros. La variación de la resistividad es aún menos crítica puesto que es función del logaritmo de una raíz, por lo cual los cambios por década se reducen aproximadamente a la mitad. En conclusión, es posible tener una buena aproximación de la reactancia incluso si no se sabe con exactitud la resistividad o configuración del circuito. Sólo se necesitan valores aproximados para tener una muy buena estimación, aunque de cualquier manera siempre se debe trabajar con el modelo más completo para estudios serios, de manera que el error sea mínimo.

El problema de la estimación de la longitud del conductor es de cuidado[2], puesto que si bien en terreno relativamente plano la diferencia de longitud no es tan marcada debido a las normatividades de seguridad y cálculos de diseño, queda el problema de determinar correctamente la longitud en casos donde el terreno es más escarpado y de difícil acceso.

En tales casos se encuentra que el tendido es realizado maximizando la longitud del vano, lo cual en ocasiones puede resultar en una diferencia de altura considerable o despreciable. Esto puede resultar en errores considerables si se considera la longitud del vano como la longitud del conductor, puesto que el error total, por ejemplo, para un vano de 65 metros con una diferencia de altura entre estructuras de 20 m, puede ser del 10 % (Longitud real aproximadamente 70 m, ver Figuras 2.3 y 2.4) . Luego, considerando un error global permisible del 1 %, se tiene que sólo una décima parte de las estructuras pueden tener este tipo de error (Ver ecuación 2.8).

Este es un requerimiento algo estricto, y en consecuencia, se debe encontrar la manera de mejorar la estimación de la longitud de los conductores sin la necesidad de repetir un levantamiento eléctrico en un sistema de distribución ya existente. La solución aquí propuesta la ha dado la tecnología, y el hecho que cada vez más las empresas distribuidoras usan los sistemas de información geográfica. Gracias a la implementación de este tipo de sistemas, se tendría la información cartográfica de cada estructura, el cual es el único dato que se necesita para realizar la validación, tanto de la longitud del vano registrado en el levantamiento, como de la longitud real del conductor.

[1] Se le agradece al profesor Juan José Mora Flórez de la Universidad Tecnológica de Pereira por reconocer el impacto de este último parámetro, que si bien no agrega un error muy grande, permite realizar un ajuste más fino de la impedancia total de la línea.

[2] Como se observó en la Tabla 3.1, al combinar el error en la longitud con el error en la resistividad, pueden resultar errores al estimar una falla monofásica a tierra del orden del 15 %. En consecuencia, se debe prestar especial atención a este parámetro.

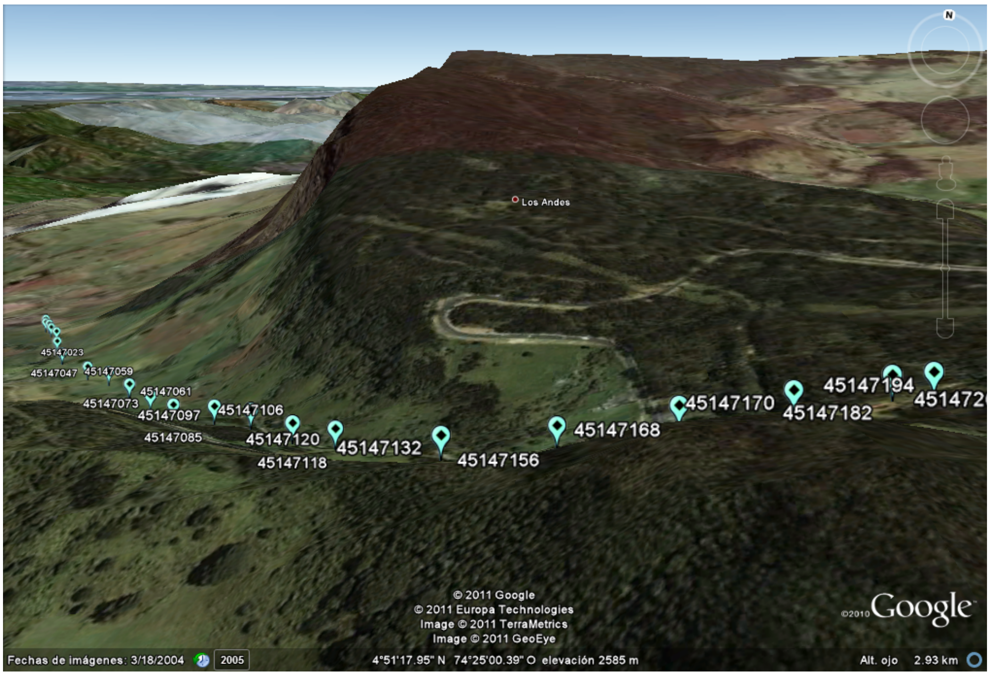


FIGURA 4.1.: Visualización de un circuito de distribución de ejemplo en Google Earth®.

Dada la gran cantidad de estructuras que se pueden encontrar en un sistema de distribución real, se vio la necesidad de desarrollar una herramienta automática que permitiera tomar los datos cartográficos y visualizarlos de manera amigable. Como visor se utiliza Google Earth® y por tanto la herramienta se diseño de manera que tomara los datos de un archivo de MS Excel® (Formato en el que fue entregada la información para el presente trabajo de investigación) y creara un archivo *.kml, formato de etiquetado compatible con el *.kmz de Google Earth®. En la Figura 4.1, se muestra un archivo de ejemplo creado a partir de dicha herramienta. Debido a que la información fue dada en formato UTM (*Universal Transverse Mercator*) y la entrada del visualizador necesita las coordenadas en latitud y longitud, se emplearon las ecuaciones mostradas en Land Information New Zealand (2011) para realizar las transformaciones correspondientes.

Esta visualización permite entonces realizar dos tipos de validaciones:

1. Permite calcular la distancia existente entre dos coordenadas cartográficas en formato UTM. Esto gracias a que en este tipo de coordenadas los puntos se encuentran en metros, son la proyección de los puntos sobre el nivel del mar y la distancia euclidiana puede ser usada para calcular la distancia entre dos pares de coordenadas Land Information New Zealand (2011).

2. Permite tener un aproximado de la diferencia de altura entre dos estructuras, puesto que el visualizador posee la característica de brindar las alturas

correspondientes en un punto cartográfico específico.

Ya con esto se puede garantizar un modelo de líneas de transmisión más adecuado, y por ende, mejorar la estimación de la impedancia bruta vista desde la cabecera del circuito.

4.1.3. Conclusiones

Los errores en provocados por diferencias en los parámetros simulados respecto a los reales en líneas de transmisión son controlados mediante dos estrategias básicas. La primera de ellas modelando la resistencia y reactancia por unidad de longitud teniendo en cuenta la condición de operación del conductor. Una segunda estrategia es aprovechar los sistemas de información geográfica para reducir las incertidumbres sobre la longitud del conductor.

4.2. Estimación de los parámetros de las cargas

El problema de parametrización de los modelos de carga se encuentra reducido a un problema de datos, ya que no siempre se tienen medios para cuantificar a través de medidas el aporte de las cargas en estado de falla. Aún parametrizando el modelo de carga escogido, se debe tener en cuenta el nivel de carga. Dado que los análisis de estado estable para la localización de fallas son realizados en unos cuantos ciclos, la determinación del nivel de carga se reduce a un ajuste de los niveles de carga de cada una de las cargas dentro del sistema. Esto se puede llevar a cabo a través de registros históricos de consumo o suponiendo un comportamiento lineal distribuido de las cargas. Para cualquiera de los dos casos, el resultado final debe coincidir con lo observado en el circuito real.

De tener los registros históricos, simplemente se ajusta la carga nominal en el valor que indican estos, teniendo en cuenta que la carga es generalmente periódica, y por tanto, se debe escoger correctamente el registro histórico correspondiente al día (Lunes, martes, etc.) y la hora del evento. Esto se debe realizar previo análisis de la tendencia que sigue la carga. De tener un cambio de tendencia en los históricos más recientes, se aconseja tomar como válido el último de estos.

De no tener disponibles los registros históricos se puede realizar la siguiente suposición: Si la corriente de carga total vista es un $x\,\%$ la corriente vista al suministrar la carga instalada del circuito[3], entonces significa que cada una de las

[3]La carga instalada del circuito se define aquí como la carga total consumida de encontrarse todas las cargas consumiendo el valor máximo para el cual fueron diseñadas. Generalmente,

cargas conectadas al circuito está al x %. Al momento de implementar este sistema, se debe calcular la impedancia nominal de cada carga. Si la corriente de carga es el 80 % de la corriente nominal, significa que habrá que aumentar en un 25 % (100/0,8) la impedancia de carga nominal o disminuir en un 80 % la admitancia nominal.

Ya conociendo los valores nominales de operación puede continuarse con la determinación de los parámetros del tipo de modelo que mejor representa la carga.

4.2.1. Parametrización

El proceso de parametrización de la carga hacia un modelo específico es un problema de mucho cuidado, ya que depende fuertemente de los datos que se tengan disponibles, del lugar donde se tenga la disponibilidad de los datos, de la cantidad de datos disponibles y del comportamiento del sistema mismo.

Dado que el interés en el presente trabajo es el análisis en estado estable, el comportamiento en estado transitorio del sistema puede ser obviado para desarrollar entonces un modelo que pueda predecir el cambio de la corriente tomada por la carga ante un cambio en la tensión de alimentación. Se debe dejar claro que no se pretende predecir como llega la corriente a este nuevo valor, sino predecir a que valor va a llegar cuando el circuito se encuentre de nuevo en estado estable.

Con esto claro, entonces se debe notar que los datos necesarios para la determinación de los parámetros son los registros de tensión y potencia consumida. Para el ajuste se opta generalmente por una técnica tal como los mínimos cuadrados (Byoung-Kon Choi, 2006).

Ahora, dependiendo de donde se tengan estos datos de potencia y tensión, se tendrá o no una desviación en la determinación de los parámetros. Si los datos se tienen en el punto de consumo, el algoritmo de ajuste ofrecerá resultados bastante satisfactorios. No obstante, de tener entre el punto de consumo y los aparatos de medida una línea de transmisión, el ajuste tenderá a introducir más potencia de la que realmente se está consumiendo y se desviará un poco del comportamiento real. Esto debido a las pérdidas en la línea de distribución y a que, de hecho, la línea es una impedancia en serie con la carga, por lo que el comportamiento visto por los aparatos de medida no será sólo el de la carga. En el peor de los casos se tendrán los datos únicamente en la cabecera del circuito, y por tanto, el resultado

la carga normal de operación es menos de la mitad de esta carga, puesto que los sistemas de distribución son sobredimensionados en virtud de posibles expansiones y el crecimiento vegetativo proyectado.

de aplicar el algoritmo es el modelo conjunto de todas las cargas alimentadas más el efecto de las líneas.

En el caso de ajuste con las medidas en el terminal de consumo los parámetros del modelo polinomial darán valores que pueden interpretarse físicamente. En el segundo caso, dada la configuración serie que se tiene, los parámetros no necesariamente tendrán una interpretación física. Esto como consecuencia de ajustar con un modelo diferente a aquel del cual se están obteniendo los datos. En este caso es más conveniente trabajar con el modelo exponencial, de manera que no se de lugar a una mala interpretación de los datos obtenidos.

Claramente los errores cometidos en el ajuste vienen determinados también por la cantidad de datos que se tengan. Se debe recordar que la entrada del algoritmo son los fasores de tensión y corriente, y que a partir de allí es de donde se derivan los datos de potencia activa y reactiva necesarios para alimentar el algoritmo de ajuste. Entonces, entre más eventos previos con caídas de tensión ante un cambio de punto de operación de las cargas, mayor será la precisión del algoritmo.

El problema que generalmente se encuentra en este caso es la falta de datos. Esto es inherente a los sistemas de distribución, puesto que el objetivo es ofrecer la energía eléctrica a una tensión constante pese a las variaciones diarias de la carga. En consecuencia, en estado estable sin falla se obtendrán registros de potencia y corriente a una tensión constante.

Lamentablemente para resolver este problema de manera parcial, se necesita por lo menos una falla muy bien caracterizada. Es decir, se necesita para una falla de cortocircuito dada la ubicación, la resistencia de falla aproximada y el ángulo de inserción de la falla. Se debe además suponer que no ocurrirán cambios en los modelos de carga hasta después del siguiente evento.

La determinación del modelo de carga entonces se reduce a cuantificar el aporte de la corriente de falla para el circuito sin carga, para luego restárselo a la corriente de falla observada en los registros, la cual es una suma entre la corriente de falla y la corriente de carga. Evidentemente, este tipo de metodología no funciona si la corriente de carga es comparable con la corriente de cortocircuito. No obstante, para una relación 10:1 entre la corriente de falla y la corriente nominal del circuito se pueden esperar buenos resultados.

Al final lo que se obtiene es la corriente de carga de posfalla del circuito, y por ende, el dato restante para determinar un modelo aproximado de la carga. En este caso específico se emplearía el algoritmo de ajuste una vez se tengan los suficientes eventos como para ofrecer una respuesta adecuada. De lo contrario, un análisis del comportamiento de la corriente de caga de posfalla puede revelar que tipo de comportamiento se ajusta mejor a la carga. Puesto que en condiciones de falla algunas tensiones caen y otras tienden a subir, se debe realizar el análisis con cuidado.

Entonces, si la tensión de posfalla disminuye y la corriente de carga de posfalla aumenta, el modelo que mejor se ajusta es el de potencia constante; si por el contrario, la corriente disminuye con la tensión, entonces se tiene un modelo de impedancia constante; de tener una corriente de carga de posfalla muy similar a la de prefalla, entonces el modelo que mejor se ajustaría es el de corriente constante.

Una vez identificado el tipo de modelo se operan los valores de tensión y corrientes de carga de prefalla y posfalla con las ecuaciones características de cada modelo (Ver subsección 1.2.1) para hallar los parámetros adecuados.

En resumen:

1. Se prefiere trabajar con el modelo exponencial dada la flexibilidad que ofrece.

2. En ausencia de componente de potencia constante, el modelo polinomial ofrece una mejor opción dado el significado físico asociado a cada uno de sus parámetros.

3. Dependiendo del punto donde se tomen los datos se obtendrá un modelo de carga consolidado (Es decir, aquel que suma los efectos de todos los elementos después del aparato de medida) o individual. En el primer caso se prefiere realizar un ajuste con el modelo exponencial, en el segundo se prefiere el polinomial por las razones ya descritas.

4. De tener fallas totalmente caracterizadas, es posible encontrar una aproximación del modelo de carga adecuado hallando la corriente de carga de posfalla como la corriente de falla total (corriente de falla más corriente de carga de posfalla) menos la corriente de falla sin carga. De tener un número limitado de fallas caracterizadas, se recomienda hallar el modelo de carga mediante análisis directo del comportamiento observado.

5. En general, encontrar los suficientes datos para realizar el ajuste del modelo puede resultar complicado dadas las características de los sistemas de distribución. Por tal razón, ante la escasez de datos, se debe recurrir a análisis básicos con los datos que se tiene para intentar predecir el modelo de carga asociado.

4.2.2. Conclusiones

La parametrización de los modelos de carga es un proceso complejo que amerita una monitorización adecuada de los parámetros eléctricos del sistema de distribución. Tomar medidas tanto en cabecera del circuito como en los puntos de consumo, en condiciones normales y en condiciones de falla, es el mejor aliado en la eliminación de las incertidumbres asociadas a la parametrización de este elemento. Aún si el efecto de la corriente de carga no es marcado en el análisis, se recomienda tener en cuenta sus efectos, de manera que el error global en la estimación de las tensiones y corrientes del circuito sea el menor posible.

4.3. Estimación de parámetros de la fuente de alimentación

En el capítulo 3 se ratificó que el modelo de la impedancia de Thévenin no tiene un efecto significativo en la impedancia bruta vista desde la subestación, siempre y cuando, ante una falla cualquiera, no resulte un comportamiento anormal en las tensiones de posfalla respecto a una falla de características similares y de mejor estimación (Ver página 141).

Junto con esta deducción se derivó una forma de compensar los efectos de las impedancias que aún no se han tenido en cuenta en el circuito o que se han sumado de más. En el caso que se tenga certeza sobre los parámetros del resto del circuito, incluyendo la resistencia de falla, los cambios que se tengan que hacer para el ajuste de la corriente de cortocircuito, será proporcional al error cometido en la estimación de la impedancia de Thévenin.

Generalmente se tiene un buen estimado de la impedancia de Thévenin de secuencia positiva del circuito, no obstante, lo mismo no ocurre con la impedancia de secuencia cero. Con la metodología ya descrita, y sin conocer la resistencia de falla, es posible hallar el error cometido en la impedancia de secuencia cero, puesto que para un punto fallado dentro del circuito, sólo existe una combinación posible de impedancia de secuencia cero y resistencia de falla que ofrece un ajuste aceptable a unos registros de tensión y corriente de posfalla determinados.

Este ajuste es demasiado tedioso como para realizarlo manualmente, por lo cual requiere un algoritmo automatizado que permita barrer de manera eficiente los valores de impedancia de Thévenin de secuencia cero para encontrar el valor que ofrezca una mejor aproximación. Si aun con el mejor ajuste de la impedancia de secuencia cero no se ofrece un ajuste satisfactorio, se debe realizar una busqueda dual, de manera que se pueda encontrar la mejor combinación de impedancia de secuencia postiva y secuencia cero.

Como principal desventaja, se tiene que el ajuste realizado para un punto sólo es válido para dicho punto hasta que se encuentre una relación entre la distancia y la impedancia compensada, puesto que tales efectos son de carácter distribuido.

Por ahora se continuará con el análisis de resultados de la técnica de parametrización presentada en la página 113. Se ha dejado de lado la técnica basada en el análisis de las señales de estado estable en vista que presentan una dependencia muy alta a las condiciones iniciales tomadas por el algoritmo que se encarga de resolver el problema inverso planteado.

4.3.1. Parametrización

Antes que nada, se debe dejar claro que para la estimación de la impedancia de Thévenin con señales tomadas en la cabecera del circuito, es necesario retirar cualquier componente dinámica de las señales. En (Bahadornejad & Ledwich, 2003) se sugiere una metodología para llevar a cabo esa tarea.

Tal como aparece en (Bahadornejad & Ledwich, 2003), el algoritmo necesita medidas eficaces y de ángulo de tensión y corriente en un intervalo de tiempo específico, en el cual ocurran cambios en la condición de carga. Se sometió a cuatro pruebas para calcular el número mínimo de variaciones en la carga para conseguir una parametrización con bajos índices de error. El número de variaciones realizadas se encuentra dentro de un margen del $-50\,\%$ al $50\,\%$ del valor nominal y la expresión para determinar el valor de dicha variación es:

$$Z_{nom} \times \left(0,5 + \frac{(KNT-1)}{N_S}\right) \tag{4.1}$$

Donde,

N_s Número total de simulaciones realizadas.

KNT Variable correspondiente al número que identifica la simulación actual, por tanto $KNT = \{1, 2, 3, \ldots N_s\}$.

Z_{nom} Es el valor nominal de la carga.

En la Tabla 4.1, se muestra el comportamiento de lo errores para el rango de variaciones que se estudió. Se omitió la prueba hecha para dos variaciones debido a que el error en la estimación siempre fue mayor al $50\,\%$.

TABLA 4.1.: Error en porcentaje de la estimación hecha por el algoritmo según número de variaciones en la carga realizadas.

		Error en % según número de variaciones realizadas			
Variables	*Valores reales* $[\Omega]$	3	4	5	6
R_{aa}	$1,0475$	$1,0539$	$0,6558$	$0,6319$	$0,6348$
X_{aa}	$12,2974$	$1,3295$	$1,3474$	$1,3474$	$1,3474$
R_{bb}	$1,498$	$0,6982$	$0,4679$	$0,4692$	$0,4679$
X_{bb}	$9,5763$	$1,2906$	$1,3128$	$1,314$	$1,3142$
R_{cc}	$0,9732$	$0,3063$	$0,2578$	$0,2111$	$0,2177$
X_{cc}	$16,7385$	$1,1028$	$1,2354$	$1,2402$	$1,2372$

De aquí que se necesitarían sólo tres variaciones en la carga por fase para calcular la impedancia de Thévenin del sistema. Por la naturaleza trifásica de los sistemas de distribución, un cambio en la carga afecta a las tres fases, por lo cual tres estados de carga trifásicos bastarían para realizar la estimación con buenos resultados. Comparado con los seis estados de carga necesarios por el otro método, y teniendo en cuenta que la complejidad computacional de este caso es menor (Para la estimación a través del método presentado en la subsección 1.3.1 se requiere solucionar un sistema no lineal de ecuaciones), es claro que la mejor alternativa es a través de las técnicas de procesamiento de señales.

Para finalizar, se quiere resaltar que el principio básico que permite hallar la impedancia de Thévenin con la ecuación 1.111, es el mismo empleado para compensar los efectos sobrantes o faltantes de la impedancia de Thévenin descrito al inicio de esta sección. En resumen, si un cambio en la corriente solicitada no representa un cambio en la topología del circuito (No es posible trabajar con una señal generada con el sistema en condiciones normales y una señal generada con el sistema en condiciones de falla), es posible aislar el efecto constante de la impedancia de Thévenin de otros efectos constantes y de aquellos efectos que causaron la variación en la corriente.

Por esta razón, este principio generalmente sólo puede ser aplicado con señales obtenidas en condiciones normales de operación, ya que la probabilidad de que un mismo tipo de falla ocurra dos veces en el mismo lugar es baja.

4.3.2. Conclusiones

La estimación de la impedancia de Thévenin puede realizarse con tres estados de carga, es decir, con tres conjuntos diferentes de medidas trifásicas de tensión y corriente, siempre y cuando se tenga una matriz de impedancia de Thévenin simétrica, o por lo menos, transformable a un dominio en el cual no existan efectos mutuos entre los componentes propios.

Generalmente este será el caso, puesto que la impedancia equivalente del sistema de transmisión desde el cual es tomada la potencia tiende a tomar la forma de la matriz de impedancias de una línea de transmisión (Puesto que es el elemento que aporta más impedancia al equivalente), para la cual las impedancias de secuencia negativa y positiva son iguales. En el caso del equivalente, las componentes de secuencia positiva y negativa, si bien no son iguales, toman valores cercanos entre sí.

De no tener los suficientes registros, se puede aprovechar que las estimaciones de las impedancias de Thévenin de secuencia positiva y negativa pueden hallarse con muy buena precisión desde el momento del diseño, para entonces, ante el evento de una falla monofásica, por ejemplo, se ajuste la condición de posfalla del circuito simulado (parámetros estimados o supuestos) a lo observado en la realidad. En el proceso de ajuste, primero se debe intentar variar la resistencia de falla para lograr el objetivo. De poder ajustar la condición de posfalla, sólo con variaciones en la resistencia de falla, se puede concluir que el resto de parámetros del modelo se encuentran correctamente ajustados. De lo contrario se recomiendo hallar el nuevo valor de resistencia de falla e impedancia de Thévenin que ofrezca el ajuste. La diferencia entre el nuevo valor de impedancia de Thévenin y el antiguo, dará una idea de la magnitud del error que se está cometiendo al no tener en cuenta o al sobrestimar los efectos de la misma impedancia de Thévenin u otro tipo de elemento dentro del circuito.

4.4. Aplicación

Dos tipos de aplicaciones de lo encontrado se muestran a continuación: En primer lugar se da un lineamiento general mediante el cual pueden reducirse de manera considerable los errores de la impedancia bruta vista desde la subestación con ayuda de transformación de parámetros. Luego, se presenta una metodología de caracterización de la resistencia de falla para el mejoramiento del desempeño del localizador basada en el perfil de reactancia del circuito.

4.4.1. Cálculo preciso de la impedancia vista desde la subestación

Como se mencionaba al inicio del capítulo 2, al suponer la impedancia bruta como la impedancia propia vista desde la subestación, se comente ciertos errores debido principalmente a los efectos mutuos involucrados.

Ahora, si se pudiera para cada tipo de falla encontrar la transformación más adecuada, de manera que la impedancia bruta contabilizada como:

$$\frac{V_i}{I_i} = Z_{ii} + \left(Z_{ij}\frac{I_j}{I_i} + Z_{ik}\frac{I_k}{I_i} \right) \tag{4.2}$$

Con $j \neq k$, j y $k \neq i$ y $i = j = k = \{componente\,1, componente\,2, componente\,3\}$, para una componente de conveniencia pudiera omitir los efectos de los términos entre paréntesis, entonces, se obtendría una estrategia idónea para la localización de fallas.

Obviamente esto seria válido de no poder contar con una aproximación buena de la matriz de impedancia vista desde la subestación. De tener dicha matriz, el problema se reduce a introducir los términos faltantes en 4.2 y calcular correctamente la impedancia propia. Esto es válido sin importar la transformación en la que se esté.

Para mostrar este punto se implementó un código en MatLab® (Mostrado en el anexo B). El sistema es simplemente una fuente, una línea de transmisión y una carga. Los cálculos fueron hechos considerando las tensiones desbalanceadas, la carga desbalanceada y una matriz de impedancias de línea ligeramente asimétrica. Se tomó como tensión de prefalla la tensión nominal de la fuente y no la tensión en la carga, puesto que es con la tensión en la cabecera con la que se cuenta, no con la tensión en el punto fallado[4]. Por ejemplo, en la Figura 4.2, se muestran los errores cometidos en la estimación de la impedancia propia de cada una de las componentes para todos los tipos de falla para una resistencia de falla del 60 % la impedancia de carga. La curva azul ofrece la relación entre la corriente nominal de carga y la corriente de falla, que como se observa, es menor a cinco veces en todos los casos.

[4] Aunque como se observa en la página 120, esto generalmente es resuelto en los localizadores corriendo un flujo de carga cuando sea necesario.

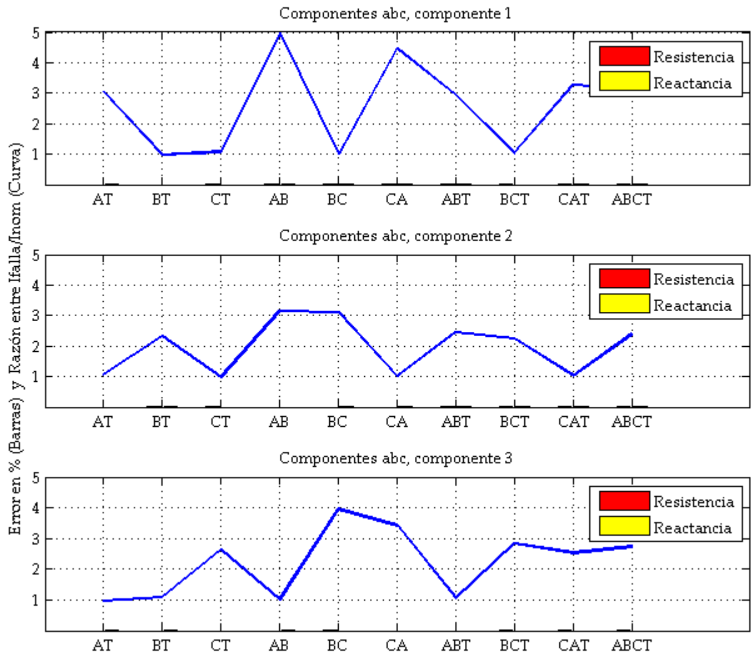


FIGURA 4.2.: Error en la estimación de la impedancia propia al considerar todos los términos de la ecuación 4.2. La curva azul representa la relación entre la corriente de falla y la corriente nominal de carga. Cada subfigura muestra el error cometido al estimar cada una de las componentes propias (en este caso las impedancias propias de fase) para todos los tipos de fallas.

De no tener toda la información entonces se debe aprovechar las propiedades de ciertas transformaciones disponibles y de fácil aplicación. El principio es el siguiente: Cada componente de cada transformación tiene una interpretación física específica. Por ejemplo, en el dominio de las componentes simétricas, la componente de secuencia positiva representa la porción de las corrientes y tensiones que puede representarse como un conjunto trifásico balanceado de secuencia positiva. Entonces, al estar el circuito totalmente balanceado sólo habrá componente de secuencia positiva. En una falla trifásica balanceada, el orden de magnitud de las corrientes de secuencia negativa y de secuencia cero se espera que sea menor que la de la secuencia positiva.

Por su parte, la componente beta de la transformada de Clarke, cuenta la cantidad de corriente que se encuentra circulando entre las fases b y c, de tener como fase de referencia la fase a. Este es el comportamiento de una falla bifásica, por lo cual se espera que en las componentes modales, la componente beta cuente la mayor parte de la corriente de falla bifásica, en comparación con las otras dos componentes.

De manera que al aplicar en estos dos casos la expresión mostrada en la ecuación 4.2, se espera que las mejores estimaciones de la impedancia bruta ocurran, en el caso de las componentes simétricas, para la impedancia de secuencia positiva, en presencia de una falla trifásica balanceada y en el caso de las componentes modales, para la impedancia bruta de la componente beta, en presencia de una falla bifásica entre B y C (se debe realizar el respectivo cambio de simetría de querer obtener la mejor estimación para otro tipo de falla bifásica). Las Figuras 4.3 y 4.4 muestran los resultados de correr el programa para estos dos casos.

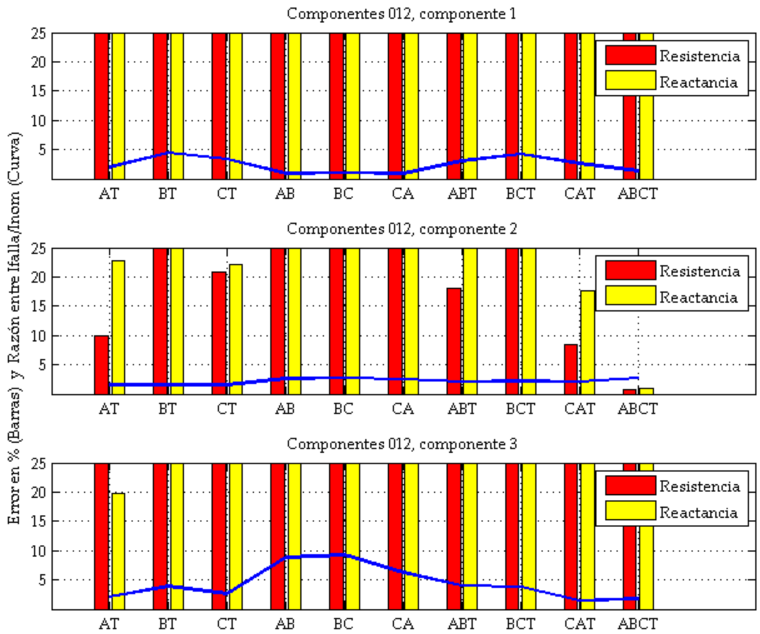


FIGURA 4.3.: Error en la estimación de la impedancia propia al considerarla como la impedancia bruta, para el caso de las componentes simétricas.

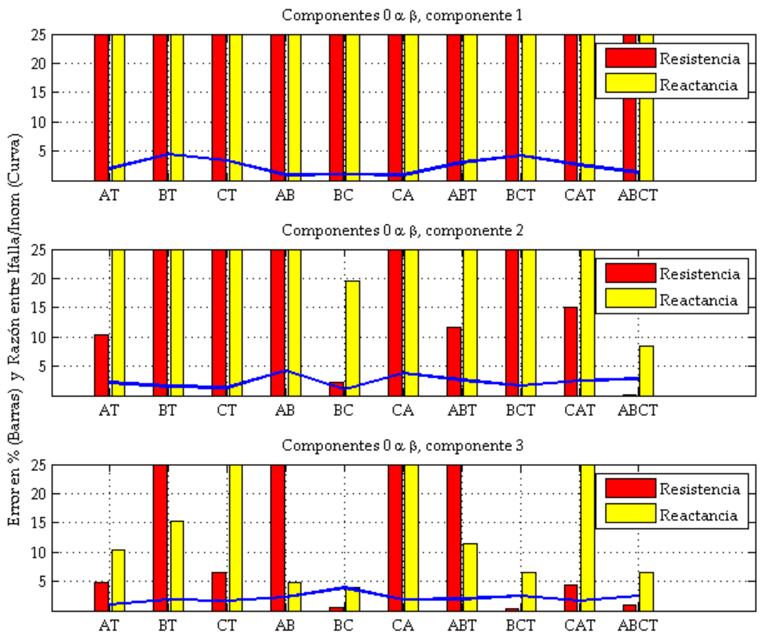


FIGURA 4.4.: Error en la estimación de la impedancia propia al considerarla como la impedancia bruta, para el caso de las componentes alfa, beta y cero (componentes modales).

Nótese que en el caso de las componentes modales, la componente β también ofrece una buena estimación para la falla trifásica a tierra. Para el caso de las componentes de fase (Ver Figura 4.5), resulta que la suma de los errores permanece menor en el caso de la componente 1 (fase a) y el error en la reactancia está cerca al 10 % para las otras dos componentes. Ahora, en este caso se debe notar que la estimación en caso que ocurra una falla en las otras dos fases (no a tierra), es también de un orden claramente menor que para el resto de los casos.

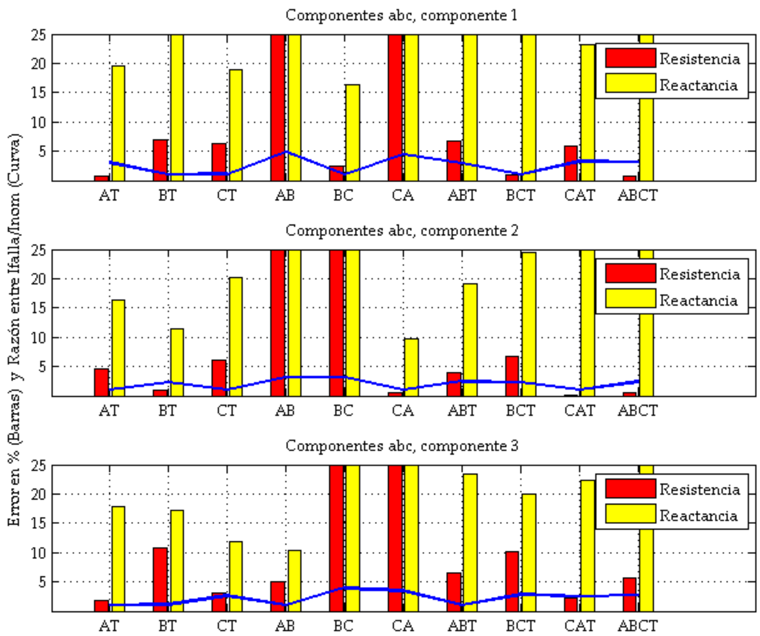


FIGURA 4.5.: Error en la estimación de la impedancia propia al considerarla como la impedancia bruta, para el caso de las componentes de fase.

Por lo tanto, siguiendo este principio y realizando los ajustes necesarios a la representación del circuito en prefalla y posfalla, es posible crear una estrategia de localización con un nivel de robustez mayor ante los errores en el modelado del circuito. Sólo se debe asegurar cierto nivel de precisión en la impedancia propia de las lineas, lo cual, como se ha visto, no es algo que presente grandes imposibilidades.

4.4.2. Caracterización de la resistencia de falla para la compensación de la reactancia de falla

Habiendo modelado el circuito de distribución, de manera que los errores entre la simulación y los registros reales usados para la validación sean los menores posibles, se puede realizar un estudio para determinar aproximadamente la resistencia de falla, independientemente de cual haya sido el nodo fallado.

Esto se logra gracias a que para una resistencia de falla pequeña (dada la impedancia de Thévenin del sistema) existe una diferencia en la magnitud de las tensiones mayor que la observada en caso de ocurrir una falla con resistencia de falla más grande. Algo similar ocurre con la magnitud de la corriente de falla. Esta vez se ha escogido un sistema de distribución urbano para mostrar los resultados al respecto, puesto que ha demostrado ser mucho más sensible a los cambios en la resistencia de falla (Ver anexo A). Además, este circuito es mucho más ramificado y cuenta con más cargas distribuidas que el circuito de distribución rural. Para las pruebas se falló el alimentador principal y se usaron cuatro resistencias de fallas para realizar las pruebas (0,5Ω , 10Ω , 20Ω y 40Ω).

En la Figura 4.6, se muestran las diferencias en magnitudes y ángulos en estados de prefalla y posfalla para fallas monofásicas realizadas a través de los 37 nodos del alimentador principal, para los tres valores más grandes de resistencia de falla. Allí también se muestra el perfil de reactancia de falla del circuito, es decir, los valores que toma la reactancia de falla calculada a partir de las señales de tensión y corriente medidas en la cabecera, para cada uno de los nodos. Cada curva describe el comportamiento para una resistencia de falla diferente y en general, a más resistencia de falla, mayor reactancia medida en la subestación.

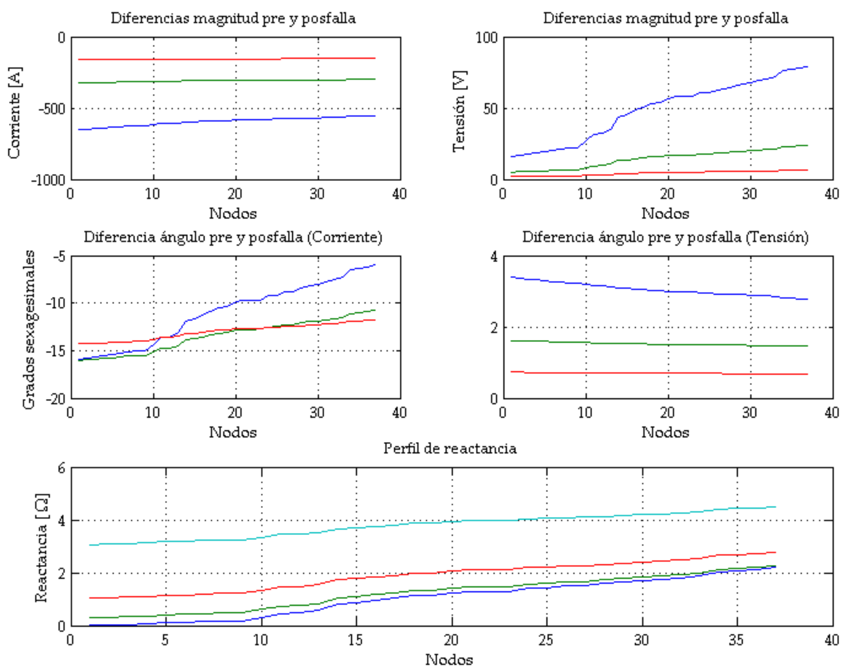


FIGURA 4.6.: Diferencias entre las magnitudes y ángulos de tensión de prefalla y posfalla y perfil de reactancia.

Para este circuito, los resultados de la localización para falla monofásica son mostrados en la Figura 4.7. Allí se puede apreciar que el método falla para todo nodo fallado con 40Ω y que puede hallar una estimación para la falla hasta el nodo 28(64) del alimentador si la resistencia de falla es de 20Ω. También se puede observar que para una resistencia de 0,5Ω el método se comporta de manera deseable.

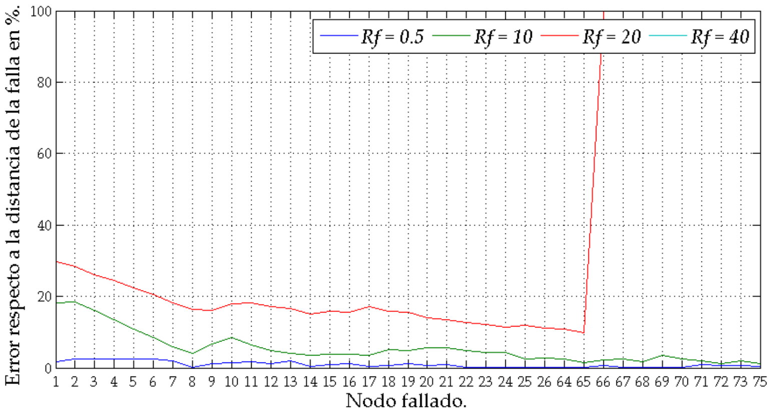


FIGURA 4.7.: Error en la localización para la falla monofásica respecto a la longitud total del circuito para el circuito urbano de prueba.

Entonces, tres cosas son de importancia en este punto:

1. Aunque para la magnitud de la tensión y el ángulo de la corriente no tienen un comportamiento del cual se pueda derivar de manera directa una expresión para la resistencia de falla, las diferencias en el ángulo de la tensión y la magnitud de la corriente permiten establecer límites mediante los cuales llevar a cabo esta tarea.

2. Es posible aproximar el comportamiento del perfil de la reactancia con los valores encontrados para el primer y último nodo.

3. Comparando las gráficas 4.6 y 4.7, se puede deducir que el error observado en la localización se debe a la diferencia de reactancia existente entre el caso para resistencia de falla de $0{,}5\Omega$ y el resto de los casos.

Con esta información se puede entonces construir una estrategia híbrida de localización, mediante la cual la resistencia de falla sea determinada a través del análisis de las diferencias entre los valores de prefalla y posfalla, y seguidamente este valor sea empleado para la compensación de la reactancia a resistencia de falla pequeña (máximo valor de resistencia de falla que permite cancelar totalmente los efectos de la carga). Incluso, una vez estimado el valor de la resistencia de falla se puede trabajar no solo con la reactancia, sino con la impedancia completa, puesto que como condición general, la resistencia de la línea más la resistencia equivalente del paralelo entre la carga y la resistencia de falla debe dar la resistencia total vista desde la subestación.

Para el ejemplo mostrado, se ajustó el factor de compensación de la reactancia tomando como referencia sólo los valores de falla en la cabecera del circuito. Es decir, se ajustó una curva de reactancia contra resistencia de falla para los datos encontrados para una falla en el primer nodo del sistema.

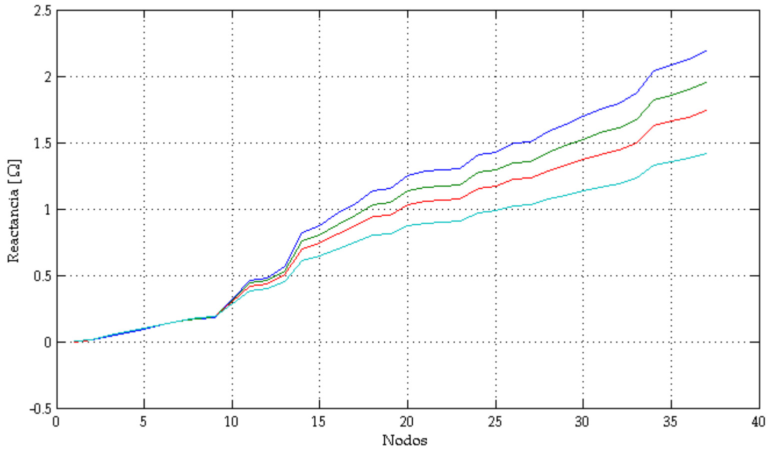
En primer lugar se tomó como variable independiente la diferencia de resistencia de falla entre el caso base y el resto de casos. De aquí se desprende el vector $\Delta R_f = [9,5\ 19,5\ 39,5]^T$. Luego, a partir de la reactancia vista desde la subestación ante una falla monofásica se deriva el vector de los valores de la variable dependiente, la diferencia de reactancia entre el caso base y el resto de casos, que es $\Delta X_m = [0,2998\ 1,034\ 3,065]^T$. Una observación de estos últimos datos revelan que puede ajustarse estos tres puntos como una función cuadrática. De manera que al aplicar el ajuste resulta que:

$$\Delta X_m \left(\Delta R_f\right) = 0,0009\Delta R_f^2 + 0,0462\Delta R_f - 0,2240 \tag{4.3}$$

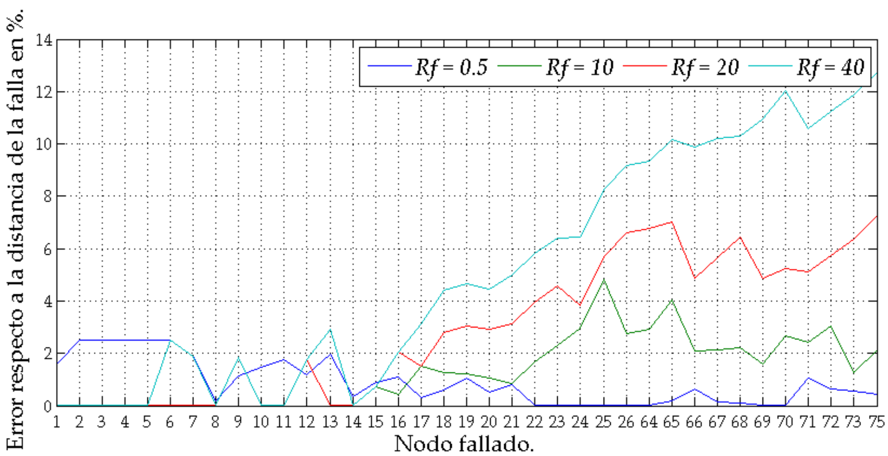
Con esta expresión, junto con los límites de la magnitud de la corriente de falla como siguen:

```
Si la diferencia de magnitudes de corriente es
mayor igual a -800A y menor a -400A, entonces:

    El delta de resistencia de falla es 10 menos 0.5Ω

De lo contrario, si es
mayor igual a -400A y menor a -200A, entonces:

    El delta de resistencia de falla es 20 menos 0.5Ω

De lo contrario, si es
mayor igual a -200A y negativa, entonces:

    El delta de resistencia de falla es 40 menos 0.5Ω

De lo contrario:

    No existe delta de resistencia de falla
```

Se tiene un algoritmo completo para la compensación de la reactancia de falla. Los resultados de la aplicación se muestran en la Figura 4.8.



(A) Perfil de reactancia con compensación de la reactancia de falla hecha con los valores de falla en el nodo uno.



(B) Resultados de la localización con el nuevo perfil de reactancia.

FIGURA 4.8.: Resultados del algoritmo de compensación de la reactancia de falla.

Nótese que ya existe por lo menos una localización para el caso de las fallas con una resistencia de falla de 40Ω, y que en general, el error global fue reducido al 12 % (8 % para fallas de resistencia de falla menores a 20Ω), lo cual quiere decir que, suponiendo que no hay más errores afectando la localización, se debe recorrer el 12 % del circuito para encontrar la falla.

Se realizó un análisis comparativo para encontrar el sitio donde la compensación tendría un efecto más positivo. Para esto se tomó como índice de rendimiento el error global promedio para cada resistencia de falla. Se compensó entonces en un punto medio y cerca al final del circuito. Los resultados muestran que los menores errores ocurren al compensar en el inicio. Esto era de esperarse, si se tiene en cuenta que los mayores errores generalmente se encuentran al inicio del circuito (Ver Figura 163).

Presentado el método, sólo basta realizar ciertos ajustes de importancia y tener en cuenta las suposiciones y observaciones a tener en cuenta antes de querer implementado para cualquier circuito de distribución:

1. Se debe contar con un buen modelo del sistema de distribución para implementar este algoritmo, ya que depende fuertemente del comportamiento del sistema ante un cortocircuito.

2. La metodología debe repetirse para cada tipo de falla, para cada estado de carga de interés y para cada circuito radial equivalente (Ver Figura 3.1). Esto implica una clara necesidad de automatización de los cálculos de prueba y ajuste del algoritmo a ser implementado.

3. Para mejorar la precisión se puede ajustar un factor de compensación por tramos, e.g. en el circuito urbano de prueba se pudo haber derivado un polinomio de compensación para cada cinco nodos, de manera que el error entre la reactancia de falla sólida y las demás permanezca un poco más constante a medida que se aleja la falla de la subestación. El ajuste por partes es fundamental si el perfil de reactancia posee cambios de tendencia, tal como el mostrado en la Figura 4.9. En este caso, debería haber un polinomio de compensación para antes del nodo 2, para los nodos 3 y 4, y del nodo 4 a 5. Entre los nodos 2 y 3 se debería aumentar la resolución y proceder a ajustar debidamente los polinomios de compensación.

4. Para mejorar la precisión se puede ajustar una curva de reactancia en función del nodo fallado con base en los valores de reactancia de falla al inicio y al final del circuito a analizar. De esta manera se podría cruzar esta información para generar de manera automática un polinomio de compensación para cada nodo de interés. La curva puede construirse por partes, de necesitar más de dos puntos de referencia para realizar el ajuste.

5. Debe existir una manera de caracterizar cuantitativamente la resistencia de falla del circuito mediante las señales de tensión y corriente vistas desde la cabecera del circuito. En esta ocasión se utilizaron las diferencias entre magnitud y diferencias entre fases de los valores de prefalla y posfalla como resultado de un estudio básico del comportamiento del circuito en prefalla y posfalla. Empero, cualquier otro tipo de descriptor o metodología valida es bienvenida.[5]

[5] La aproximación hecha en el ejemplo presentado es una caracterización discreta. De bastar este tipo de aproximación no se tendría ningún problema, no obstante, se debe tener la capacidad

6. La capacidad de estimar la resistencia de falla previo análisis de la localización, permite un ajuste más fino de la misma. Se presume que el problema de múltiple estimación podría ser resuelto para algunos casos, gracias a que se está empleando la información de toda la impedancia para la localización, y no sólo la información ofrecida por la reactancia. No obstante, aún quedan pruebas por hacer antes de afirmar esto con seguridad.

Se deja entonces abierto el espacio de reflexión sobre la metodología aquí descrita y se deja para futuros trabajos la tarea de evaluar la implementación de un algoritmo de localización de fallas basado en la compensación de la reactancia de falla.

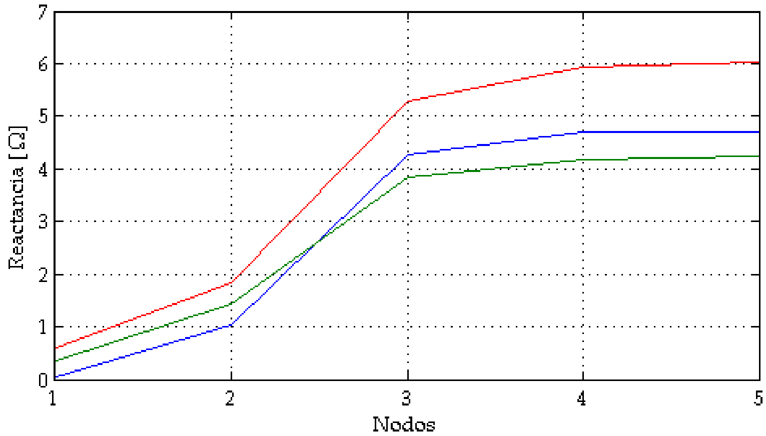


FIGURA 4.9.: Perfil de reactancia para el circuito rural, para falla bifásica a tierra, máxima corriente de carga y con modelo de carga como potencia constante. Se muestra el perfil para cinco nodos estratégicos.

de interpolar un valor de resistencia de falla para valores intermedios de diferencia de corrientes de falla (o la variable eléctrica escogida como mejor descriptor). Esto se puede lograr aumentando el número de resistencias de falla de prueba, para así tener un función de ajuste continua de la resistencia de falla aproximada. Se tendría como variable independiente la diferencia de las magnitudes o ángulos entre los valores de prefalla y posfalla (o una mezcla de ambos) de las variables eléctricas que permitan hacer una mejor discriminación e igualmente dependería del nodo fallado.

Capítulo 5

Estrategias de validación

En este capítulo se resumen, las estrategias de validación a tener en cuenta para mejorar el desempeño de las simulaciones realizadas para el análisis de los sistemas de distribución.

5.1. Líneas de transmisión

1. Recolectar toda la información de primera mano (tipo de conductores, configuración, temperatura de trabajo, flechas, tensión mecánica de tendido, resistividad del terreno, etc.) y verificar el acceso a sistemas de referenciación geográfica (Fundamental para una validación de las longitudes de los conductores sin salidas de campo).

2. Estimar longitudes dados los datos con los cuales se dispone y proceder a calcular el error cometido en caso de no tener certeza sobre las condiciones físicas de la estructura. No es necesario detenerse a considerar al detalle los efectos de cambio de configuración de los conductores.

3. De obtener un error inaceptable para el tipo de análisis a realizar, se debe optar por realizar un levantamiento a las estructuras más críticas y accesibles.

5.2. Cargas

1. Caracterizar lo mejor posble con la información de primera mano que se tenga sobre la carga en el sistema.

2. Organizar todos los registros disponibles en los cuales una variación en las condiciones del circuito halla provocado un cambio en la tensión del circuito. La organización debe tener en cuenta hora, día y mes, de manera que

los registros puedan ser comparables. El cambio no puede deberse a una condición de falla severa, ya que esto implica en un cambio en la topología original del circuito.

3. Aplicar técnicas de computación suave para ajustar el comportamiento observado en los registros al modelo polinomial de carga. En el presente trabajo se utilizó la técnica de los mínimos cuadrados.

4. De no tener los suficientes registros y tener una relación 10:1 entre la corriente de falla y la de carga, la corriente de carga en condición de falla puede ser determinada al simular la falla en el circuito en ausencia de carga. Luego proceder a realizar la diferencia entre la corriente de falla original y la corriente de falla a cero carga. El resultado es la corriente de carga en condición de falla.

5. Con la corriente de carga en condiciones de falla se puede estimar los parámetros del modelo considerando el comportamiento observado. Si en falla la tensión disminuye y la corriente aumenta, el modelo que mejor se ajusta es el de potencia constante; si lo contrario ocurre, el mejor modelo es el de impedancia constante; de no haber cambio en la corriente de carga pese al cambio en la tensión, se considera que el mejor modelo es el de corriente constante.

5.3. Fuentes de alimentación

1. Se debe tomar una falla con localización conocida, para tener como referencia la corriente de falla en ese punto específico.

2. Se varía tanto la impedancia de Thévenin como la resistencia de falla hasta que se llegue a un valor de impedancia de Thévenin que cumpla con las condiciones de corriente y tensión vistas desde la subestación.

3. De ser diferentes los valores encontrados con el valor que se tenía previamente, significa que el modelo del sistema aún no está completo.

4. Se debe analizar los registros de la falla, examinar las diferencias tanto en corriente y tensión como en impedancia, de manera que se pueda identificar el origen del error.

Conclusiones

Se ha desarrollado una estrategia de validación mediante la cual es posible realizar una representación un sistema de distribución cualquiera. El análisis de las causas y consecuencias de lo plasmado en la estrategia ha permitido presentar dos casos para los cuales, mediante un conocimiento de la parametrización del sistema, es posible mejorar el desempeño de los localizadores de fallas de cortocircuito que trabajan sólo con las señales trifásicas de tensión y corriente registradas en la cabecera.

En general, se ha observado que las líneas de transmisión ofrecen un modelo robusto ante la variación de la mayoría de sus parámetros. Para aquellos parámetros críticos, como lo son la resistividad, la reactancia por unidad de longitud del conductor, y la longitud real del conductor en zonas de difícil acceso, siempre pueden ser ajustados de manera precisa con la ayuda de información adecuada (Tablas de propiedades de conductores por ejemplo) o con ayuda de los sistemas de información geográfica para el caso de la longitud real del conductor.

El modelado de la carga es una tarea compleja que depende fuertemente del sistema a analizar. Se debe aprovechar entonces, toda la información que se tenga a disposición, para tratar derivar un modelo que se ajuste a las necesidades del problema a analizar. En el caso de la localización de fallas, un modelo estático de carga para representar el cambio que ocurre al pasar del estado estable al estado de falla. Se recalca que estos modelos no son empleados para simular el transitorio, sino para predecir de manera correcta las señales de estado estable una vez el cambio ha ocurrido.

En general es recomendable realizar un análisis de caracterización base del circuito, del cual se puede derivar información bastante útil tanto para la determinación de la impedancia de Thévenin como para la mejora del desempeño de los localizadores. En el primer caso sirve como caso base de referencia con buena estimación mediante el cual se pueda evaluar para qué condiciones del circuito el localizador no funciona correctamente dada una impedancia de Thévenin. En el segundo caso conforma el pilar del método de la compensación de la reactancia de falla, el cual ajusta los perfiles de reactancia para cualquier resistencia de falla de manera tal que siempre se observe desde la subestación la reactancia de falla a baja resistencia de falla y por tanto se tenga siempre una buena estimación.

Por otra parte, para la correcta determinación de la impedancia propia vista desde la subestación se deben contar con los efectos inducidos por los efectos mutuos. Tomando esto en cuenta el error en la estimación es bastante bajo. De querer aproximar la impedancia bruta a la impedancia propia, se debe asegurar transformar las señales de tensión y corriente, de manera que se presente un entorno favorable para la determinación de ésta. Por ejemplo, en el caso de una falla trifásica, es buena idea utilizar la componente de secuencia positiva de las componentes simétricas. Para fallas bifásicas es recomendable realizar el cálculo con la componente β de las componentes modales (Transformación de E. Clarke). En el caso de las fallas monofásicas se debe evaluar en primera instancia el comportamiento de la impedancia bruta de fase, ya que incluso en condiciones favorables para la determinación de la impedancia propia, pueden presentarse errores elevados.

Se debe tener muy en cuenta que cualquiera que sea el análisis a realizar, nunca se debe olvidar ajustar las condiciones de prefalla, tanto en corriente como en tensión. Con esto se evita la introducción de errores en las tensiones y corrientes en posfalla.

Trabajos futuros

1. DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN EXTENSIVA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN ATP Y PYTHON. Puesto que a través de la investigación se notó como simulacionRF utiliza MatLab para hacer tareas que perfectamente pueden ser programadas en ATP, de manera directa y con lenguajes de programación no propietarios de alto nivel, como lo es Python. Este último no tiene nada que envidiarle a MatLab en cuestión de manejos de archivos así que se debe aprovechar la oportunidad que esto presenta. Sin embargo, la principal motivación de esta iniciativa son los tiempos de simulación, ya que en vez de llamar a MatLab entre simulaciones, se estaría simulando en bloque directamente con código en FORTRAN. Se estaría ahorrando entonces el tiempo de llamada y ejecución de los archivos de ATP.

2. DESARROLLO DE UN ALGORITMO PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EXTENSIVO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. En el código adjunto del circuito de prueba usado para el análisis de sensibilidad se encuentra la estructura

que, según el autor, sería la más conveniente. En el desarrollo del proyecto se crearon otras herramientas de apoyo para la implementación de este tipo de herramienta, no obstante, dado que se salía de los alcances propuestos se decidió no avanzar más al respecto. La filosofía de esta herramienta es exactamente la misma que la del numeral anterior: Para que emplear con el ATP MatLab si lo puede hacer Python con la misma facilidad.

3. Desarrollo de estrategías híbridas de parametrización de la carga para estudios de cortocircuito. Es decir, además de utilizar mínimos cuadrados se debería usar algún tipo de red bayesiana para ingreso de información por parte del usuario o alguna estrategia de computación suave que permita la evolución natural e incluso la predicción de componentes dinámicas del modelo a medida que va cambiando la información en el sistema.

4. Desarrollo de un algoritmo para la estimación de las componentes mutuas de la matriz de impedancia de Thévenin. Esto en la medida que dicha matriz no tenga una representación desacoplada. Se podría partir desde la deducción de una transformación, dependiente de la impedancia de secuencia, que permita la diagonalización de la matriz de impedancias. Tambien se podría estudiar técnicas a base de función de transferencia en el dominio de la transformada Z. En este campo se encontró muy poca bibliografía, por lo cual, el camino está despejado y listo para nuevas e innovadoras ideas.

5. Implementación de la técnica de localización basada en la compensación de la reactancia de falla. Este es el verdadero paso a seguir con la investigación. Aprovechando que se tiene un amplio y profundo conocimiento sobre las estrategias de localización de fallas, el objetivo es derivar una plataforma de entrada formateada de validación y simulación extensiva modular, escrita en un lenguaje de programación de libre distribución. Por tanto la herramienta estaría basada en ATP y Python, y permitiría una salida en formato *.kml, de manera que pudiera ser visualizada en Google Earth®, ayudando mucho más al equipo encargado de ubicación y despeje de las fallas. Se aprovecharia para establecer un protocolo de integración, de manera que cualquiera pudiera agraegar su código localizador y se aprovecharía tambien para implementar un algoritmo localizador basado en la estimación precisa de la impedancia propia de falla. Tambien se podría integrar con la herramienta del numeral 1, para formar una podero-

sa herramienta de análisis de sensibilidad. De esto ya se ha avanzado, no obstante, no es posible mostrar la herramienta definitiva en este momento. Por defecto, para la implementación de la herramienta se tendría que realizar el algoritmo de caracterización de la resistencia de falla, el cual podria ser usado tambien para la determinación del modelo de carga del circuito y la impedancia de Thévenin, cuando se cuenta con registros de falla adecuados.

Referencias Bibliográficas

. 1995. *Rule Book: Alternative Transient Programs*. The Cam/Am EMTP User Group.

. 2004. *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines*. Power System Relaying Committee, IEEE Power Engineering Society, C37.114.

AGUERO, J.L., BARBIERI, M.B., & BEROQUI, M.C. 2006. Voltage depending load models. Validation by voltage step tests. *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 0-0, 6 pp.–.

ANDERSON, P.M. 1973. *Analysis of Faulted Power System*. The Iowa State University press/ames.

AREFIFAR, S.A., & XU, W. 2007. Tracking Power System Equivalent Circuit Parameters Using Steady State Measurements. *Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American*, 30 2007-Oct. 2, 108–113.

BAGHZOUZ, Y., & QUIST, C. 2000. Determination of static load models from LTC and capacitor switching tests. *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, **1**, 389–394 vol. 1.

BAHADORNEJAD, M., & LEDWICH, G. 2003. System thevenin impedance estimation using signal processing on load bus data. *Advances in Power System Control, Operation and Management, 2003. ASDCOM 2003. Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 497)*, **1**, 274 – 279.

BARRERA-NUÑEZ, VICTOR AUGUSTO. 2006. *Sistemas de distribución: Metodología para la localización de fallas mediante la aplicación de inteligencia artificial*. Trabajo de grado dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo y Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

BUDNER, A. 1970. Introduction of Frecuency-Dependent Line Parameters into an Electromagnetic Transients Programs. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, **1**, 88–97.

Byoung-Kon Choi, Hsiao-Dong Chiang, Yinhong Li-Hua Li Yung-Tien Chen Der-Hua Huang Lauby M.G. 2006. Measurement-based dynamic load models: derivation, comparison, and validation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, **21**(3), 1276 –1283.

Caballero-Sandoval, Diana Estephania, & Trouchon-Bravo, Jose Mauricio. 2011. *Sistemas de distribución de energía eléctrica: Validación de los modelos de fuentes de alimentación y cargas empleados en la simulación*. Trabajo de grado en desarrollo dirigido por Gilberto Cariilo Caicedo e Iván David Serna Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

Camargo-León, Andrés Felipe. 2011. *Localización de fallas: Gestión de la información obtenida en equipos de protección instalados en cabeceras de circuitos de distribución*. Trabajo de grado en desarrollo dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo y Marco Fidel Suárez Sánchez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

Checa, L.M. 2000. *Líneas de transporte de Energía*. Vol. 3. Alfaomega marcombo.

Cheng, Zhou, & Ren-mu, He. 2008. Analysis and comparison of two kinds of composite load model. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, April, 1226–1230.

Choi, Byoung-Kon, Chiang, Hsiao-Dong, Li, Yinhong, Li, Hua, Chen, Yung-Tien, Huang, Der-Hua, & Lauby, M.G. 2006. Measurement-based dynamic load models: derivation, comparison, and validation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, **21**(3), 1276–1283.

Choi, Byoung-Kon, Chiang, Hsiao-Dong, & Cain, S.T. 2008. Justification of some field observations of dynamic load behaviors: Analytical and numerical approach. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, July, 1–7.

Clarke, E. 1965. *Circuit Analysis of A-C Power System*. Vol. 1. John Wiley & Sons, INC.

Coker, M.L., & Kgasoane, H. 1999. Load modeling. *AFRICON, 1999 IEEE*, **2**, 663–668 vol.2.

CORMANE-ANGARITA, JORGE ANDRÉS. 2006. *Modelo estadístico para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica*. Tesis de maestría dirigida por Hermann Raúl Vargas y Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

CREG. 2008. *Resolución 097*. Comisión de Regulación de Energía y Gas, Septiembre.

DAS, RATAN. 1998. Determining the locations of faults in distribution systems. *Doctoral disertation, University of Saskatchewan Saskatoon*.

DIAS, L.G., & EL-HAWARY, M.E. 1989. Nonlinear parameter estimation experiments for static load modelling in electric power systems. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, **136**(2), 68–77.

FERREIRA-SEQUEDA, CARLOS DAVID, & MARTÍNEZ-GUTIÉRREZ, SERGIO ANDRÉS. 2010. *Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica: Evaluación de algoritmos*. Trabajo de grado dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo e Iván David Serna Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

FUSCO, G., LOSI, A., & RUSSO, M. 2000. Constrained least squares methods for parameter tracking of power system steady-state equivalent circuits. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **15**(3), 1073 –1080.

GIRGIS, A. A., FALLON, C. M., & LUBKEMAN, D. L. 1993. A fault location technique for rural distribution feeders. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **29**(6), 1170–1175.

HAPP, H.H. 1967. Z Diakoptics - Torn Subdivisions Radially Attached. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, **PAS-86**(6), 751–769.

HEVIA, O. 1999. Comparación de los modelos de líneas en el ATP. *Revista Iberoamericana del ATP*.

IEEE, TASK FORCE. 1995. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, **10**(3), 1302 –1313.

JAGUA, JORGE L., & SOLANO, JAIRO B. 2009. *Determinar atributos asociados con las causas de huecos de tensión, obtenidos de las señales eléctricas registradas en la* *subestación*. Trabajo de grado dirigido por Liliana P. Jaimes. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

JOYA-SUÁREZ, SERGIO IVÁN, & PACHECO-ARTEAGA, ALEXANDER. 2010. *Validación de los modelos de líneas empleados en la simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres e Iván David Serna Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

JU, P., HANDSCHIN, E., & KARLSSON, D. 1996. Nonlinear dynamic load modelling: model and parameter estimation. *IEEE Transactions on Power System*, **11**(4), 1689–1697.

JU, P., SHI, K.Q., TANG, Y., SHAO, Z.Y., CHEN, Q., & YANG, W.Y. 2008. Comparisons between the Load Models with Considering Distribution Network Directly or Indirectly. *Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on*, Oct., 1–5.

KARLSSON, D., & HILL, D. J. 1994. Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, **9**(1), 157–166.

KAYPMAZ, A., TOKAD, Y., & USTA, O. 1994. Diakoptics-a parallel processing approach for the analysis of large-scale power systems. *Electrotechnical Conference, 1994. Proceedings., 7th Mediterranean*, Apr, 1069–1072 vol.3.

KERSTING, W.H. 2002. *Distribution System Modeling and Analysis*. Leo Grigsby.

LAND INFORMATION NEW ZEALAND. 2011. *Conversión de coordenadas cartográficas*. Disponible en línea en junio de 2011 en http://www.linz.govt.nz/geodetic/conversion-coordinates/projection-conversions.

LOUIE, K.W., & MARTI, J.R. 2005. A method to improve the performance of conventional static load models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, **20**(1), 507–508.

LÓPEZ-RUIZ, LUIS ENRIQUE. 2007. *Localización de Fallas: Herramienta de Clasificación Basada en Mezclas Finitas*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres y Jorge Andres Cormane Angarita. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

MAGNAGO, F.H., & ABUR, A. 1999. A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals. *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, **1**(Jul), 426–431 vol.1.

MARTI, J.R. 1982. Accurate modelling of frecuency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, **1**, 147–157.

MARTINEZ, J.A., & MARTIN-ARNEDO, J. 2004. Advanced load models for voltage sag studies in distribution networks. *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, June, 614–619 Vol.1.

MENESES-AGRESOTH, VICTOR ELIAS, & SALAZAR, ARNOLD TORRES. 2011. *Localización de fallas en sistemas de distribución: Implementación de algoritmos para sistemas desbalanceados*. Trabajo de grado en desarrollo dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo e Iván David Serna Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

MIAO, FENGXIAN, QIN CAI, ZHONG, & ZHONG GUO, ZHI. 2008. Calculation of sensitivity considering relationship among loads in power networks. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, April, 751–754.

MORA-FLÓREZ, JUAN JOSE. 2006. *Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento*. Escola Politecnica Superior, Universitat de Girona.

MORALES-ESPAÑA, GERMÁN ANDRÉS, & GÓMEZ-RUÍZ, ALVARO. 2005. *Estudio e implementación de una herramienta basada en máqinas de soporte vectorial aplicada a la localización de fallas en sistemas de distribución*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas y Juan Carlos Rodríguez Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

NODA, T., NAGAOKA, N., & AMETANI, A. 1996. Phase Domain Modeling of Frequency-Dependent Transmission Lines by Means of an ARMA Model. *IEEE transactions on Power Delivery*, **11**, 401–411.

RANADE, S.J., ELLIS, A., & MECHENBIER, J. 2001. The development of power system load models from measurements. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, **1**, 201–206 vol.1.

RODRÍGUEZ-SUÁREZ, JUAN CARLOS. 2006. *Detección y localización de fallas en los sistemas de energía mediante la técnica máquinas de soporte vectorial (SVM)*. Tesis de maestría dirigida por Hermann Raúl Vargas y Juan Jose Mora Flòrez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

ROJAS-ESPINOSA, CESAR AUGUSTO, & MARTÍNEZ-GUTIÉRREZ, JUAN CARLOS. 2006. *Localización de fallas: Clasificación de huecos de tensión en sistemas de distribución utilizando la técnica LAMDA*. Trabajo de Grado dirigido por Gilberto Carrilo Caicedo y Victor Barrera Núñez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

SAHA, M.M., ROSOLOWSKI, E., & IZYKOWSKI, J. 2005. ATP-EMTP Investigation for Fault Location in Medium Voltage Networks. *International Conference on Power Systems Trasients*.

SARAY-RICARDO, DIEGO ANTONIO, & DÍAZ-ROMERO, FANOR. 2006. *Localización de fallas: Análisis de sistemas de distribución en estado transitorio*. Trabajo de grado dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

SEMLYEN, A., & DABULEANU, A. 1975. Fast and Accurate Switching Transient Calculations on Transmission Lines With Ground Return Using Recursive Convolutions. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, **2**, 561–571.

SERNA-SUÁREZ, I.D., CARRILLO-CAICEDO G. & VARGAS-TORRES H.R. 2010. Revisión de Técnicas de estado estable y transitorio para la localización de fallas en sistemas de distribución. *UIS Ingenierías*, **9**(1), 23–28.

SUÁREZ-SANCHEZ, MARCO FIDEL, & SALAMANCA-TORRES, EDWIN. 2006. *Localización de fallas: Reconocimieno estadístico de patrones*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres y Jorge Andrés Cormane. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

TASKFORCE. 1993. Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]. *IEEE Transactions on Power Systems*, **8**(2), 472–482.

TAYLOR, L.Y., JONES, R.A., & HALPIN, S.M. 2008. Development of load models for fault induced delayed voltage recovery dynamic studies. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, July, 1–7.

TERZIC, B. 2002. Distribution Companies of the Future. *Power Engineering Review, IEEE*, **22**(12), c2–c2.

TORRES-SALAZAR, HAARON, & ORTIZ-LIZCANO, SANDRA MILENA. 2009. *Estrategias para la segmentación de huecos de tensión con componentes de alta frecuencia*. Trabajo de grado dirigido por César Antonio Duarte Gualdrón, Víctor Augusto Barrera Núñez y Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

URIARTE, F.M., & BUTLER-PURRY, K.L. 2006. Diakoptics in Shipboard Power System Simulation. *Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American*, Sept., 201–210.

VILLAMIZAR-MONTES, LIBARDO, & QUIÑONES-BUITRAGO, CARLOS ANDRÉS. 2005. *Implementación del método de Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres y Jorge Andrés Cormane. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

VILLAR-CRUZ, RONALD JAVIER, & JAIMES-FLOREZ, FELIX ANTONIO. 2006. *Caracterización de circuitos de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica*. Trabajo de grado dirigido por Gabriel Ordoñez Plata y Victor Barrera Núñez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

WATSON, N., & ARRILLADA, J. 2003. *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*. Vol. 1. Professor A.T.Johns, D.F.Warne.

WU, HONGBIN, CHIANG, HSIAO-DONG, & CHOI, BYOUNG-KON. 2008. Slow voltage recovery response of several load models: Evaluation study. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, July, 1–6.

ZHANG, JIAN, SUN, YUANZHANG, XU, JIAN, LIU, SHUJUN, XIN, JUNHUI, LEI, QINGSHENG, & DONG, HANG. 2009. Electric Load Model Based on Aggregation Algorithm. *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, March, 1–4.

ZHANG, NAN, & KEZUNOVIC, M. 2005. Implementing an Advanced Simulation Tool for Comprehensive Fault Analysis. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, 1 –6.

Anexos

Anexo A

Circuitos de distribución de prueba

Son cuatro los circuitos prueba utilizados para realizar las simulaciones: El circuito rural, el circuito urbano, el circuito de Sask Power, basado en el sistema de distribución a 24 kV mostrado en Das (1998) y el utilizado para realizar los análisis de sensibilidad.

A.1. Circuito rural

Este circuito alimenta una carga predominantemente residencial al final del circuito; el resto de cargas son del tipo industrial. Tiene un tramo desenergizado, el cuál sirve como respaldo para energizar algunas de las cargas en caso de falla. El circuito esta situado en un área que es dominantemente plana, sólo con una serie de zonas montañosas. Consta de 332 tramos de líneas trifásicas trifilares con conductor 266.8 ACSR desnudo, y 6 configuraciones diferentes (Figuras A.1 a A.6). Las configuraciones observadas en este circuito son:

- Configuración Triangular asimétrica 1:

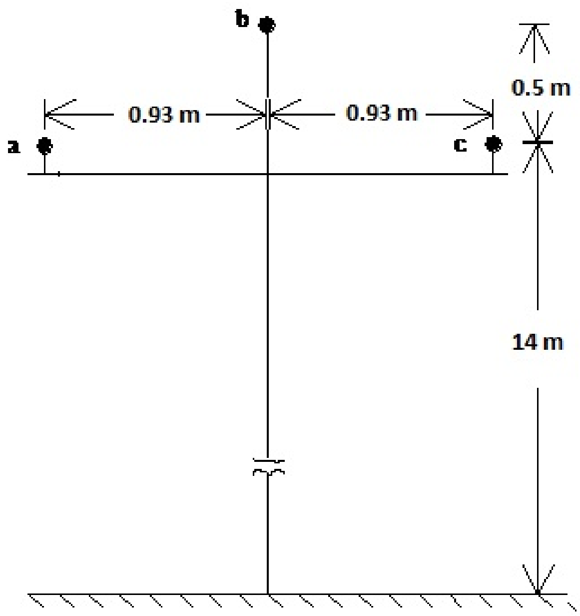


FIGURA A.1.: Configuración de línea Triangular asimétrica 1.

- Configuración de línea Triangular asimétrica 2:

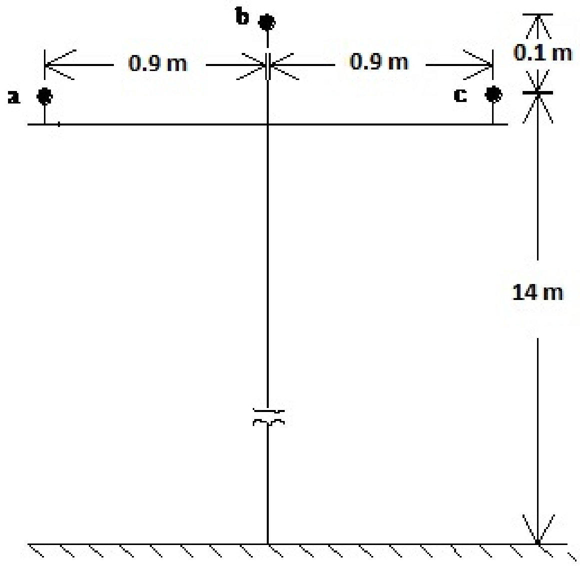


FIGURA A.2.: Configuración de línea Triangular asimétrica 2.

- Configuración de línea vertical:

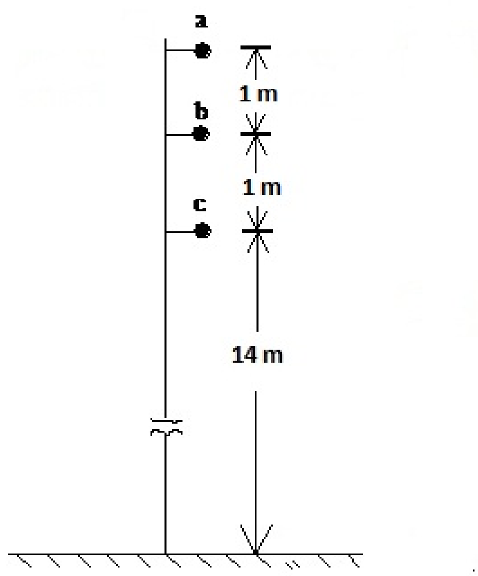


FIGURA A.3.: Configuración de línea vertical.

- Configuración horizontal suspensión dos estructuras:

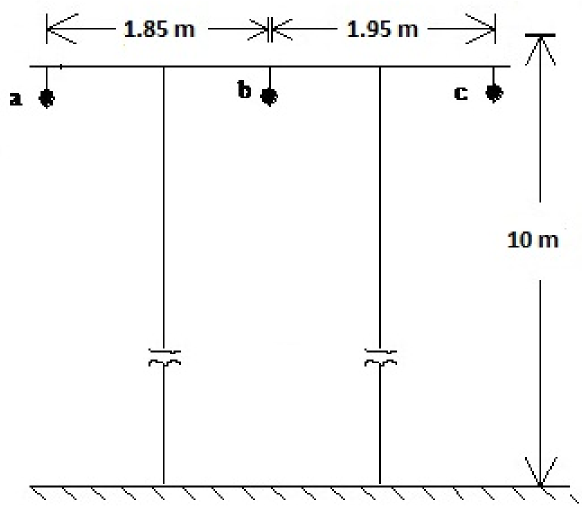


FIGURA A.4.: Configuración de línea horizontal suspensión dos estructuras.

- Configuración horizontal de paso dos estructuras:

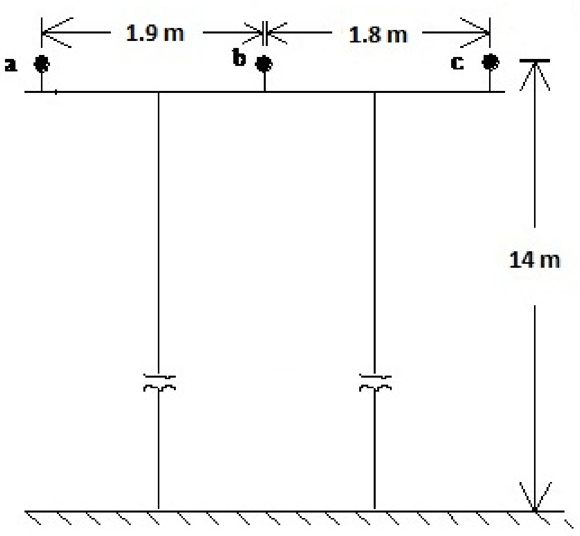


FIGURA A.5.: Configuración de línea horizontal de paso dos estructuras.

- Configuración horizontal de paso tres estructuras:

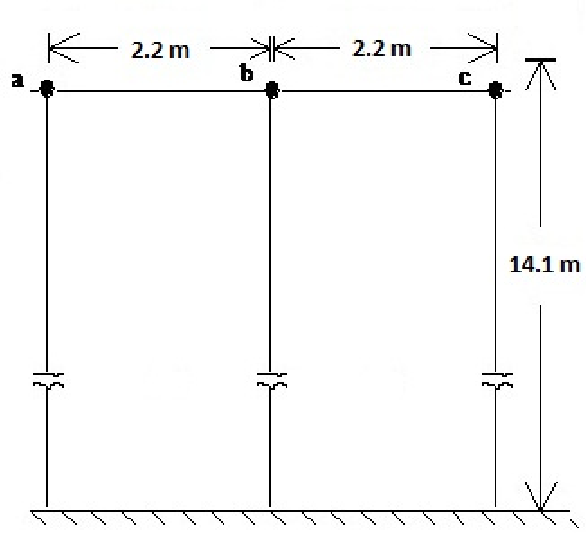


FIGURA A.6.: Configuración de línea horizontal de paso tres estructuras.

Además de las líneas mencionadas, el circuito tiene cuatro tramos de red compacta con conductor de aluminio con cubierta aislante y dos capas internas de polietileno calibre 266, y un pequeño tramo de 250 metros de red subterránea con conductor trifásico calibre 2/0 XLPE a la salida de la subestación.

El circuito además cuenta con las siguientes cargas:

- Carga trifásica conectada en delta a los 14 km del circuito con potencia S= 161,732 kVA y factor de potencia Fp=0,91.

- Carga trifásica conectada en delta a los 14 km del circuito con potencia S= 664,278 kVA y factor de potencia Fp=0,91.
- Carga trifásica conectada en delta a los 16 km del circuito (Cruce) con potencia S= 486,276 kVA y factor de potencia Fp=0,7.
- Carga trifásica conectada en delta 2 km antes del final (ramal izquierdo, ver Figura A.7) del circuito con potencia S= 142,898 kVA y factor de potencia Fp=0,8.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia S= 122,587 kVA y factor de potencia Fp=0,91.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia S= 131,846 kVA y factor de potencia Fp=0,91.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia S= 5000,023 kVA y factor de potencia Fp=0,95.

La topología del circuito se puede observar en la Figura A.7.

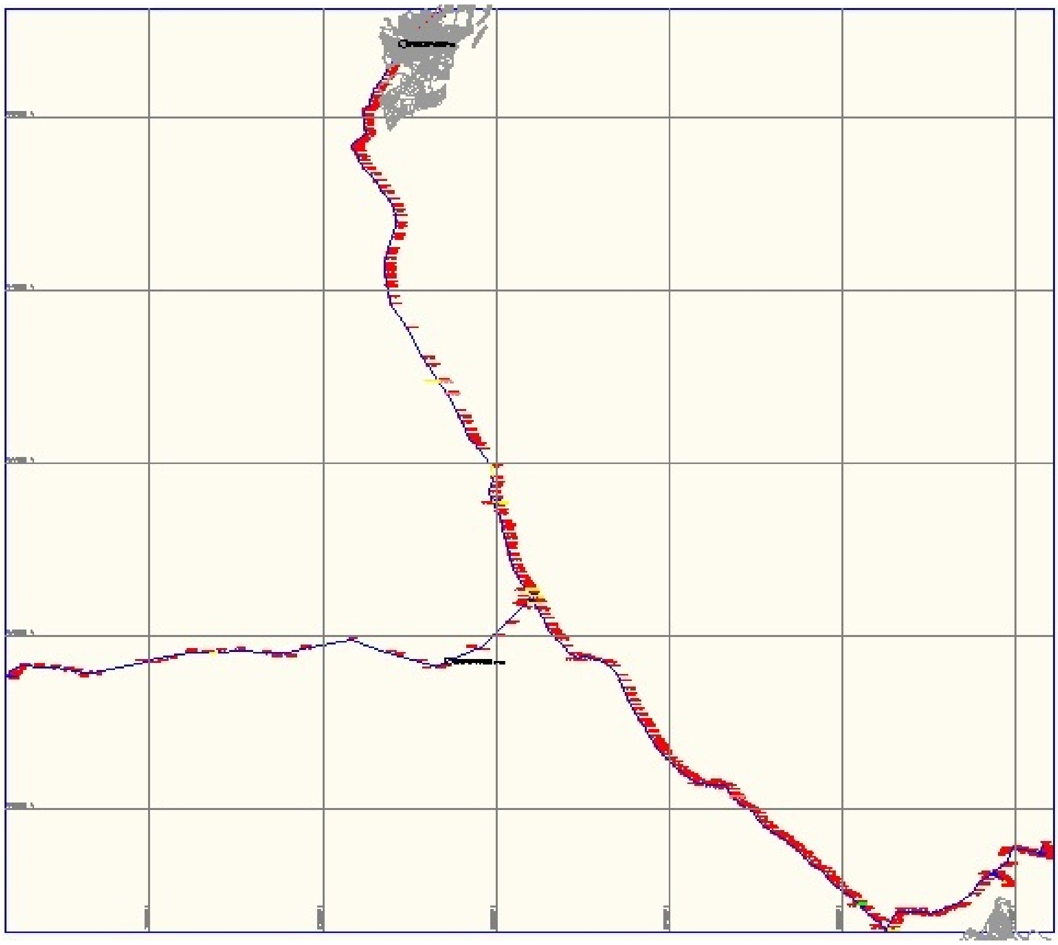


FIGURA A.7.: Circuito de distribución rural.

A.2. Circuito urbano

El circuito de distribución urbano está ubicado en una zona bastante plana. Consta de 88 tramos de líneas trifásicas trifilares con conductores 2/0 ACSR y 4/0 ACSR, en las cuales se cuenta con 3 configuraciones diferentes, las cuales se muestran en las Figuras A.8 a A.10 y cuyas distancias están dadas en metros (m).

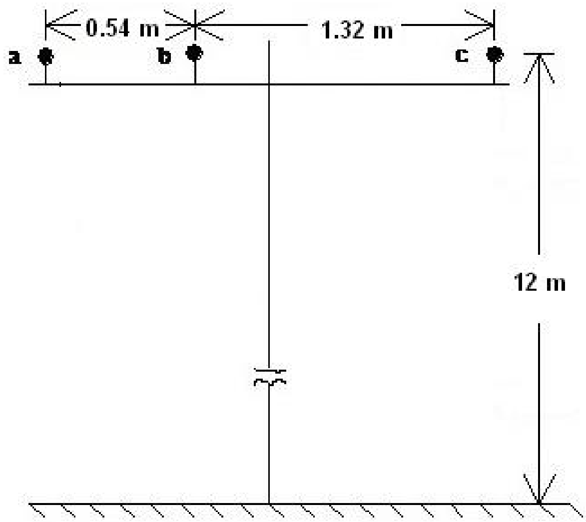


FIGURA A.8.: Configuración de línea horizontal de paso.

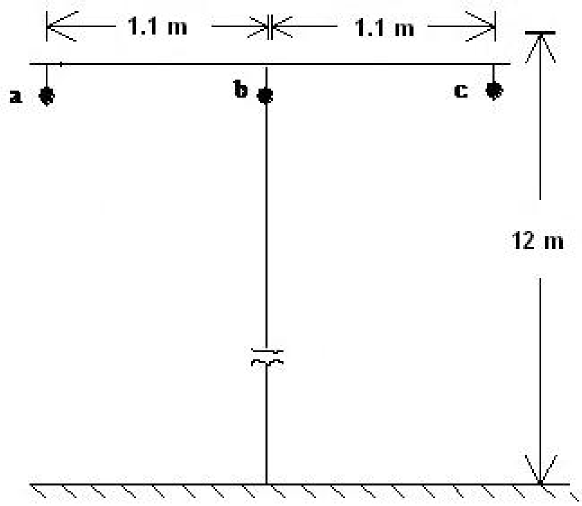


FIGURA A.9.: Configuración de línea horizontal en suspensión.

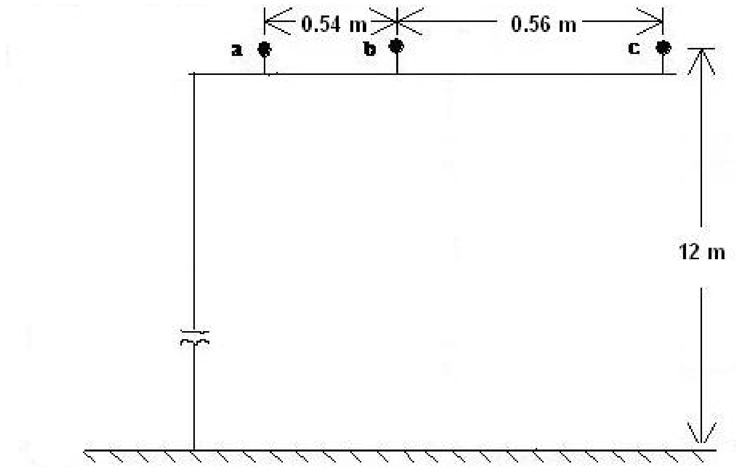


FIGURA A.10.: Configuración de línea horizontal en bandera.

Además el circuito consta de dos tramos de red subterránea, uno ubicado a la salida de la subestación y otro en el centro del circuito, ambos tramos con conductor calibre 4/0 XLPE.

La topología del circuito se puede observar en la Figura A.11.

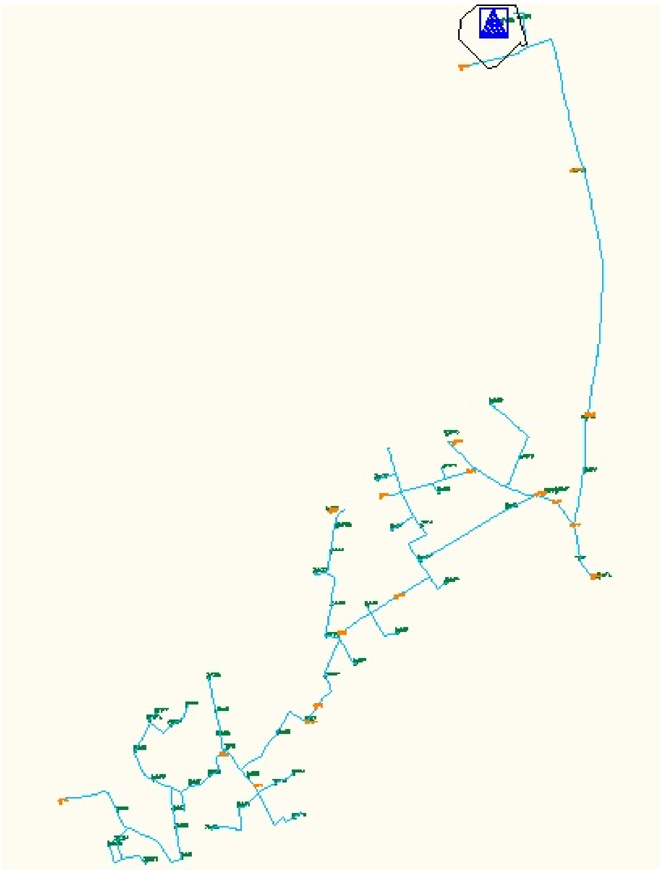


FIGURA A.11.: Circuito de distribución urbano.

A.3. Circuito de SaskPower

El sistema de 25 kV que se muestra en la Figura A.12 posee un único alimentador principal, laterales trifásicos y cargas trifásicas y monofásicas. Está compuesto por 21 nodos, entre los nodos 1 y 11 existen 37 km de longitud. Se instalaron cargas de diferentes tipos en los nodos del sistema excepto en los nodos 3, 4, 5,10 y 20. Los nodos 3, 4 y 5 forman parte de una sección de 16 km. El nodo 20 divide en dos secciones la sección entre 18 y 21. El nodo 10 es la unión de dos secciones de diferente tipo de conductor. En la Figura A.13, se muestra el circuito equivalente montado en ATPDraw. Para los detalles del sistema de distribución, diríjase al trabajo original, disponible en línea el 15 de Junio en http://library2.usask.ca/theses/available/etd-10212004-001150/unrestricted/NQ27401.pd

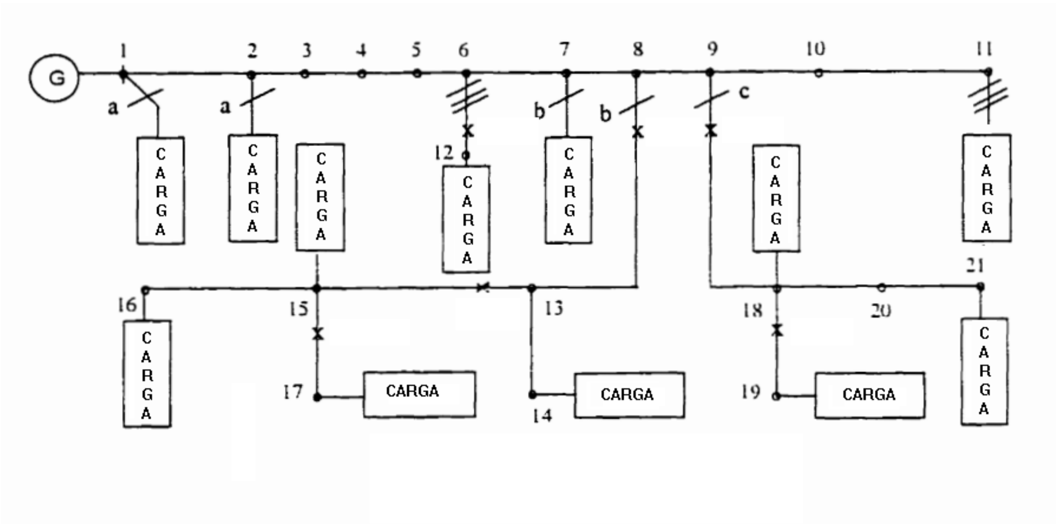


FIGURA A.12.: Circuito de SaskPower de 25kV. Adaptada de (Das, 1998).

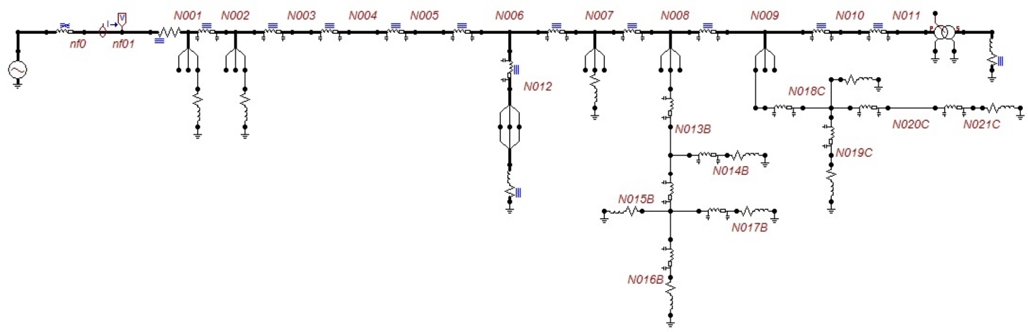


FIGURA A.13.: Circuito de SaskPower de 25kV montado en ATPDraw.

A.4. Circuito para análisis de sensibilidad

El circuito utilizado para realizar análisis de sensibilidad, tal como se vería en ATPDraw, se muestra en la Figura A.14. Los parámetros del mismo se muestran el las Tablas A.1 y A.2.

TABLA A.1.: Parámetros del circuito de prueba para análisis de sensibilidad.

Elemento	*Valor del parámetro*
Fuente trifásica balanceada	28169,132 V
Z_{th}	$1 + j12\ \Omega/\text{fase}$
Carga balanceada	$376,123 + j123{,}851\ \Omega/\text{fase}$
Carga desbalanceada Fase a	$376,123 + j123{,}851\ \Omega$
Carga desbalanceada Fase b	$476{,}123 + j163{,}851\ \Omega$
Carga desbalanceada Fase c	$276{,}123 + j83{,}851\ \Omega$

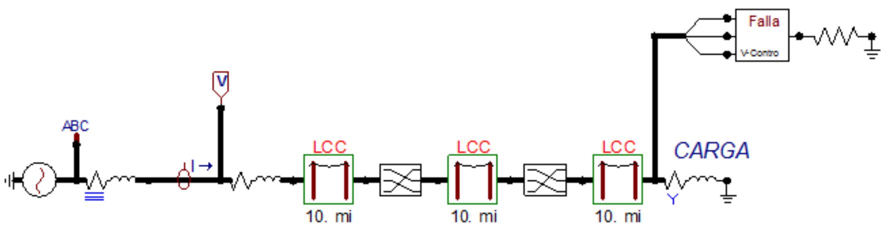


FIGURA A.14.: Circuito prueba para análisis de sensibilidad en ATPDraw.

TABLA A.2.: Parámetros de las líneas del circuito de prueba para análisis de sensibilidad.

Resistencia $[\Omega/km]$	*Reactancia* $[\Omega/km]$	*Radio Conductor* $[mm]$	*Distancia entre condutores* $[m]$	*Altura de la torre* $[m]$
Fuente trifásica balanceada	28169,132 V	6,52526	3,048	13,716
Configuración	Horizontal simétrica (Ver Figura A.9)		*Resistividad del terreno* $[\Omega m]$	100

A continuación se adjunta el código fuente a partir del cual se realizaron los análisis de sensibilidad. El comando `< TO SUPPORTING PROGRAM (NEXT) > /OUTPUT` es el que permite realizar cambios de parámetros de las líneas de transmisión sin mayores inconvenientes. Esta se considera la base para el desarrollo de una herramienta para el análisis de sensibilidad de sistemas de ditribución en ATP.

```
BEGIN NEW DATA CASE
C --------------------------------------------------------
C Generated by ATPDRAW mayo, lunes 31, 2010
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Høidalen at SEfAS/NTNU - NORWAY 1994-2008
C --------------------------------------------------------
POWER FREQUENCY 60.
C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >
.001041 .25 60. 60.
500 1 1 1 1 0 0 1 0
C /REQUEST
C --------------------------------------- MAXKNT IOPCVP NOSTAT
C POCKET CALCULATOR VARIES PARAMETERS 1000 1 0
C $PARAMETER
C VARIABLE = KNT
C BLANK $PARAMETER
/BRANCH
< TO SUPPORTING PROGRAM (NEXT) > /OUTPUT
C Línea de N001 a N002
$INCLUDE, T001.dat
C Línea de N002 a N003
```

```
$INCLUDE, T002.dat
C Línea de N003 a N004
$INCLUDE, T003.dat
BLANK LINE CONSTANTS
$INSERT, T001.pch
$INSERT, T002.pch
$INSERT, T003.pch
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >< >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B >< Lenght ><><>0
$VINTAGE,1
FUENTANF0A 1. 12. 0
FUENTBNF0B 1. 12. 0
FUENTCNF0C 1. 12. 0
NF01A N001A .001 .001 0
NF01B N001B .001 .001 0
NF01C N001C .001 .001 0
C --------------------------------------------------------------------
C Balanceado
N004A 376.123 123.851 0
N004B 376.123 123.851 0
N004C 376.123 123.851 0
C --------------------------------------------------------------------
C Desbalanceado
C N004A 376.123 123.851 0
C N004B 476.123 163.851 0
C N004C 276.123 83.851 0
C --------------------------------------------------------------------
N004A .001 0
N004B .001 0
N004C .001 0
$VINTAGE,0
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
NF0A NF01A MEASURING 1
NF0B NF01B MEASURING 1
NF0C NF01C MEASURING 1
/SOURCE
```

```
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14FUENTA 0 28169.132 60. -1. 1.E3
14FUENTB 0 28169.132 60. -120. -1. 1.E3
14FUENTC 0 28169.132 60. 120. -1. 1.E3
/OUTPUT
NF01A NF01B NF01C
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```

Los respectivos archivos *.dat con los datos de las líneas de transmisión son, para la línea uno:

```
LINE CONSTANTS
$UNITS, 60., 60.
BRANCH N001A N002A N001B N002B N001C N002C
$ERASE
ENGLISH
1 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 -10. 45. 45.
2 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 0. 45. 45.
3 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 10. 45. 45.
BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
100. 60. 000101 101000 0 10. 44
$PUNCH, T001.pch
BLANK FREQUENCY
$CLOSE, UNIT=7 STATUS=KEEP
```

Para la línea dos:

```
LINE CONSTANTS
$UNITS, 60., 60.
BRANCH N002A N003A N002B N003B N002C N003C
$ERASE
ENGLISH
1 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 -10. 45. 45.
```

```
2 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 0. 45. 45.
3 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 10. 45. 45.
BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
100. 60. 000101 101000 0 10. 44
$PUNCH, T002.pch
BLANK FREQUENCY
$CLOSE, UNIT=7 STATUS=KEEP
```

Para la línea tres:

```
LINE CONSTANTS
$UNITS, 60., 60.
BRANCH N003A N004A N003B N004B N003C N004C
$ERASE
ENGLISH
1 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 -10. 45. 45.
2 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 0. 45. 45.
3 0.0 0.278 0 0.498 0.5138 10. 45. 45.
BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS
100. 60. 000101 101000 0 10. 44
$PUNCH, T003.pch
BLANK FREQUENCY
$CLOSE, UNIT=7 STATUS=KEEP
```

Anexo B

Algoritmo de evaluación de errores en la impedancia bruta

A continuación se expone el código en MatLab® creado para realizar la contabilización de los errores cometidos al estimar la impedancia propia como la impedancia bruta.

```
function Transformaciones
%% Prueba transformaciones
%% Parametros
% Matriz de impedancia ------------------------------------------
clear all; clc;
ZL = zeros(3,3);
ZL(1,1) = (14.932) +1j*(58.376);
ZL(2,1) = (3.8120) +1j*(27.332);
ZL(2,2) = (14.932) +1j*(58.376);
ZL(3,1) = (3.8120) +1j*(23.968);
ZL(3,2) = (3.8120) +1j*(27.332);
ZL(3,3) = (14.932) +1j*(58.376);
for ff = 1:3
for cc = 2:3
if ff ~= cc
ZL(ff,cc) = ZL(cc,ff);
end
end
end
% Carga desbalanceada
Zc = diag([(5.3+1j*1.8)*1.25 ...
(5.3+1j*1.8)*0.83 ...
```

```
(5.3+1j*1.8)*1 ...
]*100);
% Carga balanceada
% Zc = diag([5.3+1j*1.8 2.2+1j*1.7 3.4+1j*2.1]*100);
% Fortescue -----------------------------------------------------
% h = 1 para la transformación normal
% h = sqrt(3) para la transformación sin variación de potencia
h = sqrt(3);
a = exp(1j*2*pi/3);
% Vabc = F*V012
F = (1/h)*[1 1 1;1 a^2 a;1 a a^2];
invF = F^(-1);
% Clarke --------------------------------------------------------
c1 = 1/sqrt(2);
% V0ab = Clrk*Vabc
Clrk = sqrt(2/3)*[c1 c1 c1;1 -0.5 -0.5; 0 0.5*h -0.5*h];
invClrk = Clrk^(-1);
% -------------------------------------------------------------
% Corrientes y tensiones de prueba -----------------------------
sg2rad = pi/180;
delta1 = 3*sg2rad;
delta2 = -121*sg2rad;
delta3 = 118*sg2rad;
Vabc = 69e3*[0.88*exp(1j*delta1);
             1.12*exp(1j*delta2);
             0.95*exp(1j*delta3)];
ZT = ZL +Zc;
Iabc = ZT\Vabc;
Fallas = {'AT','BT','CT','AB','BC',...
'CA','ABT','BCT','CAT','ABCT'};
numFallas = length(Fallas);
%% Pruebas
% Elija el valor de la variable componente
% 1. Fases
% 2. Fortescue
% 3. E.Clarke
componente = 1;
```

```
if componente == 1
    COMP = eye(3,3); invCOMP = eye(3,3);
    titulo = 'Componentes abc, componente';
elseif componente == 2
    COMP = invF; invCOMP = F;
    titulo = 'Componentes 012, componente';
elseif componente == 3
    COMP = Clrk; invCOMP = invClrk;
    titulo = 'Componentes 0 \alpha \beta, componente';
else
    COMP = eye(3,3); invCOMP = eye(3,3);
end
Vcomp = COMP*Vabc;
plotError = zeros(numFallas,3,3);
for kkk = 1:3% Número de componentes
    for kk = 1:numFallas
        Rf = 300;% 60% de la carga más alta
        ZTf = mFalla(Zc,Rf,Fallas{kk});
        ZTf = ZL +ZTf;
        Zcomp = COMP*ZT*invCOMP;
        Zcompf = COMP*ZTf*invCOMP;
        Icomp = Zcomp\Vcomp;
        Icompf = Zcompf\Vcomp;
        error = caError(Icomp,Icompf,Vcomp,Zcompf,kkk);
        plotError(kk,:,kkk) = error;
    end
end
% Quita el fondo y define tipo de letra
figure1 = figure('InvertHardcopy','off',...
'Color',[1 1 1],'Pointer','circle');
tipoFuente = 'Palatino Linotype';
% Cuadra los ejes
axes1 = axes('FontSize',12,...
```

```
'FontName',tipoFuente);
for kkk = 1:3
    subplot(3,1,kkk)
    bar(abs(plotError(:,2:3,kkk))); colormap autumn;
    hold on;
    plot1 = plot(1*plotError(:,1,kkk),'b');
    set(plot1,'LineWidth',2);
    grid on;
    set(gca,'Ytick',[5:5:30 40:10:100],'Xticklabel',Fallas);
    legend('Resistencia','Reactancia');
    ylim([0 5]);
    % Cuadra las descripciones
    xlabel('',....
    'FontName',tipoFuente,...
    'FontSize',10);
    if kkk == 2

        ylabel('Error en% (Barras) y Razón entre Ifalla/Inom (Curva)',...
        'FontName',tipoFuente,...
        'FontSize',10);
    end
    set(gca,'FontName',tipoFuente,...
    'FontSize',9);
    title([titulo ' ' num2str(kkk)]);
end
function error = caError(Inom,Ifalla,Vfalla,Zfalla,comp)
    if comp == 1
        comp1 = 2; comp2 = 3;
    elseif comp == 2
        comp1 = 1; comp2 = 3;
    else
        comp1 = 1; comp2 = 2;
    end
    porIfalla = abs(Ifalla(comp))/abs(Inom(comp));
    Zz = Vfalla(comp)/Ifalla(comp)...
```

```
    -Zfalla(comp,comp1)*Ifalla(comp1)/Ifalla(comp)...
    -Zfalla(comp,comp2)*Ifalla(comp2)/Ifalla(comp);
    deltaR = 100*real(Zfalla(comp,comp)-Zz)/real(Zfalla(comp,comp));
    deltaX = 100*imag(Zfalla(comp,comp)-Zz)/imag(Zfalla(comp,comp));
    error = [porIfalla deltaR deltaX];
end
function ZF = mFalla(ZG,Rf,tipo)
    switch tipo
        case 'AT'
            Zd = ZG(1,1)+Rf;
            Zcols = ZG(:,1);
            Zfils = ZG(1,:);
            ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        case 'BT'
            Zd = ZG(2,2)+Rf;
            Zcols = ZG(:,2);
            Zfils = ZG(2,:);
            ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        case 'CT'
            Zd = ZG(3,3)+Rf;
            Zcols = ZG(:,3);
            Zfils = ZG(3,:);
            ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        case 'AB'
            Zd = ZG(1,1)+ZG(2,2)-ZG(1,2)-ZG(2,1)+Rf;
            Zcols = ZG(:,1)-ZG(:,2);
            Zfils = ZG(1,:)-ZG(2,:);
            ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        case 'BC'
            Zd = ZG(2,2)+ZG(3,3)-ZG(2,3)-ZG(3,2)+Rf;
            Zcols = ZG(:,2)-ZG(:,3);
            Zfils = ZG(2,:)-ZG(3,:);
            ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        case 'CA'
```

```
        Zd = ZG(3,3)+ZG(1,1)-ZG(3,1)-ZG(1,3)+Rf;
        Zcols = ZG(:,3)-ZG(:,1);
        Zfils = ZG(3,:)-ZG(1,:);
        ZF = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
    case 'ABT'
        for ii = 1:2
          Zd = ZG(ii,ii)+Rf;
          Zcols = ZG(:,ii);
          Zfils = ZG(ii,:);
          ZG = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        end
        ZF = ZG ;
    case 'BCT'
        for ii = 2:3
          Zd = ZG(ii,ii)+Rf;
          Zcols = ZG(:,ii);
          Zfils = ZG(ii,:);
          ZG = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        end
        ZF = ZG;
    case 'CAT'
        for ii = [1 3]
          Zd = ZG(ii,ii)+Rf;
          Zcols = ZG(:,ii);
          Zfils = ZG(ii,:);
          ZG = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        end
        ZF = ZG;
    case 'ABCT'
        for ii = 1:3
          Zd = ZG(ii,ii)+Rf;
          Zcols = ZG(:,ii);
          Zfils = ZG(ii,:);
          ZG = ZG - Zcols*(1/Zd)*Zfils;
        end
        ZF = ZG;
```

```
            otherwise
                ZF = ZG;
            end
        end
    end
```

Anexo C

Datos tabulados

A continuación se adjuntan los datos de algunas de las gráficas que se encuentran en el libro y de las comparaciones hechas. Las tablas con los datos se encuentran ordenadas por capítulo.

C.1. Identificación de modelos

TABLA C.1.: Transformación de parámetros: Modelo exponencial a modelo polinomial. La potencia activa nominal es de 7 W y se ha expandido la serie alrededor de 1 $V_{p.u.}$. Ver Figura 1.19.

Tensión en p.u.	*np = 1,5 - Exp.*	*np = 0,5 - Pol.*	*np = 0,5 - Exp.*	*np = 0,5 - Pol.*
0	0	-0.875	0	2.625
0.025	0.02767	-0.74211	1.1068	2.7557
0.05	0.078262	-0.60594	1.5652	2.8853
0.075	0.14378	-0.46648	1.917	3.0138
0.1	0.22136	-0.32375	2.2136	3.1413
0.125	0.30936	-0.17773	2.4749	3.2676
0.15	0.40666	-0.028438	2.7111	3.3928
0.175	0.51245	0.12414	2.9283	3.517
0.2	0.6261	0.28	3.1305	3.64
0.225	0.74709	0.43914	3.3204	3.762
0.25	0.875	0.60156	3.5	3.8828
0.275	1.0095	0.76727	3.6708	4.0026
0.3	1.1502	0.93625	3.8341	4.1212
0.325	1.2969	1.1085	3.9906	4.2388
0.35	1.4494	1.2841	4.1413	4.3553
0.375	1.6075	1.4629	4.2866	4.4707
0.4	1.7709	1.645	4.4272	4.585
0.425	1.9395	1.8304	4.5634	4.6982
0.45	2.1131	2.0191	4.6957	4.8103
0.475	2.2916	2.211	4.8244	4.9213
0.5	2.4749	2.4063	4.9497	5.0313
0.525	2.6628	2.6048	5.072	5.1401
0.55	2.8552	2.8066	5.1913	5.2478
0.575	3.0521	3.0116	5.308	5.3545
0.6	3.2533	3.22	5.4222	5.46
0.625	3.4587	3.4316	5.534	5.5645
0.65	3.6683	3.6466	5.6436	5.6678
0.675	3.882	3.8648	5.7511	5.7701
0.7	4.0996	4.0862	5.8566	5.8712
0.725	4.3212	4.311	5.9603	5.9713
0.75	4.5466	4.5391	6.0622	6.0703
0.775	4.7758	4.7704	6.1624	6.1682
0.8	5.0088	5.005	6.261	6.265
0.825	5.2454	5.2429	6.3581	6.3607
0.85	5.4856	5.4841	6.4537	6.4553
0.875	5.7294	5.7285	6.5479	6.5488
0.9	5.9767	5.9763	6.6408	6.6412
0.925	6.2275	6.2273	6.7324	6.7326
0.95	6.4816	6.4816	6.8228	6.8228
0.975	6.7391	6.7391	6.9119	6.912

TABLA C.2.: Transformación de parámetros: Modelo polinomial a modelo exponencial. La potencia activa nominal es de 7 W, la tensión nominal de referencia es 1 y $a_0 \approx 0$, $a_1 = 0,5$ y $a_2 = 0,5$. Ver Figura 1.20.

Tensión en p.u.	*Exponencial*	*Polinomial*
0	0	7e-012
0.025	0.014962	0.089688
0.05	0.047502	0.18375
0.075	0.093368	0.28219
0.1	0.15081	0.385
0.125	0.21875	0.49219
0.15	0.29643	0.60375
0.175	0.38326	0.71969
0.2	0.47879	0.84
0.225	0.58264	0.96469
0.25	0.69449	1.0938
0.275	0.81405	1.2272
0.3	0.94109	1.365
0.325	1.0754	1.5072
0.35	1.2168	1.6538
0.375	1.3651	1.8047
0.4	1.5201	1.96
0.425	1.6817	2.1197
0.45	1.8498	2.2838
0.475	2.0242	2.4522
0.5	2.2049	2.625
0.525	2.3916	2.8022
0.55	2.5845	2.9838
0.575	2.7832	3.1697
0.6	2.9878	3.36
0.625	3.1981	3.5547
0.65	3.4142	3.7538
0.675	3.6358	3.9572
0.7	3.863	4.165
0.725	4.0957	4.3772
0.75	4.3338	4.5938
0.775	4.5772	4.8147
0.8	4.8259	5.04
0.825	5.0799	5.2697
0.85	5.339	5.5038
0.875	5.6033	5.7422
0.9	5.8727	5.985
0.925	6.1471	6.2322
0.95	6.4264	6.4838
0.975	6.7108	6.7397

C.2. Análisis de sensibilidad

C.2.1. Líneas de transmisión

TABLA C.3.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta de fase (de la fase fallada) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla monofásica a tierra en la fase a y para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Ver Figura 2.6.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.7142	-1.5516	-2.5314	-3.1836	-3.6314
20	-0.5034	-1.0934	-1.7828	-2.2408	-2.5544
30	-0.3781	-0.82108	-1.3384	-1.6817	-1.9162
40	-0.28849	-0.6264	-1.0208	-1.2823	-1.4607
50	-0.21862	-0.47466	-0.77339	-0.9713	-1.1062
60	-0.16134	-0.35026	-0.57062	-0.71651	-0.81587
70	-0.11278	-0.24482	-0.39878	-0.50067	-0.57001
80	-0.070619	-0.15329	-0.24967	-0.31342	-0.35677
90	-0.033372	-0.072431	-0.11796	-0.14806	-0.16852
100	0	0	0	0	0
200	0.22051	0.47845	0.77864	0.97658	1.1106
300	0.35014	0.75958	1.2357	1.5492	1.7609
400	0.44234	0.95947	1.5605	1.9557	2.2224
500	0.51396	1.1147	1.8126	2.2712	2.5801
600	0.57255	1.2417	2.0186	2.5289	2.8723
700	0.62212	1.3491	2.1929	2.7468	3.1193
800	0.66508	1.4421	2.3439	2.9356	3.3331
900	0.703	1.5243	2.4772	3.102	3.5216
1000	0.73693	1.5978	2.5963	3.2509	3.6901

TABLA C.4.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta entre fases (de las fases falladas) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla bifásica a tierra entre las fases a y b, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Ver Figura 2.7.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.00093072	-0.002217	-0.0041065	-0.0058049	-0.0073167
20	-0.0006499	-0.0015437	-0.0028461	-0.0040122	-0.0050439
30	-0.00048609	-0.001152	-0.0021188	-0.0029823	-0.0037449
40	-0.00036845	-0.00087606	-0.0016069	-0.00226	-0.0028334
50	-0.0002782	-0.0006625	-0.0012143	-0.0017047	-0.0021351
60	-0.000207	-0.00048807	-0.00089459	-0.0012533	-0.0015652
70	-0.00014323	-0.00034057	-0.0006225	-0.00087021	-0.0010919
80	-8.7958e-005	-0.00021287	-0.00038861	-0.00054464	-0.00068045
90	-4.1281e-005	-0.00010023	-0.00018473	-0.00025792	-0.00032133
100	0	0	0	0	0
200	0.00028243	0.00065933	0.0011988	0.0016665	0.0020806
300	0.00044747	0.0010422	0.0018908	0.0026258	0.0032727
400	0.0005652	0.001314	0.0023783	0.0032973	0.004103
500	0.00065358	0.0015232	0.0027563	0.003816	0.0047422
600	0.00072912	0.0016956	0.003062	0.0042336	0.0052604
700	0.00079086	0.0018401	0.0033194	0.0045887	0.005693
800	0.00084358	0.001965	0.0035448	0.0048903	0.006066
900	0.00089232	0.0020755	0.0037387	0.0051566	0.0063936
1000	0.00093503	0.0021742	0.0039122	0.0053967	0.0066869

Tabla C.5.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta de la fase a debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Ver Figura 2.9.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.0021583	-0.0049031	-0.0086721	-0.0116	-0.014013
20	-0.0013926	-0.0031652	-0.0056228	-0.0075413	-0.0091324
30	-0.00099991	-0.0022766	-0.004058	-0.0054489	-0.0066053
40	-0.00074253	-0.0016904	-0.003019	-0.0040549	-0.0049236
50	-0.00055181	-0.0012547	-0.0022472	-0.0030208	-0.0036709
60	-0.00040059	-0.00091232	-0.0016357	-0.0021993	-0.0026756
70	-0.00027561	-0.00063069	-0.0011305	-0.0015236	-0.0018515
80	-0.00017098	-0.00039124	-0.00070209	-0.00094343	-0.0011498
90	-8.0516e-005	-0.00018146	-0.00033075	-0.00044314	-0.00054303
100	0	0	0	0	0
200	0.00050425	0.0011539	0.0020868	0.002822	0.0034299
300	0.00078167	0.0017987	0.0032575	0.0044122	0.0053649
400	0.00097385	0.0022427	0.0040701	0.0055224	0.0067182
500	0.0011233	0.0025856	0.0046947	0.0063687	0.0077525
600	0.0012416	0.002864	0.0052002	0.0070601	0.0085956
700	0.0013392	0.0030941	0.0056276	0.0076415	0.0093007
800	0.0014276	0.0032964	0.005995	0.0081431	0.0099139
900	0.0015009	0.0034686	0.0063139	0.0085809	0.010455
1000	0.0015664	0.0036254	0.0066029	0.0089754	0.010932

TABLA C.6.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta de la fase b debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Ver Figura 2.9.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	0.013288	0.029312	0.049018	0.063114	0.073703
20	0.0093153	0.020468	0.034067	0.043693	0.050872
30	0.0069741	0.015292	0.025381	0.032481	0.037755
40	0.005311	0.011629	0.019256	0.024605	0.028565
50	0.0040207	0.0087877	0.01453	0.018544	0.02151
60	0.0029635	0.0064719	0.010686	0.013624	0.015791
70	0.0020692	0.004514	0.007446	0.0094872	0.010989
80	0.0012947	0.002822	0.0046509	0.0059207	0.0068582
90	0.00061051	0.0013322	0.0021946	0.002791	0.0032274
100	0	0	0	0	0
200	-0.0040153	-0.0087153	-0.014277	-0.018091	-0.020866
300	-0.0063623	-0.013775	-0.022502	-0.028457	-0.03277
400	-0.008025	-0.017347	-0.028281	-0.035715	-0.041081
500	-0.0093136	-0.020111	-0.032731	-0.041289	-0.047454
600	-0.010365	-0.022358	-0.036345	-0.045806	-0.05261
700	-0.011252	-0.024251	-0.039383	-0.049601	-0.056935
800	-0.012022	-0.025887	-0.042007	-0.052869	-0.060654
900	-0.0127	-0.02733	-0.04431	-0.055739	-0.063918
1000	-0.013305	-0.028617	-0.046366	-0.058292	-0.066821

TABLA C.7.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta de la fase c debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas). Ver Figura 2.9.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.012675	-0.028191	-0.047519	-0.061603	-0.07229
20	-0.0089837	-0.019898	-0.033339	-0.043028	-0.050319
30	-0.006765	-0.014941	-0.024951	-0.032119	-0.037484
40	-0.0051697	-0.011397	-0.018983	-0.024389	-0.028425
50	-0.0039196	-0.0086322	-0.014351	-0.018412	-0.021435
60	-0.002896	-0.0063675	-0.01057	-0.013545	-0.015754
70	-0.0020239	-0.0044472	-0.0073735	-0.0094407	-0.010974
80	-0.0012693	-0.0027847	-0.0046106	-0.0058945	-0.006849
90	-0.00059862	-0.0013158	-0.0021773	-0.0027784	-0.00323
100	0	0	0	0	0
200	0.003963	0.0086471	0.014212	0.018085	0.020912
300	0.0062903	0.013696	0.022438	0.028479	0.032866
400	0.0079487	0.017267	0.028221	0.035758	0.041218
500	0.0092327	0.020029	0.032679	0.041351	0.047616
600	0.010284	0.022282	0.0363	0.045883	0.052796
700	0.011173	0.024181	0.039346	0.049689	0.057138
800	0.011939	0.025823	0.041975	0.052969	0.060872
900	0.012618	0.02727	0.044285	0.055846	0.064147
1000	0.013223	0.028562	0.046343	0.058408	0.067057

TABLA C.8.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta de fase (de la fase fallada) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla monofásica a tierra en la fase a, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado. Ver Figura 2.11.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.0049304	-0.015076	-0.038118	-0.066865	-0.09993
20	-0.0033427	-0.010348	-0.026439	-0.046636	-0.069908
30	-0.0024621	-0.0076699	-0.019714	-0.034875	-0.052354
40	-0.0018559	-0.0058039	-0.014975	-0.026544	-0.039884
50	-0.0013949	-0.0043752	-0.011315	-0.020086	-0.0302
60	-0.0010211	-0.0032148	-0.0083326	-0.014808	-0.022274
70	-0.00070889	-0.0022384	-0.005814	-0.010343	-0.015564
80	-0.00044216	-0.0013969	-0.0036362	-0.0064728	-0.0097442
90	-0.00020844	-0.00065775	-0.0017159	-0.0030582	-0.0046041
100	0	0	0	0	0
200	0.0013449	0.0043005	0.011287	0.020185	0.030443
300	0.0021131	0.006794	0.017902	0.032067	0.048395
400	0.0026519	0.0085585	0.022609	0.040539	0.061202
500	0.0030667	0.0099265	0.026268	0.047135	0.07118
600	0.0034077	0.011043	0.029264	0.052544	0.079362
700	0.0036921	0.011988	0.031803	0.05713	0.086301
800	0.0039388	0.012805	0.034005	0.061113	0.092327
900	0.0041576	0.013528	0.035953	0.064633	0.097657
1000	0.0043496	0.014174	0.037697	0.06779	0.10243

TABLA C.9.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta entre fases (de las fases falladas) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla bifásica a tierra en las fases a y b, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado. Ver Figura 2.12.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.0078789	-0.020862	-0.044797	-0.07038	-0.096626
20	-0.0054823	-0.014557	-0.03134	-0.049328	-0.067766
30	-0.0040914	-0.01088	-0.023458	-0.036958	-0.050786
40	-0.0031108	-0.0082766	-0.017861	-0.028158	-0.038699
50	-0.0023495	-0.0062586	-0.013517	-0.021318	-0.029302
60	-0.0017309	-0.0046116	-0.0099653	-0.015722	-0.021613
70	-0.0012069	-0.0032174	-0.006958	-0.010983	-0.0151
80	-0.00075587	-0.0020131	-0.0043547	-0.0068761	-0.0094531
90	-0.00035545	-0.0009506	-0.0020565	-0.0032481	-0.0044659
100	0	0	0	0	0
200	0.0023401	0.0062546	0.01356	0.021431	0.02947
300	0.0037036	0.0099133	0.021514	0.03402	0.046785
400	0.0046696	0.012509	0.02717	0.042975	0.059099
500	0.0054182	0.014525	0.031563	0.049935	0.068671
600	0.0060298	0.016173	0.035155	0.055631	0.076502
700	0.006548	0.017565	0.038197	0.060453	0.083133
800	0.0069958	0.018772	0.040834	0.064634	0.088882
900	0.0073901	0.019839	0.043164	0.068326	0.093957
1000	0.0077437	0.020792	0.045248	0.07163	0.0985

TABLA C.10.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta entre fases (ab) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado. Ver Figura 2.13.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	0.038038	0.082626	0.12884	0.14739	0.14567
20	0.026996	0.058536	0.090966	0.10369	0.10204
30	0.020345	0.044057	0.068312	0.077674	0.076216
40	0.015553	0.033652	0.05209	0.059121	0.057882
50	0.011804	0.02552	0.039449	0.044707	0.043688
60	0.0087199	0.018842	0.029094	0.032927	0.032129
70	0.006098	0.013175	0.020324	0.022974	0.022386
80	0.0038241	0.0082499	0.012717	0.014364	0.013979
90	0.0018085	0.0038998	0.0060046	0.0067764	0.0065896
100	0	0	0	0	0
200	-0.011982	-0.025772	-0.03947	-0.044267	-0.042701
300	-0.019048	-0.040906	-0.062462	-0.069819	-0.067074
400	-0.024078	-0.051652	-0.078705	-0.08776	-0.084054
500	-0.027988	-0.059989	-0.091252	-0.10156	-0.097035
600	-0.031188	-0.066798	-0.10147	-0.11275	-0.10751
700	-0.033896	-0.07255	-0.11008	-0.12215	-0.11628
800	-0.036243	-0.077534	-0.11752	-0.13025	-0.12381
900	-0.038314	-0.081925	-0.12406	-0.13736	-0.13039
1000	-0.040167	-0.085853	-0.1299	-0.14368	-0.13624

TABLA C.11.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta entre fases (bc) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado. Ver Figura 2.13.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.092909	-0.23105	-0.44897	-0.64224	-0.8059
20	-0.065161	-0.1622	-0.31538	-0.45108	-0.56565
30	-0.048821	-0.12159	-0.23649	-0.33819	-0.4239
40	-0.037191	-0.092662	-0.18025	-0.25773	-0.32293
50	-0.028153	-0.070164	-0.1365	-0.19515	-0.24445
60	-0.020758	-0.051745	-0.10068	-0.14392	-0.18023
70	-0.014503	-0.036152	-0.070345	-0.10055	-0.12588
80	-0.0090748	-0.022629	-0.044032	-0.06293	-0.078775
90	-0.0042873	-0.010688	-0.020801	-0.029725	-0.037201
100	0	0	0	0	0
200	0.028251	0.070494	0.13721	0.19594	0.24492
300	0.044808	0.11185	0.21772	0.31078	0.38819
400	0.056566	0.14125	0.27493	0.39232	0.48979
500	0.065698	0.16407	0.31935	0.45559	0.56855
600	0.073162	0.18273	0.35567	0.50729	0.63285
700	0.079474	0.19852	0.38639	0.55101	0.68719
800	0.084944	0.21221	0.41301	0.58888	0.73423
900	0.089768	0.22428	0.43651	0.62228	0.7757
1000	0.094088	0.23509	0.45753	0.65216	0.81278

TABLA C.12.: Variación en la magnitud de la impedancia bruta entre fases (ca) debido a la variación de la resistividad del terreno para una falla trifásica a tierra, para varias longitudes del tramo de línea a la cual se le está realizando el cambio en la resistividad (2, 5, 10, 15 y 20 millas) y el sistema desbalanceado. Ver Figura 2.13.

Resistividad [Ωm]	*2 millas*	*5 millas*	*10 millas*	*15 millas*	*20 millas*
10	-0.090302	-0.21373	-0.38435	-0.51075	-0.5966
20	-0.063614	-0.15053	-0.27043	-0.35881	-0.41831
30	-0.047766	-0.11301	-0.20289	-0.26893	-0.31314
40	-0.036437	-0.086199	-0.15468	-0.20487	-0.23833
50	-0.027609	-0.065309	-0.11714	-0.15506	-0.18026
60	-0.020371	-0.048186	-0.0864	-0.11431	-0.13281
70	-0.014241	-0.033676	-0.060364	-0.079834	-0.0927
80	-0.0089148	-0.021085	-0.037784	-0.04995	-0.057974
90	-0.0042138	-0.0099606	-0.017848	-0.023587	-0.027363
100	0	0	0	0	0
200	0.02783	0.065763	0.11762	0.15508	0.17941
300	0.04418	0.10437	0.18651	0.24559	0.2837
400	0.055807	0.13181	0.23538	0.30966	0.35732
500	0.06484	0.15311	0.27327	0.35925	0.41419
600	0.072226	0.17053	0.30422	0.39969	0.4605
700	0.078474	0.18526	0.33037	0.43383	0.49953
800	0.083892	0.19802	0.35301	0.46336	0.53325
900	0.08867	0.20928	0.37297	0.48937	0.56292
1000	0.092946	0.21935	0.39082	0.51261	0.58941

TABLA C.13.: Errores cometidos al considerar la longitud del conductor como la longitud del vano. Cada curva representa una longitud dada para el vano. Ver Figura 2.3.

Flecha	*Vano 20m*	*Vano 35m*	*Vano 50m*	*Vano 65m*	*Vano 80m*	*Vano 95m*	*Vano 110m*
0.6	0.24	0.078367	0.0384	0.022722	0.015	0.010637	0.0079339
1.2	0.96	0.31347	0.1536	0.090888	0.06	0.042548	0.031736
1.8	2.16	0.70531	0.3456	0.2045	0.135	0.095734	0.071405
2.4	3.84	1.2539	0.6144	0.36355	0.24	0.17019	0.12694
3	6	1.9592	0.96	0.56805	0.375	0.26593	0.19835
3.6	8.64	2.8212	1.3824	0.81799	0.54	0.38294	0.28562
4.2	11.76	3.84	1.8816	1.1134	0.735	0.52122	0.38876
4.8	15.36	5.0155	2.4576	1.4542	0.96	0.68078	0.50777
5.4	19.44	6.3478	3.1104	1.8405	1.215	0.86161	0.64264
6	24	7.8367	3.84	2.2722	1.5	1.0637	0.79339

Tabla C.14.: Errores cometidos al considerar la longitud del conductor como la longitud del vano, en presencia de una diferencia de altitud entre estructuras. Cada curva representa una longitud dada para el vano. Ver Figura 2.4.

Diferencia de altura	*Vano 20m*	*Vano 35m*	*Vano 50m*	*Vano 65m*	*Vano 80m*	*Vano 95m*	*Vano 110m*
1	0.30295	0.22112	0.20318	0.1984	0.19826	0.20038	0.20387
2	0.67795	0.34357	0.26318	0.2339	0.2217	0.21701	0.21627
3	1.3029	0.54765	0.36318	0.29307	0.26076	0.24471	0.23693
4	2.1779	0.83337	0.50318	0.37591	0.31545	0.28349	0.26585
5	3.3029	1.2007	0.68318	0.48242	0.38576	0.33335	0.30304
6	4.6779	1.6497	0.90318	0.6126	0.4717	0.39429	0.3485
7	6.3029	2.1803	1.1632	0.76644	0.57326	0.46631	0.40222
8	8.1779	2.7926	1.4632	0.94396	0.69045	0.54942	0.4642
9	10.3029	3.4864	1.8032	1.1451	0.82326	0.6436	0.53445
10	12.6779	4.2619	2.1832	1.37	0.9717	0.74886	0.61296
11	15.3029	5.1191	2.6032	1.6185	1.1358	0.8652	0.69974
12	18.1779	6.0579	3.0632	1.8907	1.3155	0.99263	0.79478
13	21.3029	7.0783	3.5632	2.1866	1.5108	1.1311	0.89808
14	24.6779	8.1803	4.1032	2.5061	1.7217	1.2807	1.0097
15	28.3029	9.364	4.6832	2.8493	1.9483	1.4414	1.1295
16	32.1779	10.6293	5.3032	3.2161	2.1905	1.6131	1.2576
17	36.3029	11.9762	5.9632	3.6067	2.4483	1.796	1.394
18	40.6779	13.4048	6.6632	4.0209	2.7217	1.9899	1.5386
19	45.3029	14.915	7.4032	4.4588	3.0108	2.1948	1.6915
20	50.1779	16.5068	8.1832	4.9203	3.3155	2.4109	1.8526

C.2.2. Cargas

TABLA C.15.: Magnitud de la impedancia bruta por fase (para la fase fallada), dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla monofásica en la fase a en terminales de la carga. Ver Figura 2.16.

Nivel de carga %	*0,5* Ω	*10* Ω	*20* Ω	*40* Ω
50	-5.6138	-4.9231	-4.748	-5.9555
55	-4.6228	-4.0372	-3.8812	-4.8857
60	-3.7835	-3.2921	-3.1562	-3.9862
65	-3.0664	-2.6595	-2.5434	-3.2219
70	-2.4463	-2.1154	-2.0186	-2.5641
75	-1.9044	-1.6422	-1.5638	-1.992
80	-1.4276	-1.2278	-1.167	-1.4908
85	-1.0063	-0.86334	-0.81923	-1.0495
90	-0.63259	-0.54146	-0.51302	-0.65903
95	-0.29921	-0.25558	-0.24182	-0.31143
100	0	0	0	0
105	0.27023	0.23002	0.21712	0.28078
110	0.51565	0.43828	0.41325	0.53534
115	0.73955	0.62772	0.59129	0.76718
120	0.94456	0.80068	0.75351	0.97909
125	1.1328	0.95905	0.90175	1.1734
130	1.306	1.1044	1.0375	1.3519
135	1.4658	1.2381	1.1622	1.5165
140	1.6136	1.3614	1.277	1.6684
145	1.7506	1.4754	1.3829	1.8092
150	1.8778	1.581	1.4809	1.9399

Tabla C.16.: Magnitud de la impedancia bruta entre fases (para las fases falladas), dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla bifásica en las fases b y c en terminales de la carga. Ver Figura 2.17.

Nivel de carga %	*0,5* Ω	*10* Ω	*20* Ω	*40* Ω
50	0.006543	-0.036592	-0.24881	-1.2329
55	0.0053928	-0.0299	-0.20401	-1.0158
60	0.0044132	-0.024345	-0.16654	-0.83251
65	0.0035697	-0.019654	-0.13473	-0.67576
70	0.0028467	-0.015641	-0.10739	-0.54015
75	0.0022202	-0.012159	-0.083624	-0.42168
80	0.0016756	-0.0091147	-0.062783	-0.31729
85	0.0011904	-0.0064277	-0.044352	-0.22461
90	0.00075615	-0.00404	-0.027943	-0.14178
95	0.00036254	-0.0019089	-0.013243	-0.067312
100	0	0	0	0
105	-0.00033546	0.0017248	0.011991	0.061135
110	-0.0006421	0.0032835	0.022903	0.11691
115	-0.0009251	0.0047072	0.032872	0.16799
120	-0.0011836	0.0060129	0.042014	0.21496
125	-0.0014134	0.0072148	0.050439	0.25829
130	-0.0016283	0.0083247	0.058222	0.29839
135	-0.0018247	0.0093584	0.065434	0.33561
140	-0.0020048	0.010317	0.07214	0.37025
145	-0.0021708	0.01121	0.078389	0.40257
150	-0.0023232	0.012048	0.084224	0.43278

TABLA C.17.: Magnitud de la impedancia bruta entre fases (para las fases ab), dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas traspuestas) para una falla trifásica en terminales de la carga. Ver Figura 2.19.

Nivel de carga %	*0,5* Ω	*10* Ω	*20* Ω	*40* Ω
50	0.02525	-0.23789	-1.2291	-4.2447
55	0.021272	-0.19474	-1.0125	-3.5231
60	0.017761	-0.15874	-0.82972	-2.9056
65	0.01464	-0.12826	-0.6734	-2.3711
70	0.011859	-0.10211	-0.53821	-1.9041
75	0.0093641	-0.079435	-0.42012	-1.4926
80	0.0071178	-0.059588	-0.31609	-1.1271
85	0.0050808	-0.042068	-0.22375	-0.80048
90	0.0032318	-0.026489	-0.14123	-0.50675
95	0.0015455	-0.012549	-0.067051	-0.24121
100	0	0	0	0
105	-0.0014187	0.011357	0.060894	0.22008
110	-0.0027291	0.021683	0.11645	0.4217
115	-0.0039411	0.031111	0.16733	0.60708
120	-0.0050624	0.039755	0.21411	0.7781
125	-0.0061075	0.047708	0.25727	0.93637
130	-0.0070794	0.05505	0.2972	1.0833
135	-0.007988	0.061849	0.33426	1.22
140	-0.0088396	0.068163	0.36874	1.3475
145	-0.0096385	0.074042	0.40092	1.4668
150	-0.01039	0.079527	0.431	1.5785

TABLA C.18.: Magnitud de la impedancia bruta entre fases (para las fases falladas), dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas sin trasponer) para una falla bifásica a tierra entre b y c en terminales de la carga. Ver Figura 2.20.

Nivel de carga %	*0,5* Ω	*10* Ω	*20* Ω	*40* Ω
50	-0.4947	-0.48911	-0.47925	-0.46414
55	-0.41311	-0.40838	-0.40002	-0.38704
60	-0.3424	-0.33843	-0.33142	-0.3204
65	-0.28056	-0.27729	-0.27149	-0.26227
70	-0.22605	-0.2234	-0.21868	-0.21112
75	-0.17765	-0.17556	-0.17182	-0.16579
80	-0.13443	-0.13284	-0.13	-0.12537
85	-0.095625	-0.094495	-0.09246	-0.089127
90	-0.060623	-0.059905	-0.05861	-0.056474
95	-0.028895	-0.028552	-0.027932	-0.026905
100	0	0	0	0
105	0.026431	0.026119	0.025544	0.024588
110	0.050708	0.050105	0.049002	0.047157
115	0.073087	0.072216	0.070625	0.067945
120	0.093779	0.092664	0.090618	0.08716
125	0.11297	0.11163	0.10916	0.10497
130	0.13082	0.12926	0.12639	0.12152
135	0.14744	0.14569	0.14245	0.13694
140	0.16297	0.16103	0.15745	0.15133
145	0.1775	0.17539	0.17149	0.16478
150	0.19113	0.18886	0.18464	0.1774

TABLA C.19.: Magnitud de la impedancia bruta entre fases (para las fases falladas), dada una variación en el nivel de carga (para varias resistencias de falla y líneas sin trasponer) para una falla bifásica a tierra entre a y b en terminales de la carga. Ver Figura 2.21.

Nivel de carga %	*0,5* Ω	*10* Ω	*20* Ω	*40* Ω
50	2.9272	4.1885	4.6478	5.051
55	2.7904	3.838	4.2152	4.5271
60	2.5466	3.4081	3.7142	3.953
65	2.2452	2.9448	3.19	3.3706
70	1.9166	2.4749	2.668	2.8023
75	1.5787	2.0134	2.1617	2.2592
80	1.2419	1.5679	1.6778	1.7461
85	0.9127	1.1426	1.2192	1.2642
90	0.59471	0.73926	0.78685	0.81332
95	0.29013	0.35848	0.38074	0.39246
100	0	0	0	0
105	-0.27538	-0.33696	-0.35662	-0.36589
110	-0.53621	-0.6535	-0.6906	-0.70716
115	-0.78298	-0.95087	-1.0035	-1.0258
120	-1.0164	-1.2304	-1.297	-1.3236
125	-1.2372	-1.4934	-1.5725	-1.6024
130	-1.4461	-1.7411	-1.8314	-1.8638
135	-1.6439	-1.9746	-2.0751	-2.1092
140	-1.8314	-2.195	-2.3048	-2.34
145	-2.0091	-2.4033	-2.5215	-2.5573
150	-2.1778	-2.6003	-2.7263	-2.7623

Anexo D

Variación de las condiciones iniciales

A continuación se adjuntan las gráficas que muestran el comportamiento del algoritmo basado en análisis de señales de estado estable para la estimación de la impedancia de Thévenin, ante una variación de $\pm 20\,\%$ en los valores que son ingresados como las condiciones iniciales al mismo. La variación es realizada alrededor de las condicones de referencia expuestas en la sección 2.3.1 y las cuales son repetidas a continuación por comodidad.

TABLA D.1.: Condiciones iniciales de tensión y ángulos del sistema de tipo prueba

$E_{sa}[kV]$	$E_{sb}[kV]$	$E_{sc}[kV]$	θ_a	θ_b	θ_c
$19,9045$	$19,9160$	$19,9143$	$10,1059$	$-100,873$	139,0914

TABLA D.2.: Condiciones iniciales de las resistencias propias e impedancias propias y acopladas

$R_{aa}[\Omega]$	$X_{aa}[\Omega]$	$R_{bb}[\Omega]$	$X_{bb}[\Omega]$	$R_{cc}[\Omega]$	$X_{cc}[\Omega]$
$1,0475$	$15,2789$	$2,0475$	$12,6792$	$3,0475$	$13,6728$

$X_{ab}[\Omega]$	$X_{ac}[\Omega]$	$X_{bc}[\Omega]$
$1,17368$	$1,06182$	$1,46290$

La mecánica fue la siguiente:

1. Ajustar las condiciones iniciales a los valores de referencia.

2. Elegir una de las condiciones iniciales y variarla del $-20\,\%$ hasta el $20\,\%$ alrededor del valor de referencia.

3. Para cada condición inicial, correr el algoritmo y registrar la solución arrojada.

Lo que se presenta a continuación es la diferencia entre los valores obtenidos para cada corrida del algoritmo y los valores de referencia.

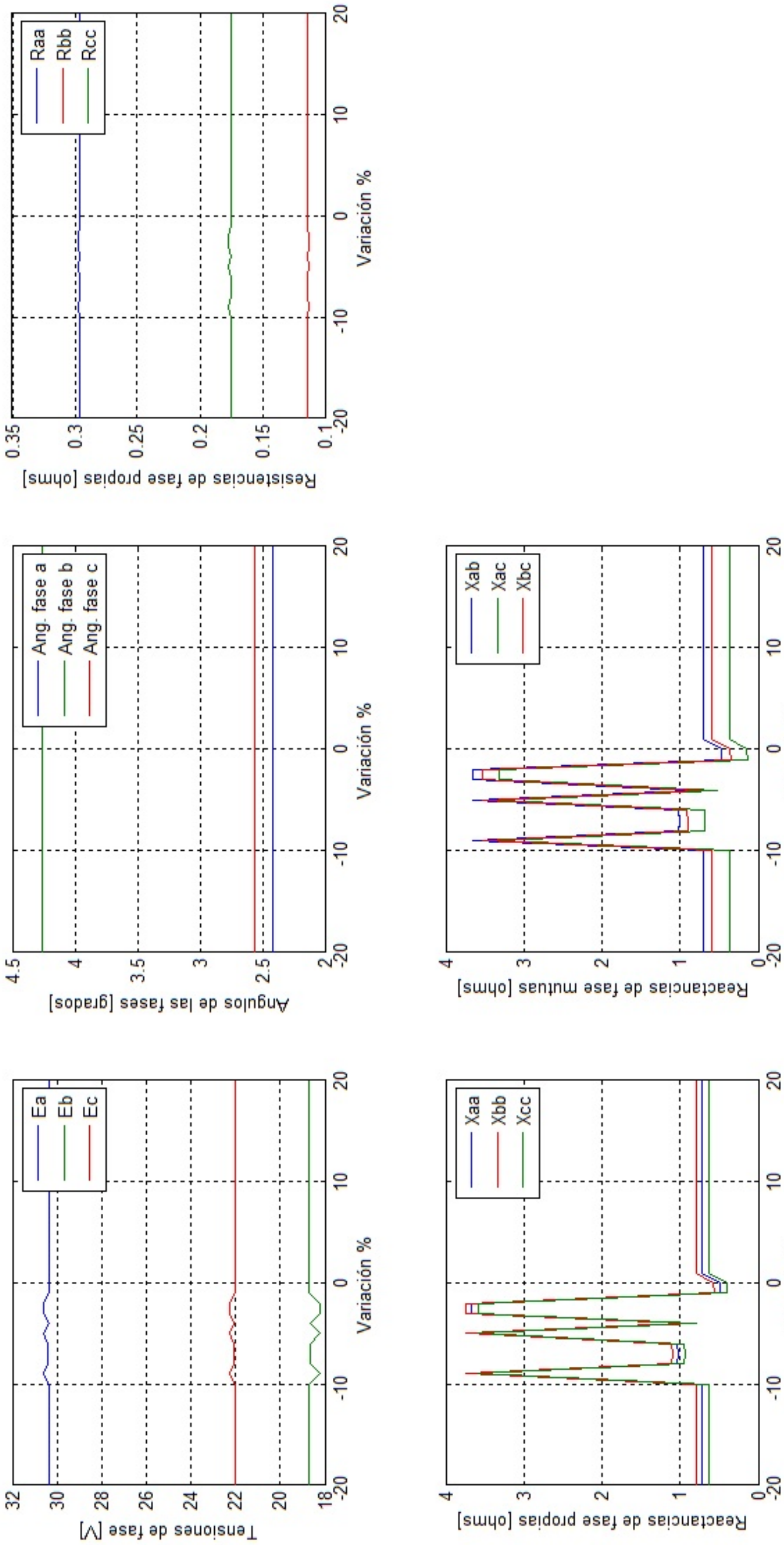


FIGURA D.1.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la tensión de la fase a

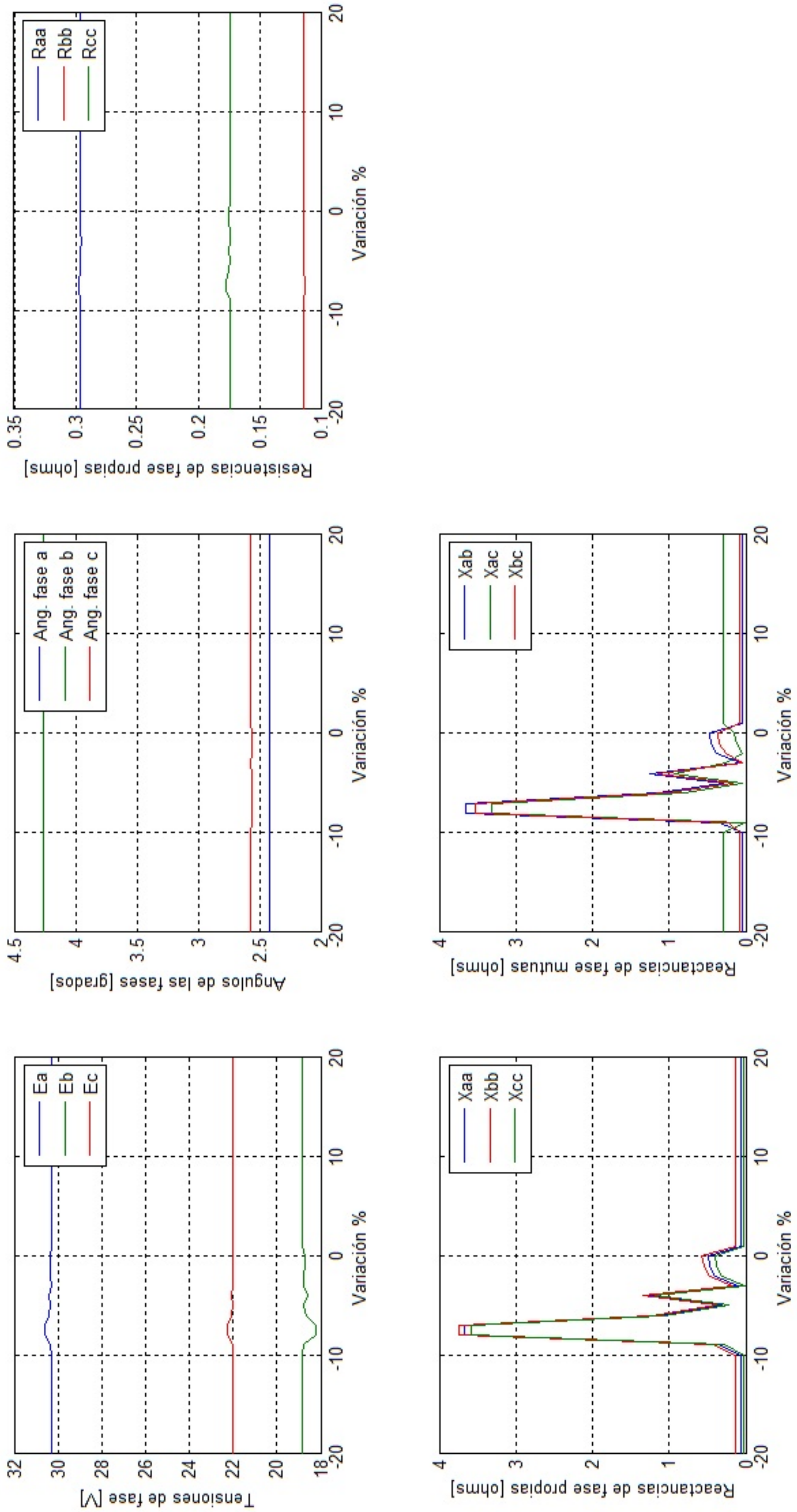


FIGURA D.2.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la tensión de la fase b

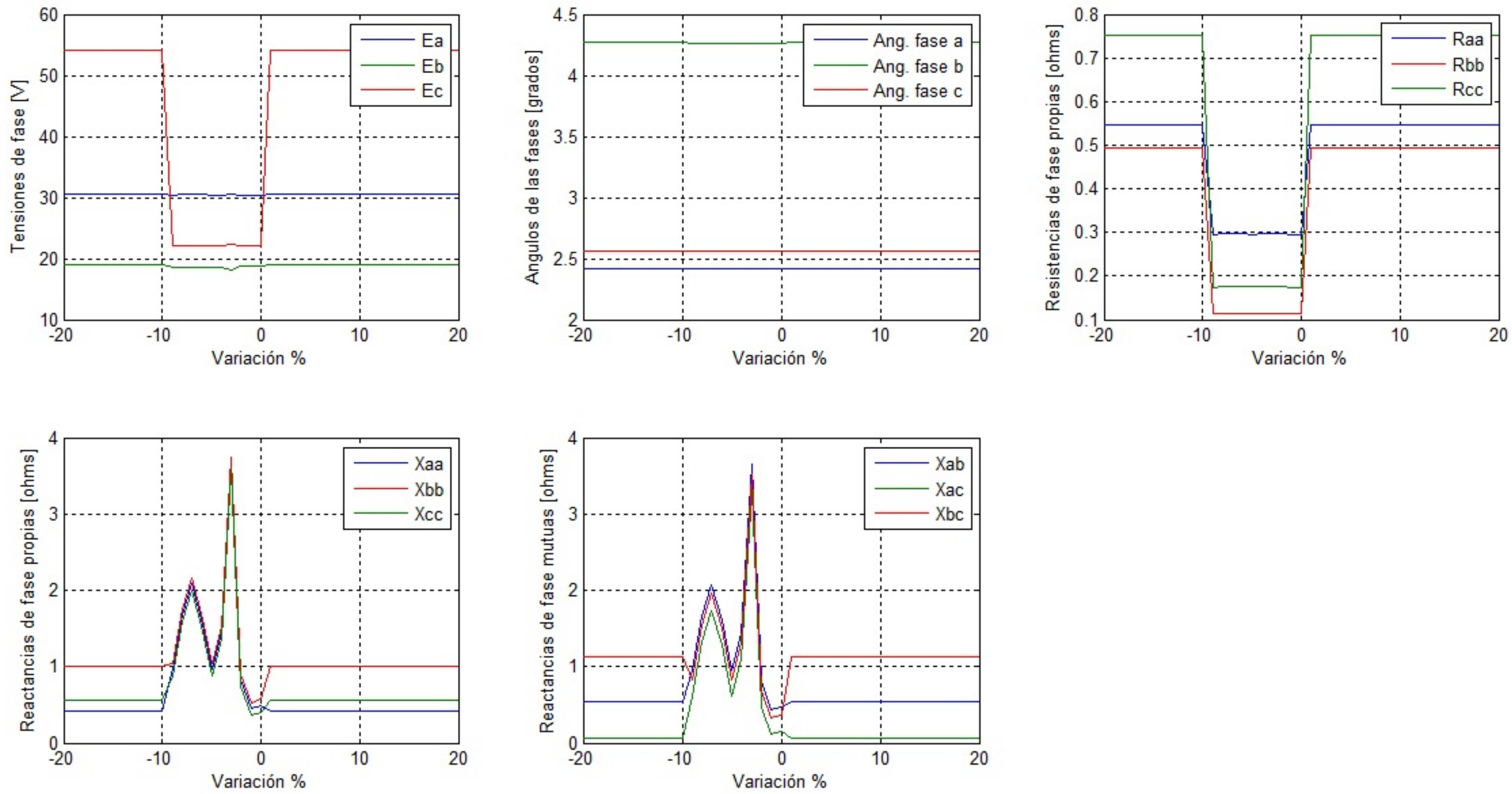


FIGURA D.3.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la tensión de la fase c

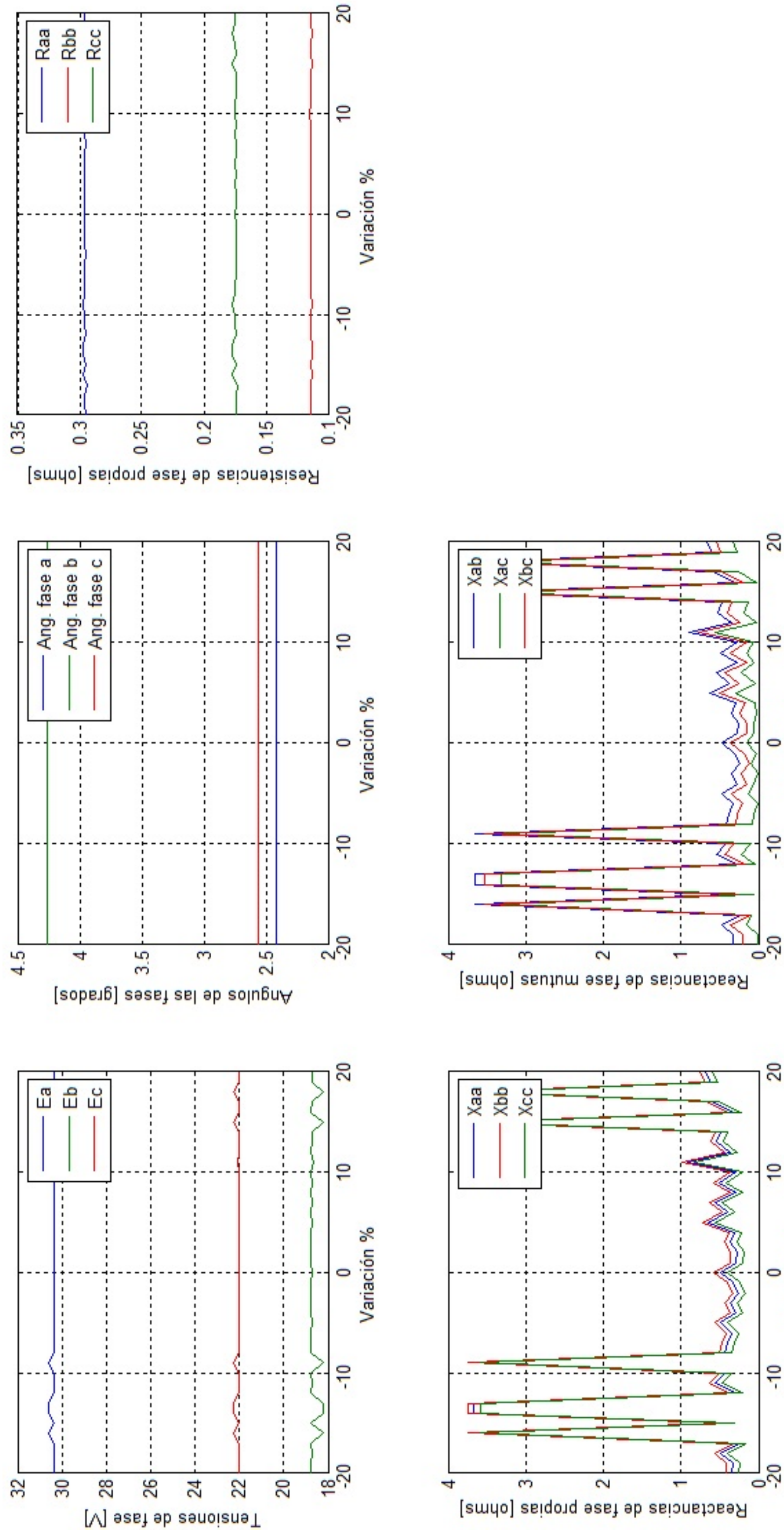


FIGURA D.4.: Errores en los parámetros ante variaciónes en los ángulos de la tensión en la fase a

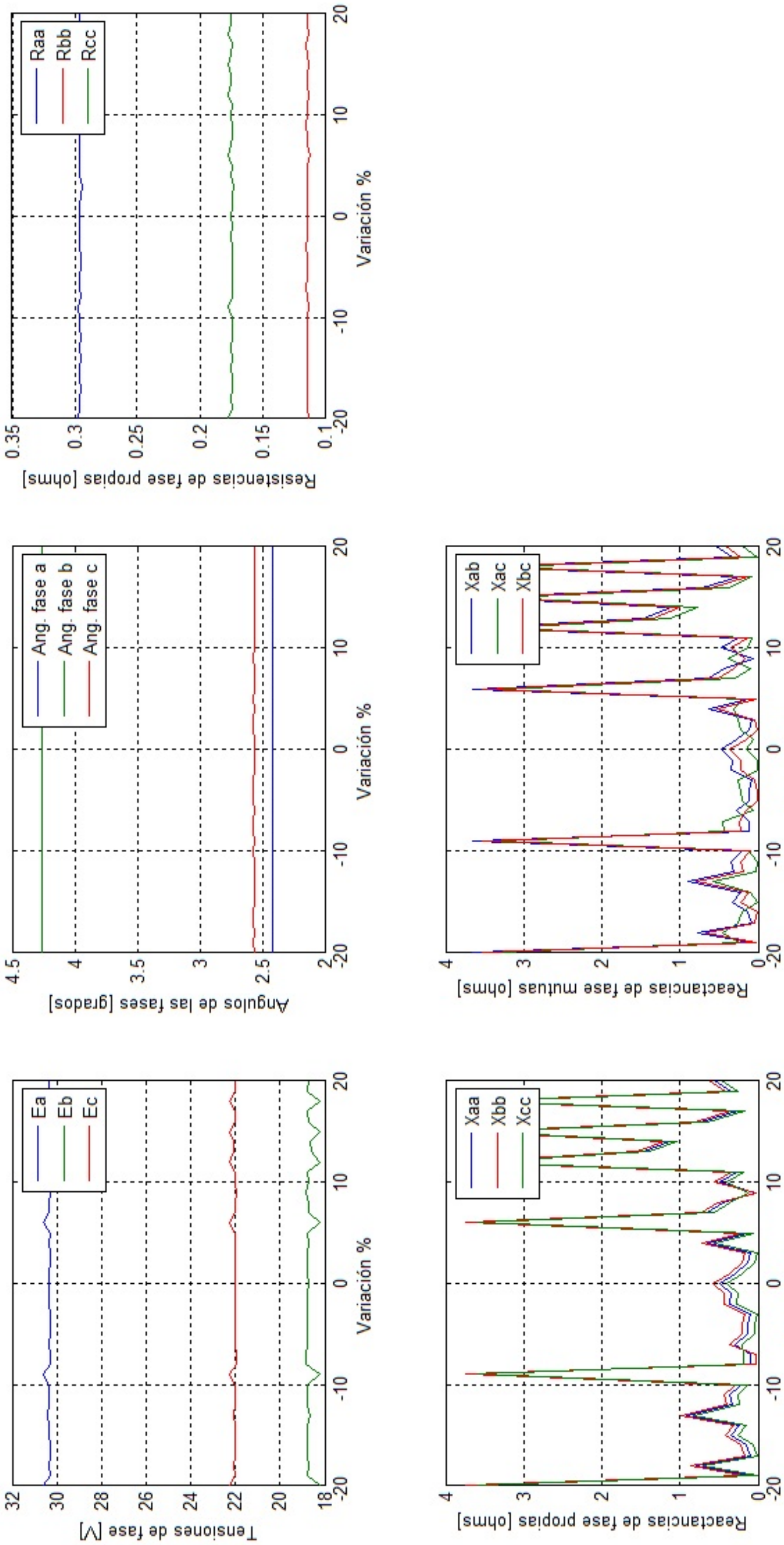


FIGURA D.5.: Errores en los parámetros ante variaciónes en los ángulos de la tensión en la fase b

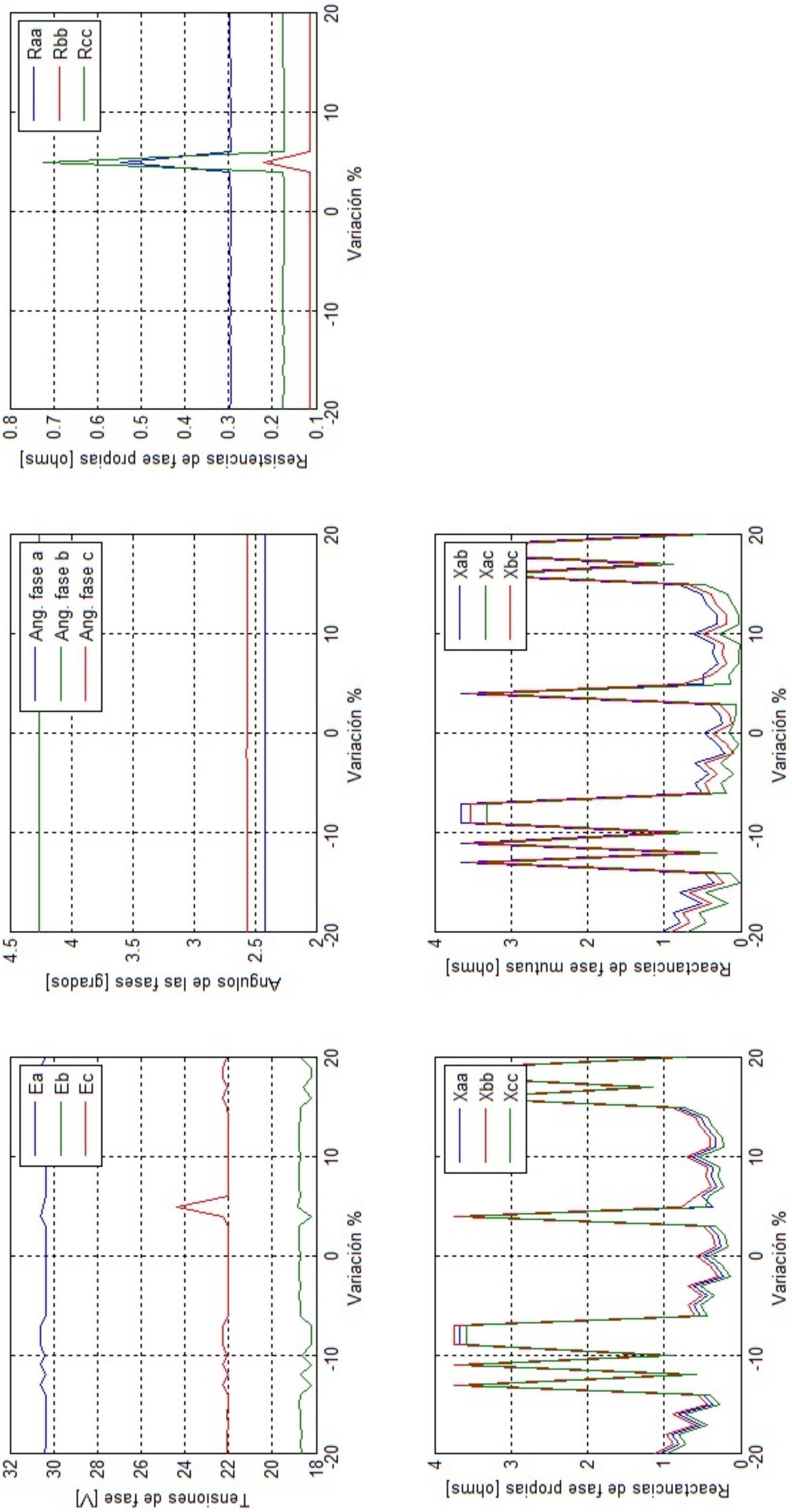


FIGURA D.6.: Errores en los parámetros ante variaciónes en los ángulos de la tensión en la fase c

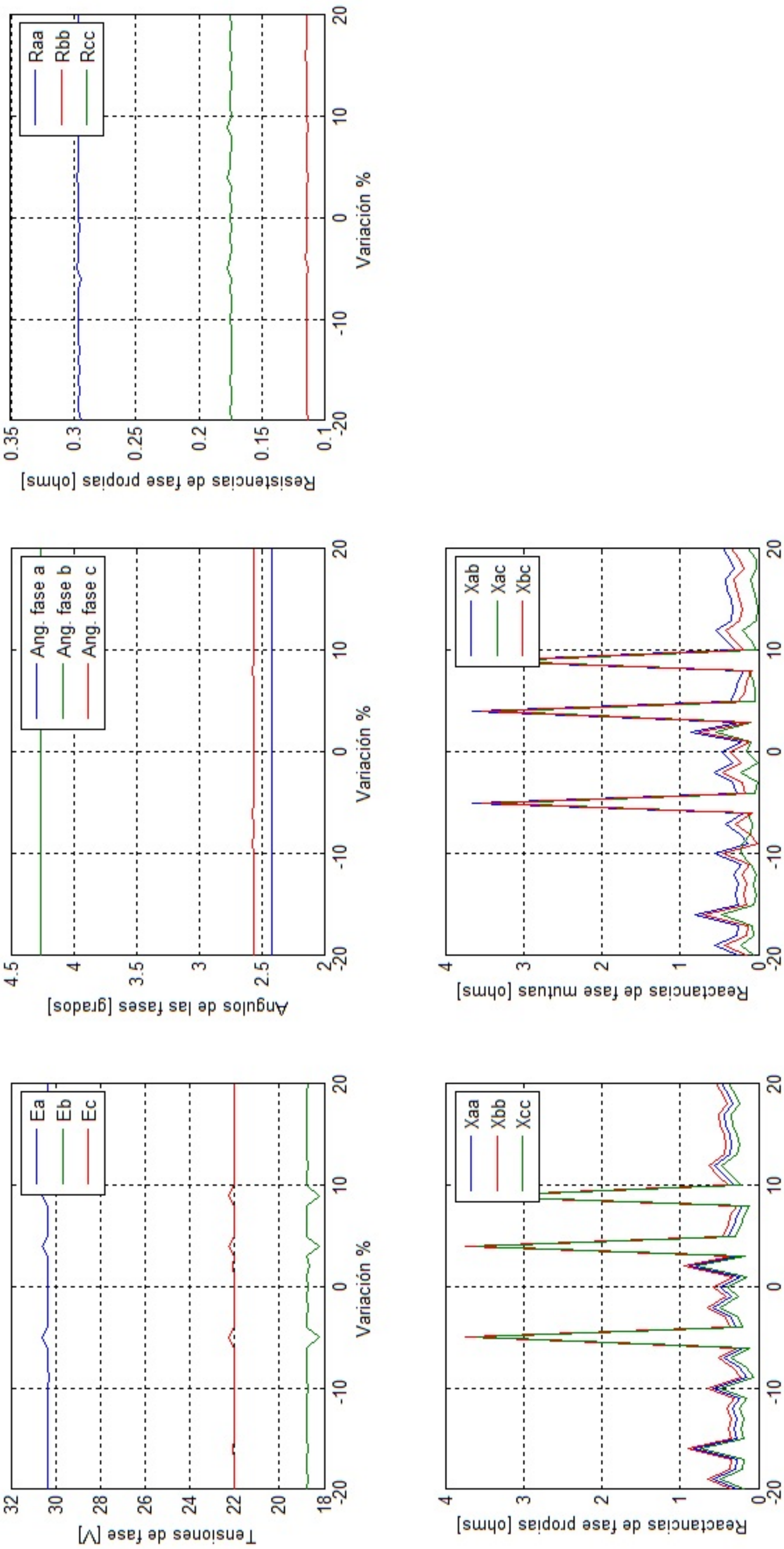


FIGURA D.7.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la resistencia propia de la fase a

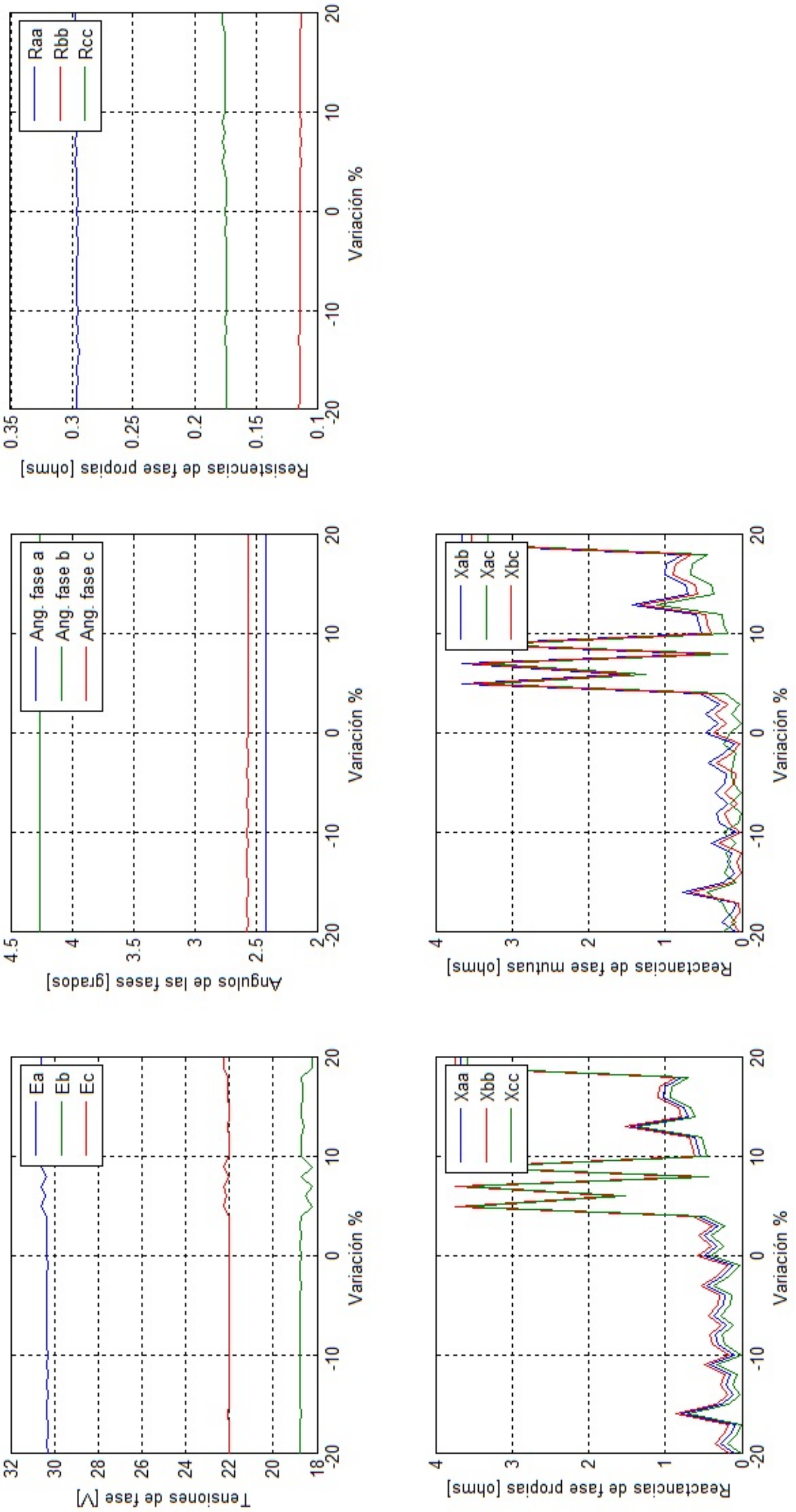


FIGURA D.8.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia propia de la fase b

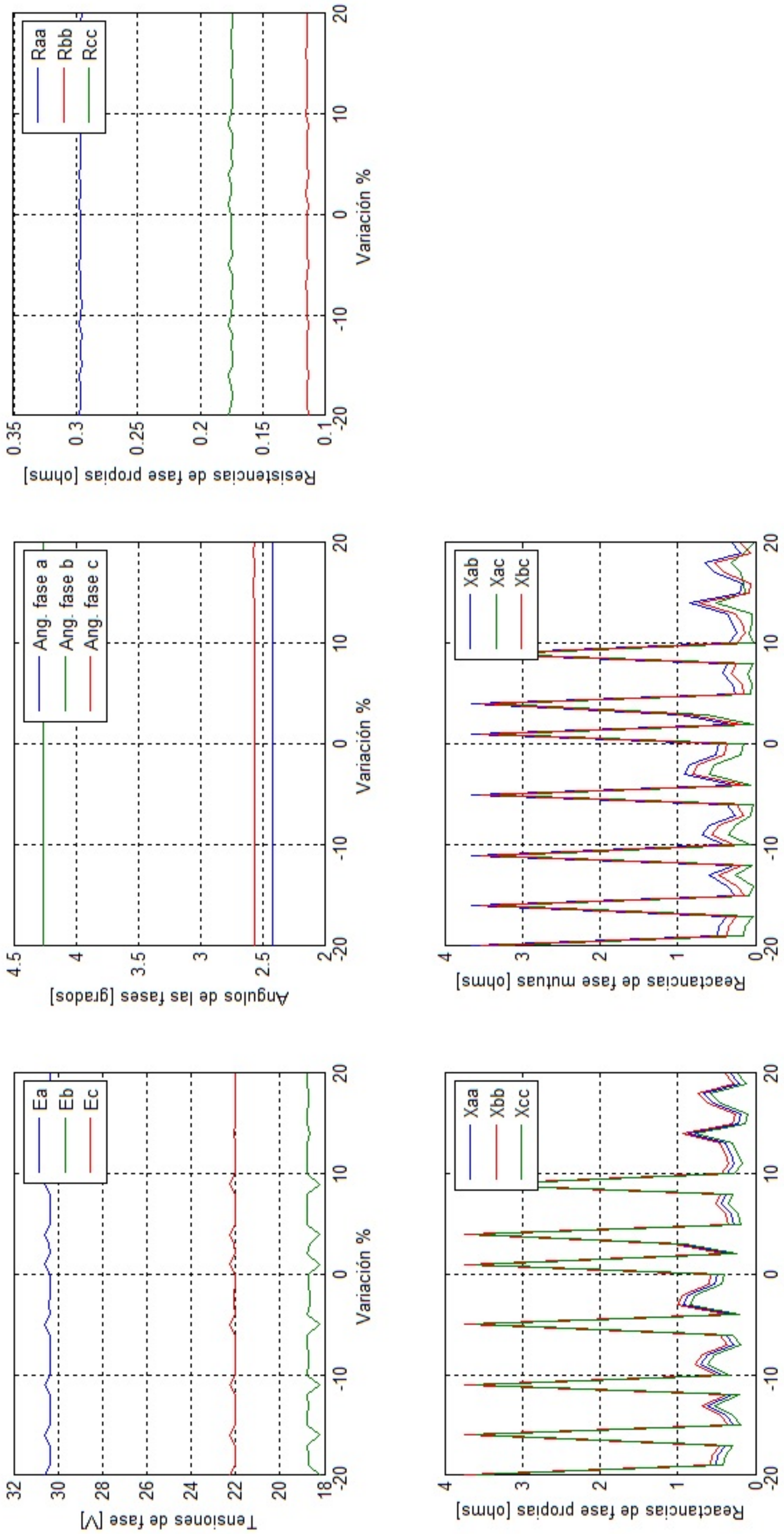


FIGURA D.9.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la resistencia propia de la fase b

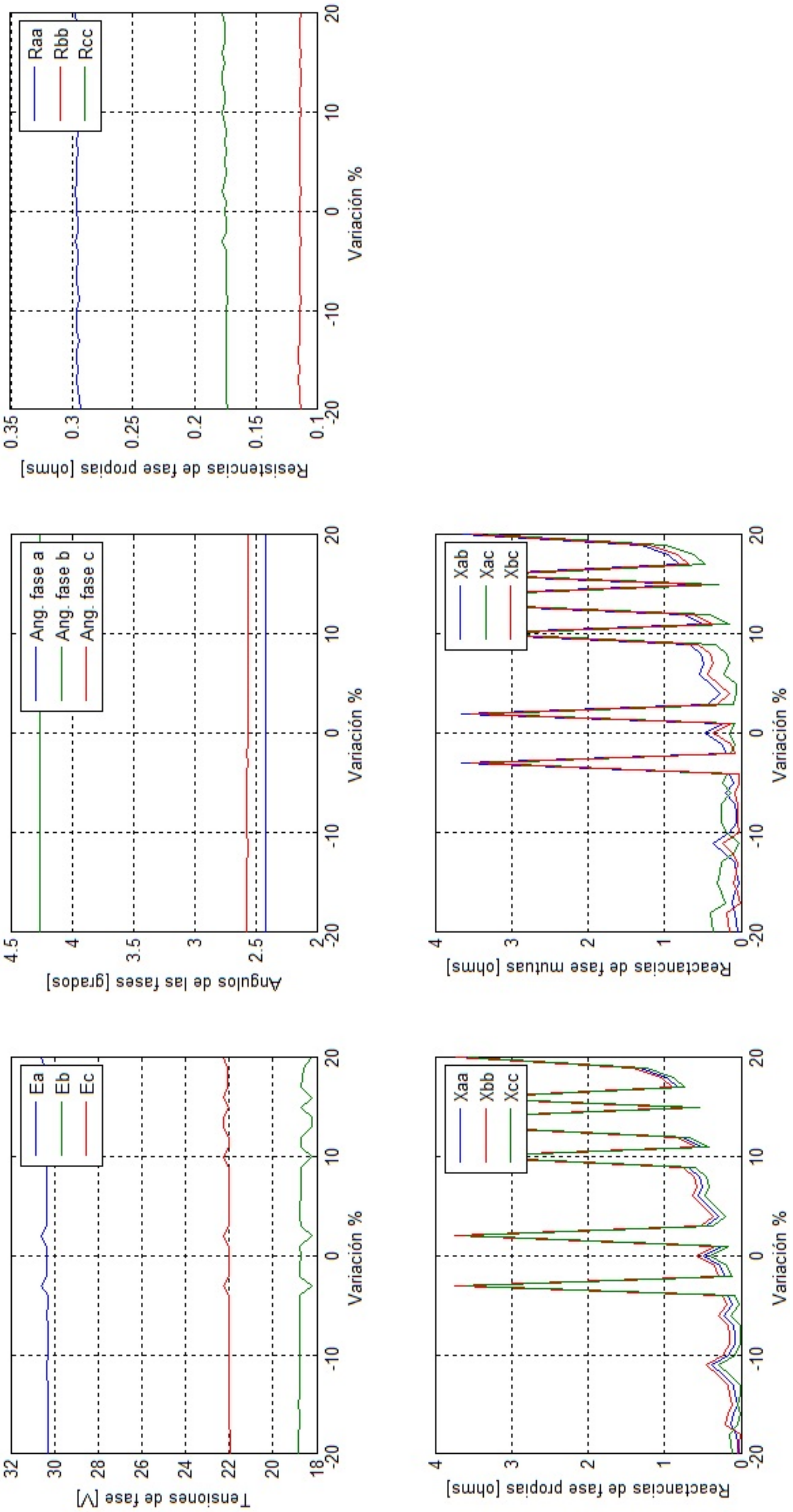


FIGURA D.10.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia propia de la fase b

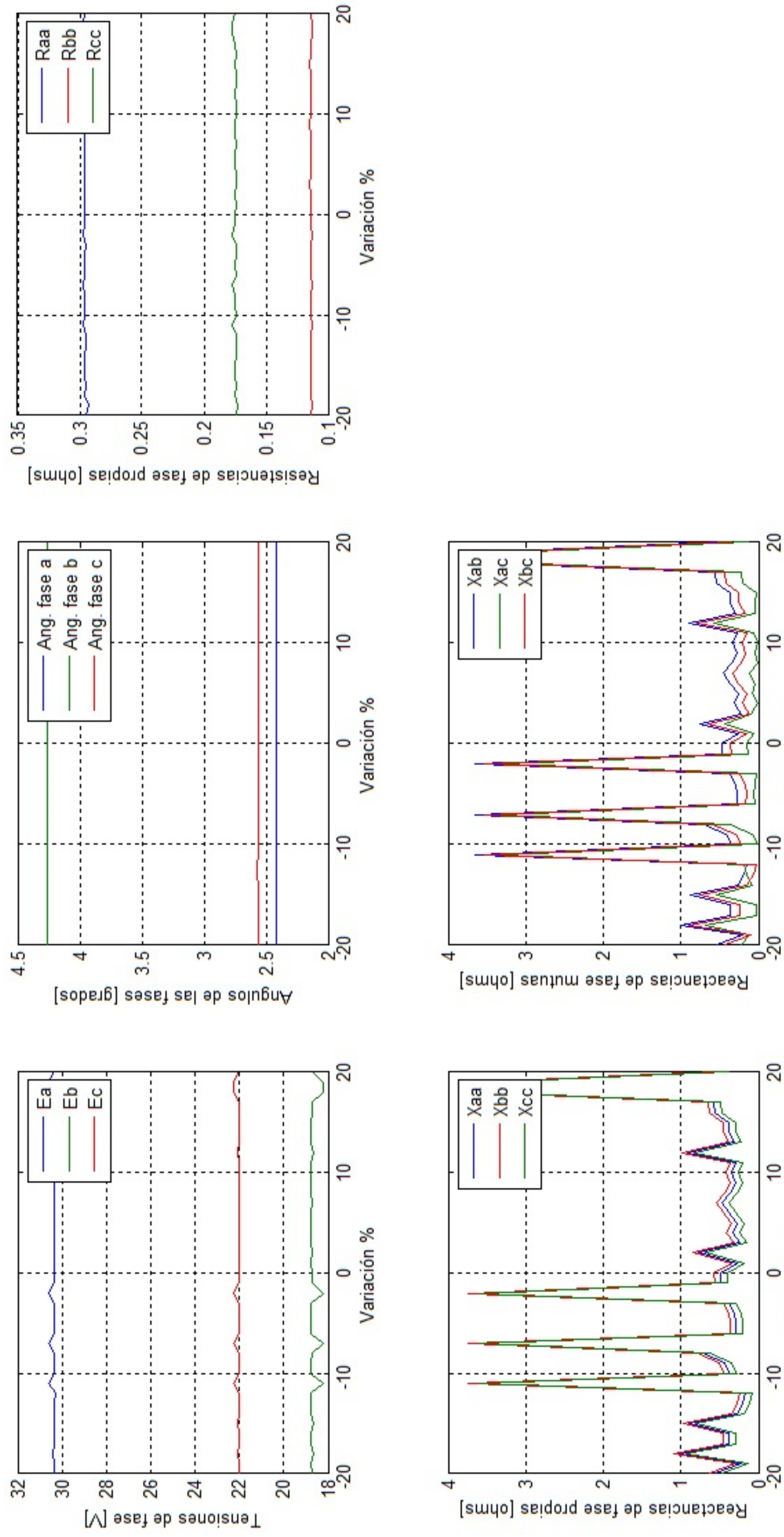


FIGURA D.11.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la resistencia propia de la fase c

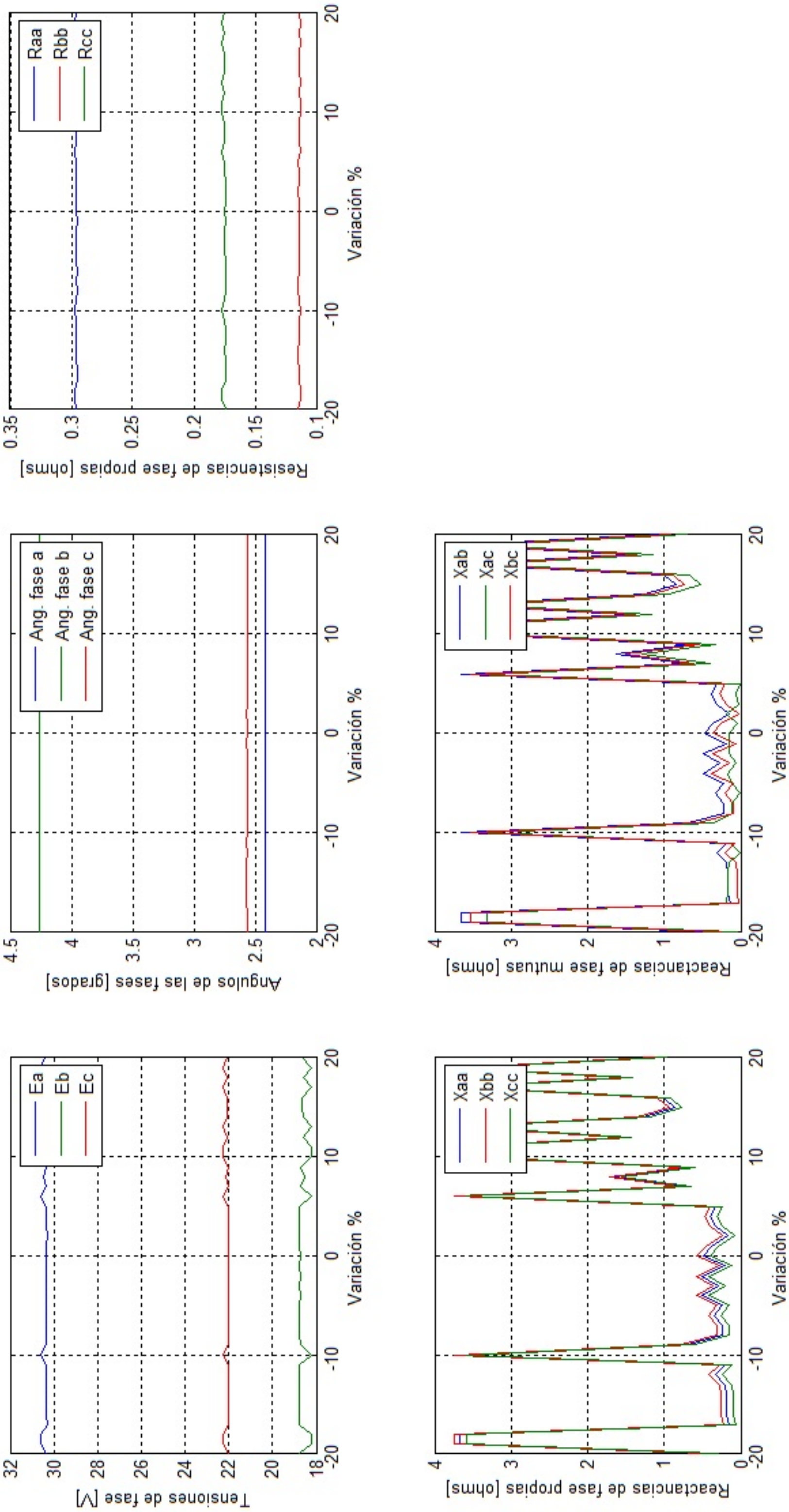


FIGURA D.12.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia propia de la fase c

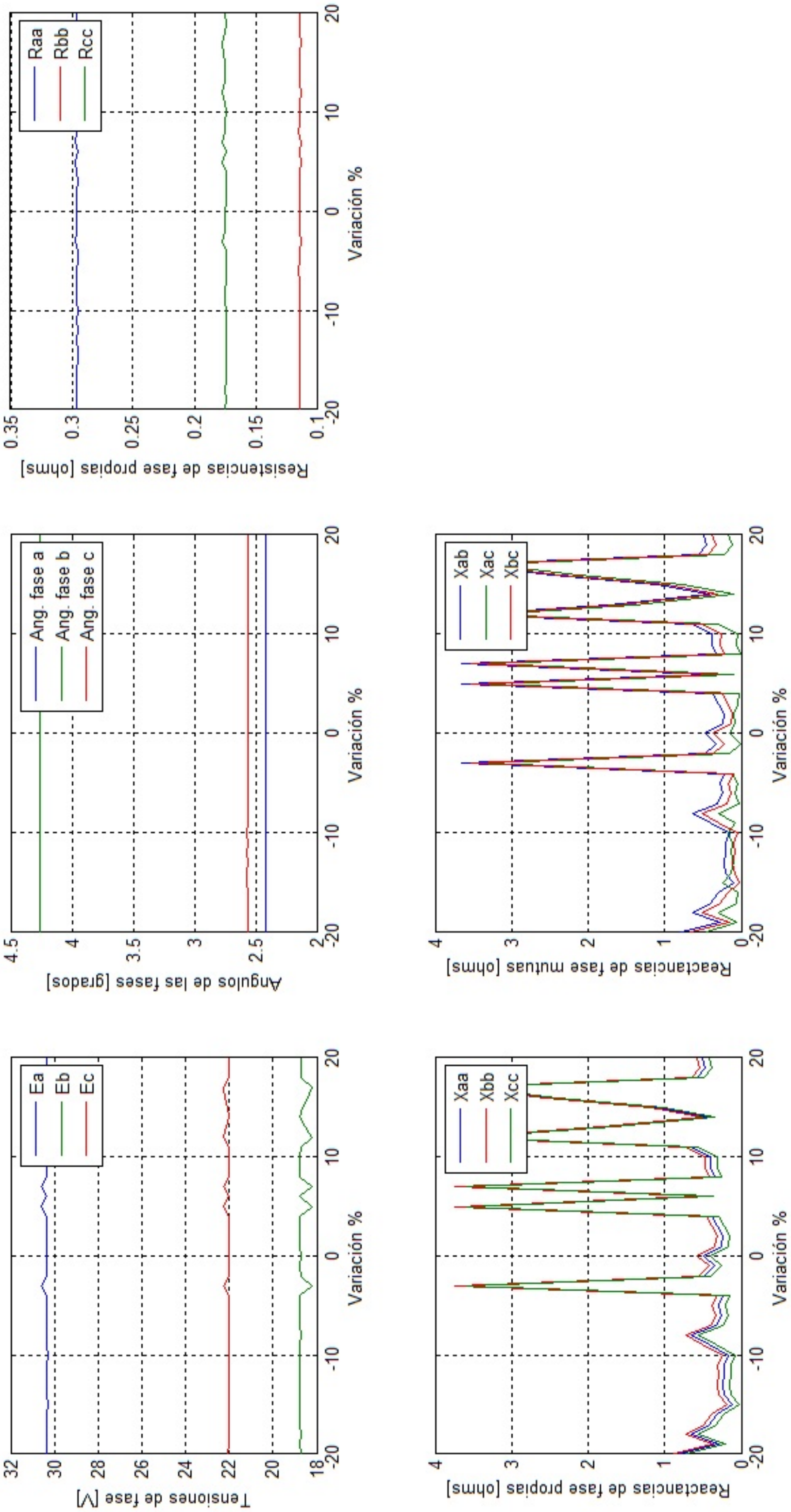


FIGURA D.13.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia mutua entre las fases a y b

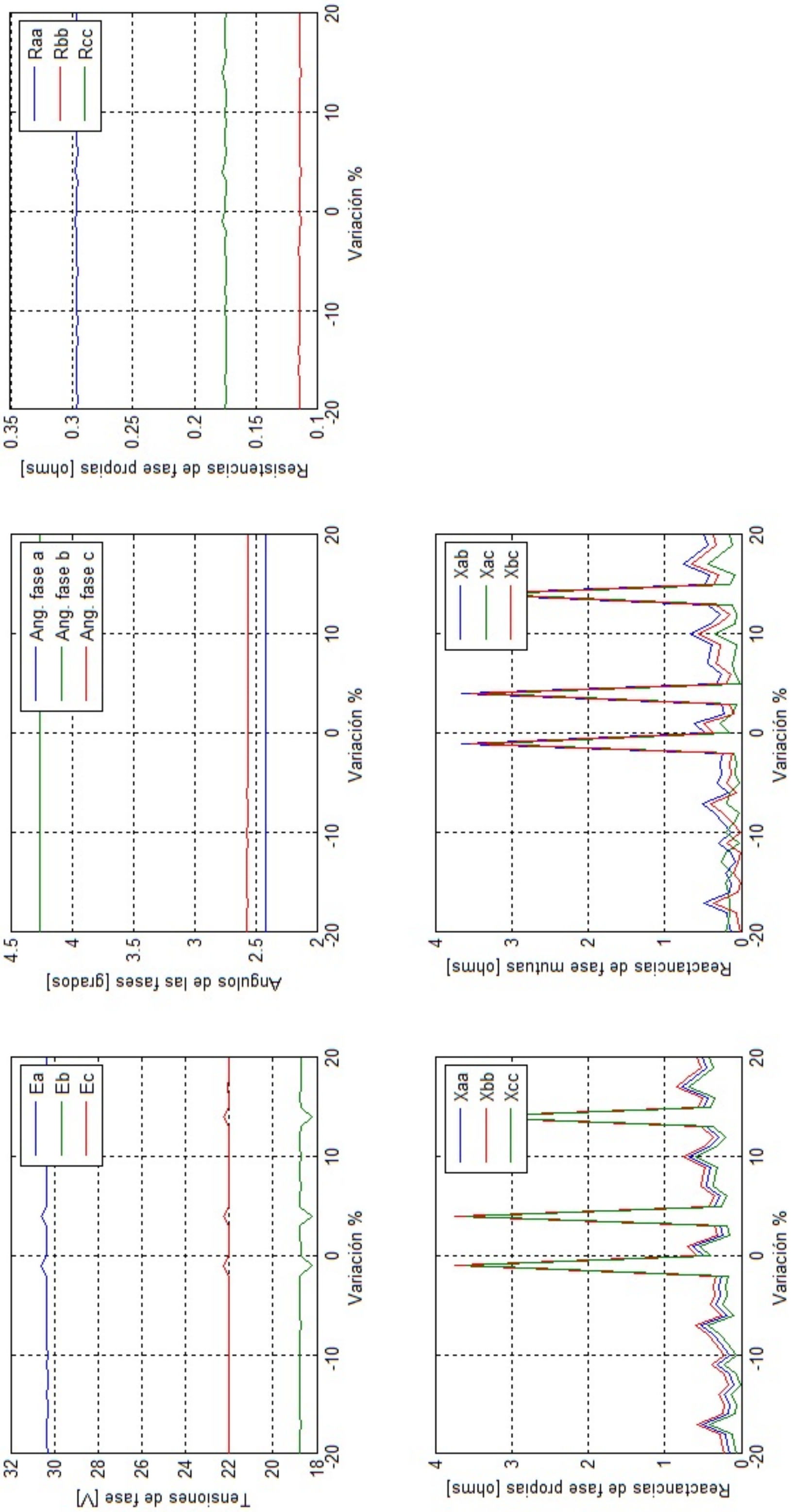


FIGURA D.14.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia mutua entre las fases a y c

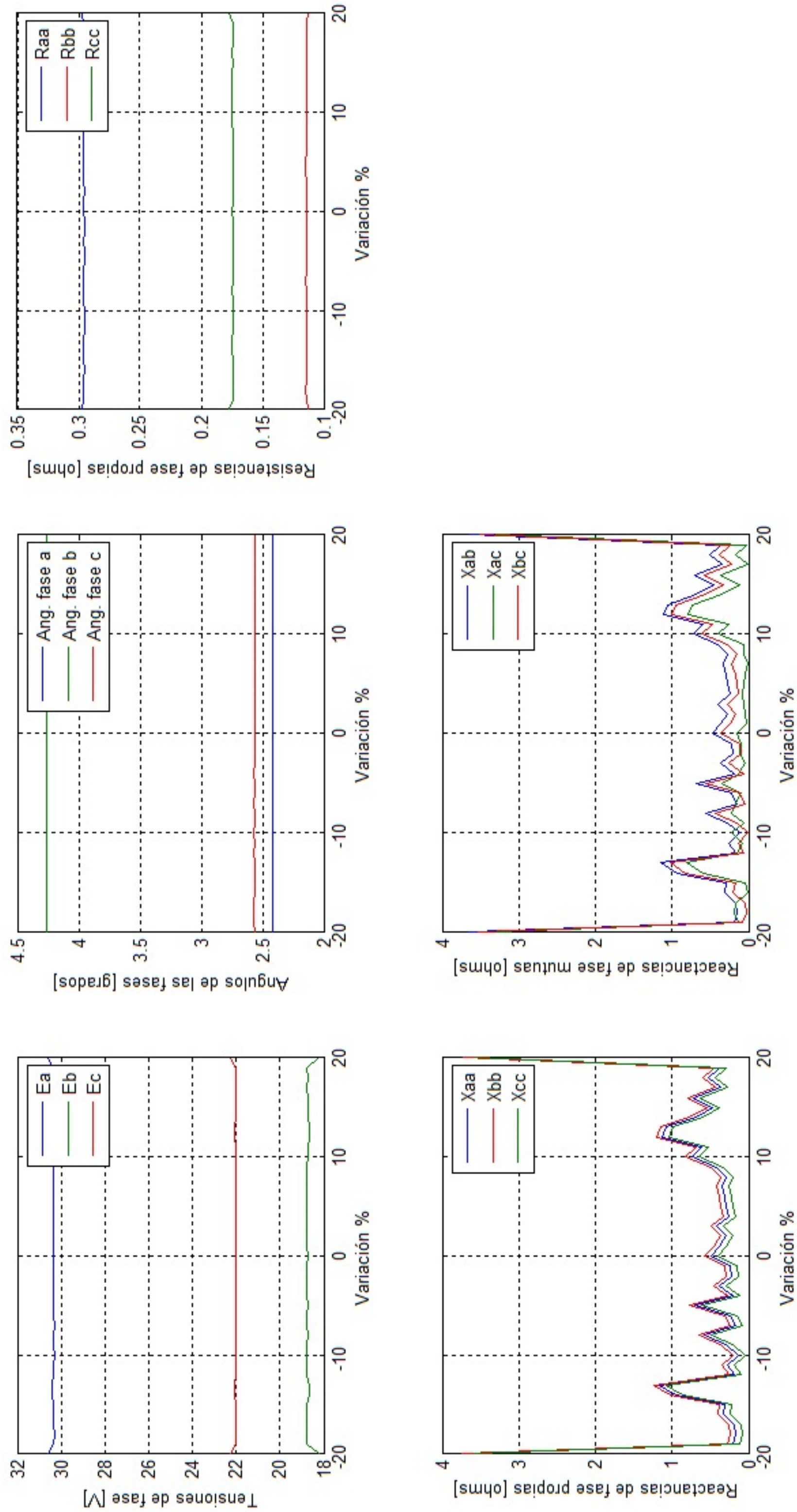


FIGURA D.15.: Errores en los parámetros ante variaciónes en la reactancia mutua entre las fases b y c