

## Método para Avaliação do Impacto de Obras de Expansão na Confiabilidade de Redes de Distribuição <sup>★</sup>

Gustavo L. Aschidamini <sup>\*,\*\*</sup> Gederson A. da Cruz <sup>\*,\*\*</sup> Elias M. Martini <sup>\*</sup>  
José D. D. Garcia <sup>\*,\*\*</sup> Mariana Resener <sup>\*,\*\*,\*</sup> Roberto C. Leborgne <sup>\*,\*\*</sup>  
Luís A. Pereira <sup>\*\*</sup>

<sup>\*</sup> Grupo de Modelagem e Análise de Sistemas de Potência,  
<sup>\*\*</sup> Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil.  
<sup>\*\*\*</sup> Simon Fraser University, Surrey, BC, Canada  
E-mails: gustavo.aschidamini@ufrgs.br, gederson.cruz@ufrgs.br,  
martini.elias@gmail.com, jdoriad@uninorte.edu.co,  
mariana\_resener@sfu.ca, roberto.leborgne@ufrgs.br, lpereira@ufrgs.br

**Abstract:** This work proposes a method to assess the impact on reliability coming from the expansion of primary distribution networks. The reliability is estimated analytically, while the failure rates of sectors are determined based on the failure history of the primary network and by the adjustment of the estimated reliability indices to historical average values. The method described here was applied to a real distribution feeder of an energy distribution company, allowing the determination of future reliability indices and energy not supplied assuming no expansion takes place and also considering expansion plans that include i) installation of normally-open switches with interconnection to adjacent feeders, ii) automation of switches, and iii) reconductoring of primary network sectors. The results demonstrated that the proposed method can support the decision-making process, thus leading to investments more attractive concerning the improvement of the reliability indices and reduction of the energy not supplied.

**Resumo:** Este artigo propõe um método para a avaliação do impacto de projetos de expansão na confiabilidade de redes de distribuição primária. A avaliação da confiabilidade é computada de forma analítica, sendo as taxas de falhas dos blocos determinadas com base no histórico de falhas da rede primária e no ajuste dos indicadores de continuidade coletivos estimados aos valores médios históricos. O método proposto foi aplicado a um alimentador de distribuição de uma distribuidora de energia, permitindo determinar as estimativas futuras de indicadores de continuidade e de energia não suprida sem projetos e com o plano de projetos de expansão que inclui: i) a instalação de chaves normalmente aberta com interconexão com alimentador adjacente, ii) a automação de chaves de seccionamento e iii) o recondutoramento de blocos da rede de distribuição primária. Os resultados demonstraram que o método proposto é capaz de auxiliar a tomada de decisão sobre os investimentos mais atrativos para a melhoria dos indicadores de continuidade e redução da energia não suprida.

**Keywords:** reliability assessment; 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

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define os conjuntos elétricos da área de atuação de cada concessionária de energia e determina as metas para os indicadores de continuidade coletivos e individuais desses conjuntos. Os indicadores de continuidade coletivos são denominados de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (ANEEL, 2022). As distribuidoras de energia

elétrica são penalizadas quando ocorre o descumprimento das metas dos indicadores de continuidade coletivos. Além disso, são previstas compensações financeiras aos consumidores pela violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais, os quais são denominados de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC).

No contexto internacional, a norma IEEE Std 1366-2012 – "Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices" (IEEE, 2012) define diversos indicadores de continuidade, sendo alguns deles: *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) e *Average Service Availability Index* (ASAI). São descritos

<sup>★</sup> 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 e UFRGS - ciclo 2018.

também indicadores relacionados com carga, tais como *Energy Not Supplied* (ENS - Energia Não Suprida) e *Average Energy Not Supplied* (AENS), que representam a energia que deixou de ser consumida pela ocorrência de interrupções.

As distribuidoras de energia elétrica necessitam de ferramentas que facilitem a avaliação histórica da rede e a decisão sobre obras de expansão da rede de distribuição que permitam uma adequação às metas impostas pelo órgão fiscalizador. Neste cenário, a avaliação pretérita da confiabilidade auxilia na comparação do desempenho histórico do sistema com as metas dos indicadores e propicia a verificação das partes da rede que necessitam de melhorias. Por outro lado, a avaliação preditiva objetiva a estimação futura do desempenho, assim como o impacto das obras de expansão na confiabilidade (Billinton e Allan, 1992).

Um método para avaliar o impacto de obras de expansão na confiabilidade durante a etapa de planejamento foi apresentado por Dias (2002). Neste trabalho, a avaliação analítica da confiabilidade é concebida por meio de uma metodologia de blocos, que são trechos de rede primária entre dispositivos de proteção e/ou seccionamento. Os indicadores de continuidade coletivos estimados são ajustados aos valores históricos, aplicando as taxas de falhas proporcionalmente ao comprimento de rede de cada bloco. Com base em dados de uma rede real, os autores demonstram que a identificação de blocos críticos do alimentador auxilia na definição e planejamento de obras. A inserção da confiabilidade em problemas de otimização é tratada por Abaide (2005), sendo a avaliação analítica da confiabilidade calculada por meio da Matriz-Lógico-Estrutural (MLE), que é similar as matrizes formuladas na metodologia de blocos proposta por Dias (2002).

Em Sperandio (2008), a MLE é empregada com o uso da teoria de grafos e de dados históricos de falhas em uma rede de distribuição real, sendo realizado o planejamento da automação de sistemas de manobra da rede de distribuição primária através de um modelo de otimização. Neste trabalho, são estudadas também taxas de falhas constante, por comprimento e por bloco, sendo destacada a existência de vínculo geográfico da origem da falha pelo cálculo da taxa de falhas por bloco. Em um trabalho mais recente desenvolvido por Vieira (2019), são propostas obras na rede de distribuição primária e secundária para a adequação dos indicadores de continuidade aos limites definidos pela ANEEL. Neste trabalho, a taxa de falhas empregada na avaliação analítica da confiabilidade é computada por bloco. Foi considerada uma taxa de crescimento nos indicadores de continuidade decorrente da degradação dos equipamentos da rede e a análise foi realizada para um horizonte de planejamento multiperíodo, permitindo verificar a transgressão dos limites dos indicadores DEC e FEC sem intervenção no sistema e com o plano de obras no horizonte de planejamento.

Um método de avaliação analítica da confiabilidade de sistemas de distribuição denominado de *Fault Incidence Matrix* (FIM) foi desenvolvido por Wang et al. (2018). Este método permite determinar os indicadores de confiabilidade SAIFI, SAIDI, ASAI e ENS. Além disso, é possível verificar o impacto de cada falha nesses indicadores, servindo como ferramenta para identificação de pontos críticos da rede e análises de sensibilidade no Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição (PESD). Mais recentemente, Zhang et al. (2020) desenvolveram um método derivado da FIM, que foca na análise de sensibilidade dos indicadores de confiabilidade de sistemas de distribuição, com a estimação do impacto de fatores que afetam a confiabilidade,

tais como: i) taxa de falhas; ii) tempo de chaveamento e de reparo; iii) automação de chaves manuais; iv) localização de disjuntores, de chaves de seccionamento e de linhas de conexão entre alimentadores (*tie-lines*).

Heidari e Fotuhi-Firuzabad (2016) apresentaram um método para inserção da confiabilidade em estudos do PESD em que são considerados os indicadores SAIDI, ENS e AENS, assim como um indicador relacionado aos custos das interrupções. O método foi aplicado à solução encontrada no modelo de otimização multiestágio proposto por Heidari et al. (2015) de modo a estimar a confiabilidade em um horizonte de planejamento de cinco anos. Um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para solução do PESD multiestágio foi apresentado por Lotero e Contreras (2011). Neste modelo de otimização, a função objetivo visa a minimização dos custos i) de investimento, ii) das perdas, iii) e de operação e manutenção. Como resultado, foram obtidas soluções cuja confiabilidade é computada após a otimização e serve como parâmetro de comparação entre as soluções.

O PESD com foco em confiabilidade é usualmente tratado como um problema de otimização (Abaide, 2005; Sperandio, 2008; Lotero e Contreras, 2011). Outros trabalhos, no entanto, abordam o tema em estudos que visam estimar o impacto que as opções de obras indicadas pela concessionária podem ter na confiabilidade (Dias, 2002; Vieira, 2019).

Dentro do cenário exposto, o método para avaliação do impacto de obras de expansão na confiabilidade de redes de distribuição proposto no presente artigo é baseado no método proposto por Dias (2002), em que os indicadores estimados são ajustados aos indicadores históricos. No entanto, ao invés de determinar uma taxa de falhas por comprimento e distribuída ao longo do alimentador, conforme Dias (2002), o método aqui proposto determina uma taxa de falhas por comprimento e por bloco. Adicionalmente, o método proposto inclui a avaliação do impacto na confiabilidade das obras de: i) automação de chaves de seccionamento, ii) instalação de chaves normalmente aberta com interconexão com alimentador adjacente e de iii) recondução pela substituição de condutores nus existentes por condutores protegidos.

Neste contexto, o objetivo geral do presente artigo é apresentar um método para a avaliação pretérita e preditiva da confiabilidade de modo a estimar o impacto das obras de expansão das redes de distribuição primária nos indicadores de continuidade e na ENS. Por outro lado, os objetivos específicos incluem:

- a determinação de taxas de falhas dos blocos da rede de distribuição primária com base em dados históricos de ocorrências de interrupções e no relatório de manobras da concessionária de energia;
- a avaliação dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC), individuais (DIC e FIC) e ENS;
- a identificação dos blocos da rede de distribuição primária cujas falhas mais contribuem para a formação dos indicadores de continuidade coletivos e para a ENS;
- a estimativa do impacto de obras de expansão na confiabilidade da rede de distribuição primária.

## 2. MÉTODO PROPOSTO

Esta seção apresenta o método proposto de avaliação do impacto de obras de expansão na confiabilidade, o qual considera as seguintes premissas:

- não há ocorrência de falhas simultâneas;
- apenas falhas permanentes são consideradas;
- a avaliação da confiabilidade é feita na rede primária;
- as restrições de carregamento de condutores e de chaves não são avaliadas.

O método proposto será detalhado com base no alimentador de prova da rede de distribuição primária apresentado na Figura 1. O bloco 1 se refere ao bloco a jusante do disjuntor da subestação (SE) e os demais blocos aos trechos de rede entre os dispositivos de proteção e/ou seccionamento, resultando em um total de  $n = 8$  blocos.

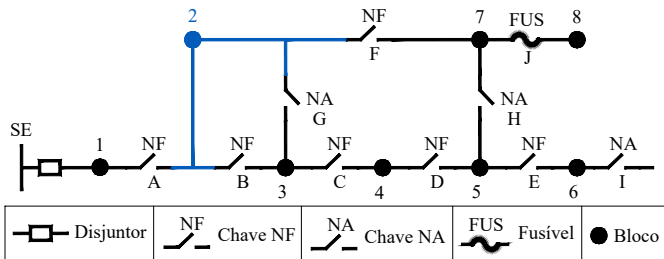


Figura 1. Alimentador de prova

O alimentador de prova é composto por um disjuntor, seis chaves Normalmente Fechada (NF), duas chaves Normalmente Aberta (NA) com conexão em blocos no mesmo alimentador (chaves G e H), uma chave NA com possibilidade de transferência para outro alimentador (chave I) e um fusível (chave J).

### 2.1 Representação do alimentador através de grafos

Segundo Sperandio (2008), um alimentador de distribuição radial pode ser representado através de um grafo orientado, de modo que o sentido da corrente elétrica seja o mesmo dos arcos e o vértice de origem do grafo pertença à subestação. Um grafo  $G$  pode ser definido como um par de conjuntos  $G = (V, E)$ , sendo os elementos de  $V$  os vértices (ou nós) e os elementos de  $E$  os arcos do grafo, que são as conexões entre dois vértices (Diestel, 2017). O conjunto de arcos  $E$  é composto por pares ordenados de  $V$ , sendo que o primeiro vértice de cada par é o início do arco e o segundo é o fim. Além disso, quando todos os arcos de um grafo iniciam no primeiro vértice do par e tem como destino o segundo vértice, definindo uma orientação nos arcos, o grafo pode ser chamado de orientado, de dígrafo ou de direcionado. Além do mais, os grafos orientados não tem a presença de laços ou múltiplas arestas (Diestel, 2017).

O grafo orientado que representa o alimentador de prova é apresentado na Figura 2. Os vértices representam os blocos do alimentador e os arcos os dispositivos de proteção e/ou seccionamento. A representação do grafo orientado é realizada através de um vetor com todos os vértices:  $V = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]$  e com a definição dos vértices de início e de fim dos 7 arcos:  $inicio = [1, 2, 3, 4, 5, 2, 7]$  e  $fim = [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]$ .

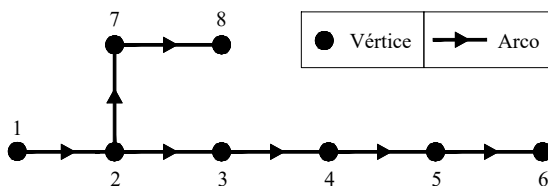


Figura 2. Grafo orientado que representa o alimentador de prova

De modo a manter o grafo sem laços, os arcos referentes às chaves NA (G, H e I) não são inseridos, sendo as chaves NA representadas por dois vetores  $NA_i$  e  $NA_f$ , que indicam respectivamente o vértice de início e de fim. No caso de chaves NA com possibilidade de transferência para outro alimentador, o vértice de fim é indicado como "0". No alimentador de prova existem três chaves NA (G, H e I), resultando em  $NA_i = [3, 5, 6]$  e  $NA_f = [2, 7, 0]$ .

A representação de um grafo orientado pode ser realizada pela matriz de adjacência  $A$ , sendo possível a sua obtenção através dos vetores *inicio* e *fim*. A matriz  $A$  de um grafo com  $n$  vértices é uma matriz binária de dimensão  $n \times n$ , denotada por  $A = (a_{ij})_{n \times n}$ , onde  $a_{ij} = 1$ , se existir um arco entre os vértices  $i$  e  $j$ , e  $a_{ij} = 0$ , caso contrário. Para o alimentador de prova, apresentado na Figura 1, tem-se a seguinte matriz de adjacência:

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (1)$$

A matriz de alcance  $R$  pode ser obtida elevando-se a soma da matriz de adjacência  $A$  com uma matriz identidade de mesma dimensão ( $I$ ) no expoente  $(n - 1)$ , sendo expressa por  $R = (I + A)^{n-1}$ . Os números não nulos da matriz  $R$  devem ser substituídos por 1 para que ela seja uma matriz binária. Assim sendo, a matriz de alcance indica todos os vértices que um dado vértice pode alcançar percorrendo os arcos no sentido do grafo orientado. Para o alimentador de prova, apresentado na Figura 1, tem-se a seguinte matriz de alcance:

$$R = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2)$$

Para determinar os vértices a jusante de um dado vértice, é necessário avaliar a linha da matriz  $R$  do vértice que está sendo analisado. Valores iguais a 1 fora da diagonal principal indicam vértices a jusante do vértice analisado. Por exemplo, os elementos destacados em azul na linha 3 indicam que os vértices 4, 5 e 6 estão a jusante do vértice 3. Por outro lado, para obter os vértices a montante de um dado vértice até a subestação, é necessário avaliar a coluna do vértice que está sendo analisado. Valores iguais a 1 fora da diagonal principal indicam vértices a montante do vértice analisado. Por exemplo, os elementos destacados em verde na coluna 7 indicam que os vértices 1 e 2 estão a montante do vértice 7. Portanto, a matriz de alcance  $R$  é capaz de identificar os efeitos que a falha em um bloco causará no restante do alimentador, permitindo que seja possível implementar códigos computacionais para classificar os blocos do alimentador da forma como será demonstrado a seguir.

## 2.2 Avaliação analítica da confiabilidade

A avaliação analítica da confiabilidade de acordo com o método proposto aqui, assim como feito em Dias (2002), depende da classificação dos blocos quanto à sua condição de restabelecimento de energia devido a uma falha permanente no alimentador de distribuição. Deste modo, quando ocorre uma falha em um dado bloco, os blocos do alimentador são classificados da seguinte forma:

- Bloco Não Atingido (N): quando a falha de um bloco não interrompe o fornecimento do bloco analisado.
- Bloco Restabelecível (R): quando a falha de um bloco interrompe o fornecimento do bloco analisado, mas é possível restabelecer o fornecimento deste por meio de manobras de chaves no mesmo alimentador.
- Bloco Transferível (T): quando a falha de um bloco interrompe o fornecimento do bloco analisado, mas é possível restabelecer o fornecimento deste por meio manobras de transferência de carga para outro alimentador.
- Bloco Permanentemente Interrompido (I): quando a falha de um bloco interrompe o fornecimento do bloco analisado sem possibilidade de restabelecer o fornecimento deste antes que ocorra o reparo da falha.

Por intermédio da matriz **R** e da classificação descrita acima, é montada a Matriz de Classificação dos Blocos (MCB), onde as linhas e colunas representam os blocos do alimentador<sup>1</sup>. A MCB do alimentador de prova é dada pela expressão (3), onde, por exemplo, observa-se que a interrupção do bloco 7 interrompe todos os blocos do alimentador. No entanto, o fornecimento dos blocos 1 a 6 são restabelecidos por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento localizado a montante do bloco 7.

$$MCB = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \begin{bmatrix} I & I & I & I & I & I & I & I \\ R & I & T & T & T & T & I & I \\ R & R & I & R & R & R & R & R \\ R & R & R & I & R & R & R & R \\ R & R & R & R & I & T & R & R \\ R & R & R & R & R & I & R & R \\ R & R & R & R & R & R & I & I \\ N & N & N & N & N & N & N & I \end{bmatrix} & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} \end{bmatrix} \quad (3)$$

A partir da MCB, pode-se obter outras matrizes de mesma estrutura, as quais são utilizadas para calcular os indicadores de continuidade, conforme proposto por Dias (2002). Essas matrizes são denominadas de Matriz da Quantidade de Interrupções (MQI), Matriz das ponderações do número de Consumidores associados à Quantidade de Interrupções (MCQI), Matriz da Duração das Interrupções (MDI), Matriz das ponderações do número de Consumidores associados à Duração das Interrupções (MCDI) e Matriz das ponderações dos Consumos Associados às Durações das Indisponibilidades (MCADI).

Para a obtenção dos indicadores de frequência das interrupções, primeiramente, gera-se a MQI, que indica a probabilidade de falhas permanentes, conforme a classificação dos blocos da MCB do alimentador. Os blocos classificados como N assumem o valor nulo na MQI, pois o fornecimento de energia elétrica não é interrompido nesses blocos. Já os blocos classificados como R, T ou I assumem o valor da taxa de falhas do bloco sob falha ( $\lambda_i$ ), dada em falhas/ano.

<sup>1</sup> Observar que as linhas representam os blocos com falha.

Por meio da MQI, pode-se obter o valor do FIC das unidades consumidoras em cada bloco  $j$  ( $FIC_j$ ), que é determinado pelo somatório dos elementos de cada coluna da MQI:

$$FIC_j = \sum_{i=1}^n MQI(i,j) \text{ [interrupções/ano]} \quad (4)$$

A MCQI indica o número de consumidores afetados por interrupções no período de um ano. Esta matriz é obtida multiplicando a MQI elemento a elemento com o respectivo valor do número de consumidores do bloco  $j$  ( $N_j$ ). O valor do indicador FEC é obtido pela razão entre o somatório de todos os elementos da matriz MCQI e o total de consumidores (TC):

$$FEC = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{MCQI(i,j)}{TC} \text{ [interrupções/ano]} \quad (5)$$

Em contraste, a contribuição de falhas do bloco  $i$  para a formação do FEC ( $cFEC_i$ ) é determinada pela razão entre o somatório dos elementos de cada linha da MCQI e o TC:

$$cFEC_i = \sum_{j=1}^n \frac{MCQI(i,j)}{TC} \text{ [interrupções/ano]} \quad (6)$$

Para a determinação dos indicadores de duração das interrupções, são utilizados os seguintes parâmetros: i) tempo médio de localização da falha ( $t_l$ ), ii) tempo médio de chaveamento manual ( $t_c$ ) e iii) tempo médio de reparo ( $t_r$ ), todos expressos em horas. O tempo de restabelecimento dos blocos depende da classificação destes na MCB e das situações de proteção ou seccionamento (A, B ou C), conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1. Tempos de Restabelecimento

Classificação do Bloco	Tempo de Restabelecimento		
	A	B	C
N	0	-	-
R	-	$t_l + t_c$	$t_l + t_c + t_c$
T	-	-	$t_l + t_c + t_c$
I	$t_l + t_r$	$t_l + t_c + t_r$	$t_l + t_c + t_c + t_r$

A situação A se refere apenas ao acionamento de um fusível. Portanto, os tempos de restabelecimento são aplicáveis somente para os blocos N e I. Neste caso, o tempo de restabelecimento do bloco N é nulo e o tempo de restabelecimento do bloco I é dado pela soma de  $t_l$  e  $t_r$ , conforme mostrado na Tabela 1.

A situação B se refere à abertura da chave NF mais próxima e a montante do bloco sob falha. Logo, os tempos de restabelecimento são aplicáveis somente aos blocos R e I. Neste caso, o tempo de restabelecimento do bloco R é dado pelo somatório de  $t_l$  e  $t_c$  e o tempo de restabelecimento do bloco I é dado pela soma de  $t_l$ ,  $t_c$  e  $t_r$ .

Por fim, a situação C se refere à abertura da chave NF mais próxima e a montante do bloco em falha; de uma outra chave NF que isola a falha; e de uma chave NA. Portanto, os tempos de restabelecimento são aplicáveis aos blocos R, T e I. Neste caso, o tempo de restabelecimento dos blocos R e T é dado pela soma de  $t_l$  e  $2t_c$ . Por outro lado, o tempo de restabelecimento do bloco I é dado pela soma de  $t_l$ ,  $2t_c$  e  $t_r$ .

Na MCB do alimentador de prova dado por (3), a situação A ocorre com o bloco 8 sob falha, a situação B com os blocos 6 ou 7 sob falha e a situação C para os blocos 2, 3, 4 ou 5. No caso de uma falha no bloco 1, não é possível restabelecer o fornecimento de nenhum bloco antes do reparo da falha.

A MDI, em horas/ano, é determinada por intermédio do produto entre os tempos de restabelecimento de cada bloco e a taxa de

falhas do bloco em falha ( $\lambda_i$ ). O valor do indicador DIC das unidades consumidoras em cada bloco  $j$  ( $DIC_j$ ) é determinado pelo somatório de cada coluna da MDI:

$$DIC_j = \sum_{i=1}^n MDI(i,j) \text{ [horas/ano]} \quad (7)$$

A MCDI é obtida multiplicando a MDI elemento a elemento com o respectivo valor do número de consumidores do bloco  $j$  ( $N_j$ ). O valor do indicador DEC é obtido pela razão entre o somatório de todos os elementos da matriz MCDI e o TC:

$$DEC = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{MCDI(i,j)}{TC} \text{ [horas/ano]} \quad (8)$$

A contribuição de falhas do bloco  $i$  para a formação do DEC ( $cDEC_i$ ) é determinada pela razão entre o somatório dos elementos de cada linha da MCDI e o TC:

$$cDEC_i = \sum_{j=1}^n \frac{MCDI(i,j)}{TC} \text{ [horas/ano]} \quad (9)$$

Para a obtenção da ENS, é necessário gerar a MCADI. Esta matriz é determinada multiplicando a MDI elemento a elemento pelo respectivo valor do consumo médio anual do bloco  $j$  ( $C_j$ ), em MWh. A ENS é, então, obtida pelo somatório de todos os elementos da MCADI:

$$ENS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{MCADI(i,j)}{8760} \text{ [MWh/ano]} \quad (10)$$

A contribuição de falhas do bloco  $i$  para a formação da ENS ( $cENS_i$ ) é determinada pela razão entre o somatório dos elementos de cada linha da MCADI:

$$cENS_i = \sum_{j=1}^n \frac{MCADI(i,j)}{8760} \text{ [MWh/ano]} \quad (11)$$

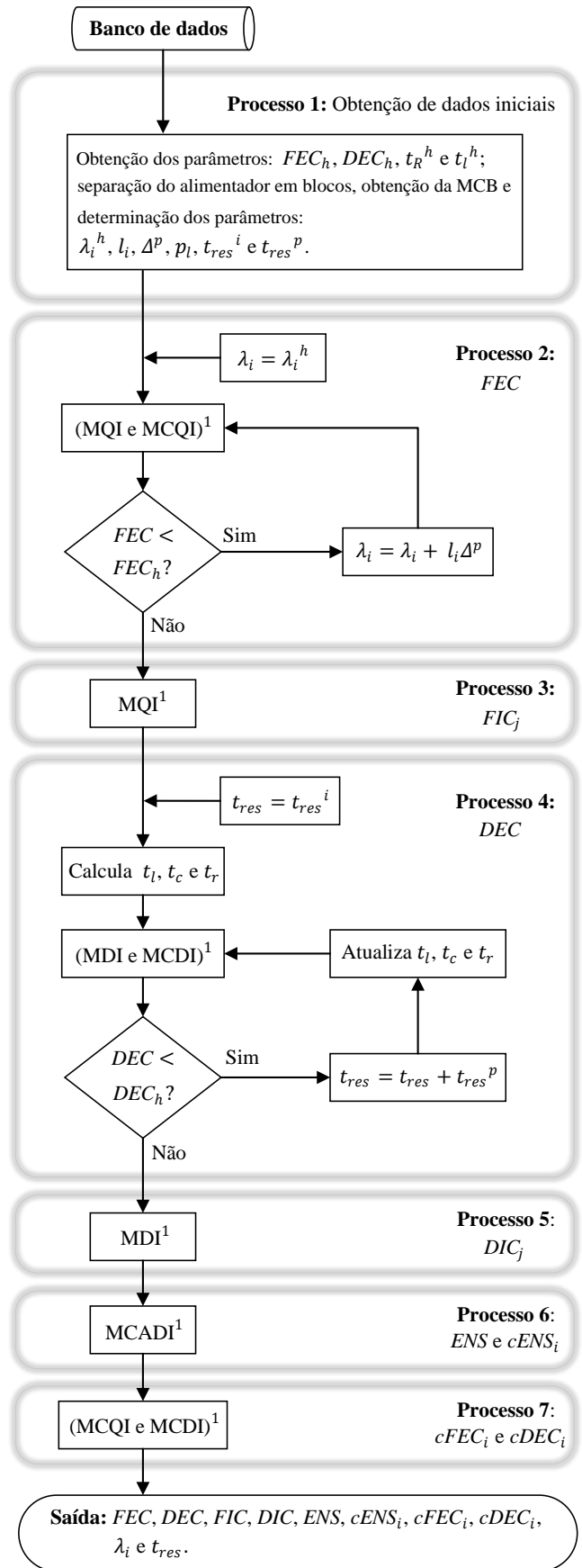
A avaliação analítica da confiabilidade fornece os indicadores de continuidade coletivos através de (5) e (8), individuais através de (4) e (7), e relativo a ENS através de (10).

### 2.3 Estimativa da confiabilidade sem realização de obras

A estimativa da confiabilidade sem a efetiva realização de obras é baseada no cálculo dos indicadores de confiabilidade coletivos (DEC e FEC), individuais (DIC e FIC) e da ENS por intermédio das taxas de falhas e dos tempos de restabelecimento dos blocos da rede de distribuição primária, conforme o fluxograma da Figura 3.

Inicialmente, é formado um banco de dados da concessionária de energia, que é composto pelo histórico de ocorrências de interrupções, pelo relatório de manobras e pelo TC.

No Processo 1 (Figura 3) são gerados os dados iniciais do método proposto e, para isso, são utilizados os dados históricos de ocorrências de interrupções, que descrevem para cada interrupção: i) a abrangência (rede de distribuição primária ou secundária), ii) a data de início, iii) a data de localização da falha, iv) a data de restabelecimento para cada transformador, v) o número de clientes atingidos e vi) o tipo de ocorrência (não programada ou programada). As ocorrências são filtradas de acordo com os seguintes tipos de interrupções: i) não programadas, ii) com duração maior do que 3 minutos (interrupções permanentes), e iii) com origem na rede primária. Com base nas ocorrências filtradas, são calculados os indicadores de continuidade médios históricos da rede de distribuição primária  $FEC_h$  e o  $DEC_h$ . Além disso, também é calculado o tempo médio de



<sup>1</sup> A metodologia de cálculo dessas matrizes é desenvolvida na Seção 2.2

Figura 3. Fluxograma de estimativa da confiabilidade sem obras

restabelecimento histórico ( $t_R^h$ ) e o tempo médio de localização de falhas histórico ( $t_l^h$ ).

Ainda no Processo 1, o alimentador é separado em blocos e a MCB é gerada. A partir do histórico das ocorrências de interrupções e do relatório de manobras, é possível identificar alguns blocos onde ocorreram as falhas históricas, permitindo a obtenção da taxa de falhas histórica de cada bloco  $i$  ( $\lambda_i^h$ ), em falhas/ano. Também é obtido o comprimento de rede de cada bloco  $i$  ( $l_i$ ), em km. É definido um passo de taxa de falhas por comprimento de rede ( $\Delta^p$ ), em falhas/km.ano. Finalmente, é calculada a porcentagem do tempo de localização da falha em relação ao tempo de restabelecimento ( $p_l$ ), dada por:

$$p_l = \frac{t_l^h}{t_R^h} \quad (12)$$

Ainda no Processo 1, são determinados parâmetros relacionados ao tempo de restabelecimento ( $t_{res}$ ), sendo eles: i) o tempo de restabelecimento inicial ( $t_{res}^i$ ) e ii) um passo de  $t_{res}$  ( $t_{res}^p$ ), todos em horas.

No Processo 2, o algoritmo inicia o cálculo dos indicadores de frequência das interrupções. Neste processo iterativo, as taxas de falhas por bloco  $i$  ( $\lambda_i$ ), em falhas/ano, começam com os valores de  $\lambda_i^h$  e então a cada iteração é adicionada uma taxa de falhas igual a ( $l_i \Delta^p$ ), em falhas/ano, até que o  $FEC$  é ajustado ao  $FEC_h$ . Já no Processo 3, os indicadores  $FIC_j$  são gerados através da MQI.

No Processo 4, inicia a determinação dos indicadores de duração das interrupções. Neste processo iterativo,  $t_{res}$  começa com o valor de  $t_{res}^i$ . Em seguida, o tempo de localização da falha  $t_l$  é calculado como uma proporção  $p_l$  de  $t_{res}$ , conforme:

$$t_l = t_{res} p_l \text{ [horas];} \quad (13)$$

e os tempos  $t_c$  e  $t_r$  são determinados com o uso da porcentagem do tempo de reparo ( $p_r$ ) da diferença entre  $t_{res}$  e  $t_l$ :

$$t_c = (t_{res} - t_l)(1 - p_r) \quad e \quad (14)$$

$$t_r = (t_{res} - t_l)p_r, \quad (15)$$

sendo assumido de forma empírica como  $p_r = 70\%$ , devido a indisponibilidade dos tempos relativos a chaveamento e reparo nos dados históricos de ocorrências de interrupções. A cada iteração do processo iterativo, é adicionado  $t_{res}^p$  ao tempo  $t_{res}$ ; em seguida os tempos  $t_l$ ,  $t_c$  e  $t_r$  são atualizados. Este processo é executado até que o  $DEC$  se ajuste ao  $DEC_h$ . Após, no Processo 5, os indicadores  $DIC_j$  são obtidos a partir da MDI.

No Processo 6, é calculada a  $ENS$  e a  $cENS_i$ , ambas através da MCADI. Por fim, no Processo 7, é calculada a  $cFEC_i$  e a  $cDEC_i$ , através respectivamente da MCQI e MCDI.

#### 2.4 Impacto de obras de expansão na confiabilidade

Na estimação da confiabilidade com obras, a avaliação analítica utiliza os parâmetros  $\lambda_i$ ,  $t_{res}$  e os demais dados obtidos na estimativa sem obras, porém com a modificação desses parâmetros e/ou dados de confiabilidade, conforme cada alternativa de obra de expansão, assim como detalhado no que segue.

A instalação de chaves normalmente abertas entre alimentadores possibilita a transferência de carga entre os alimentadores adjacentes, enquanto chaves NA instaladas com vértices no mesmo alimentador possibilitam restabelecimento no mesmo alimentador. Com isso, é possível a redução da duração das interrupções. De acordo com o método proposto neste artigo,

a instalação de uma chave NA requer a atualização dos vetores  $NA_i$  e  $NA_j$ , sendo necessária a inclusão dos respectivos vértices de instalação da chave.

A automação de chaves de seccionamento permite a redução do tempo de chaveamento  $t_c$  e, portanto, a redução dos indicadores  $DEC$  e  $ENS$ . Para simular a automação destas chaves, foi escolhido zerar o valor de  $t_c$  para o bloco  $i$  mais próximo a jusante da chave automatizada, devido a possibilidade de manobra telecomandada. Também foi considerada a redução de  $t_l$ , sendo decidido de forma empírica reduzir para 30% do valor no bloco  $i$  mais próximo a jusante da chave.

O recondutoramento por condutores com taxas de falhas menores é uma alternativa de obra de expansão. A adoção de condutores protegidos apresenta taxa de falhas reduzida se comparado aos condutores nus. Para estimar e ilustrar o impacto do recondutoramento, foi adotada uma redução de 50% no valor de  $\lambda_i$  do bloco  $i$  que tem os condutores substituídos, assim como foi realizado por Dias (2002).

### 3. ESTUDO DE CASO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Para validar o método proposto, ele foi aplicado a um alimentador real com 49,86 km de extensão de rede em média tensão. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos do alimentador, que é composto por 60 blocos e os seguintes dispositivos: 36 fusíveis, 23 chaves de seccionamento NF manuais, 6 chaves NA manuais com conexão no mesmo alimentador e um ponto para instalação de chave NA com interconexão com alimentador adjacente. O alimentador foi considerado como o conjunto elétrico para estimação dos indicadores de continuidade coletivos.

O algoritmo elaborado de acordo com o método proposto foi implementado no *software* Matlab®. Os primeiros resultados discutidos aqui se referem à estimativa da confiabilidade sem obras e, após, é apresentada a estimação do impacto das principais obras de expansão na confiabilidade do alimentador.

Conforme descrito na Seção 2.3, inicialmente os dados da distribuidora referentes ao alimentador foram processados de forma a gerar um banco de dados. Os indicadores de continuidade coletivos históricos foram calculados com base nos dados de ocorrências de interrupções para o período de três anos (2018 a 2020), resultando em  $FEC_h = 19,66$  interrupções/ano e  $DEC_h = 10,86$  horas/ano. Para os tempos obteve-se  $t_R^h = 2,86$  h e  $t_l^h = 1,97$  h. O total de consumidores TC foi definido como o número de consumidores existentes no final do período (2020), tendo sido obtido  $TC = 10947$  consumidores.

No processo de obtenção de dados iniciais, a porcentagem do tempo de localização da falha em relação ao tempo de restabelecimento resultou em  $p_l = 70\%$ . A precisão requerida para os cálculos foi obtida com os parâmetros  $\Delta^p = 10^{-7}$  falhas/km.ano,  $t_{res}^p = 10^{-4}$  horas e  $t_{res}^i = 0,3$  horas.

Considerando o caso sem obras, a estimativa dos indicadores resultou em:  $FEC = 19,66$  interrupções/ano,  $DEC = 10,86$  horas/ano e  $ENS = 32,31$  MWh/ano. Os blocos com maiores valores para os indicadores de continuidade individuais estão destacados em azul na Figura 4. Os cinco maiores valores para o FIC são encontrados nos blocos 41, 33, 39, 56 e 46, com respectivamente 23,38; 22,41; 22,17; 22,10 e 21,63 interrupções/ano. Os blocos com maiores valores para o DIC são os blocos 41, 56, 39, 33 e 49, com respectivamente 13,12; 12,35; 12,22; 12,21 e 11,98 horas/ano.

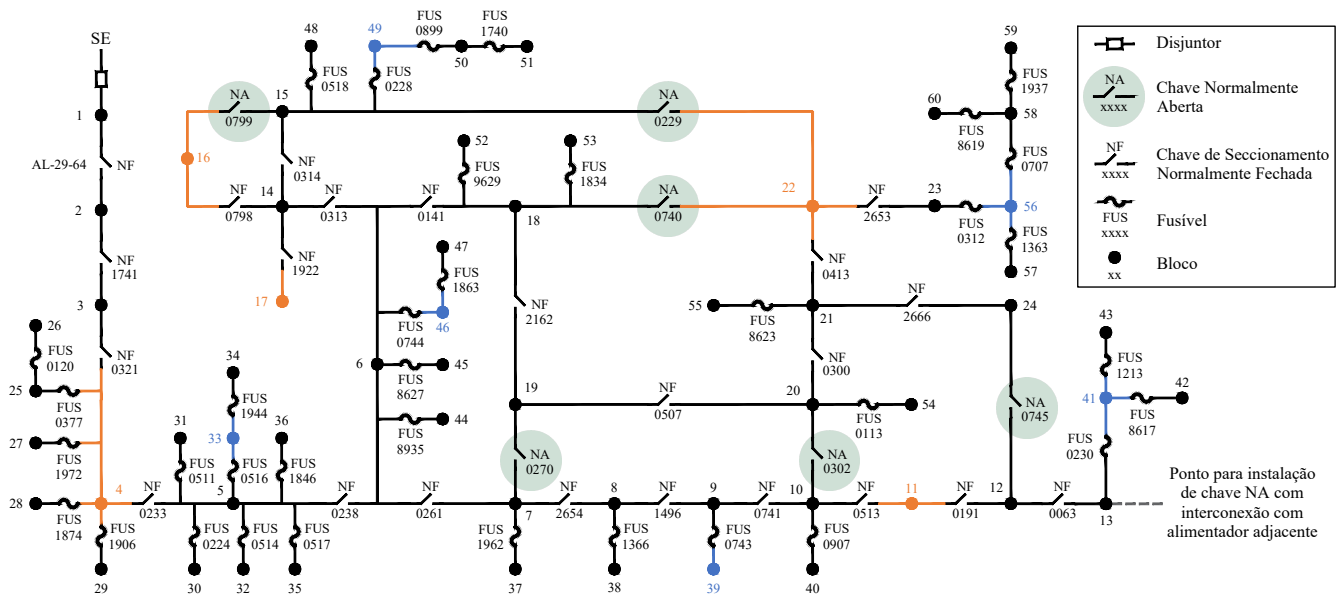


Figura 4. Diagrama de blocos do alimentador de distribuição real

Os blocos em que as falhas mais contribuem para a formação dos indicadores de continuidade coletivos e para a ENS estão destacados em laranja na Figura 4. Os maiores valores da  $cFEC_i$ ,  $cDEC_i$  e  $cENS_i$  são apresentados na Tabela 2. Estes indicadores foram obtidos pelo algoritmo implementado, permitindo identificar os blocos em que as falhas mais contribuem para os respectivos indicadores, de forma a guiar, durante o planejamento das obras, a decisão a respeito: i) das chaves de seccionamento a serem automatizadas e ii) dos blocos de rede existentes a serem substituídos por condutores com taxa de falhas menor, em um plano de recondução.

Tabela 2. Blocos com maiores contribuições de falhas para a formação dos indicadores - método proposto

$cFEC_i$ (interrup./ano)	bloco 4	bloco 16	bloco 22	bloco 17	bloco 11
	2,00	1,99	1,63	1,52	1,43
$cDEC_i$ (horas/ano)	bloco 4	bloco 16	bloco 22	bloco 11	bloco 17
	1,26	1,00	0,82	0,81	0,77
$cENS_i$ (MWh/ano)	bloco 4	bloco 16	bloco 22	bloco 11	bloco 17
	3,77	2,99	2,46	2,42	2,31

Para evidenciar as características e vantagens do método proposto, foi implementado o algoritmo apresentado no fluxograma da Figura 3, porém com  $\lambda_i^h$  nulo e, portanto, apenas com  $\lambda_i$  por comprimento e distribuída ao longo do alimentador, conforme proposto por Dias (2002). Os indicadores resultaram em:  $FEC = 19,66$  interrupções/ano,  $DEC = 10,86$  horas/ano e  $ENS = 32,38$  MWh/ano, sendo muito próximos dos resultados obtidos com o método proposto, conforme esperado. No entanto, os maiores valores da  $cFEC_i$ ,  $cDEC_i$  e  $cENS_i$  encontrados são distintos, como destacado em negrito na Tabela 3.

Tabela 3. Blocos com maiores contribuições de falhas para a formação dos indicadores - método correlato

$cFEC_i$ (interrup./ano)	bloco 4	bloco 16	<b>bloco 17</b>	<b>bloco 15</b>	bloco 11
	2,36	1,96	1,80	1,62	1,30
$cDEC_i$ (horas/ano)	bloco 4	bloco 16	<b>bloco 17</b>	<b>bloco 15</b>	<b>bloco 5</b>
	1,48	0,98	0,91	0,84	0,73
$cENS_i$ (MWh/ano)	bloco 4	bloco 16	<b>bloco 17</b>	<b>bloco 15</b>	<b>bloco 5</b>
	4,44	2,93	2,71	2,49	2,20

No método correlato, as taxas de falhas são calculadas proporcionalmente ao comprimento dos blocos e sem considerar taxas de falhas com base no histórico de ocorrências de interrupções. Como consequência, os blocos com maiores valores da  $cFEC_i$  são os blocos com maior extensão de rede: Bloco 4 (4,06 km), 16 (3,37 km), 17 (3,09 km), 15 (2,79 km) e 11 (2,24 km).

### 3.1 Instalação de chave normalmente aberta

Neste estudo de caso, foi considerada a instalação de uma chave NA com interligação com alimentador adjacente no bloco 13 (ver Figura 4). A instalação desta chave resulta em:  $DEC = 10,65$  horas/ano e  $ENS = 31,69$  MWh/ano, representando uma redução respectivamente de 0,21 horas/ano e 0,62 MWh/ano. Em situações de contingências de falhas, mais blocos podem ser transferidos para outro alimentador, reduzindo o tempo de restabelecimento destes blocos. Contudo, o valor do DIC para alguns dos blocos pode ser maior, como é o caso dos blocos (2-4), em que o DIC cresceu aproximadamente 0,23 horas/ano. Este aumento pode ser explicado pelo chaveamento manual de mais chaves pela equipe de campo, o que aumenta o tempo total de chaveamentos e, consequentemente, o tempo de restabelecimento dos blocos.

### 3.2 Automação de chaves de seccionamento

Para avaliar o impacto da automação de chaves de seccionamento NF nos indicadores, inicialmente, foi feita a automação da chave de seccionamento mais próxima a montante do bloco com maior valor para a  $cDEC_i$ . Em seguida, foi feita a automação das chaves de seccionamento mais próximas a montante dos dois blocos com maiores valores para a  $cDEC_i$  e, assim, sucessivamente até oito blocos com maiores valores para a  $cDEC_i$ . Os resultados de DEC e ENS são apresentados na Figura 5, onde é possível observar a redução nestes indicadores conforme o número de chaves automatizadas cresce. Ainda, cabe ressaltar que a automação de nenhuma chave representa a estimativa da confiabilidade sem obras. Vale destacar também que o FEC não foi alterado com a automação das chaves de seccionamento, pois não é possível restabelecer o fornecimento de energia em um tempo inferior à duração mínima de interrupções permanentes.

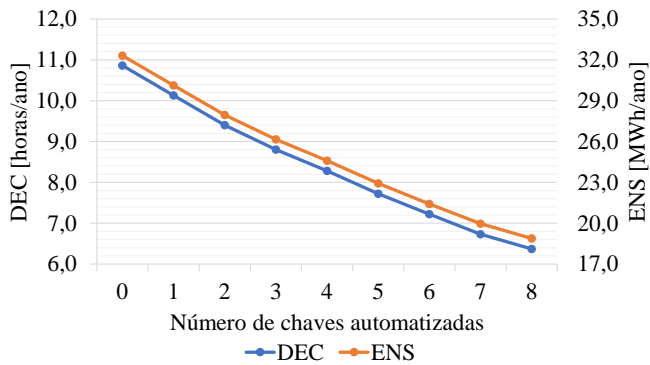


Figura 5. Impacto da automação de chaves de seccionamento nos indicadores DEC e ENS

### 3.3 Recondutoramento

Para demonstrar o impacto do recondutoramento por condutores protegidos na redução do FEC, DEC e da ENS, foi estipulado o recondutoramento de blocos. Inicialmente, foi recondutorado o bloco 4, que apresenta o maior valor da  $cFEC_i$ . Em seguida, os dois blocos com maiores valores da  $cFEC_i$  foram recondutorados e, assim, sucessivamente até dez blocos com maiores valores da  $cFEC_i$ . O gráfico da Figura 6 apresenta os indicadores FEC e DEC pelo número de blocos recondutorados. O recondutoramento de nenhum bloco representa a estimativa sem obras. O recondutoramento do bloco 4 resultou em  $ENS = 30,43$  MWh/ano, com uma redução de 1,88 MWh/ano, enquanto que com o recondutoramento dos 10 blocos foi obtido  $ENS = 20,82$  MWh/ano, com uma redução de 11,49 MWh/ano.

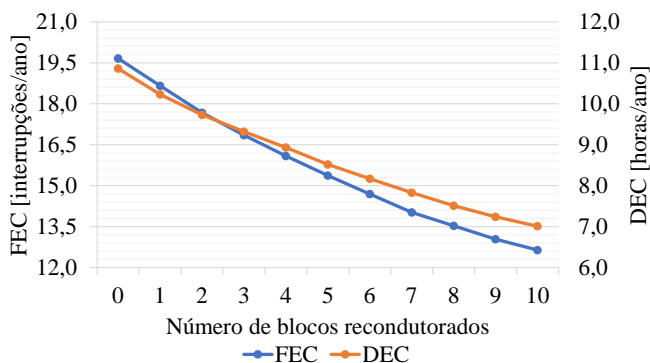


Figura 6. Impacto do recondutoramento no FEC e DEC

O recondutoramento mostrou a capacidade de mitigação da frequência das interrupções, que está ligada a satisfação dos consumidores pelos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. Desta forma, é visível a necessidade de considerar obras que reduzem as taxas de falhas no planejamento.

## 4. CONCLUSÕES

Neste artigo foi apresentado um método para avaliação do impacto de obras de expansão na confiabilidade de redes de distribuição primária, sendo descritas as formulações das matrizes para obtenção dos indicadores de continuidade coletivos, individuais e para a ENS. Foi apresentado o fluxograma do algoritmo que permite a estimação da confiabilidade com ajuste aos indicadores de continuidade históricos da rede de distribuição primária. O uso e as vantagens do método proposto foram demonstrados através de um estudo de caso com um alimentador

de distribuição real, verificando a estimativa da confiabilidade sem obras e a redução dos indicadores de continuidade e ENS, conforme o plano de obras.

No método proposto, as taxas de falhas dos blocos são calculadas parcialmente através do histórico de ocorrências de interrupções. Adicionalmente, o tempo de restabelecimento está vinculado aos tempos históricos de localização das falhas, de chaveamento e de reparo da falha. Desta forma, para a sua implementação é necessária a disponibilidade do histórico de ocorrências de interrupções com informações confiáveis na base de dados da concessionária de energia.

No momento, o método apresentado está sendo estendido para considerar também i) a realização de um estudo de caso aplicado em um conjunto elétrico composto por todos os alimentadores de uma subestação e ii) a implementação do método como uma ferramenta gráfica para auxílio na decisão de obras pelo setor de planejamento da expansão de uma concessionária de energia.

## REFERÊNCIAS

- Abaide, A.R. (2005). *Desenvolvimento de métodos e algoritmos para avaliação e otimização da confiabilidade em redes de distribuição*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS.
- ANEEL (2022). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST, módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica.
- Billinton, R. e Allan, N.R. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. Plenum Press, New York, 2 edition.
- 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, SP.
- Diestel, R. (2017). *Graph Theory*. Graduate Texts in Mathematics. Springer-Verlag, Berlin, 5 edition.
- Heidari, S. e Fotuhi-Firuzabad, M. (2016). Reliability evaluation in power distribution system planning studies. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing, China, Oct. 16-20, 2016.
- Heidari, S., Fotuhi-Firuzabad, M., e Kazemi, S. (2015). Power distribution network expansion planning considering distribution automation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 1261–1269.
- IEEE (2012). IEEE guide for electric power distribution reliability indices. *IEEE Std 1366-2012*, 1–43.
- Lotero, R. e Contreras, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2552–2562.
- Sperandio, M. (2008). *Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.
- Vieira, O.L. (2019). *Metodologia para a inclusão dos indicadores coletivos de continuidade no planejamento da rede de distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, CE.
- 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.
- 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.