

Afundamentos de Tensão em Sistema Elétrico de Distribuição Considerando Curto-circuitos e Geração Distribuída

Felipe Hernández García^{1*} , Mario Orlando Oliveira² , Roberto Chouhy Leborgne³ ,
Arturo Suman Bretas⁴ , Roberto José Cabral² 

¹ Universidade Federal do Rio Grande (FURG), Rio Grande, Rio Grande do Sul, Brasil.

² Universidad Nacional de Misiones (UNaM). Misiones, Argentina.

³ Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

⁴ Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). Richland, Estados Unidos de América.

e-mails: felipehernandez@furg.br, mario.oliveira@fio.unam.edu.ar, roberto.leborgne@ufrgs.br,
cabral@fio.unam.edu.ar

Resumo

Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica estão constantemente expostos a perturbações que afetam a Qualidade da Energia fornecida. Dentre estas perturbações os afundamentos de tensão são os de maior frequência de ocorrência e os que mais impacto provocam no funcionamento de equipamentos modernos. Neste trabalho são estudados afundamentos de tensão a partir dos resultados de simulações de faltas realizadas em um sistema radial de 14 barras, operado com e sem Geração Distribuída. O sistema foi modelado no programa ATPDraw. Os resultados de correntes obtidos com o programa ATP serviram de referência para comparar resultados obtidos em uma aplicação em Matlab desenvolvida utilizando os métodos de Componentes Simétricas e de Componentes de Fases. Também servem de referência no desenvolvimento de um programa computacional próprio. O trabalho mostra que com o Método de Componentes Simétricas os resultados se afastam da referência quando se incrementa o desequilíbrio do sistema. As tensões resultantes do ATP permitiram a análise de afundamentos de tensão. A análise foi realizada a partir da elaboração de matrizes booleanas que consideram o estado de todas as barras. Dois índices relacionados com os afundamentos de tensão são propostos no trabalho, um que caracteriza o sistema como um todo e outro que utiliza como referência a barra onde esteja localizado um gerador independente. A partir destas matrizes e índices mapas de contorno e com cores são obtidos.

Palavras Chave – Afundamentos de tensão, componentes de fase, componentes simétricas, curto circuito, geração distribuída, sistema elétrico de distribuição.

Abstract

Electrical Power Distribution Systems are constantly exposed to disturbances that affect the quality of the power supplied. Among these disturbances, voltage sags are the most frequent and have the greatest impact on the operation of modern equipment. In this work, voltage sags are studied based on the results of fault simulations performed on a 14-bus radial system, operated with and without Distributed Generation. The system was modeled in the ATPDraw program. The current results obtained with the ATP program served as a reference for comparing results obtained in a Matlab application developed using the Symmetrical Components and Phase Components methods. They also serve as a reference for the development of a computer program. The work shows that with the Symmetrical Components Method, the results deviate from the reference as the system imbalance increases. The voltages resulting from the ATP allowed the analysis of voltage sags. The analysis was performed by developing Boolean matrices that consider the state of all bars. Two indexes related to voltage sags are proposed in this paper: one that characterizes the system as a whole and another that uses the node where an independent generator is located as reference. From these matrices and indexes, contour and color-coded maps are obtained.

Keywords – Distributed generation, distribution systems, phase components, short-circuits, symmetrical components, voltage sags.

1. Introdução

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é de importância vital para o funcionamento eficiente, seguro e contínuo de equipamentos e sistemas que dependem do fornecimento de energia. A QEE

refere-se ao grau em que os parâmetros da energia – como tensão e frequência – permanecem dentro dos limites aceitáveis para garantir o desempenho adequado daqueles equipamentos.

Dispositivos eletrônicos modernos manifestam comportamentos fortemente não lineares provocando distorções no sinal elétrico, afetando a QEE fornecida. Exemplos destas distorções podem ser comprovados em trabalhos que analisam sistemas ou situações reais [1-3], assim como no ambiente computacional [4-6].

As distorções podem provocar aumento do consumo e até mesmo falhas em equipamentos eletroeletrônicos [7], contribuindo à redução da vida útil dos mesmos [8]. No ambiente não industrial o mal funcionamento dos equipamentos pode paralisar serviços, ou provocar perda de trabalhos e dados. Já no âmbito industrial, em processos de produção automatizados, com cargas cada vez mais exigentes quanto à QEE, desligam-se equipamentos sensíveis, paralisando-se etapas e até cadeias produtivas inteiras, com a consequente perda de materiais e produtos, e aumento dos custos [9, 10].

Dentre os distúrbios mais comuns observados nas redes elétricas encontram-se sobretensões, subtensões, harmônicas, *flickers*, surtos e afundamentos de tensão [11], sendo estes últimos os de maior frequência de ocorrência [12-14].

Os afundamentos estão caracterizados pela redução da tensão junto aos consumidores em valores que oscilam entre 10 e 90% do valor nominal, com duração entre 0,5 e 60 segundos [15]. Por causa da prevalência deste distúrbio frente aos outros e pelo impacto que provocam no funcionamento de equipamentos, os afundamentos têm recebido especial atenção de pesquisadores e de empresas do setor elétrico, seja no aspecto teórico, através do estudo do fenômeno [16, 17], seja na área tecnológica, com a instalação de dispositivos mitigadores [18,19].

Os afundamentos podem ocorrer por razões operacionais dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), como durante o arranque de grandes motores e a energização de transformadores e blocos de cargas. Também ocorrem por falhas em equipamentos, ou ainda por causas naturais, como os curto-circuitos motivados por descargas elétricas ou a queda de árvores sobre os condutores das redes [2, 20]. Curto-circuitos podem ocorrer envolvendo as três fases, ou duas delas, entre si ou com o neutro ou a terra. No entanto, as estatísticas revelam que os curto-circuitos monofásicos são os que se manifestam com maior frequência [12, 14].

A análise de curto-circuito é um tema relevante no estudo dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), seja nas etapas de planejamento e expansão, seja durante a operação. Destas análises resultam, por exemplo, informações para os estudos de proteção [21, 22], para municiar os métodos de localização de faltas [23, 24] e para os estudos de QEE. Justamente, as abordagens mais comuns no estudo dos afundamentos de tensão envolvem métodos de análise de curto-circuito.

Os métodos das Componentes Simétricas (MCS) [25, 26] e das Componentes de Fase (MCF) [27, 28] continuam sendo os de maior destaque na análise de curto-circuitos. O MCS encontra sua maior utilização em sistemas trifásicos equilibrados, como os Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (STEE). Os SDEEs no entanto, são caracterizados pela assimetria na distribuição dos condutores e pela não transposição [29], o qual favorece o desequilíbrio. Soma-se a isto a presença de cargas monofásicas e bifásicas nas redes. Sob estas condições vários autores comentam resultados imprecisos com a utilização do MCS, particularmente quando tratam de faltas monofásicas [30, 31]. O MCF, por sua vez, revela-se como alternativa ao MCS levando em conta as possíveis assimetrias. Ao trabalhar com as fases o MCF oferece resultados para uma ampla gama de estudos dos SDEEs, contudo, sua complexidade de implementação pode ser significativa, conforme aumenta o tamanho do SDEE.

Quanto à regulamentação relacionada com a QEE, diversas normas estabelecem limites para a intensidade ou a duração dos distúrbios e inclusive para o tempo de recuperação dos mesmos [32-34]. As normas também definem índices para mensurar a performance do fornecimento, os quais contribuem para garantir que a energia atenda aos padrões de desempenho esperados.

Para afundamentos de tensão, a normativa internacional aproveita o *Índice de Frequência Média de Variação RMS no Sistema SARFI*, quantificando as reduções da tensão abaixo de determinados limites [35]. Um outro índice de alcance internacional é o *Índice de Severidade de Afundamentos de Tensão, SSI*, que considera a sensibilidade dos equipamentos perante afundamentos [36] e que se presta para que muitos pesquisadores definam novos índices nos seus trabalhos.

Por outro lado, é cada vez mais comum a presença de unidades de geração independente nas redes dos SDEEs, contribuindo para uma Geração Distribuída (GD), termo acunhado por [37]. Embora a GD possa trazer algum tipo de dificuldade operacional para as empresas responsáveis pelas redes [38, 39] é previsível a continuidade da sua expansão, sobretudo, por envolver energias renováveis, associadas à sustentabilidade e à redução de danos ambientais. Quanto à QEE, a GD pode desempenhar um papel importante, atuando como estabilizadora da tensão da rede, melhorando os parâmetros desta e inclusive a performance perante eventos causadores dos afundamentos [40, 41].

Este trabalho é dividido em duas partes. Inicialmente, são analisados os resultados obtidos através dos métodos de análise de curto circuito acima citados, aplicados a um SDEE de 14 barras de configuração radial. O SDEE foi estudado com e sem a presença da GD. Para o estudo o SDEE foi modelado no programa ATPDraw [42] e os métodos de análise foram implementados no programa Matlab [43]. O trabalho mostra a formulação matemática envolvida com estes métodos e o fluxograma de um dos algoritmos realizados. Ressalta-se que estes resultados estão sendo obtidos no marco do desenvolvimento de um programa computacional próprio para estudo de SEPs, com o Matlab e o ATP/EMTP [44] sendo utilizados para aferir os resultados dos subprogramas e algoritmos em desenvolvimento.

Na segunda parte do trabalho são analisados afundamentos de tensão, a partir do comportamento do SDEE perante os curto-circuitos simulados.

1.1. Trabalhos precedentes com matrizes booleanas e mapas de contorno

Análises nos SEPs envolvem uma quantidade considerável de variáveis inter-relacionadas e grande volume de dados. Uma forma de condensar os resultados é a representação matricial.

O termo *matriz de afundamentos de tensão* foi introduzido por [45] ao analisar correntes de falta simétricas. As linhas da matriz mostram a queda de tensão nas barras após faltas em uma delas (esta última localizada na diagonal principal). Através das colunas é possível identificar a situação particular de cada barra perante curto-circuitos nas outras barras. Metodologia semelhante foi utilizada por outros autores, por exemplo, em [46] organizaram em matrizes as tensões e correntes nas barras de um SDEE.

Os trabalhos de [47],[48] e [49] podem ter sido os precursores da representação gráfica. Os autores traçam curvas sobre mapas físicos ou de unifilares cercando regiões nas quais a tensão diminuirá até determinado limite quando faltas ocorram nas barras ou linhas elétricas das mesmas. Essas regiões são chamadas de áreas expostas.

Na mesma linha do tratamento gráfico em [50] acreditam ter desenvolvido o mapa de afundamentos de tensão. Os mapas são elaborados sobre o unifilar, para faixas de tensões com intervalo de 0,1 p.u. Em cada mapa são traçadas curvas que contornam as barras conforme o número

de afundamentos que sofreriam, em base anual. O trabalho foi desenvolvido para uma instalação industrial, estimando-se o número de afundamentos que sofreriam os equipamentos em uma determinada barra de acordo com os limites de funcionamento dos mesmos. Por exemplo, para um equipamento com tolerância entre 0,6 e 0,9 p.u., devem ser utilizados os mapas nessa faixa de tensões. Considerando a barra onde está colocado o equipamento se verifica se a mesma está contornada por alguma linha. No caso, toma-se o número de afundamentos correspondentes à linha. Finalmente se somam todos os afundamentos.

A representação matricial com elementos binários foi utilizada por [51] para classificar diferentes tipos de distúrbios. Já [52] a utilizaram para codificar os distúrbios.

Um exemplo de representação binária relacionada com afundamentos encontramos em [53], onde determina-se o número mínimo de medidores que devem ser instalados nos SDEEs estudados para que faltas que provoquem quedas de tensão abaixo de determinado limite sejam registradas por pelo menos um dos medidores. O propósito do estudo é também econômico, para reduzir os custos associados com os elevados preços dos medidores.

Uma matriz é elaborada, com tantas linhas quanto barras tenha o SDEE sob estudo. Cada barra contará com um medidor, de modo que é possível associar o número de linhas da matriz ao número de medidores. Faltas são simuladas, mostrando cada linha da matriz o estado do medidor correspondente respeito a observar ou não tensões abaixo do limite pré-definido. Os elementos da matriz não são formados por apenas um número, mas por um vetor de dimensão 1x4, pois a distância entre a barra do medidor e cada uma das outras barras é dividida em 4 seções, nas quais são provocadas as faltas. Cada elemento deste vetor será “1” ou “0” em correspondência de se o medidor percebe ou não a falta. Finalmente, o problema de otimização é resolvido e o número mínimo de medidores é determinado.

Essas representações são “integradas” em matrizes não numéricas, mas de tonalidades de cores. Matrizes destas características são de ordem n , com as linhas representando a cada uma das barras. As colunas coloridas revelam a tensão residual em cada barra, de 0 a 1 p.u., perante faltas que aconteçam nas outras barras [54, 55]. Assim como os mapas, estas matrizes constituem um instrumento de grande valia para a rápida identificação da situação nas diferentes barras.

Neste trabalho são utilizadas as representações matricial e binária. Cada elemento da matriz elaborada indicará se uma barra atinge (“1”), ou não (“0”), níveis de tensão abaixo de 0,9 p.u., o que seria indicativo de afundamento de tensão. A análise é realizada utilizando um SDEE de 14 barras de configuração radial, quando o mesmo opera com e sem GD. A partir destas matrizes foi possível a definição de dois índices, $IIMS_{\phi}$ e $IIMB_{\phi}$, associados à imunidade do SDEE perante o distúrbio.

O índice $IIMS_{\phi}$ está relacionado com o SDEE como um todo e pode contribuir para comparar a situação do sistema em diferentes condições, como as que resultam dos projetos de reconfiguração [56, 57] ou da introdução da GD [58, 59].

O índice $IIMB_{\phi}$ é definido para SDEEs com GD, onde a barra que tem GD é utilizada como referência. Este índice permite a elaboração de informação visual, utilizando cores para diferenciar zonas ou regiões em torno das barras.

Nas próximas seções são formulados os métodos de análise de curto-circuito, logo após apresentamos um caso de estudo, seguido da análise dos resultados das simulações realizadas e finalmente são apresentadas as conclusões mais relevantes.

2. Fundamentação Teórica

A equação (1) é a representação matricial do sistema de equações que surge ao aplicar o método das tensões nodais [60] a um SEP constituído por n barras:

$$I = Y_{barras} V \quad (1)$$

Os vetores coluna V e I representam as tensões e correntes das n barras, respectivamente, e Y_{barras} é a chamada matriz de admitâncias, a qual é de ordem n , com suas linhas representando cada uma das barras do SEP. Os elementos Y_{barra_ij} representam as admitâncias das linhas elétricas entre duas barras, i e j , por exemplo. Já os elementos da diagonal principal representam as admitâncias próprias de cada barra, determinados considerando as admitâncias de todos os componentes elétricos conectados às mesmas [61]. Para uma barra i , por exemplo:

$$Y_{barra_ii} = \sum_{k=1}^n Y_{ik} = \sum_{k=1}^n 1/Z_{ik} \quad (2)$$

com k variando conforme o número de componentes conectados à barra.

2.1. Métodos de análise

Em análises de faltas, em lugar de Y_{barras} é comum utilizar a matriz impedância de barras, Z_{barras} , obtida como:

$$Z_{barras} = Y_{barras}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Em SEPs equilibrados, faltas do tipo trifásico-terra em uma barra i produzirão correntes de falta de iguais magnitudes nas três fases, determinadas como:

(4)

onde V_{pf} representa a tensão pré-falta na barra e z_{ii} é o elemento ii da diagonal principal de Z_{barras} .

Entretanto, as faltas envolvendo apenas uma das fases com a terra são as de maior frequência de ocorrência nos SEPs e são as estudadas neste trabalho, e nestes casos, a determinação das correntes de faltas não é tão simples.

Os métodos de análise comentados a seguir modelam os diferentes componentes elétricos através de matrizes quadradas, de ordem 3, nas quais os elementos da diagonal principal representam às admitâncias (ou impedâncias) próprias de cada fase e os elementos fora desta representam as admitâncias (ou impedâncias) comuns, entre elas.

A equação (5), por exemplo, mostra a matriz de impedâncias de uma linha elétrica. Neste caso, o elemento kk representa a impedância própria de uma fase k e os elementos kq representam as impedâncias mútuas entre as fases k e q :

$$Z_L = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Cabe destacar que quando a linha elétrica está equilibrada, isto é, transposta e constituída por condutores iguais, os elementos da diagonal principal são iguais e os elementos fora desta são todos nulos. Transformadores trifásicos e cargas balanceadas também têm matrizes diagonais, dessa característica.

Para simular correntes de falta monofásicas através do MCF [62, 27] elabora-se uma matriz de impedância de barras com a estrutura de (6), na qual cada elemento é uma submatriz de ordem 3.

$$Z_{barras} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{L12} & \dots & Z_{L1n} \\ Z_{L21} & Z_{22} & \dots & Z_{L2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ Z_{Ln1} & Z_{Ln2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Os elementos Z_{ii} representam as matrizes de impedância das barras, constituídas pela soma das matrizes de todos os componentes conectados às mesmas. Representam a matriz de impedância de Thévenin de cada barra. Os elementos Z_{Lij} representam as matrizes das linhas elétricas entre as barras. Como Z_{barras} é simétrica, $Z_{Lij} = Z_{Lji}$. Em caso de não existir conexão entre duas barras $Z_{Lij} = \mathbf{0}_{3 \times 3}$.

A corrente de falta na fase k de uma barra i será determinada como:

$$I_{falta_ki} = \frac{V_{pf_ki}}{Z_{qq_ki}} \quad (7)$$

onde V_{pf} é a tensão pré-falta na fase z e z_{qq} é a impedância equivalente de Thévenin vista desde essa fase, representada pelo elemento qq da submatriz ii da diagonal principal de (6).

O MCS é baseado nas relações de Fortescue [25], as quais permitem transformar um conjunto de fasores trifásicos em três conjuntos de fasores também trifásicos, conhecidos como componentes de sequência: positiva, negativa e zero. Os fasores em cada conjunto têm a mesma amplitude e nos dois primeiros conjuntos estão defasados em 120° . No terceiro conjunto os fasores não estão defasados.

Considerando os três conjuntos uma corrente trifásica é representada como:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ I_b &= I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} = I_{a0} + \alpha^2 I_{a1} + \alpha I_{a2} \\ I_c &= I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} = I_{a0} + \alpha I_{a1} + \alpha^2 I_{a2} \end{aligned} \quad (8)$$

Matricialmente:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (9)$$

ou na forma compacta:

$$I_{abc} = A I_{012} \quad (10)$$

onde I_{abc} e I_{012} representam os vetores das correntes de fase e em componentes simétricas, respectivamente, e A é a matriz de operadores α ou matriz de transformação, com α definido como:

$$\alpha = e^{j^{2/3}} = \frac{-1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} = 1 \angle 120^\circ \quad (11)$$

A matriz de transformação também pode ser utilizada para determinar as componentes de sequência das impedâncias dos componentes dos SEPs, através da expressão:

$$Z_{012} = A^{-1} Z_{abc} A \quad (12)$$

No caso de transformadores, geradores e cargas equilibradas, como resultado de (12) a matriz de sequência destas impedâncias é também uma matriz diagonal:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} z_0 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_2 \end{bmatrix} \quad (13)$$

onde z_0 , z_1 e z_2 representam as impedâncias de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente, e são iguais.

No caso das linhas elétricas, quando as impedâncias próprias são iguais (conseguido utilizando-se condutores iguais), assim como também as mútuas (conseguido com a transposição), a matriz de impedância de sequências é também uma matriz diagonal, com:

$$z_0 = z_{ii} + 2z_{ij} \quad (14)$$

$$z_2 = z_1 = z_{ii} - z_{ij} \quad (15)$$

Entretanto, em SDEEs desequilibrados a matriz de impedância das linhas (5) não é simétrica, e menos ainda diagonal. Um procedimento comum para aproximar essas matrizes da condição de simetria consiste em transformar seus elementos para valores médios [63]:

$$z_{ii} = \frac{1}{3}(z_{aa} + z_{bb} + z_{cc}) \quad (16)$$

$$z_{ij} = \frac{1}{3}(z_{ab} + z_{bc} + z_{ca}) \quad (17)$$

A aplicação de (12) à nova matriz produz uma matriz de sequência de impedâncias com a estrutura de (13), corretamente desacoplada.

Desta forma, todos os componentes do SEP terão matrizes diagonais, sem elementos mútuos, permitindo elaborar três redes de sequência independentes, já que não existe acoplamento entre as mesmas.

A determinação da matriz de impedância de barras para cada uma das redes produzirá impedâncias equivalentes de Thévenin para cada uma delas, obtendo-se a corrente de curto-circuito (falta) em uma barra i através da seguinte equação [29]:

$$I_{falta_i} = \frac{3V_{pf_i}}{z_{0i} + z_{1i} + z_{2i}} \quad (18)$$

onde V_{pf} representa a tensão pré-falta (de linha) na barra i e z_0 , z_1 e z_2 representam as impedâncias de sequência zero, positiva e negativa vistas desde as fases da mesma, respectivamente.

Durante uma falta fase-terra a componente de sequência negativa tem menor relevância e (18) assume uma forma mais simples [64]:

$$I_{falta_ki} = \frac{V_{pf_ki}}{z_{0i} + z_{1i}} \quad (19)$$

onde V_{pf} representa a tensão pré-falta na fase k da barra i .

3. Estudo de Caso

A Fig. 1 mostra o diagrama unifilar do SDEE utilizado para este estudo, com 14 barras e de topologia semelhante a uma seção do sistema de testes de 123 barras do IEEE (2025) [65]. A Tabela 1 mostra a configuração e o comprimento dos diferentes ramais.

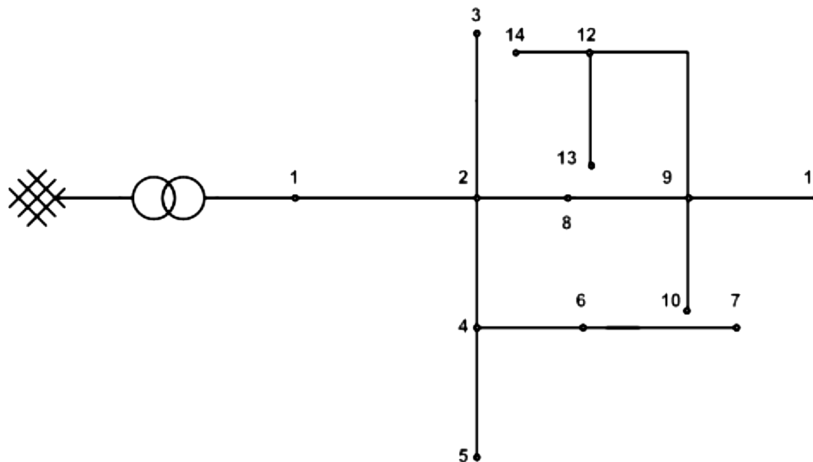


Fig. 1. Representação do SDEE em estudo.

Tabela 1. Características dos ramais da rede elétrica do SDEE

Ramal	1-2	2-3	2-4	4-5	4-6	6-7	2-8	8-9	9-10	9-11	9-12	12-13	12-14
Config*	C601	C602	C601	C602	C001	C602	C601	C601	C602	C602	C001	C602	C602
L (m)	1226	1609	1287	1287	1226	1287	966	1226	1226	1287	1448	1226	966

*Configuração. Fonte: [65].

O SDEE tem cargas em todas as barras, sendo suas impedâncias mostradas na Tabela 2.

Tabela 2. Impedâncias correspondentes às cargas nas barras do SDEE

Barra	$Z (\Omega)$
2	$28 + j18$
3	$27 + j17$
4	$22 + j15$
5	$21 + j15$
6	$20 + j15$
7	$18 + j17$
8	$21 + j15$
9	$16 + j14$
10	$16 + j13$
11	$16 + j12$
12	$14 + j12$
13	$14 + j8$
14	$13 + j10$

A subestação do SDEE está formada por um banco de três transformadores monofásicos conectados em YY, comreatância de $j0,375 \Omega$ (por fase). A alimentação deste banco é realizada por uma linha de potência de curto-circuito infinita, com tensão de linha igual a 4,16 kV e frequência de 60 Hz [65].

Foram realizadas diversas simulações de faltas monofásicas nas barras do SDEE, com e sem a presença do GD nas mesmas. Para isto o SDEE foi modelado no programa ATPDraw. As tensões e correntes obtidas com o programa ATP serviram como referência em todos os casos. As impedâncias de falta foram consideradas nulas. O MCF e o MCS foram implementados no programa Matlab, na forma de subprogramas. Na aplicação foram inseridos os valores das impedâncias das cargas e do transformador, assim como as informações dos alimentadores. A aplicação construiu as matrizes de admitância e de impedância de todos os componentes, assim como as matrizes de barras, de fases e de sequências.

As equações de Carson modificadas[63] foram utilizadas nos subprogramas para determinar as matrizes de impedâncias das linhas, considerando a configuração dos alimentadores e os tipos de condutores elétricos dos mesmos e resultaram iguais às reportadas pelo IEEE [65].

4. Resultados

4.1. Correntes de falta no SDEE

A Tabela 3 mostra as correntes de curto-circuito monofásico em cada uma das barras do SDEE obtidas através do programa ATP e na aplicação em Matlab.

Em geral, se observa uma excelente coincidência entre as correntes de referência, obtidas através do programa ATP, e as correntes obtidas através dos métodos de análise, fundamentalmente com o MCF. Com o MCS a maior diferença foi de 1,5% e foi observada na barra 9. Além da barra 1, as maiores correntes ocorrem nas barras 2, 8, 9 e 4, associadas às configurações C601.

Tabela 3. Correntes de curto-circuito no SDEE sem GD*

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$^1I_{ccATP}$	6349	2380	873	1269	726	849	569	1519	1118	678	643	739	513	537
I_{ccMCF}	6350	2380	873	1269	726	849	569	1519	1118	678	643	739	513	537
I_{ccMCS}	6349	2357	865	1252	718	844	564	1501	1101	669	635	733	508	532

*valores em Amperes (A)

A Tabela 4 mostra as correntes de curto-circuito monofásico em cada uma das barras do SDEE quando o GD está presente na barra 9.

Tabela 4. Correntes de curto-circuito no SDEE com GD*

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$^2I_{ccATP}$	6940	3073	958	1425	777	915	599	2660	4994	1259	1138	1264	710	759
I_{ccMCF}	6941	3073	958	1425	777	915	599	2660	4994	1259	1139	1264	710	759
I_{ccMCS}	6900	3040	949	1405	768	907	594	2633	4964	1249	1129	1271	709	758

*valores em Amperes (A)

Como esperado, com a GD todas as correntes aumentaram. A subestação continuou contribuindo com aproximadamente os mesmos valores de corrente, sendo a GD responsável pelo incremento observado. Nesta oportunidade, novamente se observa uma excelente coincidência entre as correntes de referência, reportadas pelo programa ATP e as que resultaram do MCF. Quanto ao MCS, quase todas as correntes foram inferiores às de referência, contudo, a diferença se manteve na faixa de 1,5%.

Novamente as maiores correntes foram registradas na barra 1 e em aquelas com a configuração C601. Novas barras mostraram valores de corrente significativos, no caso, as numeradas 10, 11 e 12, por causa da maior proximidade com a barra de GD Os incrementos nas magnitudes foram relevantes em várias barras, superando o 50%. Na barra 9 a corrente aumentou em mais de 3 vezes.

Como citado, os métodos de análise utilizados neste trabalho foram implementados no Matlab, programa de ampla utilização nos estudos dos SEPs. No entanto, o Matlab, assim como outros programas profissionais não estão disponíveis para todos os usuários. Por este motivo, empresas do setor elétrico, assim como pesquisadores do mundo todo desenvolvem programas próprios[16, 66-68].

Os resultados mostrados neste trabalho foram obtidos no marco do desenvolvimento de um programa próprio para estudos de Sistemas Elétricos (Fig. 2), com o Matlab sendo utilizado para validar os algoritmos desenvolvidos (nesta oportunidade relacionados com o MCS e o MCF para a análise de faltas).

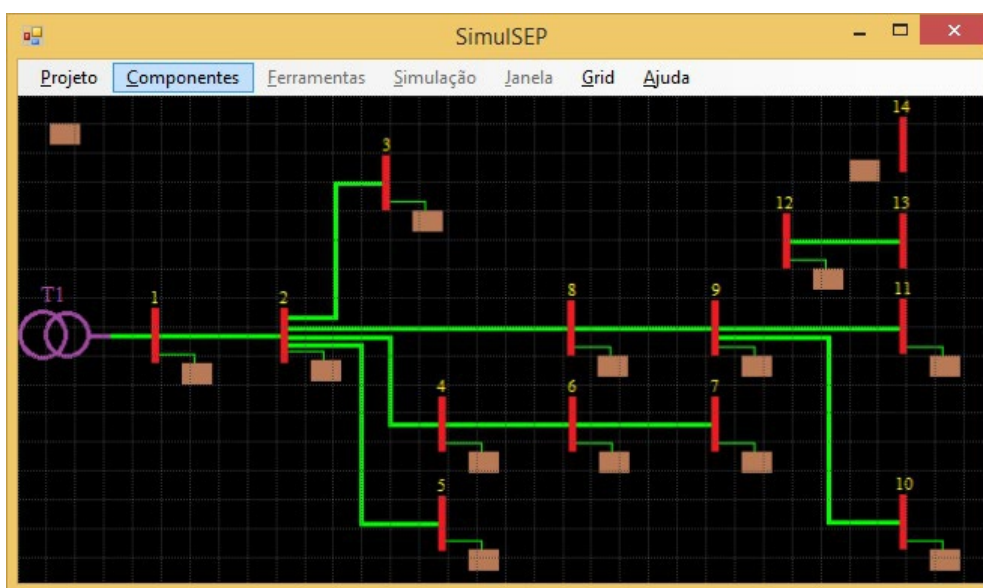


Fig. 2. Janela de programa em desenvolvimento para estudos em SEPs.

Os resultados mostrados a seguir foram perseguidos no intuito de verificar o comportamento dos métodos perante um maior nível de desequilíbrio do SDEE. Um dos testes incluiu o desbalanceamento das cargas. A Tabela 5, por exemplo, mostra as correntes de curto-circuito quando desbalanceadas as cargas da barra 7 e da barra 14, conforme a Tabela 6, estando a GD localizada na barra 9.

Novamente os resultados mostram excelente coincidência entre as correntes do programa ATP e as obtidas com o MCF, não assim quando considerado o MCS, com o qual as diferenças resultaram significativas. Isto pode ser comprovado na Fig. 3, que mostra as diferenças (Δ) relacionadas com este último método, obtidas através da seguinte equação:

$$\Delta(\%) = \left| \frac{I_{ccATP} - I_{ccMCS}}{I_{ccATP}} \right| 100 \quad (20)$$

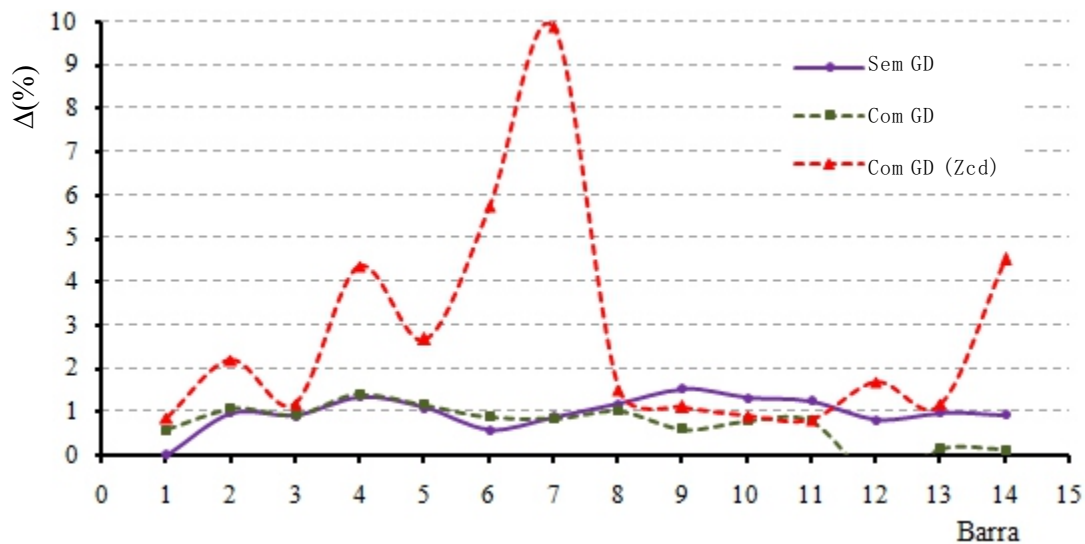
Tabela 5. Correntes de curto-circuito no SDEE com GD e cargas desbalanceadas na barra 7 e na barra 14*

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I_{ccATP}	6894	3055	926	1442	748	943	637	2598	4943	1217	1099	1309	681	842
I_{ccMCF}	6894	3055	927	1442	748	943	637	2597	4943	1217	1099	1309	681	843
I_{ccMCS}	6835	2988	915	1379	728	889	574	2559	4888	1206	1090	1287	673	804

*valores em Amperes (A)

Tabela 6. Impedâncias correspondentes a cargas desbalanceadas (Z_{cd})*

Fase	Barra	
	7	14
a	$5 + j3 \Omega$	$3 + j3 \Omega$
b	$8 + j4 \Omega$	$2 + j6 \Omega$
c	$9 + j2 \Omega$	$4 + j2 \Omega$

**Fig. 3. Diferenças relativas na determinação das correntes de curto-circuito relacionadas com o MCS.**

4.2. Afundamentos de tensão. Índices

Durante as simulações foram também registradas a tensão nas fases das diferentes barras. Nas análises que seguem foram utilizadas as tensões reportadas pelo programa ATP.

Após os curto-circuitos, quando a tensão residual na fase de alguma barra foi inferior a 0,9 p.u. considerou-se que a barra tinha sofrido um afundamento, isto é:

- 1 $\equiv$ Quando $V_{abc} \leq 0,9$ p.u. Significa barra com afundamento de tensão.
- 0 $\equiv$ Quando $V_{abc} > 0,9$ p.u. Significa barra sem afundamento de tensão.

Na seguinte *matriz binária de afundamentos de tensão de barras*, MAB_2 , cada linha representa a situação das barras perante o curto-circuito em uma delas, no caso, a representada pelo elemento i (diagonal principal). No caso particular, observa-se que, a exceção da barra 1, as tensões nas barras sofreram afundamento quando curto-circuitada qualquer uma delas. A matriz é de ordem m , com n sendo o número de barras do SDEE. Os superíndices nos elementos foram colocados para facilitar a identificação das linhas e colunas.

Sabendo a situação de cada barra é possível elaborar mapas de contorno empregando o diagrama unifilar. Por exemplo, na Fig. 4 (a) a área sombreada contorna as barras nas quais faltas não provocariam afundamentos de tensão na barra 1. Ou seja, as cargas na barra 1 seriam imunes a faltas nessas barras. A situação oposta é mostrada na Fig. 4 (b), onde são reveladas as regiões faltosas que afetariam à barra 1.

A partir da matriz MAB_2 foi elaborado o seguinte vetor, com seus elementos correspondendo à soma do número de barras sem afundamento de tensão em cada linha. Isto é equivalente a somar o número de “0” (zeros) de cada linha da matriz, isto é:

$$L^T = [0^{01} \ 0^{02} \ 1^03 \ 0^{04} \ 1^{05} \ 1^{06} \ 1^{07} \ 0^{08} \ 0^{09} \ 1^{10} \ 1^{11} \ 1^{12} \ 1^{13} \ 1^{14}] \quad (22)$$

onde:

$$L_i = \sum_{j=1}^n \begin{cases} 1 \text{ se } MAB_{2ij} = 0 \\ 0 \text{ se } MAB_{2ij} = 1 \end{cases} \quad (23)$$

$$MBA_2 = \begin{bmatrix} 1^{01} & 1^{02} & 1^{03} & 1^{04} & 1^{05} & 1^{06} & 1^{07} & 1^{08} & 1^{09} & 1^{10} & 1^{11} & 1^{12} & 1^{13} & 1^{14} \\ 1^{02} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{03} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1^{04} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{05} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{06} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{07} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1^{08} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1^{09} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{10} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{11} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{12} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{13} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{14} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (21)$$

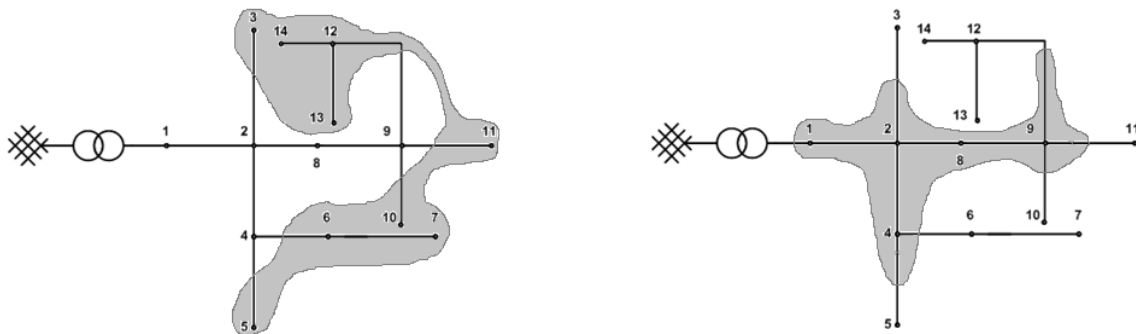


Fig. 4. Mapas de contorno relacionados com a barra 1.
a) Regiões de imunidade. b) Áreas expostas.

com j representando às colunas da matriz. A variável i representa o elemento do vetor L (que no caso

corresponde à linha i da matriz).

Assim, por exemplo, o elemento $L_3 = 1$ indica que quando da ocorrência do curto-circuito na barra 3, apenas a tensão em uma barra não sofreu afundamento. Observando a linha número 3 da matriz comprova-se que essa condição correspondeu à barra 1. Da mesma forma, o elemento $L_8 = 0$ indica que as 14 barras sofreram afundamento quando a barra 8 foi curto-circuitada. Os superíndices mostrados nos elementos do vetor L foram colocados para facilitar a identificação das linhas correspondentes na matriz MAB_2 .

A partir desta análise foi possível criar um indicador que chamamos de *Índice de Imunidade do Sistema perante Falhas Monofásicas*, $IIMS_\phi$, determinado como:

$$IIMS_\phi = \frac{N_{BSA}}{n^2} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n^2} \quad (24)$$

com:

$$IIMS_\phi \leq 1 \quad (25)$$

onde N_{BSA} representa o total de barras sem afundamentos de tensão durante os curto-circuitos (9 no caso). O divisor de (24) representa o número máximo teórico de afundamentos (196 no caso).

A determinação do indicador $IIMS_\phi$ não requer de complexos dados e seu valor dependerá das características particulares dos SDEEs, portanto, permitirá diferenciá-los. Por óbvio, quanto maior seja o $IIMS_\phi$ maior será a imunidade do SDEE perante os curto-circuitos.

Em outro cenário, foi colocado uma fonte de GD em cada uma das barras do SDEE, oportunidade em que eram provocados curto-circuitos em todas as barras. Em todos os casos foram elaboradas as matrizes binárias de afundamentos de tensão correspondentes. A matriz de (26) corresponde à situação em que a GD esteve colocada junto à barra 9. O vetor L é mostrado em (27).

Comparando (27) ou (26) com (22) ou (21) se observa que a situação perante os curto-circuitos não mudou para a barra 1. No entanto, agora com a GD, o sistema observou uma menor quantidade de afundamentos e por isso a maior quantidade de “0” (zeros) nesta última matriz (78 no total). Para analisar o impacto de uma barra em curto-circuito sobre a tensão nas outras, consideramos novamente cada uma das linhas da matriz de (26). A linha número 4, por exemplo, revela que diante de um curto-circuito na barra 4, não todas as barras são prejudicadas (especificamente, a partir da barra 9). Diferentemente, a matriz de (21) mostrou que, sem a GD, diante do mesmo fenômeno todas as barras foram afetadas. Comparação semelhante pode ser realizada com todas as outras barras.

Ao analisar as colunas da matriz de (26) uma nova informação pode ser retirada. Aproveitando que essa matriz está relacionada à GD colocada na barra 9, observemos a coluna número 9. Quando o curto circuito ocorre na barra 2, por exemplo, na barra 9 diminui a tensão provocando o afundamento ($MAB_{2_2 \times 9} = “1”$). Entretanto, considerando o curto circuito em outra barra, como a barra 4 antes comentada, ou a barra 6, percebe-se que o afundamento de tensão não se manifesta na barra 9 ($MAB_{2_4 \times 9} = MAB_{2_6 \times 9} = “0”$).

De modo geral, a coluna número 9 revela que a barra 9 sofreu afundamentos de tensão quando ela mesma e outras seis barras estiveram em curto-circuito. Curto-circuitos em uma quantidade semelhante de barras não provocaram afundamentos na barra 9. A situação particular provocada por uma barra k em curto-circuito sobre a barra 9 pode ser verificada no encontro da linha k com a coluna número 9. Uma análise semelhante pode ser realizada para as outras colunas, desta matriz, ou das que resultem de colocar GD em outras barras.

$$MBA_2 = \begin{bmatrix} 1^{01} & 1^{02} & 1^{03} & 1^{04} & 1^{05} & 1^{06} & 1^{07} & 1^{08} & 1^{09} & 1^{10} & 1^{11} & 1^{12} & 1^{13} & 1^{14} \\ 1^{02} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{03} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1^{04} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0^{05} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0^{06} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0^{07} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1^{08} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1^{09} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{10} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0^{14} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$L^T = [0^{01} \quad 0^{02} \quad 7^{03} \quad 6^{04} \quad 7^{05} \quad 7^{06} \quad 8^{07} \quad 0^{08} \quad 0^{09} \quad 7^{10} \quad 7^{11} \quad 7^{12} \quad 11^{13} \quad 11^{14}] \quad (27)$$

Um novo vetor C pode ser elaborado, com seus elementos representando o número de vezes que uma barra não sofreu afundamentos de tensão, perante curto-circuitos nas outras barras, isto é:

$$C = [9^{01} \quad 5^{02} \quad 5^{03} \quad 5^{04} \quad 5^{05} \quad 5^{06} \quad 5^{07} \quad 3^{08} \quad 7^{09} \quad 7^{10} \quad 7^{11} \quad 5^{12} \quad 5^{13} \quad 5^{14}] \quad (28)$$

onde:

$$C_j = \sum_{k=1}^n \begin{cases} 1 \text{ se } MAB_{2kq} = 0 \\ 0 \text{ se } MAB_{2kq} = 1 \end{cases} \quad (29)$$

com k representando às linhas da matriz MAB_2 . A variável j representa o elemento do vetor C (que no caso corresponde à coluna j da matriz).

A análise de todas as matrizes permitiu definir um novo indicador, que chamamos de *Índice de Imunidade de Barras perante Falhas Monofásicas*, $IIMB_\phi$, válido para o sistema com GD e determinado como:

$$IIMB_{j,g} = \frac{N_{BNA}}{N_{BCA}} = \frac{(C_j)_g}{n - (C_j)_g} \quad (30)$$

onde N_{BCA} e N_{BNA} representam, respectivamente, o número de barras do SDEE que, quando curto-circuitadas, provocam, ou não, afundamentos de tensão em uma barra j , estando a GD em uma barra g .

Considerando que o curto-circuito em uma barra provoca afundamento de tensão nela mesma:

$$IIMB_\phi \leq n - 1 \quad (31)$$

4.3. Representação gráfica

Na Fig. 5 é aproveitado o diagrama unifilar do SDEE para revelar uma distribuição territorial do indicador $IIMB_\phi$. A representação é através de cores, contudo, poderia ter sido através de linhas, gerando um mapa de contorno.

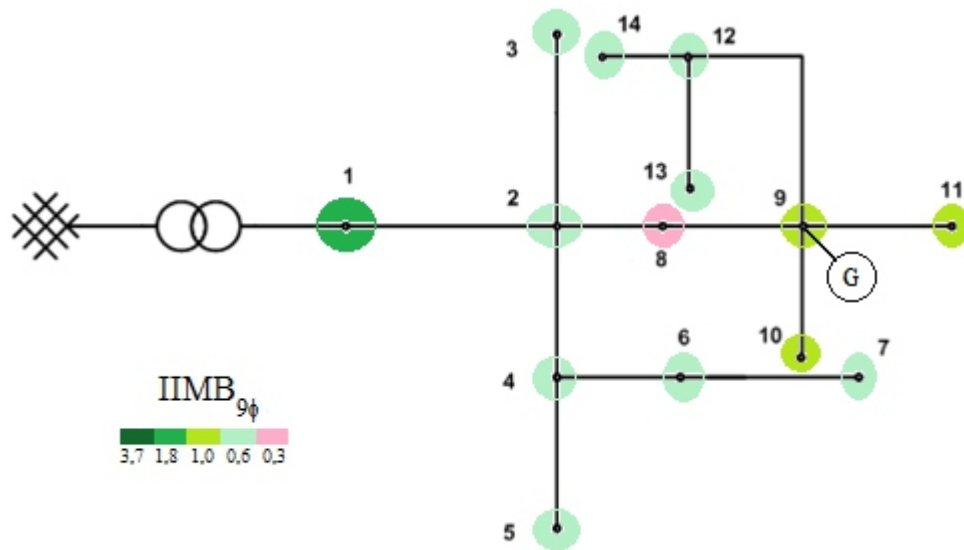


Fig. 5. Distribuição territorial do Índice de Imunidade de Barras perante Faltas Monofásicas com GD na barra 9.

Como toda representação gráfica o mapa da Fig. 5 contribui para uma rápida identificação da situação nas barras perante as faltas. Através do mapa é possível identificar a condição das cargas já posicionadas no SDEE. Por exemplo, com GD na barra 9 a carga localizada na barra 8 terá a pior condição, com $IIMB_{8,9\phi} \approx 0,3$. Para uma análise mais detalhada utilizamos a matriz MAB_2 a qual revela que tal carga se livrará dos afundamentos apenas quando as faltas aconteçam em três barras (as barras 7, 13 e 14). Já as cargas localizadas nas barras 9, 10 e 11 serão menos afetadas, com $IIMB_{\phi} = 1,0$ (a matriz MAB_2 revela que estas cargas serão afetadas por faltas em seis barras). As cargas na barra 1 teriam a melhor imunidade com $IIMB_{1,9\phi} = 1,8$.

Outra utilidade do indicador (e do mapa) é auxiliar na tomada de decisões. Por exemplo, diante de uma carga sensível localizada na barra 9 o mais conveniente seria instalar a GD na própria barra 9. De outro modo, em caso da GD já estar instalada junto a essa barra, cargas sensíveis poderiam ser instaladas nela ou nas barras 10 ou 11.

No caso de um SDEE sem GD, diante da decisão de incorporá-la, o indicador $IIMB_{\phi}$ pode revelar a melhor localização para a GD. A Fig. 6, por exemplo, revela a distribuição do indicador que se conseguiria ao instalar GD na barra 14. Nesta situação o indicador terá seu máximo valor, portanto, uma carga sensível deveria ser instalada conjuntamente nessa mesma barra para que sofra as menores consequências perante faltas nas outras barras.

De qualquer forma, as soluções requereriam de uma análise mais criteriosa, por exemplo, com esta última solução a barra 14 seria favorecida, mas as outras barras seriam fortemente prejudicadas (em comparação a solução correspondente à Fig. 5, por exemplo).

No SDEE em estudo o valor máximo teórico do indicador é 13,0, contudo, o valor máximo que se consegue é $IIMB_{14,14\phi} \approx 3,7$.

Ressalta-se que a barra 9 foi utilizada nos exemplos acima porque colocando nela GD, o SDEE experimentou o máximo valor do indicador $IIMB_{\phi}$, no caso 0,4. Para comparação, quando o SDEE trabalhou sem GD, $IIMB_{\phi} \approx 0,05$.

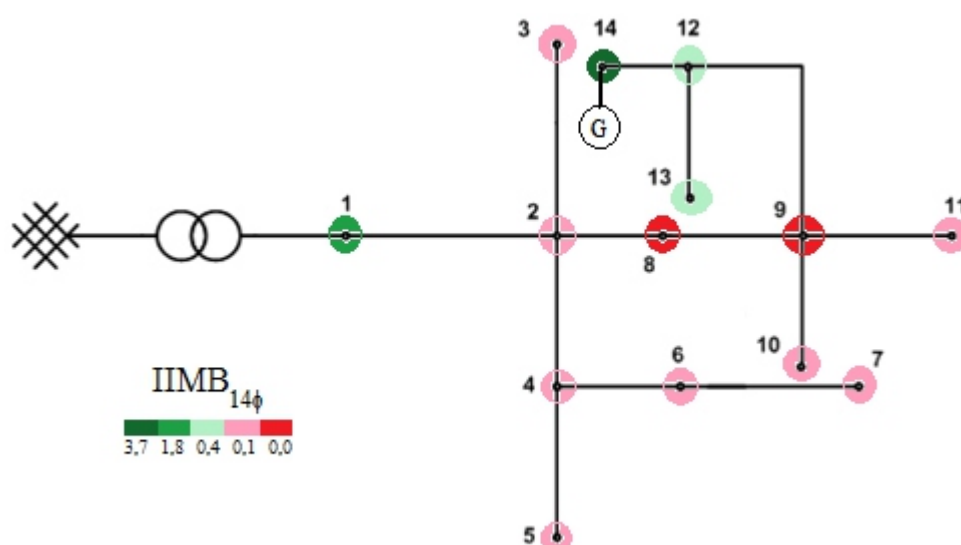


Fig. 6. Distribuição territorial do Índice de Imunidade de Barras perante Faltas Monofásicas com GD na barra 14.

5. Conclusões

Este trabalho analisa resultados de simulações de faltas monofásicas realizadas em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica de configuração radial (SDEE), que opera com e sem Geração Distribuída (GD). O SDEE contou com 14 barras e foi modelado no ATPDraw, sendo os dados dos seus componentes tomados de SDEEs de referência do IEEE. As tensões e correntes fornecidas pelo ATP serviram de referência nos estudos.

Em uma primeira análise as correntes do ATP foram comparadas com as obtidas através de uma aplicação em Matlab, na qual foram implementados os métodos de Componentes Simétricas (MCS) e de Componentes de Fases (MCF). O trabalho demonstra que com ambos os métodos os resultados são satisfatórios quando o SDEE opera com cargas balanceadas. Entretanto, quando algumas cargas foram desbalanceadas os resultados do MCS se afastaram dos utilizados como referência, chegando a diferença a 10% em uma das barras. Ressalta-se que esta atividade foi realizada no marco da seleção de um método de análise a ser inserido em um programa computacional próprio em desenvolvimento.

Em uma segunda análise, a partir das tensões reportadas pelo ATP foi realizado um estudo de afundamentos de tensão. Em função disso, em relação ao valor de 0,9 p.u., as tensões nas diferentes barras foram classificadas. Foram elaboradas matrizes booleanas de afundamentos de tensão a partir das quais novos instrumentos são elaborados. Por exemplo, mapas de contorno, que revelam a situação das barras perante faltas que aconteçam no SDEE.

Dois índices relacionados com os afundamentos de tensão foram obtidos com o trabalho. Os índices contabilizam os elementos das matrizes booleanas e, portanto, estão relacionados com faltas monofásicas. O Índice de Imunidade do Sistema caracteriza o SDEE integralmente e permite diferenciar SDEEs ou comparar a situação de um mesmo SDEE perante as faltas, quando modificações são projetadas ou realizadas nele.

Já o Índice de Imunidade de Barras foi definido para o SDEE trabalhando com GD e permite diferenciar as barras enquanto ao número de outras barras que as afetam. O índice facilita a elaboração de informação visual, de mapas, aproveitando o unifilar. As barras são coloridas conforme o valor do indicador facilitando a tomada de decisões a respeito da localização do gerador independente e/ou de cargas sensíveis.

Em trabalhos futuros outros níveis de tensão devem ser considerados para elaborar as matrizes, e SDEEs com maior número de barras devem ser estudados. Outros tipos de faltas também devem ser estudados. Para todos os casos a informação gráfica deve ser enriquecida, considerando a posição nas linhas elétricas até onde, ou desde onde, uma falta se propaga, tornando mais precisos os mapas de contorno.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro recebido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq. Também, agradecem o apoio da Facultad de Ingeniería da Universidad Nacional de Misiones – UNaM.

Referências

- [1] B.D. Bonatto, E.A. Mertens, L.F.S. Dias, S. Nosaki, E.H. Watanabe, M. Aredes, S. Carneiro and H.W. Dommel, “Eletrônica de Potência e Qualidade da Energia Elétrica: Pesquisas Cooperativas na ELEKTRO, COPPE/UFRJ e UBC – Resultados Práticos,” in II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Salvador, Brasil, 2003.
- [2] Y. Han, Y. Feng, P. Yang, L. Xu, Y. Xu and F. Blaabjerg, “Cause, Classification of Voltage Sag, and Voltage Sag Emulators and Applications: A Comprehensive Overview,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2958965>.
- [3] A.Stano, D.F. Bernardes, J.C.G. Rodrigues and J.M.E. Vicente, “O Impacto do Uso de Microcomputadores na Qualidade da Energia Elétrica. Instituto CGTI – Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação”. Campinas, Brasil, 2025. Disponível em <https://www.cgti.org.br/publicacoes>.
- [4] M.V. Bhakkad and B.T. Deshmukh, “Generation of Voltage Sag for different loads and conditions using MATLAB SIMULINK,” in International Conference on Innovative Trends and Advances in Engineering and Technology. Shergaon, India, 2019. <https://doi.org/10.1109/ICITAET47105.2019.9170228>.
- [5] C.A.H. Campo, V.G. Garrido, E.C. Peñaranda and P. Guarín, “Harmonic distortion analysis and mitigation in LED public lighting systems using PID control and LC filters,” in IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications. Cartagena, Colombia, 2025. <https://doi.org/10.1109/PEPQA66960.2025.11073514>.
- [6] Z. Reguieg, I. Bouyakoub and F. Mehedi, “Harmonic mitigation in grid-integrated renewable energy systems with nonlinear loads,” *Energy*, vol. 324, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135882>.
- [7] M.D. Teixeira, R.L. Araújo, N.S.R. Quoirin, L.M. Ardjomand, A.R. Aoki, G. Paulillo, A.P. Sgobero and I. Wunderlich, “Acceptable Power Quality Limits to Avoid Damage In Appliances,” *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, 4(5) junho, 2005. Disponível em <https://worldses.org/journals/circuits/odl.htm>.
- [8] S.V. Fukuda, M.D. Teixeira, A.R. Aoki, G. Paulillo, R.L. Araújo, L.M. Ardjomand, N.S.R. Quoirin, R.A. Peniche, I. Wunderlich and A.P. Sgobero, “Avaliação dos Limites de Parâmetros de Qualidade de Energia Aceitáveis para Prevenir Danos em Eletrodomésticos,” in Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Florianópolis, Brasil, 2005.
- [9] V. Liubcuk, V. Radziukynas, G. Kairaitis and D. Naujokaitis, “Power Quality Impact and Its Assessment: A Review and a Survey of Lithuanian Industrial Companies,” *Inventions*, 10(30), 2025. <https://doi.org/10.3390/inventions10020030>.
- [10] A. Sharma, B.S. Rajpurohit and S.N. Singh, “A review on economics of power quality: Impact, assessment and mitigation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.011>.
- [11] R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso and H.W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*. 3a Ed. McGraw Hill, New York, Estados Unidos de América, 2012.

- [12] M.H.J. Bollen, M. Speychal and K. Lindén, “Estimation of Dip Frequency from Fault Statistics Including Three-Phase Characteristics,” in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. KTH, Stockholm, Sweden, 2006. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2006.360400>.
- [13] J.C. Gomez and M.M. Morcos, “Voltage sags and recovery time in repetitive events,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4), 2002. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2002.803840>.
- [14] L. Qun, “Analysis on Fault Statistics in Wenzhou Electric Power Distribution Network,” in Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. Wuhan, China, 2009. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2009.4918168>.
- [15] M.H.J. Bollen, *Solving power quality problems: voltage sags and interruptions*. New York, Estados Unidos de América: IEEE Press, 1999.
- [16] D. Gordon, P. Scott and S. Thiébaux, “SmartGridToolbox: a library for simulating modern and future electricity networks,” *arXiv*, 2022. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2110.08992>.
- [17] X. Guo, Y. Li, S. Wang, Y. Cao, M. Zhang, Y. Zhou and N. Yosuke, “A Comprehensive Weight-Based Severity Evaluation Method of Voltage Sag in Distribution Networks,” *Energies*, 14(19), 2021. <https://doi.org/10.3390/en14196434>.
- [18] J.R.S. Martins, D.A. Fernandes, F.F. Costa and M.B.R. Corrêa, “Compensação de tensão trifásica em cargas sensíveis baseada em um sistema de controle repetitivo e mínimos quadrados,” *Eletrônica de Potência*, 22(3), 2017. <https://doi.org/10.18618/REP.2017.3.2681>.
- [19] N. Phannil, S. Ananwattanaporn and C. Pothisarn, “Reduction of impact from voltage sags during faults in distribution system by installing neutral grounding resistor,” in 13th International Electrical Engineering Congress. Hua Hin, Thailand, 2025. <https://doi.org/10.1109/IEECON64081.2025.10987739>.
- [20] N.P. da Silva, A.C. Francisco, J.L. Kovalski and M.S. Thomaz, “Avaliação do Impacto das Descargas Atmosféricas na Qualidade de Energia Fornecida pelas Concessionárias: Estudo de Caso em uma Empresa de Distribuição de Energia do Sul do País,” *Nucleus*, 7(1), 2010. <https://doi.org/10.3738/1982.2278-335>.
- [21] J.C. Ramirez, E. Gómez-Luna and J.C. Vasquez, “Technical and economic feasibility analysis to implement a solid-state transformer in local distribution systems in Colombia,” *Energies*, 18 (14), 2025. <https://doi.org/10.3390/en18143723>.
- [22] J. Xie, J. Wei, H. Feng, B. Wu and L. Ran, “A short-circuit protection method for SiC MOSFET using combined Vgs and Vds detection,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 40 (9), 2025. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2025.3565503>.
- [23] H. Okumus, F.M. Nuroglu and S. McLoone, “Ensemble learning for short circuit fault location estimation in distribution networks,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 159 (A), 2025. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2025.111640>.
- [24] D. Song, Z. Zhang, Y. Xing and H. Shi, “A medium-voltage side short-circuit fault location method for distribution networks based on low-voltage side phase-to-phase voltage amplitude,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 3043, 2025. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/3043/1/012158>.
- [25] C.L. Fortescue, “Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,” *AIEE Transactions*, vol. 37, part II, 1918. <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1918.4765570>.
- [26] C.F. Wagner and R.D. Evans, *Symmetrical Components as Applied to the Analysis of Unbalanced Electrical Circuits*. 1st ed., New York, Estados Unidos de América: McGraw-Hill, 1933.
- [27] M.A. Laughton, “Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part II: Fault analysis,” *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, 116 (5), 1969. <https://doi.org/10.1049/piee.1969.0160>.
- [28] E.B. Makram, M.A. Bou-Rabee and A.A. Girgis, “Three-Phase Modeling of Unbalanced Distribution Systems during Open Conductors and/or Shunt Fault Conditions Using the Bus Impedance Matrix,” *Electric Power Systems Research*, 13(3), 1987. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(87\)90002-2](https://doi.org/10.1016/0378-7796(87)90002-2).
- [29] H. Saadat, *Power system analysis*. 2nd ed, New York, Estados Unidos de América: McGraw-Hill’s Primm Custom Publishing, 2002.
- [30] S.M. Halpin and L.L. Grigsby, “Fault analysis of multi-phase unbalanced non-radial power distribution systems,” in Proceedings of Industrial and Commercial Power Systems Conference, 1994. <https://doi.org/10.1109/ICPS.1994.303574>.

- [31] H. Li, J. Chen, Y. Liang, F. Liao and G. Wang, "Effects of imbalance on single-phase to ground fault characteristics in low-resistance grounded systems," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105504>.
- [32] Institute of Electrical and Electronics Engineers– IEEE, "IEEE Std 1159-2019 – Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," 2019. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>.
- [33] International Electrotechnical Commission – IEC, "IEC Std 61000-2-2:2002 – Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-2: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems," 2002.
- [34] Agência Nacional de Energia Elétrica– ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica" 2023. Brasília, Brasil.
- [35] D.L. Brooks, R.C. Dugan, M. Wacławski and A. Sundaram, "Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance," *IEEE Transactions on Power Delivery* 13(1), 1998. <https://doi.org/10.1109/61.660886>.
- [36] H. Liao, S. Abdelrahman, Y. Guo and J.V. Milanovic, "Identification of Weak Areas of Power Network Based on Exposure to Voltage Sags—Part I: Development of Sag Severity Index for Single-Event Characterization," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(6), 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2362965>.
- [37] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, 57(3), 2001. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8).
- [38] M. Khodadadi and A. Askarzadeh, "A techno-enviro-economic framework for optimal operation of a battery-driven hybrid energy system with biomass: A risk-averse approach," *Energy*, vol. 320, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135273>.
- [39] N. Permal, F. Nagi, M. Marsadek, A.K. Ramasamy, N. Boopalan, K. Kumar and A.L. Balakrishna, "EV and PV penetration impact on grid with conservative voltage regulation and reactive voltage compensation," *ISA Transactions*, vol. 158, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2025.01.004>.
- [40] S.L.K. Bharathi, V. Thanigaivelan, S. Shenbagaraman and M.R. Babu, "Hybrid EVO-CFNN approach for improve voltage stability of distribution system performance using superconducting magnetic energy storages inter linked with wind turbine," *Journal of Energy Storage*, vol. 12, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115465>.
- [41] S. Roy and R. Singh, "Distributed energy procurement with renewable energy sources in a radial distribution system," *Computers and Electrical Engineering*, 123(D), 2025. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2025.110268>.
- [42] Programa ATPDraw, 2025. <http://www.atpdraw.net>.
- [43] Programa Matlab, 2025. <http://www.mathworks.com>.
- [44] Programa EMTP/ATP, 2025. <http://www.empt.com>.
- [45] S. Quaia and F. Tosato, "The Voltage Sags Matrix: a useful tool for power quality analysis," *Electrotechnical Review*, 69(3-4), 2002. Disponível em <https://ev.fe.uni-lj.si/3-4-2002/quaia.pdf>.
- [46] G.G. Santos, A.C. dos Santos, T.L. Oliveira and C.E. Tavares, "Aplicativo computacional para cálculo de curto-circuito e estudos de afundamentos de tensão," in XIII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Uberlândia, Brasil, 2015. Disponível em <https://www.peteletricaufu.com.br/ceel/evento/artigos/>.
- [47] M.F. McGranaghan, D.R. Mueller and M.J. Samoty, "Voltage sags in industrial systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 29(2), 1993. <https://doi.org/10.1109/28.216550>.
- [48] W. Liu, L.G. Tu, H.W. Hong and W. Zhong, "An integrated application for voltage sag analysis," in 20th International Conference on Power Industry Computer Application Columbus, OH, Estados Unidos de América, 1997. <https://doi.org/10.1109/PICA.1997.599386>.
- [49] M.R. Qader, M.H.J. Bollen and R.N. Allan, "Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 35(1), 1999. <https://doi.org/10.1109/28.740859>.
- [50] C. Behera, A. Banik, and A.K. Goswami, "A novel approach for voltage sag representation in a chemical industry: A case study," *Engineering Reports*, 2(7), 2020. <https://doi.org/10.1002/eng2.12198>.

- [51] T. Nguyen and Y. Liao, "Power quality disturbance classification utilizing S-transform and binary feature matrix method," *Electric Power Systems Research*, 79(4), 2008. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.08.007>.
- [52] S. Jashfar, S. Esmaeili, M. Zareian-Jahromi and M. Rahmanian, "Classification of power quality disturbances using S- transform and TT-transform based on the artificial neural network," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 21 (6), 2013. <https://doi.org/10.3906/elk-1112-51>.
- [53] E. Espinosa-Juárez and A. Hernández, "A method for voltage sag state estimation in power systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2007. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.905587>.
- [54] G. Carpinelli, P. Caramia, C. Di Perna, P. Varilone and P. Verde, "Complete matrix formulation of fault-position method for voltage-dip characterisation," *IET Generation, Transmission and Distribution*, 1(1), 2007. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20050544>.
- [55] T.R. Kempner, M. Oleskovicz and D.P.S. Gomes, "Optimal monitoring of voltage sags through simultaneous analysis of short-circuits in distribution systems," *IET Generation, Transmission and Distribution* 11(7), 2017. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1648>.
- [56] S. Jo, J.Y. Oh, Y.T. Yoon and Y.G. Jin, "Self -healing radial distribution network reconfiguration based on deep reinforcement learning," *Results in Engineering*, vol. 22, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102026>.
- [57] A. Mishra, M. Tripathy and P. Ray, "A survey on different techniques for distribution network reconfiguration," *Journal of Engineering Research*, 12(1), 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jer.2023.09.001>.
- [58] R. Fathi, B. Tousi and S. Galvani, "Allocation of renewable resources with radial distribution network reconfiguration using improved salp swarm algorithm," *Applied Soft Computing*, vol. 132, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2022.109828>.
- [59] R. Nebuloni, V. Ilea, C. Bovo, A. Berizzi, C. Arrigoni, F. Re and R. Bonera, "Optimal reconfiguration of radial distribution networks with renewable energy resources by considering configuration shift steps," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 43, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2025.101861>.
- [60] W.H. Hayt and J.E. Kemmerly, *Engineering Circuit Analysis*, 2nd ed., New York, Estados Unidos de América: McGraw-Hill, 1962.
- [61] W.D. Stevenson, *Elements of Power System Analysis*. 2nd ed., New York, Estados Unidos de América: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1962.
- [62] M.A. Laughton, "Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part I: System representation in phase frame of reference," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, 115(8), 1968. <https://doi.org/10.1049/piee.1968.020>.
- [63] W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. 2nd ed., Boca Raton, Florida, Estados Unidos de América: CRC Press, 2007.
- [64] S.M. Halpin and L.L. Grigsby, "A comparison of fault calculation procedures for industrial power distribution systems: the past, the present and the future," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, 1994. <https://doi.org/10.1109/ICIT.1994.467213>.
- [65] Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, "IEEE PES Test Feeder," 2025. Disponível em <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources>.
- [66] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, "ANAFAS 2.0 – Programa de Análise de Falhas Simultâneas," 2023. Disponível em <https://www.cepel.br/anafas-2>.
- [67] P. Janiga, Z. Eleschová and D. Viglaš, "Short-Circuit – Analysis and Calculation," *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 9, 2014. Disponível em <https://wseas.com/journals/articles.php?id=5315>.
- [68] B.R. Sodré, B.A. Silva, A.S. Velloso, B.W. França, M.Z. Fortes and G.G. Sotelo, "Desenvolvimento de um aplicativo em VBA para simulação de curto-circuitos em rede de distribuição utilizando o programa ANAFAS," in *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2020. <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2502>.