

Ferramenta Computacional para o Planejamento da Expansão de Redes de Distribuição Considerando Confiabilidade

Gustavo L. Aschidamini^{*,**} Gederson A. da Cruz^{*,**}
Lara C. de Almeida^{*} José D. D. Garcia^{*,**} Mariana Resener^{*,**,***}
Roberto C. Leborgne^{*,**} Luís A. Pereira^{**}

^{*} Grupo de Modelagem e Análise de Sistemas de Potência,
^{**} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil.
^{***} Simon Fraser University, Surrey, BC, Canada
E-mails: gustavo.aschidamini@ufrgs.br, gederson.cruz@ufrgs.br,
lara.almeida@ufrgs.br, jdoriad@uninorte.edu.co, mariana_resener@sfu.ca,
roberto.leborgne@ufrgs.br, lpereira@ufrgs.br

Abstract: This work proposes a software tool to help plan the expansion of the primary distribution network of power distribution companies, incorporating reliability criteria. The software is based on a method that we developed to analytically assess the reliability using the information of feeders and historical data regarding occurrences of interruptions. According to this method, the data available concerning distribution systems are used to estimate reliability indices with and without expanding the network; further, the user can choose the best expansion action and assess the associated impacts as well. To demonstrate the aid in the process of decision-making for expansion planning, the software was applied to a network composed of eight distribution feeders connected to a substation. The installation and automation of normally-closed sectionalizing switches were analyzed; nevertheless, the software is flexible enough so that different types of expansion alternatives can be easily integrated. The results demonstrated that the tool is able to guide the location of installation and automation of sectionalizing switches by identifying the zones in which faults most contribute to the reliability indices.

Resumo: Este trabalho propõe uma ferramenta computacional de auxílio ao planejamento da expansão da rede de distribuição primária de uma distribuidora de energia elétrica incorporando critérios de confiabilidade. A ferramenta computacional foi desenvolvida com base em um método desenvolvido pelos autores para a avaliação analítica da confiabilidade usando informações relacionadas aos alimentadores e dados históricos de ocorrências de interrupções. Os dados da distribuidora de energia foram usados para a estimativa da confiabilidade com e sem realização de obras de expansão, sendo que a ferramenta permite que o usuário escolha as obras e avalie o seu impacto. A ferramenta foi aplicada a um conjunto elétrico formado por oito alimentadores de distribuição de uma subestação para demonstrar o auxílio na tomada de decisão de obras de expansão. Foi analisada a instalação e a automação de chaves de seccionamento normalmente fechadas, porém a ferramenta é flexível e permite a incorporação de diversos tipos de obras de expansão. Os resultados demonstraram que a ferramenta é capaz de orientar a localização da instalação e automação de chaves de seccionamento por meio da identificação dos blocos em que as falhas mais contribuem para os indicadores de confiabilidade.

Keywords: reliability assessment; power distribution system; expansion planning; reliability indices; energy not supplied.

Palavras-chaves: avaliação da confiabilidade; sistema de distribuição; planejamento da expansão; indicadores de confiabilidade; energia não suprida.

1. INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica é um tema de grande interesse, pois pode causar tanto prejuízos técnicos como econômicos para a distribuidora de energia e para os consumidores finais (Masoum e Fuchs, 2015). Assim, as distribuidoras de energia elétrica precisam adequar os seus serviços aos requisitos de qualidade impostos pelos órgãos fiscalizadores. Em virtude disso, as empresas buscam ferramentas para orientar tanto o planejamento da operação quanto o planejamento da expansão

da rede de distribuição. Além disso, vale ressaltar que os custos de investimentos na rede e a melhoria do nível de confiabilidade são objetivos conflitantes (Georgilakis et al., 2021). Assim sendo, no contexto do planejamento da expansão da rede de distribuição incluindo critérios de confiabilidade, a verificação do impacto das obras de expansão na confiabilidade é essencial para auxiliar a tomada de decisão em relação a quais obras serão executadas.

A confiabilidade pode ser mensurada por meio de diversos indicadores, tais como o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), o *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), o *Customer Interruption Frequency* (CIF), o *Customer Interruption Duration* (CID) e a *Expected Energy Not Supplied* (EENS) (Billinton e Allan, 1996; Lotero e Contreras, 2011; IEEE, 2012).

Por outro lado, os indicadores de confiabilidade são obtidos por intermédio de métodos analíticos ou de simulação, por exemplo, o método baseado na simulação de Monte Carlo (Escalera et al., 2018). Métodos analíticos representam o sistema por meio de modelos analíticos e calculam os indicadores de confiabilidade usando soluções igualmente analíticas (Li et al., 2020). Em especial, o método baseado em simulação de Monte Carlo, por sua vez, estima os indicadores de confiabilidade por meio da simulação do comportamento aleatório do sistema (López-Prado et al., 2020). Além disso, vale ressaltar que métodos analíticos em geral fornecem valores médios para os indicadores de confiabilidade, enquanto que métodos baseados em simulação fornecem distribuições de probabilidades de possíveis resultados (Brown, 2008).

Métodos analíticos requerem um tempo computacional reduzido para calcular os indicadores de confiabilidade quando comparado com métodos baseados em simulação (Chowdhury e Koval, 2009). Além disso, métodos analíticos podem ser facilmente aplicados a sistemas de distribuição reais, pois os modelos de alimentadores estão comumente disponíveis em *softwares* de análise de redes das distribuidoras de energia elétrica. Este tipo de método também se mostra mais adequado para análises de sensibilidade em sistemas de grande porte devido à maior precisão dos resultados (Brown, 2008). Desta forma, métodos analíticos são vantajosos para a aplicação em sistemas de distribuição reais.

Na literatura técnica, são encontrados trabalhos que visam avaliar a confiabilidade em sistemas de grande porte. Em Tabares et al. (2019), uma redução do tempo computacional necessário para avaliar analiticamente a confiabilidade foi obtida por meio de uma formulação algébrica em que um sistema de equações lineares é solucionado. Neste trabalho, a aplicabilidade da formulação com tempo computacional reduzido foi demonstrada para um sistema de grande porte. Em Dias (2002), foi desenvolvido um método para a avaliação do impacto das principais obras de expansão na confiabilidade e subsequentemente foi aplicado a uma rede de distribuição real.

Um método para avaliar o impacto de obras de expansão na confiabilidade foi proposto por Aschidamini et al. (2022). Neste método, a avaliação analítica da confiabilidade utiliza dados históricos de ocorrências de interrupções e o comprimento de rede de cada bloco, que são os trechos de rede de distribuição primária entre dispositivos de proteção e/ou seccionamento, para calcular taxas de falhas e ajustar os indicadores de confiabilidade estimados aos indicadores históricos médios da rede de distribuição primária. O método foi validado através de um estudo de caso em um alimentador de distribuição real. Foi evidenciada a importância de utilizar o histórico de interrupções para calcular taxas de falhas e estimar os indicadores de confiabilidade, visto que os resultados da avaliação da confiabilidade auxiliam na priorização da execução de obras de expansão.

Um método para a avaliação analítica da confiabilidade de sistemas de distribuição complexos, denominado de *fault incidence matrix* (FIM), foi formulado por Wang et al. (2018).

Embora este método seja adequado para análises de sensibilidade na confiabilidade tendo em vista uma redução do esforço computacional, o mesmo não foi aplicado a sistemas reais e de grande porte. Em um trabalho mais recente, proposto por Zhang et al. (2020), foi desenvolvida uma extensão da FIM, com a formulação de expressões para quantificar o impacto de fatores que afetam a confiabilidade. Este estudo foi aplicado em um sistema de distribuição real e pode contribuir para o planejamento da melhoria da confiabilidade.

O problema de planejamento da expansão considerando confiabilidade usualmente é abordado através de modelos de otimização com a finalidade de definir um conjunto de obras de expansão. No entanto, este problema pode ser abordado através da formulação da avaliação analítica da confiabilidade, que permite a verificação dos pontos críticos da rede de distribuição. Nesta abordagem, o método não define um conjunto de obras de expansão, porém este pode ser empregado em conjunto com análises de sensibilidade dos parâmetros da rede para estudar as consequências da execução de projetos na rede na confiabilidade. Esta abordagem fornece liberdade na indicação das alternativas de obras de expansão a serem avaliadas durante a fase de planejamento da rede, apresentando potencialidade de aplicação prática pelas distribuidoras de energia.

Apesar de a avaliação da confiabilidade já ter sido aplicada a sistemas de distribuição reais e de grande porte, a maioria dos trabalhos publicados não incorporam a avaliação da confiabilidade a ferramentas que possam ser aplicadas ao planejamento da expansão das distribuidoras de energia. Neste contexto, este artigo apresenta uma ferramenta computacional para auxiliar no planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando a inclusão de critérios de confiabilidade. A ferramenta computacional proposta utiliza o método de avaliação do impacto de obras de expansão na confiabilidade de redes de distribuição previamente desenvolvido pelos autores, em Aschidamini et al. (2022). As principais contribuições do presente artigo incluem (i) um método de tratamento dos dados da distribuidora e os procedimentos para obtenção dos indicadores de confiabilidade considerando a rede com e sem obras de expansão e (ii) uma ferramenta computacional para avaliação da confiabilidade em estudos de planejamento. O potencial de aplicação da ferramenta é demonstrado a partir da utilização de dados de um conjunto elétrico real, composto por oito alimentadores de distribuição.

2. DESCRIÇÃO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL

A ferramenta computacional desenvolvida emprega a avaliação analítica da confiabilidade para fornecer a estimativa dos indicadores de confiabilidade sem e com obras de expansão. A organização da ferramenta proposta é apresentada na Figura 1.

Inicialmente, as informações contidas no banco de dados da distribuidora de energia são obtidas e utilizadas no processo de avaliação da confiabilidade da rede. Como resultados, são obtidos indicadores de confiabilidade, como o SAIFI, SAIDI e EENS, além de dados que permitem a identificação de blocos de rede críticos, auxiliando o usuário da ferramenta na indicação das possíveis alternativas de obras de expansão da rede de distribuição. A ferramenta possibilita avaliar o impacto das obras de expansão indicadas pelo usuário na confiabilidade, de forma a auxiliar no processo de decisão das obras a serem executadas.

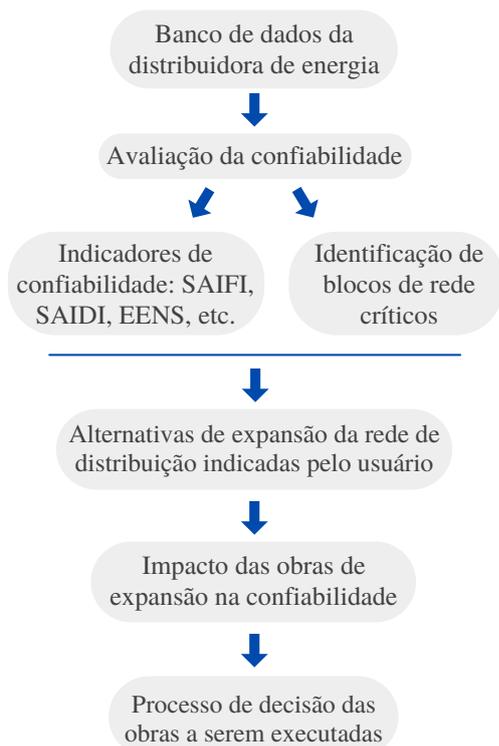


Figura 1. Organização da ferramenta proposta.

2.1 Parâmetros de entrada: dados da distribuidora

Devido aos requisitos de verificação da confiabilidade impostos por órgãos fiscalizadores, as distribuidoras de energia elétrica usualmente mantêm um registro do histórico de ocorrências de interrupções. Estes dados fornecem informações sobre cada interrupção ocorrida, tais como:

- nível da rede de distribuição afetada pela interrupção (rede primária ou secundária);
- data e horário de aviso da interrupção;
- data e horário de localização da falha;
- data e horário de restabelecimento;
- quantidade de clientes atingidos;
- tipo de ocorrência (não programada ou programada).

As distribuidoras de energia usualmente possuem o modelo dos alimentadores de distribuição existentes em formato compatível com *softwares* comerciais destinados à análise do fluxo de potência. Adicionalmente, durante a etapa de planejamento, as possíveis obras de expansão podem ser modeladas com o objetivo de simular a rede antes da execução de obras. Os alimentadores também podem ser modelados por meio de grafos, que indicam a estrutura da rede e a localização dos dispositivos de proteção e/ou seccionamento (Sperandio, 2008).

Além disso, os dados da localização dos transformadores, a quantidade de consumidores conectados na rede de média e de baixa tensão, bem como o consumo de energia por consumidor também podem compor o registro de dados dos alimentadores. O modelo da rede de distribuição auxilia em estudos como de qualidade de energia elétrica e de planejamento da operação e expansão, sendo portanto utilizado na avaliação da confiabilidade que segue.

2.2 Avaliação analítica da confiabilidade

A ferramenta computacional proposta permite o cálculo analítico do SAIFI, SAIDI, CIF e CID, assim como da EENS, para avaliar a confiabilidade do sistema de distribuição. Esses indicadores são calculados com base nas taxas de falhas e nos tempos de restabelecimento dos circuitos considerando interrupções permanentes, que também podem ser chamadas de interrupções sustentadas. A norma IEEE Std 1366 – “*Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*” IEEE (2012) define como interrupções sustentadas as interrupções com duração superior a 5 minutos. Por outro lado, no contexto nacional, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2022) define as interrupções permanentes ou de longa duração como interrupções com duração superior ou igual a 3 minutos.

Na ferramenta computacional proposta, a rede de distribuição primária é segmentada em n blocos, os quais são limitados por dispositivos de proteção e/ou seccionamento. Assim, a consequência no bloco j devido a uma falha no bloco i é verificada com o auxílio da representação dos alimentadores por grafos.

O modelo implementado na ferramenta computacional considera que para uma falha no bloco i , o bloco j pode ser classificado como Permanentemente Interrompido (I), quando é necessário o chaveamento e o reparo da falha para o restabelecimento de energia do bloco, e como Não Atingido (N), quando a falha não interrompe o fornecimento de energia do bloco (Dias, 2002). Além disso, o bloco j pode ser classificado como Restabelecível (R), quando é possível restabelecer o fornecimento de energia do bloco com manobras no mesmo alimentador, ou também como Transferível (T), quando é possível restabelecer o fornecimento de energia do bloco por meio da transferência de carga para algum alimentador adjacente (Dias, 2002).

O SAIFI, em interrupções por ano, é dado por:

$$SAIFI = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i N_j}{TC}, \quad (1)$$

onde λ_i é a taxa de falhas do bloco i , N_j é o número de consumidores do bloco j e TC é o total de unidades consumidoras do conjunto elétrico considerado na avaliação.

O SAIDI, em horas por ano, é calculado por:

$$SAIDI = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i t_{res}(i,j) N_j}{TC}, \quad (2)$$

onde t_{res} é o tempo de restabelecimento.

O t_{res} é composto pelo somatório do tempo de localização da falha (t_l), tempo de chaveamento (t_c) e tempo de reparo da falha (t_r), cujos valores dependem da classificação de restabelecimento do bloco j considerando uma falha no bloco i .

A EENS, em MWh por ano, é determinada por:

$$EENS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i t_{res}(i,j) C_j}{8760}, \quad (3)$$

onde C_j é o consumo médio anual do bloco j .

Além disso, o CIF do bloco j (CIF_j), em interrupções por ano, e o CID do bloco j (CID_j), em horas por ano, são dados, respectivamente, por:

$$CIF_j = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad e \quad (4)$$

$$CID_j = \sum_{i=1}^n \lambda_i t_{res}(i,j). \quad (5)$$

Além dos indicadores de confiabilidade mencionados, é possível obter as contribuições de falhas no bloco i para a formação do SAIFI ($cSAIFI_i$), em interrupções por ano, e para a formação do SAIDI ($cSAIDI_i$), em horas por ano, que são dadas, respectivamente, por:

$$cSAIFI_i = \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i N_j}{TC} \quad e \quad (6)$$

$$cSAIDI_i = \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i t_{res}(i,j) N_j}{TC}. \quad (7)$$

De forma similar, a contribuição de falhas no bloco i para a formação da EENS ($cEENS_i$) é definida conforme segue.

$$cEENS_i = \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_i t_{res}(i,j) C_j}{8760} \quad (8)$$

Na ferramenta computacional desenvolvida, a taxa de falhas inicial por bloco é calculada com base no histórico de ocorrências de interrupções. No entanto, não é possível obter a localização de todas as falhas a partir do histórico de ocorrências. Por essa razão, a taxa de falhas por bloco é ajustada com o SAIFI histórico após a determinação do seu valor inicial.

Uma abordagem semelhante a da taxa de falhas é feita para o tempo de restabelecimento, cujo ajuste é feito com o SAIDI histórico. No entanto, o tempo de restabelecimento inicial é um valor atribuído pelo usuário da ferramenta e não é baseado no histórico de ocorrências.

O pseudocódigo apresentado a seguir, denominado de Algoritmo 1, detalha a avaliação analítica da confiabilidade desenvolvida em Aschidamini et al. (2022), e empregada na ferramenta computacional proposta.

Algoritmo 1 Avaliação analítica da confiabilidade

```

1:  $\lambda_i \leftarrow \lambda_i^h$ 
2: calcula SAIFI (Eq. 1)
3: while SAIFI < SAIFIh do
    $\lambda_i = \lambda_i + l_i \Delta^p$ 
   calcula SAIFI (Eq. 1)
4: end while
5: calcula CIFj (Eq. 4) e cSAIFIi (Eq. 6)
6:  $t_{res} \leftarrow t_{res}^i$ 
7: calcula tl, tc e tr
8: calcula SAIDI (Eq. 2)
9: while SAIDI < SAIDIh do
10:  $t_{res} = t_{res} + t_{res}^p$ 
11: atualiza tl, tc e tr
12: calcula SAIDI (Eq. 2)
13: end while
14: calcula EENS (Eq. 3), CIDj (Eq. 5),
15: cSAIDIi (Eq. 7) e cEENSi (Eq. 8)

```

Os dados de entrada para a execução do Algoritmo 1 são o SAIFI histórico ($SAIFI_h$), o SAIDI histórico ($SAIDI_h$), a taxa de falhas por bloco i histórica (λ_i^h) e o comprimento da rede primária do bloco i (l_i). Além disso, são atribuídos valores

para o passo de taxa de falhas por comprimento (Δ^p), para o tempo de restabelecimento inicial (t_{res}^i) e para o passo do tempo de restabelecimento (t_{res}^p).

Após a definição dos dados de entrada, primeiramente, são atribuídos os valores da λ_i^h para a variável λ_i , conforme mostra o Algoritmo 1. Em seguida, o SAIFI é calculado e um processo iterativo é executado enquanto o SAIFI for menor que o SAIFI_h. A cada iteração, o valor de λ_i é atualizado por meio do produto $l_i \Delta^p$ e o SAIFI é recalculado. Após a condição de parada do processo iterativo ser satisfeita, o CIF_j e a cSAIFI_i são finalmente calculados.

Posteriormente, é atribuído o valor de t_{res}^i para o t_{res} . Em seguida, não apenas t_l , t_c e t_r , mas também o SAIDI são calculados. Logo após, um processo iterativo é executado enquanto o SAIDI for menor que o SAIDI_h. A cada iteração, o t_{res} é atualizado por meio do valor contido em t_{res}^p . Consequentemente, os valores de t_l , t_c e t_r são atualizados e o SAIDI é recalculado. Por fim, após a condição de parada do processo iterativo ser satisfeita, os indicadores EENS, CID_j, cSAIDI_i e cEENS_i são calculados.

2.3 Estimativa da confiabilidade sem obras de expansão

Esta estimativa fornece os indicadores de confiabilidade da rede de distribuição pré-existente, ou seja, sem obras de expansão. O fluxograma que detalha a estimativa da confiabilidade sem obras de expansão é apresentado na Figura 2.

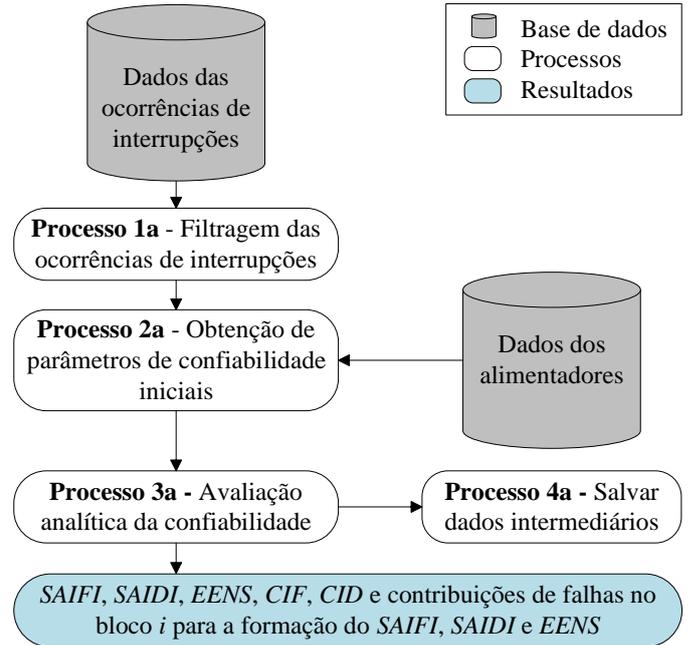


Figura 2. Fluxograma da estimativa da confiabilidade sem obras.

Inicialmente, no Processo 1a, as ocorrências de interrupções não programadas com duração maior do que 3 minutos e com origem na rede de distribuição primária são obtidas da base de dados da concessionária de energia.

No Processo 2a, os indicadores $SAIFI_h$ e $SAIDI_h$ são calculados com base nas ocorrências de interrupções obtidas no Processo 1a. Adicionalmente, os valores de λ_i^h e l_i são calculados com base nas informações da topologia dos alimentadores e dos dispositivos de proteção e/ou seccionamento.

Por outro lado, no Processo 3a, a avaliação analítica da confiabilidade é feita da forma como está detalhada no Algoritmo 1. Por fim, no Processo 4a, os dados da estimativa da confiabilidade sem realização de obras são armazenados para serem utilizados na avaliação do impacto de obras.

2.4 Estimativa da confiabilidade com obras de expansão

Esta estimativa fornece os indicadores de confiabilidade da rede de distribuição com obras de expansão, as quais são indicadas durante a fase de planejamento de investimentos. O fluxograma que detalha a estimativa da confiabilidade com obras de expansão é apresentado na Figura 3.

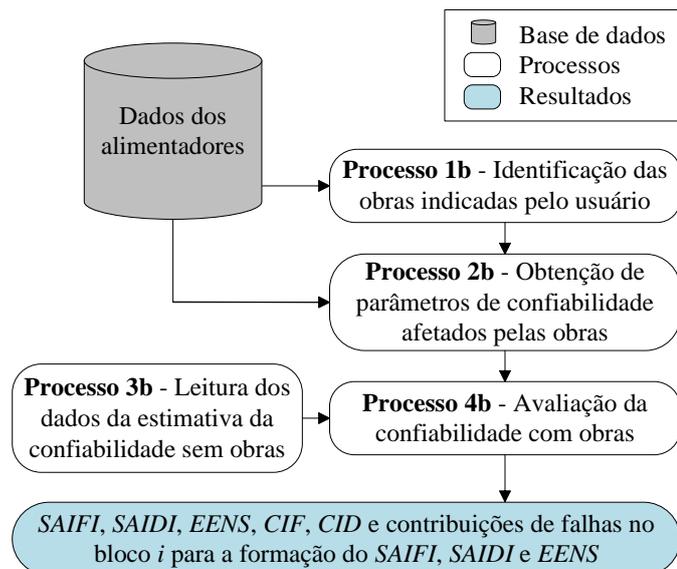


Figura 3. Fluxograma da estimativa da confiabilidade com obras.

Inicialmente, no Processo 1b, a obra de expansão indicada pelo usuário da ferramenta computacional é identificada. No Processo 2b, novos parâmetros de confiabilidade são obtidos de acordo com a obra de expansão indicada. No Processo 3b, é feita a leitura dos dados da estimativa da confiabilidade sem obras de expansão. Por fim, no Processo 4b, a avaliação analítica da confiabilidade da rede com a obra de expansão indicada é executada utilizando os parâmetros resultantes do Processo 2b e os dados do Processo 3b.

Deve-se ressaltar que, embora a ferramenta computacional permita a incorporação de diversos tipos de obras de expansão, este trabalho irá ilustrar apenas o impacto das principais alternativas de obras de expansão que são empregadas pelas distribuidoras de energia para a melhoria da confiabilidade: a instalação de uma chave de seccionamento normalmente fechada (NF) e a automação de chaves de seccionamento NF. O impacto destas alternativas de expansão sobre a confiabilidade é discutido a seguir.

A instalação de uma chave de seccionamento NF em um bloco segmenta este em dois blocos. Por exemplo, a instalação de uma chave NF em um dado bloco x gera dois novos blocos (x_1 e x_2). O número de consumidores dos blocos x_1 e x_2 devem ser recalculados. O valor da taxa de falhas do bloco x (λ_x), o comprimento do bloco x (l_x) e o comprimento dos blocos originados (l_{x_1} e l_{x_2}) são necessários para a determinação das

novas taxas de falhas dos blocos originados (λ_{x_1} e λ_{x_2}), cujos valores são dados por:

$$\lambda_{x_1} = \frac{\lambda_x}{l_x} l_{x_1} \text{ e } \lambda_{x_2} = \frac{\lambda_x}{l_x} l_{x_2}. \quad (9)$$

A automação de chaves de seccionamento NF permite a redução dos tempos t_c e t_l devido à maior facilidade de localização de falhas advindo da função de proteção da chave instalada. Para ilustrar a melhoria da confiabilidade com a automação de chaves de seccionamento, foi zerado o valor de t_c e reduzido o valor de t_l em 70% para aquelas falhas que ocorrem no primeiro bloco a jusante da chave automatizada (Dias, 2002).

Por fim, deve-se ressaltar também a importância do uso do histórico atualizado de ocorrências de interrupções na avaliação da confiabilidade da ferramenta computacional proposta. A atualização das taxas de falhas por bloco e dos indicadores médios históricos deve ser realizada com os novos dados de ocorrências de interrupções. Este processo de atualização dos parâmetros de confiabilidade deve ser aplicado anualmente, no mesmo período em que os indicadores de confiabilidade são apurados pelas distribuidoras e enviados para o órgão fiscalizador.

3. ESTUDO DE CASO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

A fim de mostrar a aplicabilidade da ferramenta computacional, foram utilizados dados de oito alimentadores de distribuição localizados na região Sul do Brasil. Estes alimentadores totalizam 506 km de extensão e operam em 13,8 kV, sendo atendidos por uma mesma subestação. Além disso, foi considerado que os alimentadores possuem 56681 consumidores conectados¹. A Figura 4 apresenta a topologia georreferenciada dos alimentadores em estudo (AL-41 a AL-48).

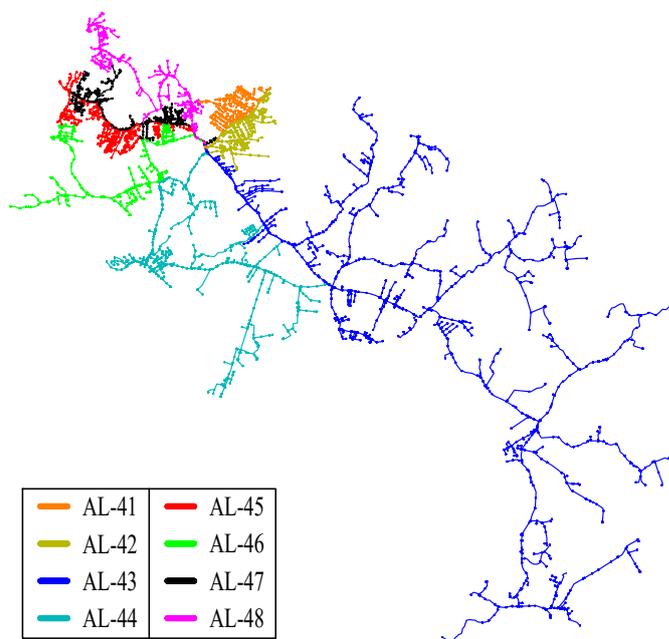


Figura 4. Topologia georreferenciada dos alimentadores.

A ferramenta computacional foi implementada no *software* MatLab® (MATLAB, 2021) considerando o conjunto elétrico

¹ O total de consumidores considerado é o número de consumidores observado no final do ano de 2020.

formado pelas unidades consumidoras conectadas à subestação cujos dados de ocorrências de interrupções estão disponíveis para o período de três anos (2018 à 2020).

Os indicadores de confiabilidade iniciais obtidos com o algoritmo desenvolvido representam os indicadores de confiabilidade históricos e possuem os seguintes valores: $SAIFI_h = 9,50$ interrupções/ano e $SAIDI_h = 16,53$ h/ano. Além disso, foram atribuídos os seguintes valores para os parâmetros de confiabilidade: $\Delta^p = 10^{-6}$ falhas/km.ano, $t_{res}^i = 1,7$ h e $t_{res}^p = 10^{-4}$ h.

Na simulação da confiabilidade sem realização de obras, o $SAIFI$, o $SAIDI$ e a $EENS$ resultaram em 9,50 interrupções/ano, 16,53 h/ano e 231,90 MWh/ano, respectivamente. Neste sentido, deve-se observar que o $SAIFI$ é aproximadamente igual ao $SAIFI_h$, assim como o $SAIDI$ é aproximadamente igual ao $SAIDI_h$, indicando que o método proposto foi capaz de obter as taxas de falhas por bloco e os tempos de restabelecimento.

Os dez blocos com maiores valores de $cSAIFI_i$, $cSAIDI_i$ e $cEENS_i$, considerando apenas blocos com chaves de seccionamento a montante, são apresentados na Tabela 1. São indicados também para cada bloco o alimentador ao qual ele pertence, além dos valores de l_i e λ_i . O bloco 241 do alimentador AL-43 possui os maiores valores para esses indicadores. Vale destacar que o comprimento de rede dos blocos influencia na contribuição de falhas para os indicadores devido a consideração parcial de taxas de falhas por comprimento de rede.

Tabela 1. Dez blocos com maiores valores de $cSAIFI_i$, $cSAIDI_i$ e $cEENS_i$.

AL	Bloco	$cSAIFI_i$ (interrup./ano)	$cSAIDI_i$ (h/ano)	$cEENS_i$ (MWh/ano)	l_i (km)	λ_i (falhas/ano)
43	241	0,465	0,842	11,23	8,69	3,74
43	242	0,309	0,522	6,96	5,78	2,48
48	56	0,213	0,388	6,33	4,30	1,85
45	72	0,173	0,292	4,54	2,97	1,28
46	57	0,159	0,289	3,55	2,43	1,38
46	59	0,161	0,272	3,34	3,24	1,39
47	59	0,112	0,204	2,84	2,37	1,02
44	114	0,109	0,197	2,83	2,67	1,15
45	70	0,097	0,187	2,90	1,67	0,72
41	56	0,079	0,141	2,03	2,01	0,87

Os três maiores valores para os indicadores CIF e CID foram encontrados em blocos do alimentador AL-43. Os maiores valores para o indicador CIF resultaram em $CIF_6 = 30,36$, $CIF_{214} = 28,41$ e $CIF_{228} = 27,16$ interrupções/ano, enquanto os maiores valores do indicador CID resultaram em $CID_6 = 53,60$, $CID_{214} = 53,03$ e $CID_{228} = 47,73$ h/ano.

Os valores dos indicadores CIF e CID para os blocos indicados na Tabela 1 são apresentados na Tabela 2. O bloco 114 do alimentador AL-44 e o bloco 241 do alimentador AL-43 apresentam os maiores valores para esses indicadores.

Os valores de $cSAIFI_i$, $cSAIDI_i$ e $cEENS_i$ permitem a verificação dos blocos em que as falhas mais contribuem para a formação dos respectivos indicadores, de forma a guiar a localização da instalação e automação de chaves de seccionamento na rede de distribuição primária.

Tabela 2. Valores dos indicadores CIF e CID .

AL	Bloco	CIF_j (interrup./ano)	CID_j (h/ano)
43	241	17,21	30,44
43	242	17,21	30,12
48	56	3,97	7,41
45	72	7,72	13,48
46	57	6,69	11,81
46	59	6,69	11,81
47	59	11,56	19,94
44	114	19,64	33,94
45	70	7,72	13,34
41	56	3,33	5,94

3.1 Instalação de chave de seccionamento NF

Este estudo considera que uma chave de seccionamento NF do tipo manual é instalada no bloco 241 do alimentador AL-43, pois este é o bloco que mais contribui para o SAIDI entre os blocos que possuem chave de seccionamento NF a montante. O alimentador AL-43 é o mais longo do conjunto elétrico, possuindo 217,1 km de extensão em média tensão, 7054 unidades consumidoras, 243 dispositivos de proteção e/ou seccionamento e 242 blocos. O bloco 241 deste alimentador possui 8,69 km de extensão em média tensão, que corresponde a 4 % da extensão total da rede de média tensão do alimentador AL-43. Além disso, este bloco possui 319 unidades consumidoras e uma taxa de falhas de 3,74 falhas/ano.

A chave instalada no bloco 241 segmentou este em dois blocos, denominados de 241a e 241b. Estes blocos possuem, respectivamente, 121 e 198 consumidores; 4,32 e 4,37 km de extensão de média tensão e uma taxa de falhas de 1,86 e 1,88 falhas/ano. Devido à instalação da chave, o indicador CID do bloco 241a resultou em 29,95 h/ano, enquanto que o indicador CID do bloco 241b resultou em 29,96 h/ano. Desta forma, os indicadores CID dos blocos 241a e 241b são inferiores ao CID do bloco 241 cujo valor é 30,44 h/ano.

Por outro lado, os indicadores SAIDI e a EENS não foram alterados significativamente, pois resultaram em 16,52 h/ano e 231,33 MWh/ano, respectivamente. A frequência das interrupções não é alterada pela instalação de chaves de seccionamento NF. Neste caso, a instalação da chave de seccionamento alterou apenas as condições de manobras dos consumidores dos blocos 241a e 241b, considerando a ocorrência de falhas nesses blocos e, portanto, não houve impacto na classificação de restabelecimento de outros blocos.

A soma das contribuições de falhas nos blocos 241a e 241b para a formação do SAIDI resultou em $cSAIDI_{241ab} = 0,839$ h/ano, sendo portanto menor que o valor encontrado para o bloco em que a chave foi instalada: $cSAIDI_{241} = 0,842$ h/ano. Da mesma forma, a soma das contribuições de falhas nos blocos 241a e 241b para a formação da EENS resultou em $cEENS_{241ab} = 10,66$ MWh/ano, sendo portanto menor em relação à $cEENS_{241} = 11,23$ MWh/ano.

É preciso destacar que a instalação de apenas uma chave de seccionamento não impactou significativamente nos indicadores de confiabilidade considerados. No entanto, a determinação da localização de instalação de chaves de seccionamento com base nos blocos com maiores valores para a $cSAIDI_i$ auxilia nas condições de restabelecimento dos blocos que são considerados mais críticos para contribuições de falhas na duração das inter-

rupções. Além disso, os blocos podem ser segmentados em mais partes a partir da instalação de mais chaves de seccionamento realizada pelo usuário.

3.2 Automação de chaves de seccionamento NF

Inicialmente, foi feita a automação da chave de seccionamento NF mais próxima a montante do bloco com maior valor para a $cSAIDI_i$. Na sequência, foram automatizadas as chaves mais próximas a montante dos dois blocos com maiores valores da $cSAIDI_i$ e, assim, sucessivamente até os dez blocos com maiores valores da $cSAIDI_i$. Os resultados da redução dos indicadores SAIDI e EENS são apresentados na Figura 5a,b conforme a quantidade de chaves de seccionamento NF automatizadas.

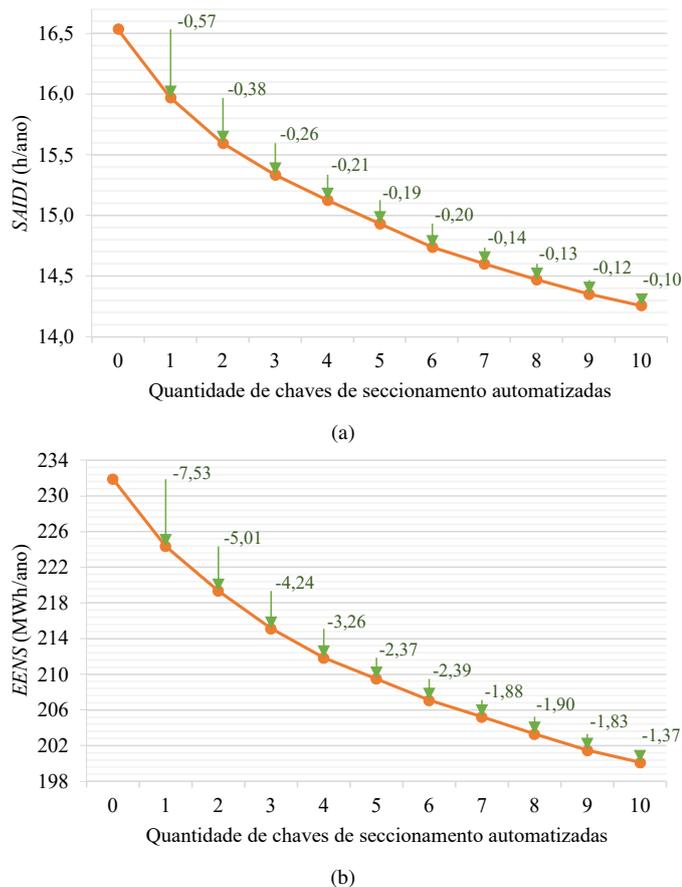


Figura 5. Impacto da automação de chaves de seccionamento nos indicadores de confiabilidade. (a) SAIDI. (b) EENS.

Conforme mostra a Figura 5, a automação de dez chaves resulta em uma redução de aproximadamente 14% no SAIDI e na EENS. Tal redução era esperada, uma vez que a alteração proposta permite isolar trechos com defeito de forma mais rápida por meio do chaveamento telecomandado. Dessa forma, a ferramenta computacional proposta pode ser utilizada para estimar a melhoria na confiabilidade de acordo com o número de chaves a serem automatizadas, o qual é um parâmetro escolhido pelo usuário.

A automação de dez chaves de seccionamento proposta resultou em uma redução dos valores da $cSAIDI_i$ e da $cEENS_i$ para os blocos a jusante dessas chaves, conforme pode ser visto por

meio da comparação entre os valores apresentados na Tabela 3 e na Tabela 1.

Tabela 3. Impacto da automação de dez chaves de seccionamento na $cSAIDI_i$ e $cEENS_i$.

AL	Bloco	$cSAIDI_i$ (h/ano)	$cEENS_i$ (MWh/ano)
43	241	0,277	3,70
43	242	0,146	1,95
48	56	0,128	2,09
45	72	0,082	1,28
46	57	0,097	1,19
46	59	0,077	0,95
47	59	0,068	0,95
44	114	0,065	0,93
45	70	0,069	1,07
41	56	0,046	0,66

Neste sentido, observa-se que a automação da chave de seccionamento NF mais próxima a montante do bloco com maior valor para a $cSAIDI_i$ (bloco 241 do alimentador AL-43) contribuiu de forma mais significativa para a redução do SAIDI e da EENS, pois a $cSAIDI_{241}$ e a $cEENS_{241}$ apresentaram uma redução de 0,57 h/ano e 7,53 MWh/ano, respectivamente. Por outro lado, a automação das chaves de seccionamento NF dos blocos com menores valores para a $cSAIDI_i$ contribuiu de forma menos significativa para a redução do SAIDI e da EENS, evidenciando a vantagem de considerar a priorização de obras através dos valores da $cSAIDI_i$.

Ainda, vale destacar que as contribuições de falhas nos blocos para a formação do SAIFI não foram alteradas pela automação das chaves de seccionamento, pois esta opção de expansão não altera as taxas de falhas dos blocos.

Além disso, devido à automação das dez chaves de seccionamento a montante dos blocos com maiores valores para a $cSAIDI_i$, o CID de alguns blocos foram impactados. Os três maiores valores para o CID foram reduzidos significativamente para $CID_6 = 46,05$, $CID_{214} = 42,47$ e $CID_{228} = 40,17$, todos em horas por ano.

A Tabela 4 apresenta os resultados do impacto da automação de dez chaves no indicador CID dos blocos com maiores valores para a $cSAIDI_i$.

Tabela 4. Impacto da automação de dez chaves de seccionamento no indicador CID.

AL	Bloco	CID_j (h/ano)	Redução no CID_j (%)
43	241	22,88	24,8
43	242	22,56	25,1
48	56	5,16	30,4
45	72	11,06	18,0
46	57	8,44	28,5
46	59	8,44	28,5
47	59	18,71	6,2
44	114	32,54	4,1
45	70	10,92	18,1
41	56	4,89	17,7

A partir dos resultados apresentados na Tabela 4, pode-se verificar que o bloco 56 do alimentador AL-48 apresentou uma redução da ordem de 30,4% no indicador CID, tendo a maior

redução percentual neste indicador dentre os blocos em que as chaves de seccionamento a montante foram automatizadas.

4. CONCLUSÕES

Neste artigo, foi apresentada uma ferramenta computacional que considera critérios de confiabilidade no planejamento da expansão de sistemas de distribuição. Adicionalmente, foi detalhado o tratamento das informações do banco de dados da distribuidora de energia, assim como as informações que precisam ser obtidas no *software* de planejamento da rede de distribuição em que os alimentadores estão modelados. Para validar a ferramenta computacional proposta, um estudo de caso foi desenvolvido com base em um conjunto elétrico composto por oito alimentadores, onde foi avaliado o impacto da instalação e automação de chaves de seccionamento nos indicadores de confiabilidade.

Os resultados demonstraram que a ferramenta computacional proposta é capaz de orientar a localização da instalação e automação das chaves de seccionamento por meio da identificação dos blocos em que as falhas mais contribuem para a formação dos indicadores de confiabilidade. Além disso, os resultados numéricos demonstraram um impacto positivo na confiabilidade do bloco 241 do alimentador AL-43 (bloco mais crítico do conjunto elétrico considerado) em virtude da instalação de uma chave de seccionamento NF, e uma melhoria na confiabilidade do conjunto elétrico à medida que mais chaves de seccionamento são automatizadas.

Portanto, a ferramenta computacional proposta tem a capacidade de auxiliar na decisão dos investimentos em obras de expansão da rede durante a fase de planejamento. O impacto na confiabilidade entre as opções de obras pode ser mensurado e comparado pelo usuário da ferramenta com o objetivo de alcançar a adequação ao nível de confiabilidade requerido. Devido à flexibilidade da ferramenta computacional proposta, trabalhos futuros podem abordar a inserção de diversas outras obras que impactam a confiabilidade dos sistemas de distribuição. A inserção dos custos de investimentos em obras de expansão também é um trabalho futuro, visto que o orçamento das obras indicadas pelo usuário é um requisito essencial durante a fase de planejamento da rede.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001 e do programa de P&D ANEEL através do projeto executado pela CEEE Grupo Equatorial Energia e UFRGS - ciclo 2018 - número do projeto PD-05707-2006/2020.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2022). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST, módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Aschidamini, G.L., da Cruz, G.A., Martini, E.M., Garcia, J.D.D., Resener, M., Leborgne, R.C., e Pereira, L.A. (2022). Método para avaliação do impacto de obras de expansão na confiabilidade de redes de distribuição. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Santa Maria, Brasil, 10–13 de Julho, 2022.

Billinton, R. e Allan, R.N. (1996). *Reliability evaluation of power systems*. Plenum Press: New York, NY, USA, 2nd edition.

Brown, R. (2008). *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2nd edition.

Chowdhury, A.A. e Koval, D.O. (2009). *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*. Wiley: Hoboken, NJ, USA.

Dias, E.B. (2002). *Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP.

Escalera, A., Hayes, B., e Prodanović, M. (2018). A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 344–357. doi:10.1016/j.rser.2018.02.031.

Georgilakis, P., Arsoniadis, C., Apostolopoulos, C., e Nikolaidis, V. (2021). Optimal allocation of protection and control devices in smart distribution systems: Models, methods, and future research. *IET Smart Grid*, 4(4), 397–413. doi:10.1049/stg2.12017.

IEEE (2012). IEEE Std 1366-2012; IEEE guide for electric power distribution reliability indices. *IEEE: Piscataway, NJ, USA*, 1–43.

Li, Z., Wu, W., Zhang, B., e Tai, X. (2020). Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1457 – 1467. doi:10.1109/TPWRS.2019.2936543.

Lotero, R.C. e Contreras, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2552–2562. doi:10.1109/TPWRD.2011.2167990.

López-Prado, J., Vélez, J., e Garcia-Llinás, G. (2020). Reliability evaluation in distribution networks with microgrids: Review and classification of the literature. *Energies*, 13(23). doi:10.3390/en13236189.

Masoum, M.A.S. e Fuchs, E.F. (2015). *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Academic Press: Cambridge, MA, USA, 2nd edition.

MATLAB (2021). (R2021a). The MathWorks Inc., Natick, MA.

Sperandio, M. (2008). *Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

Tabares, A., Munoz-Delgado, G., Franco, J.F., Arroyo, J.M., e Contreras, J. (2019). An enhanced algebraic approach for the analytical reliability assessment of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 2870–2879. doi:10.1109/TPWRS.2019.2892507.

Wang, C., Zhang, T., Luo, F., Li, P., e Yao, L. (2018). Fault incidence matrix based reliability evaluation method for complex distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 6736–6745. doi:10.1109/TPWRS.2018.2830645.

Zhang, T., Wang, C., Luo, F., Li, P., e Yao, L. (2020). Analytical calculation method of reliability sensitivity indexes for distribution systems based on fault incidence matrix. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(2), 325–333. doi:10.35833/MPCE.2018.000750.