



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

LETICIA BIAGI VILELA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE INDICADORES DE FALTA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO MODELAGEM
MATEMÁTICA**

**Ilha Solteira
2018**

LETICIA BIAGI VILELA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE INDICADORES DE FALTA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO MODELAGEM
MATEMÁTICA**

Texto apresentado à Faculdade de Engenharia
do Campus de Ilha Solteira – UNESP como
parte dos requisitos para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.
Área do Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO
Orientador

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

V699a Vilela, Leticia Biagi.
Alocação ótima de indicadores de falta em redes de distribuição de energia elétrica utilizando modelagem matemática / Leticia Biagi Vilela. -- Ilha Solteira: [s.n.], 24.08.2018
65 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Fábio Bertequini Leão
Inclui bibliografia

1. Alocação de sensores indicadores de falta. 2. Programação matemática.
3. Programação não linear binária.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Alocação ótima de indicadores de falta em redes de distribuição de energia elétrica utilizando modelagem matemática

AUTORA: LETICIA BIAGI VILELA

ORIENTADOR: FABIO BERTEQUINI LEÃO

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Mestra em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Fábio Berteguini Leão

Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Rubem Augusto Romero Lazaro
Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Rogério Andrade Flauzino
Prof. Dr. ROGERIO ANDRADE FLAUZINO
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 24 de agosto de 2018

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que não tiveram a oportunidade de continuar seus estudos ou mesmo de iniciá-los, sendo tolhidos de terem para si uma vida mais digna nesse país de exclusão.

AGRADECIMENTOS

A Deus, razão pela qual todas as outras coisas existem.

Aos meus pais, Marcos Antonio Vilela e Solange Valero de Biagi Vilela, por serem tudo aquilo que eu admiro. As minhas irmãs, Danieli Biagi Vilela e Tatiani Biagi Vilela, por serem uma extensão de mim em outros corpos.

Agradecimento especial a José Augusto Ignacio da Silva. A você todo meu respeito, toda minha admiração, toda minha vida e todo meu amor para sempre. Você é minha definição de incrível e meu encontro de alma.

Aos meus amigos do LaPSSE, Bruna Pardim Alves, Esau Figueroa Escoto, Gabriel Figueiredo Puerta e Hugo de Oliveira Motta Serrano, por toda amizade e companhia durante essa jornada.

A todos os professores do PPGEE pelo conhecimento a nós transmitido e aos funcionários da FEIS-UNESP pela colaboração e prestatividade.

Ao professor Fábio Bertequini Leão, pela orientação, confiança e ensinamentos para que este trabalho fosse concluído.

Agradeço a Eliane Silva de Souza, por todo esforço dispendido para que este trabalho fosse concluído com seriedade, por toda ajuda e pelos ensinamentos.

Ao CNPq e a CAPES pelo auxílio financeiro concedido.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente com este trabalho.

**O coração do homem planeja o seu caminho,
mas o Senhor lhe dirige os passos.**

Provérbios, 16:9

RESUMO

Neste trabalho propõe-se um modelo matemático de Programação Não Linear Binária (PNLB) para resolver o problema de alocação ótima de dispositivos indicadores de falta (OPFI – *Optimal Placement of Fault Indicator Devices*) em redes radiais de distribuição de energia elétrica. O problema é modelado por meio de uma função objetivo que considera dois custos conflitantes: o Custo da Energia Não Suprida (CENS) e o Custo de Investimento em Sensores (CINV). O modelo matemático proposto pode ser resolvido por métodos exatos e para todos os testes simulados foram utilizados os softwares de programação matemática *AMPL (A Mathematical Programming Language)* e *KNITRO* versão 9.0.0. Para validação do método proposto, são realizados testes em um sistema de distribuição de 19 barras, e em outros dois sistemas de 34 e 70 barras, sendo que nesses dois sistemas os indicadores de falta foram alocados apenas no tronco principal desses alimentadores. Os resultados obtidos mostram que o modelo matemático é adequado para resolver o problema formulado. Assim, o método proposto traz contribuição à literatura, visto que o problema da alocação ótima desses dispositivos tem sido resolvido principalmente por meio de técnicas meta-heurísticas.

Palavras-chave: Alocação de sensores indicadores de falta. Programação matemática. Programação não linear binária.

ABSTRACT

This paper proposes a Binary Nonlinear Programming model to solve the problem of Optimal Placement of Fault Indicator Devices (OPFI) in radial distribution networks. The problem is modeled by an objective function that considers two conflicting costs: Cost of Energy Not Supplied and Cost of Investing in Sensors. The proposed mathematical model can be solved by exact methods and for all the simulated tests the mathematical programming software AMPL (A Mathematical Programming Language) and KNITRO version 9.0.0 were used. For validation of the proposed method, tests are performed in a 19-bar distribution system, and in two other systems of 34 and 70 bars, where in these two systems fault indicators were only allocated to the main trunk of these feeders. The results obtained show that the mathematical model is adequate to solve the problem formulated. Thus, the proposed method brings contribution to the literature, since the problem of optimal allocation of these devices has been solved mainly by means of metaheuristic techniques.

Keywords: Allocation of fault indicator devices. Mathematical programming. Binary nonlinear programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização de uma falta por meio de um dispositivo IF.	16
Figura 2 – Destaque para a bateria interna de um IF de poste.	20
Figura 3 – A: IFs instalados nas três fases. B: IF de cabo. C: IF de poste.	21
Figura 4 – Destaque para o alimentador principal do sistema de distribuição.	22
Figura 5 – Zoneamento proposto por Dashti e Sadeh.	25
Figura 6 – Sistema de distribuição IEEE-33.	30
Figura 7 – Ilustração da divisão do sistema em zonas.	32
Figura 8 – Ilustração do zoneamento do sistema após alocação de sensores.	33
Figura 9 – Sistema teste de 19 barras.	40
Figura 10 – Sistema teste de 34 barras.	41
Figura 11 – Sistema teste de 70 barras.	42
Figura 12 – Relação entre FO e número de dispositivos IFs apresentados na Tabela 4.	45
Figura 13 – Alocação dos sensores para os resultados apresentados na Tabela 4.	45
Figura 14 – Relação entre FO e número de dispositivos IFs apresentados na Tabela 6.	48
Figura 15 – Alocação dos sensores para os resultados apresentados na Tabela 6	49
Figura 16 – Relação entre FO e número de dispositivos IFs apresentados na Tabela 8.	52
Figura 17 – Alocação dos sensores para os resultados apresentados na Tabela 8	52
Figura 18 – Alocação dos sensores para os resultados apresentados na Tabela 8	54
Figura 19 – Relação entre FO e número de dispositivos IFs apresentados na Tabela 8.	55
Figura 20 – Fronteira de Pareto para o sistema de 19 barras.	56
Figura 21 – Fronteira de Pareto para o sistema de 34 barras.	57
Figura 22 – Fronteira de Pareto para o sistema de 70 barras.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 19 barras	40
Tabela 2 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 34 barras	41
Tabela 3 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 70 barras.	21
Tabela 4 – Parâmetros do sistema de 70 barras com comprimento variável.....	22
Tabela 5 – Resultados para o sistema de 19 barras..	44
Tabela 6 – Soluções ótimas obtidas com diferentes valores de α_{cs}	47
Tabela 7 – Resultados para o sistema de 34 barras	48
Tabela 8 – Soluções ótimas obtidas com diferentes valores de α_{cs}	50
Tabela 9 – Resultados para o sistema de 70 barras.	51
Tabela 10 – Soluções ótimas obtidas com diferentes valores de α_{cs}	53
Tabela 11 – Resultados para o sistema de 70 barras com comprimento variável.	54
Tabela 12 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 19 barras	56
Tabela 13 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 34 barras.	57
Tabela 14 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 70 barras	58

LISTA DE SÍMBOLOS

Função objetivo:

v Função objetivo de minimização.

Conjuntos:

Ω_d Conjunto de barras de demanda.

Ω_z Conjunto de zonas originalmente formado, tal que $|\Omega_z| = |\Omega_d|$.

$\Omega_{z_i}^{jus}$ Conjunto de barras de demanda a jusante da barra i da zona i .

Parâmetros:

ω_1, ω_2 Parâmetros de ponderação da função objetivo.

$\bar{\lambda}$ Taxa de falha média do sistema.

L_i Carga da barra i .

$c_{m,n}$ Comprimento do ramo $m-n$ em km.

$\lambda_{m,n}$ Taxa de falha do ramo $m-n$.

d_{min} Distância da subestação até o início do ramo $m-n$.

t_{cs}^{av} Tempo de notificação da falta com IF em horas.

t_{ss}^{av} Tempo de notificação da falta sem IF em horas.

$t_{m,n}^{desloc}$ Tempo de deslocamento das equipes em horas.

v^{desloc} Velocidade média de deslocamento das equipes de manutenção em zonas urbanas em km/h.

PC Preço de compra do sensor IF em R\$.

CI Custo de instalação do sensor IF em R\$.

CM Custo de manutenção do sensor IF em R\$/ano.

TVU Tempo de vida útil média do sensor IF em anos.

Variáveis:

y_i Variável binária. Representa a decisão de alocar ou não um IF a montante da barra i , sendo que $y_i = 1$ significa aloca e $y_i = 0$ não aloca.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO.....	14
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO.....	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	18
2	ABORDAGEM TÉCNICA REFERENTE À UTILIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1	ASPECTOS RELEVANTES SOBRE OS DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA.....	19
2.1.1	Descrição funcional	19
2.1.2	Sinalização	19
2.1.3	Rearme	20
2.1.4	Bateria	20
2.1.5	Comunicação	20
2.1.6	Programação	21
2.1.7	Manutenção	21
2.1.8	Instalação de dispositivos indicadores de falta no cabo condutor-fase	21
2.2	REVISÃO SOBRE O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA.....	22
3	METODOLOGIA E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA A ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA	31
3.1	EXEMPLO DE CÁLCULO DO CENS.....	37
4	TESTES E RESULTADOS	39
4.1	SISTEMAS TESTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	40
4.2	RESULTADOS PARA AS SIMULAÇÕES CONSIDERANDO $\omega_1 = \omega_2 = 1$	44
4.2.1	Sistema de 19 barras	44
4.2.2	Sistema de 34 barras	47
4.2.3	Sistema de 70 barras	51
4.2.3.1	<i>Sistema de 70 barras com comprimento dos ramos variável</i>	53
4.3	RESULTADOS PARA A ANÁLISE MULTIOBJETIVO DO PROBLEMA.....	55
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	60
	REFERÊNCIAS	61
	ANEXO	65
	TRABALHOS ACEITOS PARA PUBLICAÇÃO	67

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se uma introdução sobre o problema da alocação ótima de dispositivos indicadores de falta (IFs) e o impacto na qualidade de energia sob o ponto de vista das faltas. Apresenta-se também a justificativa do trabalho, os objetivos e como este trabalho está organizado nos capítulos posteriores.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

No final da década de 1990 durante o período da reestruturação do setor elétrico brasileiro, em que o controle de grandes geradoras e distribuidoras de energia elétrica foi transferido para a iniciativa privada, intensificaram-se as discussões sobre a qualidade no fornecimento da energia elétrica. De acordo com a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, (2016), a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) fornecida refere-se à qualidade do produto e também à qualidade do serviço oferecido. A qualidade do produto oferecido pelas concessionárias pode ser mensurada por meio da qualidade da forma de onda disponibilizada aos consumidores, enquanto que a qualidade do serviço prestado pode ser medida por meio da continuidade do fornecimento de energia elétrica mediante aos indicadores de continuidade do sistema, tais como a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), a duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), a frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC) e a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017).

A qualidade do serviço prestado é afetada diretamente pelas interrupções no fornecimento, provocadas geralmente por falhas no sistema elétrico, faltas e outras perturbações. Neste trabalho, a qualidade da energia elétrica será avaliada sob o contexto das faltas e como elas afetam a qualidade do serviço na medida em que estão diretamente ligadas ao tempo e, conseqüentemente, ao Custo da Energia Não Suprida (CENS). A Energia Não Suprida, ENS, é definida pela ANEEL como a energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção (ANEEL, 2016).

A relação entre as redes de transmissão de energia com os consumidores é feita através do sistema de distribuição. A maioria das interrupções que os consumidores estão sujeitos

deve-se à existência de uma falta no sistema de distribuição de energia. As agências que regulam a qualidade de energia têm interesse que a qualidade da energia entregue aos consumidores finais seja sempre a melhor possível, ou seja, a melhoria dos métodos de localização de faltas faz com que seja aumentada a velocidade de restauração das partes afetadas. A automação em sistemas de distribuição inclui o monitoramento e controle automático do sistema utilizando canais de comunicação. O objetivo principal da automatização do sistema de distribuição é reduzir o tempo de interrupção do serviço, sendo que as funções mais importantes na automação desse sistema são as funções de localização de falta, isolamento da falta e restauração. O método tradicional de localização de faltas consiste em inspeção visual por parte dos operadores, que naturalmente gastam um tempo bastante alto para a localização da falta.

O emprego dos dispositivos indicadores de falta em redes de distribuição permite que seja melhorada a qualidade do serviço prestado aos consumidores por meio da redução do tempo de identificação da falta no sistema, permitindo que a isolamento da falta, o reparo e a restauração do sistema sejam realizados mais rapidamente. No Brasil, a alocação de IFs é uma alternativa interessante quando se refere à diminuição do tempo de identificação das faltas devido à grande extensão dos alimentadores em geral, adicionando-se a isso o fato de que algumas limitações são encontradas na alocação dos IFs na prática, visto que na maioria das vezes são alocados de forma empírica (SOUZA, 2009).

Nesse contexto, quando um sistema de distribuição de energia elétrica é atingido por algum defeito, pode-se observar o surgimento de uma possível falta no sistema, resultando na interrupção do fornecimento de energia elétrica. A falta é normalmente designada para casos de curto-circuito ou sobrecorrentes no sistema que causam a atuação da proteção (relés, religadores, fusíveis ou seccionadores automáticos) e estes causam a desenergização do sistema devido às suas atuações. O corte no fornecimento pode apresentar um tempo de interrupção breve para o caso das faltas temporárias, ou ainda um tempo de interrupção longo, como é o caso das faltas permanentes.

Faltas temporárias são aquelas que não necessitam que equipes de manutenção se desloquem até o local onde a falta ocorreu devido ao fato de que as mesmas são eliminadas pelo próprio sistema de proteção da rede, fazendo com que o restabelecimento do serviço ocorra de maneira automática. Por outro lado, as faltas permanentes não podem ser extintas mesmo que um dispositivo automático ou uma chave seccionadora operem para restabelecer o

fornecimento de energia, e necessitam que uma equipe de manutenção seja enviada até o local da falta para que a seção faltosa seja reparada (USIDA et al., 2012).

Dada uma interrupção, o problema existente é identificar em que local do sistema de distribuição a falta ocorreu. Estes eventos exigem uma investigação minuciosa por parte da equipe de manutenção e uma mitigação rápida a fim de restabelecer o sistema e não causar grandes prejuízos aos consumidores e aos índices de qualidade da distribuidora. Obter a informação correta do ponto defeituoso é o grande problema enfrentado pelos operadores e pelas equipes de manutenção. Tradicionalmente, quando há a ocorrência de uma falta permanente na rede, os consumidores afetados realizam ligações para a concessionária reclamando da falta de energia. Através do sistema de informação geográfica da concessionária, o centro de operação é capaz de estimar a região ou parte da rede que está afetada fornecendo uma estimativa inicial do provável local defeituoso e essa informação é dada às equipes de manutenção. Na maioria dos casos o processo é demorado, pois a equipe de manutenção deve inspecionar vários trechos da rede em busca do defeito. Existem diversas linhas de estudos para melhorar a confiabilidade do sistema com técnicas para estimar o local da falta objetivando reduzir o tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica. Na **Figura 1**, ilustra-se um esquema de localização de falta por meio de um dispositivo IF.

Figura 1 – Localização de uma falta por meio de um dispositivo IF.



Fonte: Adaptado de Cong et al. (2005).

Sob esse contexto, pode-se verificar que o restabelecimento do serviço ocorrerá de forma muito mais rápida se houver um dispositivo indicador de falta (IF) para fornecer informações de onde a mesma ocorreu. Quando um disjuntor abre e desenergiza a rede de distribuição devido ao insucesso no religamento, indicadores de falta à jusante do disjuntor devem estar prontos para fornecer informações sobre a falta as equipes de manutenção. Desde

que alocados eficientemente, os dispositivos IFs podem reduzir o tempo de interrupção de energia em até 60% (USIDA et al., 2010). É importante salientar ainda que os IFs não indicam o local exato da falta, mas sim a seção em que a mesma ocorreu. Dessa maneira, um indicador de falta é um dispositivo instalado ao longo do sistema de distribuição que possui a capacidade de indicar se o sistema teve algum tipo de falta à jusante de sua instalação, ou seja, permite agilidade no direcionamento das equipes de manutenção para que o sistema seja reestabelecido de maneira mais rápida e também mais eficaz (SOUZA, 2009).

Neste problema, a questão que deve ser analisada pelas concessionárias é qual o ponto de equilíbrio entre o Custo da Energia Não Suprida (CENS) e o Custo de Investimento em Sensores (CINV), visto que não é economicamente viável e nem necessário alocar sensores ao longo de toda a rede devido ao impacto na receita da concessionária, ou seja, deve ser encontrada uma alocação ótima que minimize o CENS e o CINV de acordo com a priorização de objetivos da empresa.

O problema da alocação dos indicadores de falta, conhecido na literatura como *Optimal Placement of Fault Indicator (OPFI)* se resume basicamente em duas questões principais: determinar quantos dispositivos devem ser instalados e onde devem ser instalados. Esse problema tem sido resolvido na literatura utilizando-se basicamente de meta-heurísticas, tal como o algoritmo genético adaptativo em Cruz e Leão (2017), o algoritmo imune em (Ho et al., 2011), a lógica *fuzzy* em (Souza et al., 2009), o algoritmo genético em (Almeida et al., 2011), (Cong et al., 2005; Usida et al., 2012). As meta-heurísticas podem oferecer vantagens neste problema ao serem aplicadas em sistemas grandes e complexos, em que as técnicas de programação clássica não são capazes de resolver o problema ou demandam tempo computacional proibitivo devido ao volume de combinações a serem examinadas (Ho et al., 2011).

A otimização clássica é empregada neste trabalho pela vantagem que os métodos exatos oferecem de garantir que o ótimo global seja encontrado, já que as meta-heurísticas, apesar de encontrarem mais rapidamente uma boa solução, não podem garantir que o ótimo global seja obtido. Nos métodos exatos de resolução, caso a função objetivo do problema apresente uma não linearidade, como é o caso da modelagem aqui apresentada, mesmo que uma não linearidade fraca, para garantir que o ótimo local encontrado seja o ótimo global a função objetivo e o conjunto de restrições do problema devem ser obrigatoriamente convexas, caso contrário não é possível garantir otimalidade global, como visto em Bazaraa, Sherali e

Shetty (1993). Como exemplo de aplicação, a otimização clássica tem sido utilizada para resolver trabalhos por meio de modelagens matemáticas, como visto em: Villajuan (2016), López (2015), Souza (2014), Sanchez (2017), Souza (2018), Delgado (2015), Sousa (2013), Gonçalves (2013) e Silva (2002).

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo propor um modelo de Programação Não Linear Binária para o problema da alocação de faltas (*OPFI*) em sistemas de distribuição, em que a resposta esperada é o número ótimo de sensores a serem instalados no sistema e também sua alocação ótima, de tal forma que a função objetivo do problema seja minimizada.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, sendo que no capítulo um apresenta-se uma introdução sobre o problema da alocação ótima de dispositivos indicadores de falta e como essas faltas afetam a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias. O capítulo dois apresenta uma abordagem técnica sobre o funcionamento dos dispositivos indicadores de falta, seus tipos e empregos e faz também uma breve revisão bibliográfica sobre o *OPFI* e como o mesmo tem sido resolvido na literatura, enquanto que no capítulo três apresenta-se a formulação matemática desenvolvida para o problema da alocação ótima de dispositivos indicadores de falta. No quarto capítulo apresentam-se os testes realizados e os resultados obtidos, enquanto que no capítulo cinco apresentam-se as conclusões e contribuições para trabalhos futuros.

2 ABORDAGEM TÉCNICA REFERENTE À UTILIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresentam-se os principais aspectos relacionados ao funcionamento dos dispositivos indicadores de falta, tais como sinalização, rearme e comunicação, além de uma revisão bibliográfica sucinta sobre o problema de alocação de indicadores de falta (*OPFI*).

2.1 ASPECTOS RELEVANTES SOBRE OS DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

Nesta seção são apresentados os principais aspectos de funcionamento dos dispositivos indicadores de falta do tipo aéreo para melhor entendimento do trabalho.

2.1.1 Descrição funcional

Um indicador de falta propicia identificação visual ou remota da falta no sistema de distribuição de energia. O primeiro indicador de falta era do tipo eletromecânico e foi empregado por 60 anos. Já o primeiro indicador de falta eletrônico foi produzido em 1972 e trouxe mudanças fundamentais na discussão sobre o gerenciamento de faltas. Quando uma falta ocorre à jusante do indicador, é automaticamente enviado um sinal a supervisão do centro de controle, e quando devidamente alocados podem reduzir ou mesmo eliminar as incertezas associadas à localização da falta.

Dada uma falta, o dispositivo deve indicar a presença da falta no sistema. O dispositivo indica então a passagem de corrente de curto-circuito pelo circuito que está sendo monitorado. A detecção da falta se dá então por meio de sensores que são sensibilizados pela passagem de corrente pela rede primária de distribuição (SOUZA, 2009).

2.1.2 Sinalização

Se uma corrente que passa pelo circuito monitorado pelo IF ultrapassa o ajuste de disparo do dispositivo, ocorre então a sinalização. A sinalização pode ser feita por LED (*Light Emitting Diode*), por uma bandeirola colorida (geralmente sinalizadas por lâmpadas de Gás *Xenon*), ou ainda uma combinação dos dois tipos. Os fabricantes geralmente utilizam sinalização diferente para faltas permanentes e faltas temporárias (NORTROLL, 2018).

2.1.3 Rearme

Os avanços tecnológicos nesse tipo de dispositivo iniciaram-se quando o rearme dos IFs passou a ser feito de forma automática, já que antes disso esses dispositivos necessitavam de rearme manual todas as vezes em que uma falta era sinalizada (SOUZA, 2009).

O rearme refere-se ao recurso de alterar o estado do indicador de falta de sinalizado para um estado de operação normal. Os rearmes automáticos variam de acordo com o fabricante e o modelo escolhido, mas geralmente são por tensão, por tempo ou por corrente de carga. Os rearmes manuais geralmente são realizados por meio da desconexão e conexão da bateria ou ainda utilizando-se de um ímã externo (NORTROLL, 2018).

2.1.4 Bateria

A alimentação de um dispositivo indicador de falta é realizada por meio de uma bateria interna, conforme ilustrado na **Figura 2**. Os dispositivos IFs possuem ainda recomendações sobre os níveis da bateria e quando ela deve ser substituída de acordo com seus fabricantes.

Figura 2 – Destaque para a bateria interna de um IF de poste.



Fonte: Usida (2011).

2.1.5 Comunicação

Em Usida (2011), vê-se que quanto à comunicação, vários modelos de IFs existentes no mercado possuem comunicação de forma a possibilitar a integração com o Centro de Operação da Distribuição (COD). Essa comunicação disponibiliza o status operativo do IF ao COD. Além disso, existem IFs que emitem também um sinal de radiofrequência ou via GSM (*Global System for Mobile Communication*). Os IFs com supervisão remota possuem a vantagem de possibilitar o isolamento da seção faltosa de forma automática e remota no caso das chaves de manobra serem telecomandadas.

2.1.6 Programação

Dispositivos IFs detectam curtos-circuitos em situações em que a corrente ultrapassa o nível de limiar pré-estabelecido. Para impedir que sinalizações ocorram em situações de manobra do sistema, como no caso de corrente de energização da linha, o dispositivo IF é então bloqueado por um período de tempo necessário para energização da rede. A programação do dispositivo é realizada por meio de um banco de chaves ou ainda via *software* (Usida, 2011).

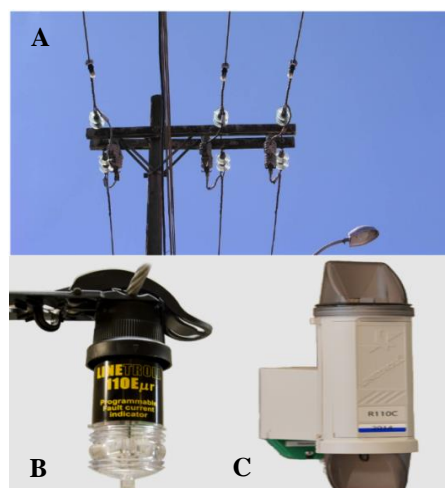
2.1.7 Manutenção

Dispositivos IFs exigem manutenção periódica ao longo de sua vida útil. A recomendação dos fabricantes é que as inspeções sejam feitas anualmente para testes de verificação da bateria e de funcionamento dos dispositivos.

2.1.8 Instalação de dispositivos indicadores de falta no cabo condutor-fase

A instalação de um dispositivo IF no condutor-fase de redes primárias de distribuição é feita de maneira rápida e segura, diretamente no cabo energizado com objetivo de monitorar a corrente e a tensão da fase da linha além de identificar a passagem de uma corrente de curto-circuito por esse local. Dada uma falta permanente, quando ocorre o desligamento da tensão elétrica da linha pelos dispositivos automáticos de proteção, o IF começa então a sinalizar a falta. Um IF pode ser visto facilmente durante o dia ou à noite pelas equipes de manutenção que se deslocam ao longo do alimentador à procura do defeito. Os principais fabricantes de IFs de cabo são: Schweitzer, Schneider Electric, Nortroll, LOFA, Bowden Bros (SOUZA, 2009).

Figura 3 – **A:** IFs instalados nas três fases. **B:** IF de cabo. **C:** IF de poste.

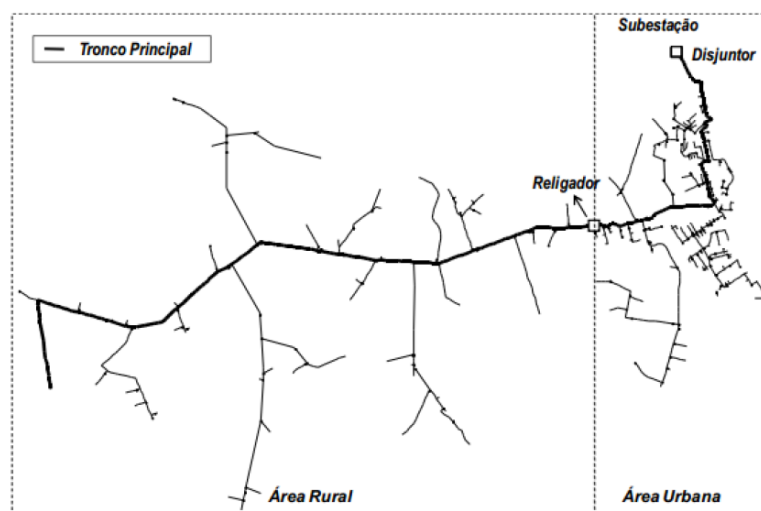


Fonte: Souza et al. (2009) e Nortroll (2018).

2.2 REVISÃO SOBRE O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

No trabalho de Usida et al. (2012) é proposta uma metodologia de solução do problema de alocação de indicadores de falta por meio de computação evolucionária. Os autores fizeram uso do algoritmo genético para resolver o problema, sendo que a alocação dos dispositivos indicadores ocorre apenas no alimentador principal de um sistema de distribuição real. A metodologia para identificação do alimentador principal também é descrita no apêndice do trabalho. Os autores ainda acrescentam que para um sistema grande e com muitas ramificações, encontrar o alimentador principal pode não ser uma tarefa fácil. Ainda sobre o alimentador principal, os autores afirmam que a simplificação é válida, pois no caso de um corte de energia provocado por uma falta, o fornecimento pode ser restaurado progressivamente à medida que a equipe de manutenção inspeciona o alimentador principal, verificando se o barramento defeituoso está a montante ou a jusante do último IF inspecionado. Na **Figura 4** mostra-se o alimentador principal em destaque no sistema de distribuição estudado pelos autores. Quanto à otimização do problema, deseja-se melhorar os índices de confiabilidade do sistema de distribuição e ao mesmo tempo encontrar a solução mais econômica para o problema da alocação dos dispositivos IFs.

Figura 4 – Destaque para o alimentador principal do sistema de distribuição.



Fonte: Usida et al. (2012).

Os autores fizeram uso do algoritmo genético para resolver o problema e fizeram as seguintes considerações: no processo de alocação de IFs é necessário avaliar a eficiência de cada configuração candidata. Essa avaliação deve então considerar algumas características do

alimentador, como a carga, o número de consumidores, e distância entre cada dispositivo de proteção do sistema, inclusive entre IFs já existentes no sistema. Considera-se então que, se em determinado ponto a carga requerida é alta e o número de consumidores também é alto, então se conclui que esse ponto é uma boa localização candidata para a instalação de um dispositivo IF. Por outro lado, se já existe um dispositivo IF instalado nas proximidades, então esse ponto torna-se menos favorável à instalação de um novo dispositivo. A função objetivo apresentada pelos autores é dada em função da distância entre dispositivos de proteção do sistema, das cargas e do número de consumidores ao longo do alimentador principal. A expressão é dada por (1):

$$f_{\text{objetivo}} = \sum_{i=1}^M (\alpha_1 l_i + \alpha_2 c_i) d_i(\overline{FI}) \quad (1)$$

Sendo que, l_i é a carga normalizada da barra i , c_i é o número de consumidores a jusante da barra i , $d_i(\overline{FI})$ é o vetor que representa a distância da barra i ao dispositivo IF mais próximo. O vetor $d_i(\overline{FI})$ é recalculado a cada nova configuração candidata. M é o número de barras do alimentador principal. O número de dispositivos IF a ser alocados neste trabalho foi definido *a priori* e não faz parte do processo de otimização. As constantes α_1 e α_2 são fatores de ponderação para a carga e para o número de consumidores, respectivamente, que neste trabalho foram consideradas iguais a 1. Essas ponderações ainda podem variar de acordo com os interesses econômicos de cada concessionária, e, em cada país.

O sistema estudado pelos autores possui 18,39 km de alimentador principal, 2002 barras, 5480 consumidores totais, sendo que 5341 localizam-se em área urbana e 139 em área rural. A carga instalada é de 16,02 MVA e no sistema há dois dispositivos de proteção que funcionam como IFs, sendo o primeiro um disjuntor na subestação e o segundo um religador instalado a 5,79 km da subestação. No trabalho foi calculado o indicador de confiabilidade SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), juntamente com a energia não suprida (ENS), o custo da interrupção (custo da energia não suprida), e o custo de investimento de um dispositivo IF. A energia não suprida calculada pelos autores é apresentada em (2):

$$ENS_{\text{est}} = \left(\sum_{i=1}^{ns} f_f t_f D_i t_i \right) \quad (2)$$

Em que f_f é um fator de falta permanente (curto-circuito) que expressa a razão entre o número de faltas permanentes ocorridas na rede e o total de faltas que ocorreram no sistema. A taxa de falha em (km/ano) é dada por t_f , t_i é o tempo estimado que os consumidores

permaneceram sem energia após a falta, ou seja, consiste no tempo desde que o alerta é dado ao Centro de Operação para o envio das equipes de manutenção, mais o tempo de inspeção a procura da seção faltosa, mais o tempo de reparo e restauração, e por último, ns é o número de seções do alimentador e D_i corresponde à média da demanda anual de energia naquela seção.

Dashti e Sadeh (2011) apresentam uma função multi-objetivo para resolver o problema de alocação ótima de indicadores de falta em redes de distribuição de energia com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema e estimar a seção faltosa utilizando o algoritmo genético como ferramenta para resolver o problema. A metodologia de solução foi empregada pelos autores em um sistema de 13 barras do IEEE e também em um sistema real de distribuição de uma companhia iraniana. A função multi-objetivo empregada nesse trabalho leva em consideração quatro custos diferentes: custo da energia não suprida, custo de operação e restauração, custo da insatisfação dos clientes e custo dos dispositivos indicadores. Como uma das conclusões do trabalho, os autores afirmam que os dispositivos indicadores de falta não apresentam nenhuma influência no indicador SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), pois os IFs afetam apenas o tempo de restauração e o tempo de localização da falta, e conseqüentemente afetam a energia não suprida e o indicador SAIDI. A alocação é feita para um número fixo e também um número variável de sensores. Os autores afirmam que a função objetivo empregada no trabalho melhora os resultados, pois ela considera os quatro componentes econômicos fundamentais na resolução do problema de alocação ótima de IFs. A função objetivo apresentada pelos autores é dada por (3):

$$\min Z = \omega_1 C_1 + \omega_2 C_2 + \omega_3 C_3 + \omega_4 C_4 \quad (3)$$

Em que C_1 refere-se ao custo da energia não suprida, C_2 refere-se ao custo de operação e restauração, C_3 refere-se ao custo da insatisfação dos clientes, e por fim C_4 refere-se ao custo com dispositivos indicadores. Em C_1 , correspondente ao custo da energia não suprida, os autores afirmam que o tempo de restauração depende do tipo da falta e também de sua localização. A função para C_1 é apresentada por (4):

$$C_1 = c_i \sum_{i=1}^n P_i t_i \quad (4)$$

Sendo que P_i representa a potência da carga não suprida, t_i corresponde ao tempo de interrupção da carga, n é o número da seção e c_i corresponde ao custo de cada kWh em US\$/kWh. Em C_2 , os custos de operação e restauração são divididos em duas partes. Para os custos de operação foram considerados custos com o trabalhador que irá ocupar-se na

restauração do alimentador. Para os custos de restauração considerou-se a necessidade de equipamentos para restauração. A função para C_2 é apresentada em (5):

$$C_2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i l_i m_i co_i t_i + \sum_{i=1}^n m_i k_i t_i + F \quad (5)$$

Sendo que λ_i é a taxa de interrupção por ano, l_i é o comprimento da seção, m_i é número de empregados, co_i é o custo da hora de cada empregado, t_i corresponde ao tempo de restauração do segmento, k_i é o custo da hora do carro de operação, F corresponde ao custo da necessidade de equipamentos para restauração e n corresponde ao número de segmentos do sistema. Em C_3 é considerado então o custo com a insatisfação do cliente. Quando há uma interrupção no serviço, a insatisfação gerada nos consumidores deve ser compensada com multa para a concessionária calculada em função do tempo que o consumidor ficou sem energia. Então o custo com a insatisfação do cliente é apresentado em (6):

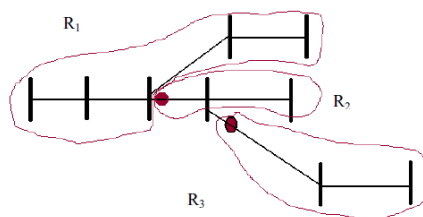
$$C_3 = \sum_{j=1}^m \lambda_i l_i p_i c_f t_i \quad (6)$$

Sendo que λ_i é a taxa de interrupção, l_i corresponde ao comprimento do segmento, p_i corresponde ao consumo de potência ativa de cada consumidor, c_f é o custo da multa por hora para cada consumidor, t_i é o tempo de restauração do segmento, m é o número de consumidores e n é o número da seção. Em C_4 , são apresentados os gastos com dispositivos IFs, apresentada em (7):

$$C_4 = cc + cr \quad (7)$$

Sendo que cc corresponde ao custo de compra e também de instalação dos IFs e cr corresponde ao custo de reparação. Dessa maneira, as quatro funções objetivo apresentadas deverão ser otimizadas pelo algoritmo genético. A **Figura 5** exemplifica como os autores formaram as zonas para o problema da alocação ótima de indicadores de falta.

Figura 5 – Zoneamento proposto por Dashti e Sadeh.



Fonte: Dashti e Sadeh (2011).

Shahsavari et al. (2014) apresentam como método de solução do problema da alocação ótima de IFs uma formulação multi-objetivo que considera os efeitos da existência de dispositivos de proteção e controle no tempo de restauração do problema. O índice médio do tempo de restauração (CARTI) é proposto como um objetivo técnico da função objetivo levando em consideração as incertezas do chaveamento automático. Uma abordagem de solução multi-objetivo é desenvolvida para minimizar simultaneamente custos econômicos indispensáveis e objetivos técnicos (SAIDI; CARTI). O problema de otimização resultante é resolvido por meio da otimização por enxame de partículas multi-objetivo (MOPSO) acompanhado de um método de tomada de decisão baseado em *fuzzy* para selecionar os melhores resultados pertencentes ao conjunto de soluções de Pareto. O método proposto foi aplicado em um sistema teste da literatura e também em um sistema de distribuição real com 5500 consumidores.

Quando uma falta ocorre, deve-se então determinar a localização da falta para que se prossiga com a isolação da seção necessária e então iniciar o serviço de restauração do trecho afetado. Para que isso seja possível, é necessário que dispositivos de proteção e controle estejam instalados ao longo da rede. Segundos os estudos de Kazemi (2011) e Momoh (2007) é empiricamente visto que o tempo de localização da falta corresponde a 25% do tempo total do serviço de restauração associado a consumidores restauráveis manualmente.

O problema de otimização modelado por Shahsavari et al. (2014) tem o objetivo de encontrar o número e a localização ótima de IFs enquanto se respeita as restrições do problema para que o custo total mínimo seja atingido. A função objetivo que considera os aspectos econômicos do problema é formulada como um problema de programação não linear inteiro misto e considera os custos da interrupção aos consumidores e categoriza os consumidores em diferentes níveis de criticidade. Os custos com investimentos e manutenção dos IFs e a taxa de inflação também são considerados nessa função. A função objetivo que considera objetivos técnicos por sua vez considera os índices SAIDI e CARTI. Os tempos de restauração são classificados ainda em três categorias: tempo de restauração associado à existência de chaves automáticas, tempo de restauração associado à existência de chaves manuais, tempo de restauração associado ao tempo de reparo, pois um conjunto de consumidores não pode ter o suprimento restaurado até que o dano seja reparado. É considerada ainda a probabilidade de sucesso das operações dos dispositivos de proteção e controle assim como os custos totais com acesso remoto. Os resultados mostrados pelos

autores na aplicação em um sistema de distribuição iraniano garantem a efetividade da proposta.

O trabalho de Ho, Lee e Lin (2011) propõe a aplicação do algoritmo imune para resolver o problema da alocação ótima de IFs ao mesmo tempo em que minimiza o custo da interrupção do serviço e o custo com investimento em sensores. O índice de confiabilidade de cada zona de serviço é utilizado na mensuração do custo da energia não suprida devido às faltas e o custo da interrupção é determinado de acordo com o tipo do consumidor, separados neste trabalho em três categorias: residencial, comercial e industrial, que recebem pesos diferentes quanto mais crítica é a interrupção em cada grupo de consumidores. Para demonstrar a efetividade da proposta a metodologia foi aplicada a um sistema de distribuição em Taiwan. Os autores afirmam que a maioria das faltas ocorridas no sistema da *Taiwan Power Company* sucedeu-se em alimentadores laterais não monitorados pelo DAS (*Distribution Automation System*) e devido ao grande número de ramos, incluir os alimentadores laterais no DAS seria necessário investir um grande montante em chaves automáticas e dispositivos de proteção. Visto isso, a solução para minimizar o tempo de identificação da falta seria a instalação de dispositivos IFs ao longo dos alimentadores. Entretanto, não é economicamente viável e nem necessário instalar dispositivos em todas as seções do alimentador, sendo necessário encontrar a localização ótima desses dispositivos para minimizar os objetivos desejados na função objetivo do problema. O zoneamento apresentado pelos autores é feito entre dispositivos de proteção. O algoritmo imune foi escolhido pelos autores como ferramenta de solução. O custo total a ser minimizado é apresentado em (8):

$$\min TCR = CIC + INVC \quad (8)$$

Sendo que TCR corresponde ao custo total da confiabilidade, CIC corresponde ao custo da interrupção aos clientes e $INVC$ corresponde ao custo com investimento em sensores. O índice SAIDI foi calculado antes e depois da alocação dos IFs, revelando uma melhora significativa depois da alocação dos mesmos. Os resultados indicaram quatro IFs para serem instalados no alimentador principal e outros 27 nos alimentadores laterais. O custo com a interrupção foi diminuído em 32% por ano, tornando a proposta de solução bastante efetiva.

Falaghi et al. (2005) propõem uma melhora nos índices de confiabilidade de redes de distribuição de energia instalando IFs em redes primárias aéreas. Dispositivos IFs podem reduzir o tempo de localização da falta e consequentemente a duração da interrupção,

resultando na redução de custos e aumento dos índices de confiabilidade da rede. Os autores desenvolveram um algoritmo que utiliza como entrada o sistema de distribuição a ser estudado, incluindo todas as suas conectividades e dados disponíveis. Os dados de entrada requeridos pelo algoritmo são: conexões físicas entre todas as barras do sistema, localização dos IFs, chaves normalmente fechadas e pontos de ligação (nós), taxas de falha e outros dados de confiabilidade das seções do alimentador e a carga das barras. Os autores analisaram separadamente um caso A e um caso B. No caso A, foi avaliado o efeito da localização dos IFs sobre os índices de confiabilidade, enquanto que no caso B, foi investigado o efeito da alteração no número de IFs sobre os índices de confiabilidade e continuidade do serviço de fornecimento.

Dados estatísticos da ocorrência de falhas têm mostrado que devido à configuração radial de alimentadores e a alta taxa de falha em equipamentos e seções do alimentador, o sistema de distribuição possui a maior contribuição para a indisponibilidade do suprimento de energia aos consumidores. Os autores afirmam que há duas maneiras de melhorar os índices de confiabilidade em redes de distribuição de energia. O primeiro deles é reduzir a frequência de interrupções aos consumidores e o segundo é reduzir a duração das interrupções, uma vez que elas ocorrem. Uma das maneiras de melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição é instalar IFs em redes primárias aéreas já que esse tipo de dispositivo permite que operadores identifiquem rapidamente as faltas para que seja dado início o processo de restauração. Uma das tarefas associadas ao uso de IFs é avaliar quantitativamente o efeito desses dispositivos na confiabilidade do sistema para que então seja justificável desenvolver métodos para determinar a quantidade e a localização ótima desses dispositivos. Na equação (9), com a instalação de n dispositivos IFs em um alimentador, o mesmo fica então dividido em $n+1$ seções, sendo que $i = 1, 2, 3, \dots, n+1$, e o tempo de localização para a i -ésima seção do alimentador é calculado pela equação (9).

$$T_i = T_0 \left(\frac{L_i}{\sum_{j=1}^{n+1} L_j} \right) \quad (9)$$

L_i corresponde ao comprimento da i -ésima parte e T_0 é o tempo médio de localização da falta sem o indicador de falta. Em suas conclusões os autores apresentam que a localização dos IFs afeta fortemente os índices SAIDI, CAIDI, e ENS, e que, para cada alimentador diferente é possível encontrar um número ótimo de IFs respeitando as restrições econômicas do problema.

Li et al. (2017) apresentam uma função objetivo que considera os índices de confiabilidade de um sistema de distribuição e também seus aspectos econômicos como proposta para resolver o problema da alocação ótima de dispositivos indicadores de falta por meio do algoritmo de otimização por enxame de partículas binário. A validação do modelo proposto foi verificada em aplicação ao sistema IEEE-33 e também ao sistema IEEE-123. Os resultados mostraram que não é necessária uma quantidade muito grande de IFs para que seja possível alcançar economia e confiabilidade considerável no sistema. Os autores também resolveram o problema por meio do algoritmo imune para comparação com resultados presentes na literatura em Ho, Lee e Lin (2011).

Os resultados mostram que o BPSO apresenta vantagem quando comparado ao algoritmo imune devido a sua rápida velocidade de convergência e menor número de iterações, o que é uma vantagem quando se trabalha com o problema da alocação ótima de IFs, além da facilidade de resolver o problema mesmo quando o sistema é de grande porte. O algoritmo imune foi capaz de convergir para o ótimo depois de 40 iterações, enquanto que o BPSO convergiu depois de 20 iterações. O algoritmo imune por sua complexidade ainda necessita de operadores como seleção, crossover, mutação e com isso demanda um tempo computacional maior que o BPSO. A função objetivo utilizada pelos autores é apresentada na equação (10) e o custo da energia não suprida considerada pelos autores é apresentado na equação (11). A velocidade das equipes de manutenção considerada pelos autores é de 10 km/h.

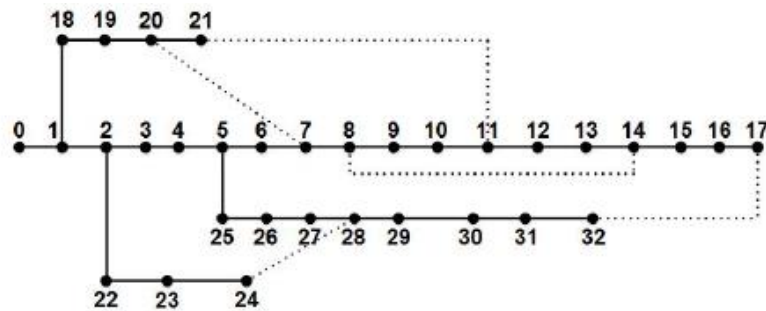
$$F_{obj} = UE_{cost} + FI_{cost} \quad (10)$$

$$UE_{cost} = \sum_{i=1}^{N_l} P_i \cdot T_{OFF_i} \cdot C_L(i) \quad (11)$$

Sendo que, F_{obj} representa a função objetivo a ser otimizada, UE_{cost} representa o custo da energia não suprida, e FI_{cost} representa todos os custos relacionados aos dispositivos indicadores, incluindo instalação e manutenção, N_l representa o número de pontos de carga do sistema, P_i representa a média da carga em cada ponto i , T_{OFF_i} representa a média anual de tempo de interrupção em cada ponto i e $C_L(i)$ representa o custo médio por unidade de energia elétrica em cada ponto i . A **Figura 6** mostra o sistema de 33 barras utilizado pelos autores.

A taxa de falha utilizada pelos autores é de 1,49 (falhas/ano-km). O tempo de manutenção considerado foi de 0,5 h. O preço de cada sensor foi considerado igual a R\$ 500,95 com tempo de vida útil de 8 anos e custo anual de manutenção de R\$ 62,61 unitários.

Figura 6 – Sistema de distribuição IEEE-33.



Fonte: Li et al. (2017).

A taxa de falha utilizada pelos autores é de 1,49 (falhas/ano-km). O tempo de manutenção considerado foi de 0,5 h. O preço de cada sensor foi considerado igual a R\$ 500,95 com tempo de vida útil de 8 anos e custo anual de manutenção de R\$ 62,61 unitários. Os resultados obtidos mostraram que para o sistema estudado de 33 barras apenas 16 dispositivos indicadores de falta foram necessários para que o melhor resultado da função objetivo fosse atingido.

Akbari e Ghaffarzadeh (2014) propõem um novo método para alocar os sensores indicadores de falta em um sistema de distribuição. Três funções objetivo são definidas para mensurar o número de dispositivos a serem alocados ou a distância entre eles. O algoritmo utilizado para minimizar as funções do problema é o SFLA (*Shuffled Frog-Leaping Algorithm*). O método de solução foi testado em um sistema de 34 e 123 barras e foi analisado em diferentes tipos de situações. Uma comparação entre a velocidade de convergência do SFLA e outros algoritmos também foi feita. Os autores também empregaram o algoritmo PSO no trabalho e a principal contribuição dos autores é a utilização de um novo algoritmo de otimização para o problema do OPFI, que por sua vez possui uma melhor velocidade de convergência que o AG.

3 METODOLOGIA E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA PARA A ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

No modelo matemático proposto para a otimização do problema de alocação de sensores indicadores de falta em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais, busca-se definir em quais ramos do sistema elétrico devem ser instalados esses sensores, de tal forma que essa alocação permita a minimização de custos pela energia não suprida e a minimização de custos de investimento em sensores. Esses dois objetivos são formulados na função objetivo de otimização por meio de somas ponderadas. Essa formulação permite que os pesos associados a cada objetivo sejam calibrados para priorizar um ou outro critério de otimização e permite também que o problema seja resolvido sem que conflitos de interesse sejam estabelecidos. O problema formulado é sempre sujeito a uma restrição trivial do tipo menor ou igual ao número de sensores comportados pelo sistema, que é igual ao número de ramos existentes. O indicador de falta considerado na formulação matemática que se segue é o indicador do tipo remoto.

Nesse problema, os custos relacionados à energia não suprida (CENS) são minimizados pela possibilidade de redução do tempo de localização da falta a partir da atuação dos sensores indicadores de falta alocados no sistema elétrico e os custos de investimento são minimizados por meio da alocação mínima desses sensores no sistema. Portanto, à medida que cresce o número de sensores alocados, os custos com investimento aumentam e os custos relacionados à energia não suprida tendem a diminuir. Assim, na função objetivo, minimizam-se os custos totais, priorizando ou não um desses dois critérios. Essa formulação é apresentada na equação (12).

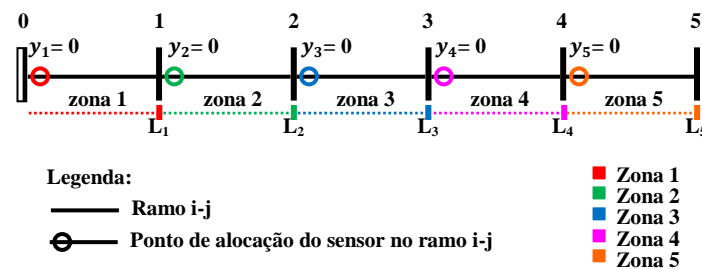
$$\min v = \omega_1 CENS + \omega_2 CINV \quad (12)$$

Na equação (12), ω_1 e ω_2 são, respectivamente, os pesos associados ao critério de minimização dos custos relacionados a energia não suprida CENS e ao critério de minimização dos custos de investimento CINV. Na equação (12), quando $\omega_1 \neq \omega_2$, considera-se que um dos dois objetivos é prioritário, e quando $\omega_1 = \omega_2$, os dois objetivos formulados são considerados igualmente importantes. Assim, os pesos ω_1 e ω_2 podem ser calibrados da seguinte forma: $\omega_1 + \omega_2 = 1$, com $\omega_1 \geq 0$ e $\omega_2 \geq 0$, ou $\omega_1 = \omega_2 = 1$. No primeiro caso, tem-se a combinação convexa dos dois objetivos e atribuir os pesos ω_1 e ω_2 é equivalente a fazer $\alpha CENS + (1 - \alpha) CINV$, com $\alpha \geq 0$ e $\alpha \in [0,1]$. Assim, variando α , é possível obter um

conjunto de soluções aproximadas e esse conjunto de soluções pode cumprir com o critério de dominância da fronteira de Pareto. No segundo caso, minimizam-se os custos totais reais da função objetivo.

A instalação de sensores indicadores de falta determina a formação de zonas no sistema. Essas zonas definem os limites de atuação dos sensores. No esquema de zoneamento proposto, considera-se a possibilidade de que sejam instalados sensores em todos os ramos normalmente ativos do sistema. O sistema opera radialmente, portanto, o total de ramos normalmente ativos corresponde a $|\Omega_d|$, onde Ω_d representa o conjunto de barras de demanda do sistema (o total de barras de demanda é equivalente ao total de ramos ativos na configuração radial). Assim, para a resolução do problema, o sistema de distribuição é inicialmente dividido em $|\Omega_d|$ zonas, de acordo com a sua topologia operacional base, e cada zona originalmente formada é composta por uma barra de demanda e pelo ramo que a conecta ao sistema. Portanto, o número máximo de possíveis zonas corresponde a $|\Omega_d|$. Esse esquema é ilustrado na **Figura 7**.

Figura 7 – Ilustração da divisão do sistema em zonas.



Fonte: Próprio autor

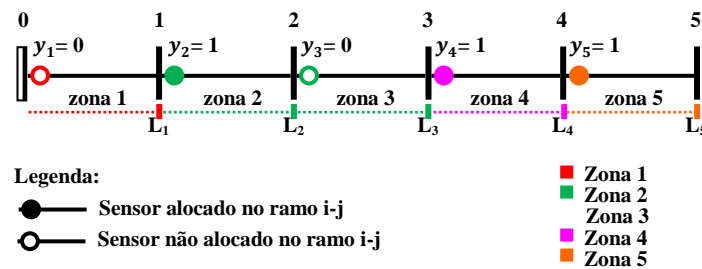
Na **Figura 7**, o sistema de distribuição ilustrado possui 6 barras conectadas radialmente através de 5 ramos ativos. A subestação é representada pela barra 0 e as barras de demanda estão numeradas de 1 a 5. Nesse sistema, é possível a formação de no máximo 5 zonas, pois existem 5 ramais operando na topologia base. Assim, esse sistema é inicialmente organizado em 5 zonas candidatas e, na **Figura 7**, cada zona está indicada por uma cor. Originalmente, a zona 1 está definida pela barra 1 e pelo ramo 0 – 1, a zona 2 está definida pela barra 2 e pelo ramo 1 – 2, a zona 3 está definida pela barra 3 e pelo ramo 2 – 3, a zona 4 está definida pela barra 4 e pelo ramo 3 – 4 e a zona 5 está definida pela barra 5 e pelo ramo 4 – 5.

A decisão de alocar ou não alocar um sensor indicador de falta no sistema ocorre por meio da variável de decisão binária y_i . A decisão de alocar é representada por $y_i = 1$ e a

decisão de não alocar é representada por $y_i = 0$. Na variável y_i , o índice i identifica uma barra de demanda e a sua respectiva zona. Assim, a variável y_i representa a decisão sobre a alocação de um sensor no ramo que conecta a barra i ao sistema na extremidade com distância mínima da subestação, como está ilustrado na **Figura 7**.

Para o sistema ilustrado na **Figura 7**, supondo que as variáveis de decisão assumam os seguintes valores: $y_1 = 0$, $y_2 = 1$, $y_3 = 0$, $y_4 = 1$ e $y_5 = 1$, esse resultado indicaria a alocação de sensores nas zonas 2, 4 e 5, nos ramos 1 – 2, 3 – 4, e 4 – 5, que são os ramos que conectam as barras 2, 4 e 5 ao sistema, respectivamente. Esse resultado é ilustrado na **Figura 8**. No sistema ilustrado na **Figura 8**, os sensores instalados formam, efetivamente, o seguinte zoneamento: a zona 1 não possui sensor; o sensor alocado na zona 2 atua sobre as zonas 2 e 3; a zona 3 não possui sensor; o sensor alocado na zona 4 atua sobre a zona 4 e o sensor alocado na zona 5 atua sobre a zona 5.

Figura 8 – Ilustração do zoneamento do sistema após alocação de sensores.



Fonte: Próprio autor

Para o reconhecimento do zoneamento efetivamente formado durante o processo de alocação dos sensores no sistema, exige-se que todas as barras de demanda à jusante de cada barra de demanda na topologia base sejam conhecidas e informadas na ordem em que são energizadas pela subestação no alimentador. Portanto, devem existir $|\Omega_d|$ conjuntos que informam as zonas à jusante de cada zona candidata. Assim, para cada possibilidade de instalação de um sensor, são conhecidas todas as zonas candidatas que podem estar sujeitas à sua atuação. Por exemplo, na **Figura 8**, o conjunto de zonas candidatas à jusante da zona 1 é formado pelas zonas 2, 3, 4 e 5 (nessa ordem), o conjunto de zonas candidatas à jusante da zona 2 é formado pelas zonas 3, 4 e 5 (nessa ordem), o conjunto de zonas candidatas à jusante da zona 3 é formado pelas zonas 4 e 5 (nessa ordem), o conjunto de zonas candidatas à jusante da zona 4 é formado pela zona 5 e o conjunto de zonas candidatas à jusante da zona 5 é vazio, pois a barra 5 é terminal.

O esquema de zoneamento proposto é usado para o cálculo da energia não suprida durante os intervalos de tempo necessários para a localização de faltas permanentes no sistema. A partir desse esquema, é possível identificar e somar as cargas em cada zona formada durante o processo de resolução do problema e é possível calcular o correspondente tempo de localização da falta. O tempo necessário para a localização de uma falta depende da alocação ou não alocação do sensor em cada zona e de outros parâmetros, como comprimento dos ramos, distância mínima entre a subestação e cada zona e parâmetros de tempo ou de velocidade de deslocamento das equipes responsáveis pela localização das faltas. O tempo associado à localização de uma falta com sensor é menor do que o tempo associado à localização de uma falta sem sensor, por isso a energia não suprida tende a diminuir com a alocação de sensores no sistema.

A instalação dos sensores indicadores de falta leva em consideração as taxas de falhas do sistema no período de um ano para o cálculo da energia não suprida nesse período. Isso permite indicar os pontos mais críticos do sistema para a alocação desses sensores ou permite uma alocação mais uniforme caso essa informação não seja precisa. Calcula-se a energia não suprida até a localização de uma falta, considerando a possibilidade de faltas permanentes em todas as zonas candidatas. Nesse problema, o ponto crítico é o tempo necessário para percorrer toda a extensão do alimentador primário até chegar à zona de atuação do último sensor acionado e o tempo necessário para percorrer internamente essa zona para a localização exata do defeito, sendo que as demandas de carga contribuem para distribuir de forma mais favorável à alocação dos sensores para a minimização da energia não suprida. A energia não suprida no ano consiste no somatório da energia não suprida em todos os cenários de falta simulados. Finalmente, os custos relacionados à energia não suprida no ano são obtidos multiplicando a energia não suprida total pelo preço de comercialização da energia.

Na **Figura 8**, L_i representa a carga da zona i , $\forall i \in \Omega_z = \{1, 2, 3, 4, 5\}$. Após a instalação dos sensores nas zonas 2, 3 e 4, o agrupamento das cargas em cada zona deve ser o seguinte: para a zona 1, soma-se a carga L_1 ; para a zona 2, somam-se as cargas L_2 e L_3 ; para a zona 3, nenhuma carga é somada, pois esta zona está sob atuação do sensor alocado na zona 2; para a zona 4, soma-se a carga L_4 ; e para a zona 5, soma-se a carga L_5 . Adicionalmente, para o cálculo do tempo de localização da falta em cada zona, deve-se respeitar o zoneamento formado, portanto: para a zona 1, considera-se o parâmetro de tempo de localização sem sensor; para a zona 2, considera-se o parâmetro de tempo de localização com sensor da zona 2 e o tempo sem sensor da zona 3, a qual está sob atuação do sensor alocado na zona 2; para a

zona 3, considera-se um tempo nulo, pois ela faz parte do zoneamento anterior; e para as zonas 4 e 5, considera-se o parâmetro de tempo de localização com sensor, respectivamente.

Os custos de investimento de alocação dos sensores no sistema são mensurados de forma unitária, ou seja, por unidade de sensor instalado. Dessa forma, para o cálculo desses custos, é necessário conhecer o número de sensores alocados na solução do problema. Esse número é facilmente obtido por meio do somatório das variáveis de decisão y_i . Assim, na solução apresentada na **Figura 8**, o número de sensores instalados é $y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 = 3$.

O cálculo da energia não suprida no esquema de zoneamento proposto se divide em duas partes, as quais são apresentadas nas relações matemáticas **(13)** e **(14)**. Em **(13)**, calcula-se a energia não suprida considerando a possibilidade de inexistência de indicadores de falta a partir da subestação. Nessa relação, a energia não suprida é calculada desde a subestação até que se identifique a instalação de um sensor. Em **(14)**, calcula-se a energia não suprida considerando a possibilidade de instalação de sensores indicadores de falta a partir da subestação. Nessa relação, a energia não suprida é calculada a partir do primeiro sensor instalado à jusante da subestação.

Nesse esquema, podem acontecer três situações: se nenhum sensor é instalado, um único zoneamento é formado e todas as cargas são agrupadas a essa zona sem sensor e o cálculo da energia não suprida é realizado unicamente por meio da relação **(13)**; se um sensor é instalado desde a primeira zona candidata, o resultado do cálculo da energia não suprida em **(13)** é nulo e o cálculo é realizado unicamente por meio da relação **(14)**; finalmente, se pelo menos um sensor é instalado em uma zona candidata intermediária, o cálculo da energia não suprida é realizado por meio das duas relações matemáticas: em **(13)**, calcula-se a parcela correspondente às zonas sem sensor desde a subestação até o primeiro sensor instalado e, em **(14)**, calcula-se a parcela correspondente às zonas a partir desse primeiro sensor instalado até o final do alimentador.

$$\begin{aligned}
 ens_1 = & \sum_{\substack{i \in \Omega_z \\ i = z_1}} \left(L_i(1 - y_i) + \sum_{j \in Z_i^{ms}} L_j(1 - y_j) \prod_{\substack{k \in Z_i^{ms} \\ i < k \leq j}} (1 - y_k) \right) \times \\
 & \left(\sum_{m,n \in Z_i^L} \lambda_{m,n} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_i^z + c_{m,n}}{v_{desloc}} \right) (1 - y_i) + \sum_{j \in Z_i^{ms}} \sum_{m,n \in Z_j^L} \lambda_{m,n} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_j^z - d_i^z + c_{m,n}}{v_{desloc}} \right) (1 - y_i) \prod_{\substack{k \in Z_i^{ms} \\ k \leq j}} (1 - y_k) \right)
 \end{aligned} \tag{13}$$

$$\begin{aligned}
ens_2 = & \sum_{i \in \Omega_z} \left(L_i y_i + \sum_{j \in Z_i^{jus}} L_j y_j \prod_{\substack{k \in Z_i^{jus} \\ i < k \leq j}} (1 - y_k) \right) \times \\
& \left(\sum_{m,n \in Z_i^L} \lambda_{m,n} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_i^z}{v^{desloc}} \alpha^{cs} + \frac{c_{m,n}}{v^{desloc}} \right) y_i + \sum_{j \in Z_i^{jus}} \sum_{m,n \in Z_j^L} \lambda_{m,n} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_i^z}{v^{desloc}} \alpha^{cs} + \frac{d_j^z - d_i^z + c_{m,n}}{v^{desloc}} \right) y_i \prod_{\substack{k \in Z_i^{jus} \\ i < k \leq j}} (1 - y_k) \right) \quad (14)
\end{aligned}$$

Na relação (13), z_1 representa a primeira zona a partir da subestação. Em (13) e (14), Ω_z é o conjunto de zonas candidatas e é formado pelas barras de demanda do sistema elétrico no alimentador onde se deseja alocar os dispositivos IFs (assim, $|\Omega_z| = |\Omega_d^{AL}|$, onde Ω_d^{AL} representa as barras de demanda no tronco do alimentador e não inclui a barra da subestação); Z_i^{jus} é o conjunto de zonas a jusante da zona candidata i ; Z_i^L é o conjunto de ramos na zona candidata i ; a variável y_i representa a decisão sobre alocar ou não alocar um sensor na zona candidata i , onde $y_i = 1$ indica sensor instalado e $y_i = 0$ indica sensor não instalado; o parâmetro L_i é a demanda de carga na zona candidata i (caso existam ramais laterais conectados à barra que compõe a zona i , então as demandas de carga das barras nesses ramais devem ser somadas à demanda da barra na zona i); o parâmetro d_i^z é a distância mínima, em km, da subestação até a zona candidata i (à distância até o ponto de alocação do sensor); o parâmetro $\lambda_{m,n}$ representa a taxa anual de falha do ramo $m - n$, dado em anos, calculado de acordo com a equação (15), onde $\bar{\lambda}$ representa a taxa média anual de falha do sistema em anos/km e Ω_l é conjunto de ramos do sistema elétrico; $c_{m,n}$ é o parâmetro de comprimento do ramo $m - n$, dado em km; t_{ss}^{av} e t_{cs}^{av} representam, respectivamente, os tempos de notificação da falta sem sensor e com sensor no centro de controle operacional do sistema de distribuição; v^{desloc} é o parâmetro de velocidade média de deslocamento das equipes de manutenção, dado em km/h; α^{cs} é um parâmetro adimensional responsável por aumentar a velocidade de deslocamento das equipes de manutenção quando uma zona em falta possui sensor IF instalado (se existe sensor instalado a montante do local de falta, as equipes de manutenção podem se deslocar mais rapidamente até a zona suspeita).

No problema formulado, o tempo de notificação da falta em uma determinada zona está em função da existência ou não existência de sensor alocado nessa zona e representa o intervalo de tempo desde a ocorrência da falta até sua notificação (aviso) no centro de controle. O tempo de notificação da falta com sensor, t_{cs}^{av} , decorre da atuação do próprio sensor e sua respectiva sinalização no centro de controle; e o tempo de notificação da falta sem sensor, t_{ss}^{av} , geralmente decorre da informação de consumidores sobre o corte de

fornecimento de energia elétrica em determinada região. Após a notificação da falta, as equipes de manutenção são enviadas aos pontos suspeitos.

$$\lambda_{m,n} = \bar{\lambda} \times c_{m,n} \quad \forall (m,n) \in \Omega_l \quad (15)$$

A energia não suprida, ENS, no problema é o resultado do somatório das equações (13) e (14), como consta na relação (16). O CENS é obtido utilizando a relação (17), onde c_e é o parâmetro de custo da energia não suprida em R\$/kWh.

$$ENS = ens_1 + ens_2 \quad (16)$$

$$CENS = c_e \times ENS \quad (17)$$

O custo de investimento em sensores, CINV, é calculado usando a relação (18). Nessa relação, PC corresponde ao preço de compra unitário do sensor, em reais (R\$); CI corresponde ao custo de instalação do sensor, em R\$; TVU corresponde ao tempo de vida útil do sensor, em anos (de acordo com o fabricante); e CM corresponde ao custo de manutenção do sensor, em R\$/ano.

$$CINV = \sum_{i \in \Omega_s} y_i \times \left[\left\{ \frac{PC + CI}{TVU} \right\} + CM \right] \quad (18)$$

3.1 EXEMPLO DE CÁLCULO DO CENS

Para melhor entendimento da metodologia mostra-se neste exemplo como ficam as relações expandidas para as equações (13) e (14). O exemplo é resolvido com base no sistema de 6 barras apresentado na **Figura 7**, em que os valores assumidos pela variável de decisão y_i são os mesmos da **Figura 8** ($y_1=0$, $y_2=1$, $y_3=0$, $y_4=1$ e $y_5=1$). As relações expandidas estão apresentadas a seguir.

$$ens_1 = \begin{pmatrix} L_1(1-y_1) + \\ L_2(1-y_1)(1-y_2) + \\ L_3(1-y_1)(1-y_2)(1-y_3) + \\ L_4(1-y_1)(1-y_2)(1-y_3)(1-y_4) + \\ L_5(1-y_1)(1-y_2)(1-y_3)(1-y_4)(1-y_5) \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \lambda_{0,1} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_1^Z + c_{0,1}}{v_{desloc}} \right) (1-y_1) + \\ \lambda_{1,2} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_2^Z - d_1^Z + c_{1,2}}{v_{desloc}} \right) (1-y_1)(1-y_2) + \\ \lambda_{2,3} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_3^Z - d_1^Z + c_{2,3}}{v_{desloc}} \right) (1-y_1)(1-y_2)(1-y_3) + \\ \lambda_{3,4} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_4^Z - d_1^Z + c_{3,4}}{v_{desloc}} \right) (1-y_1)(1-y_2)(1-y_3)(1-y_4) + \\ \lambda_{4,5} \left(t_{ss}^{av} + \frac{d_5^Z - d_1^Z + c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) (1-y_1)(1-y_2)(1-y_3)(1-y_4)(1-y_5) \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned}
ens_2 = & \left(\begin{array}{l} L_1 y_1 + \\ L_2 y_1 (1 - y_2) + \\ L_3 y_1 (1 - y_2)(1 - y_3) + \\ L_4 y_1 (1 - y_2)(1 - y_3)(1 - y_4) + \\ L_5 y_1 (1 - y_2)(1 - y_3)(1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \lambda_{0,1} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_1^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{c_{0,1}}{v_{desloc}} \right) y_1 + \\ \lambda_{1,2} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_1^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_2^Z - d_1^Z + c_{1,2}}{v_{desloc}} \right) y_1 (1 - y_2) + \\ \lambda_{2,3} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_1^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_3^Z - d_1^Z + c_{2,3}}{v_{desloc}} \right) y_1 (1 - y_2)(1 - y_3) + \\ \lambda_{3,4} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_1^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_4^Z - d_1^Z + c_{3,4}}{v_{desloc}} \right) y_1 (1 - y_2)(1 - y_3)(1 - y_4) + \\ \lambda_{4,5} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_1^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_5^Z - d_1^Z + c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) y_1 (1 - y_2)(1 - y_3)(1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \\
& + \\
& \left(\begin{array}{l} L_2 y_2 + \\ L_3 y_2 (1 - y_3) + \\ L_4 y_2 (1 - y_3)(1 - y_4) + \\ L_5 y_2 (1 - y_3)(1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \lambda_{1,2} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_2^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{c_{1,2}}{v_{desloc}} \right) y_2 + \\ \lambda_{2,3} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_2^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_3^Z - d_2^Z + c_{2,3}}{v_{desloc}} \right) y_2 (1 - y_3) + \\ \lambda_{3,4} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_2^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_4^Z - d_2^Z + c_{3,4}}{v_{desloc}} \right) y_2 (1 - y_3)(1 - y_4) + \\ \lambda_{4,5} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_2^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_5^Z - d_2^Z + c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) y_2 (1 - y_3)(1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \\
& + \\
& \left(\begin{array}{l} L_3 y_3 + \\ L_4 y_3 (1 - y_4) + \\ L_5 y_3 (1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \lambda_{2,3} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_3^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{c_{2,3}}{v_{desloc}} \right) y_3 + \\ \lambda_{3,4} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_3^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_4^Z - d_3^Z + c_{3,4}}{v_{desloc}} \right) y_3 (1 - y_4) + \\ \lambda_{4,5} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_3^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_5^Z - d_3^Z + c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) y_3 (1 - y_4)(1 - y_5) \end{array} \right) \\
& + \\
& \left(\begin{array}{l} L_4 y_4 + \\ L_5 y_4 (1 - y_5) \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \lambda_{3,4} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_4^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{c_{3,4}}{v_{desloc}} \right) y_4 + \\ \lambda_{4,5} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_4^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{d_5^Z - d_4^Z + c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) y_4 (1 - y_5) \end{array} \right) \\
& + \\
& (L_5 y_5) \times \left(\lambda_{4,5} \left(t_{cs}^{av} + \frac{d_5^Z}{v_{desloc} \alpha^{cs}} + \frac{c_{4,5}}{v_{desloc}} \right) y_5 \right)
\end{aligned}$$

4 TESTES E RESULTADOS

O modelo matemático proposto foi aplicado em três sistemas testes de 19, 34 e 70 barras, obtidos de Ho *et al.* (2011), Cruz (2016) e Costa (2008) respectivamente.

Os testes de validação do método proposto foram realizados em um computador com as seguintes características: processador Intel® Core™ i7-7700 de 3,60 GHz e memória RAM de 16 GB. Para resolver o modelo matemático em todos os testes simulados foram utilizados os softwares de programação matemática *AMPL* e *KNITRO* versão 9.0.0.

Para gerar os resultados foram consideradas informações do alimentador como carga nas barras, comprimento de cada ramo, distância mínima entre a subestação e o início de cada ramo, e os tempos totais para localização da falta.

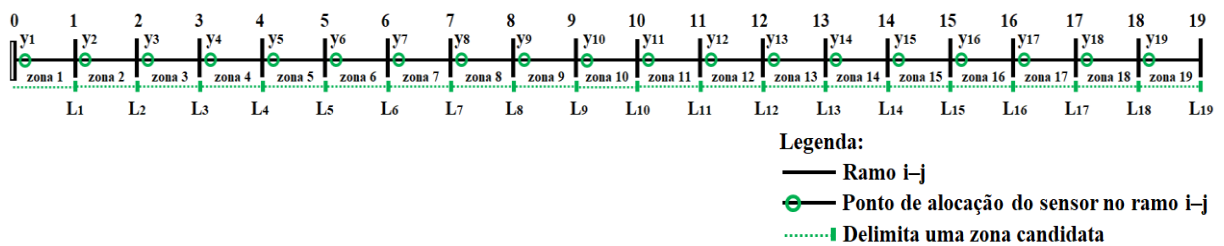
Não foi considerada neste trabalho a existência de dispositivos IFs já presentes no sistema ou ainda de outros dispositivos de proteção com função de indicação de falta. No entanto, o método proposto pode resolver o problema de alocação ótima considerando a existência desses dispositivos de forma trivial apenas fixando $y_i = 1$ para cada zona i que possui um desses dispositivos instalados (devem-se fixar esses valores antes da resolução do modelo matemático).

Para os testes foram considerados os seguintes parâmetros: taxa média de falhas ($\bar{\lambda}$): 0,149 falhas/km ao ano; tempo de notificação da falta no centro de controle operacional sem sensor (t_{ss}^{av}): 0,3333 h (correspondente a 20 minutos) e com sensor (t_{cs}^{av}): 0,0833 h (correspondente a 5 minutos); velocidade média de deslocamento das equipes de manutenção para zonas urbanas (v^{desloc}): 25 km/h (parâmetro utilizado para calcular o tempo de deslocamento das equipes); parâmetro que aumenta a v^{desloc} das equipes para chegar à zona em falta onde existe sensor instalado (α^{cs}): 2; preço de compra de cada sensor (PC): R\$ 1.209,60 (para alocar os sensores nas três fases desse sistema, o PC total é de R\$ 3.628,80); custo de instalação de cada sensor (CI): R\$ 60,48, referente a 5% do preço de compra do sensor (Usida *et al.*, 2012) (para instalar os sensores nas três fases, o custo total é R\$ 181,44); custo de manutenção de cada sensor (CM): R\$ 60,48, referente a 5% do preço de compra do sensor (Usida *et al.*, 2012) (o custo total de manutenção dos sensores alocados nas três fases é de R\$ 181,44); tempo de vida útil média do sensor (TVU): 10 anos (Nortroll, 2018). O custo da energia (c_e) adotado é de 0,4535 R\$/kWh. A taxa de câmbio utilizada neste trabalho é de 3,78 R\$/\\$.

4.1 SISTEMAS TESTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O primeiro sistema teste possui 19 barras de demanda e uma carga instalada total de 4.615 kW, e é ilustrado na **Figura 9**. Para este sistema teste os dados relativos ao comprimento dos ramos não são fornecidos; e, portanto, foram considerados iguais a 1 km neste trabalho. Os parâmetros do modelo matemático correspondentes às zonas candidatas no sistema teste de 19 barras estão apresentados na **Tabela 1**.

Figura 9 – Sistema teste de 19 barras.



Fonte: Adaptado de Ho et al. (2011).

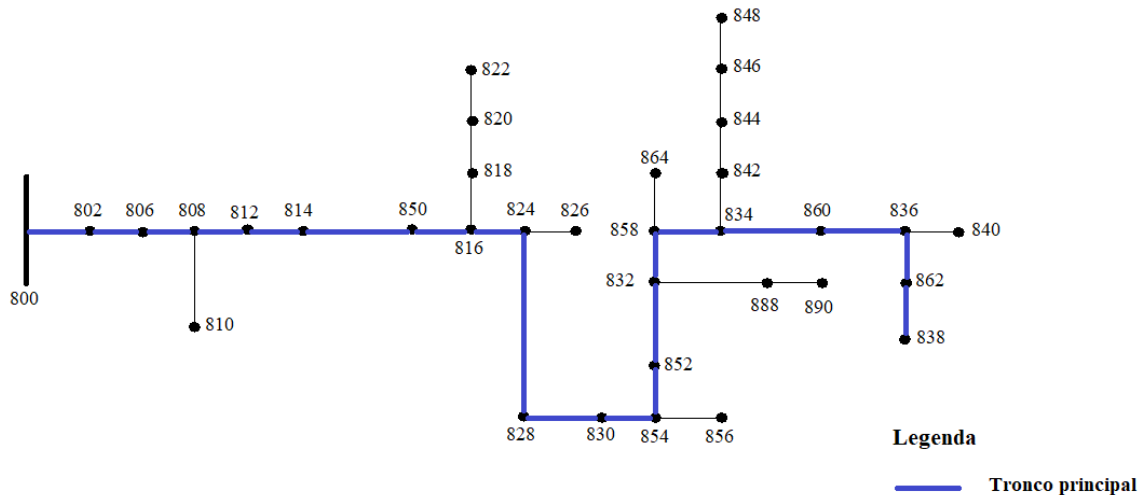
Tabela 1 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 19 barras.

Dados e parâmetros das zonas candidatas						
Ω_z	Ω_d^{AL}	Z_i^L	L_i	d_i^z	$c_{m,n}$	$\lambda_{m,n}$
Zona	Barra	Ramo	Demanda	Distância da SE	Comprimento	Taxa de falha
i	i	$m - n$	(kW)	(km)	(km)	(anual)
1	1	0-1	70,00	0,00	1,00	0,1490
2	2	1-2	143,00	1,00	1,00	0,1490
3	3	2-3	168,00	2,00	1,00	0,1490
4	4	3-4	113,00	3,00	1,00	0,1490
5	5	4-5	100,00	4,00	1,00	0,1490
6	6	5-6	265,00	5,00	1,00	0,1490
7	7	6-7	251,00	6,00	1,00	0,1490
8	8	7-8	331,00	7,00	1,00	0,1490
9	9	8-9	188,00	8,00	1,00	0,1490
10	10	9-10	1.205,00	9,00	1,00	0,1490
11	11	10-11	210,00	10,00	1,00	0,1490
12	12	11-12	989,00	11,00	1,00	0,1490
13	13	12-13	43,00	12,00	1,00	0,1490
14	14	13-14	96,00	13,00	1,00	0,1490
15	15	14-15	129,00	14,00	1,00	0,1490
16	16	15-16	44,00	15,00	1,00	0,1490
17	17	16-17	80,00	16,00	1,00	0,1490
18	18	17-18	75,00	17,00	1,00	0,1490
19	19	18-19	115,00	18,00	1,00	0,1490

Fonte: Próprio autor

O segundo sistema teste possui 33 barras de demanda e uma carga instalada total de 1.769 kW, e é ilustrado na **Figura 10**. Os parâmetros do modelo matemático correspondentes às zonas candidatas para esse sistema estão apresentados na **Tabela 2**.

Figura 10 – Sistema teste de 34 barras.



Fonte: Adaptado de IEEE PES (2010).

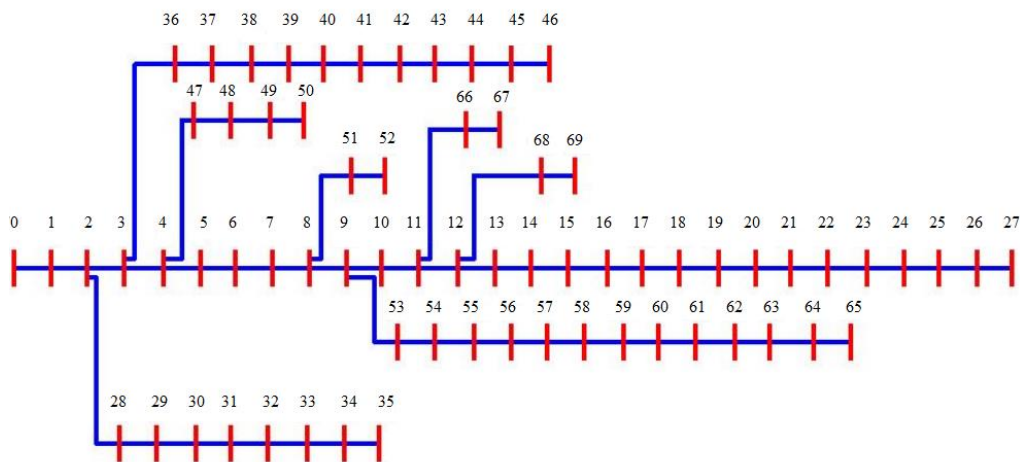
Tabela 2 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 34 barras.

Dados e parâmetros das zonas candidatas no tronco principal do alimentador									
Ω_z	Ω_d^{AL}	Z_i^L	L_i	d_i^z	$c_{m,n}$	$\lambda_{m,n}$	Renumeração para resolução		
Zona i	Barra i	Ramo $m - n$	Demanda (kW)	Distância da SE (km)	Comprimento (km)	Taxa de falha (anual)	Ω_z	Ω_d^{AL}	Z_i^L
802	802	800-802	0,00	0,0000	0,786384	0,1172	1	1	0-1
806	806	802-806	55,00	0,7864	0,527304	0,0786	2	2	1-2
808	808	806-808	16,00	1,3137	9,854184	1,4683	3	3	2-3
812	812	808-812	0,00	11,1679	11,430000	1,7031	4	4	3-4
814	814	812-814	0,00	22,5979	9,061704	1,3502	5	5	4-5
850	850	814-850	0,00	31,6596	0,003048	0,0005	6	6	5-6
816	816	850-816	169,00	31,6626	0,094488	0,0141	7	7	6-7
824	824	816-824	45,00	31,7571	3,112008	0,4637	8	8	7-8
828	828	824-828	4,00	34,8691	0,256032	0,0381	9	9	8-9
830	830	828-830	52,00	35,1252	6,230112	0,9283	10	10	9-10
854	854	830-854	4,00	41,3553	0,158496	0,0236	11	11	10-11
852	852	854-852	0,00	41,5138	11,225784	1,6726	12	12	11-12
832	832	852-832	450,00	52,7395	0,003048	0,0005	13	13	12-13
858	858	832-858	17,00	52,7426	1,493520	0,2225	14	14	13-14
834	834	858-834	514,00	54,2361	1,776984	0,2648	15	15	14-15
860	860	834-860	206,00	56,0131	0,615696	0,0917	16	16	15-16
836	836	860-836	149,00	56,6288	0,816864	0,1217	17	17	16-17
862	862	836-862	0,00	57,4457	0,085344	0,0127	18	18	17-18
838	838	862-838	28,00	57,5310	1,481328	0,2207	19	19	18-19

Fonte: Próprio autor

O terceiro sistema teste possui 69 barras de demanda e é ilustrado na **Figura 11**. Os parâmetros do modelo matemático correspondentes às zonas candidatas para esse sistema estão apresentados na **Tabela 3**. Para este sistema teste os dados relativos ao comprimento dos ramos não são fornecidos; e, portanto, foram considerados iguais a 1 km neste trabalho. Os demais dados pertencentes a esse sistema estão apresentados no ANEXO deste trabalho. Na **Tabela 4** estão apresentados os dados relativos ao sistema quando o comprimento dos ramos assumiram valores diferente de 1 km.

Figura 11 – Sistema teste de 70 barras.



Fonte: Adaptado de Beê (2007).

Tabela 3 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 70 barras (continua).

Dados e parâmetros das zonas candidatas						
Ω_z	Ω_d^{AL}	Z_i^L	L_i	d_i^z	$c_{m,n}$	$\lambda_{m,n}$
Zona	Barra	Ramo	Demanda	Distância da SE	Comprimento	Taxa de falha
i	i	$m - n$	(kW)	(km)	(km)	(anual)
1	1	0-1	0,000	0,00	1,00	0,1490
2	2	1-2	30,337	1,00	1,00	0,1490
3	3	2-3	41,878	2,00	1,00	0,1490
4	4	3-4	182,802	3,00	1,00	0,1490
5	5	4-5	0,000	4,00	1,00	0,1490
6	6	5-6	0,878	5,00	1,00	0,1490
7	7	6-7	13,455	6,00	1,00	0,1490
8	8	7-8	39,601	7,00	1,00	0,1490
9	9	8-9	549,577	8,00	1,00	0,1490
10	10	9-10	9,333	9,00	1,00	0,1490
11	11	10-11	60,500	10,00	1,00	0,1490
12	12	11-12	67,166	11,00	1,00	0,1490
13	13	12-13	2,710	12,00	1,00	0,1490
14	14	13-14	2,710	13,00	1,00	0,1490
15	15	14-15	0,000	14,00	1,00	0,1490
16	16	15-16	15,176	15,00	1,00	0,1490

Tabela 3 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 70 barras (continuação).

17	17	16-17	16,500	16,00	1,00	0,1490
18	18	17-18	16,500	17,00	1,00	0,1490
19	19	18-19	0,000	18,00	1,00	0,1490
20	20	19-20	0,316	19,00	1,00	0,1490
21	21	20-21	37,983	20,00	1,00	0,1490
22	22	21-22	1,762	21,00	1,00	0,1490
23	23	22-23	0,000	22,00	1,00	0,1490
24	24	23-24	9,390	23,00	1,00	0,1490
25	25	24-25	0,000	24,00	1,00	0,1490
26	26	25-26	4,667	25,00	1,00	0,1490
27	27	26-27	4,667	26,00	1,00	0,1490

Fonte: Próprio autor.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 70 barras com comprimento variável (continua).

Dados e parâmetros das zonas candidatas						
Ω_z	Ω_d^{AL}	Z_i^L	L_i	d_i^z	$c_{m,n}$	$\lambda_{m,n}$
Zona	Barra	Ramo	Demanda	Distância da SE	Comprimento	Taxa de falha
i	i	$m - n$	(kW)	(km)	(km)	(anual)
1	1	0-1	0,000	0,0000	8,0784	0,1490
2	2	1-2	30,337	8,0784	0,8712	0,1490
3	3	2-3	41,878	8,9496	1,9968	0,1490
4	4	3-4	182,802	10,9464	4,5848	0,1490
5	5	4-5	0,000	15,5312	9,7663	0,1490
6	6	5-6	0,878	25,2975	9,4455	0,1490
7	7	6-7	13,455	34,7430	0,7368	0,1490
8	8	7-8	39,601	35,4798	1,8450	0,1490
9	9	8-9	549,577	37,3248	9,0635	0,1490
10	10	9-10	9,333	46,3883	0,0977	0,1490
11	11	10-11	60,500	46,4860	0,9931	0,1490
12	12	11-12	67,166	47,4791	7,4155	0,1490
13	13	12-13	2,710	54,8946	5,0656	0,1490
14	14	13-14	2,710	59,9602	7,3272	0,1490
15	15	14-15	0,000	67,2874	1,1382	0,1490
16	16	15-16	15,176	68,4256	0,0064	0,1490
17	17	16-17	16,500	68,4320	0,5899	0,1490
18	18	17-18	16,500	69,0219	0,9291	0,1490
19	19	18-19	0,000	69,9510	0,0149	0,1490
20	20	19-20	0,316	69,9659	6,4351	0,1490
21	21	20-21	37,983	76,4010	8,3455	0,1490
22	22	21-22	1,762	84,7465	6,4135	0,1490
23	23	22-23	0,000	91,1600	2,8496	0,1490
24	24	23-24	9,390	94,0096	2,6930	0,1490
25	25	24-25	0,000	96,7026	5,3032	0,1490
26	26	25-26	4,667	102,0058	3,4659	0,1490

Tabela 4 – Parâmetros do modelo matemático para o sistema de 70 barras com comprimento variável (continuação).

27	27	26-27	4,667	105,4717	8,4727	0,1490
----	----	-------	-------	----------	--------	--------

Fonte: Próprio autor.

4.2 RESULTADOS PARA AS SIMULAÇÕES CONSIDERANDO $\omega_1 = \omega_2 = 1$

4.2.1 Sistema de 19 barras

Na **Tabela 5** são apresentados os resultados dos testes para as simulações realizadas com o sistema de 19 barras, em que fixou-se o número de sensores para alocação no sistema e nenhuma priorização foi atribuída a ω_1 ou ω_2 , ou seja, assumiu-se $\omega_1 = \omega_2 = 1$ nesses testes. Destacada em vermelho na **Tabela 5** está a solução ótima encontrada.

Nesse teste o número de sensores a ser alocado foi previamente estabelecido, fixando o número de sensores desejado para resolução. Neste caso, a otimização consiste em determinar o ponto ótimo de alocação de cada sensor. Por exemplo, para o caso em que se deseja alocar somente um sensor, então fixa-se um sensor no sistema antes da resolução do problema, e o otimizador deve alocar somente um sensor em um dos 19 ramos disponíveis do sistema de modo a minimizar a energia não suprida. Se forem desejados 10 sensores para alocação, então o otimizador deve alocar exatamente 10 sensores no sistema.

Apresentam-se na **Tabela 5** as seguintes informações: o número de IFs alocados, a energia não suprida ENS em kWh, seu custo CENS em R\$, o custo de investimento em sensores CINV em R\$, a função objetivo FO para cada caso em R\$ e o tempo computacional de resolução TC em segundos para cada proposta de solução.

Na **Figura 12**, ilustram-se os resultados apresentados na **Tabela 5**, e destacado em vermelho encontra-se o ponto referente à solução ótima local encontrada na resolução do problema, correspondente à instalação de dois sensores.

Os ramos onde os sensores IFs foram alocados em cada proposta de solução estão apresentados na **Figura 13**.

Tabela 5 – Resultados para o sistema de 19 barras (continua).

nº IFs	ENS/ano (kWh)	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO (R\$)	TC (s)
1	3.315,2573	1.503,4692	562,4640	2.065,9332	1
2	1.612,0660	731,0719	1.124,9280	1.855,9999	12
3	1.029,4070	466,8361	1.687,3920	2.154,2281	10

α^{cs} aumenta a velocidade com que as equipes se deslocam até chegar às zonas em falta, diminuindo assim o tempo de localização do defeito, ou seja, a alocação é a mesma, entretanto, o valor da FO é maior devido às equipes se deslocarem de forma mais lenta, logo a ENS e conseqüentemente o CENS são maiores. Para $\alpha^{cs} = 1,23$, a alocação também é a mesma, porém apresenta solução de pior qualidade quando comparada a $\alpha^{cs} = 2$, e de melhor qualidade quando comparada a $\alpha^{cs} = 1$.

Tabela 6 – Soluções ótimas obtidas com diferentes valores de α^{cs} .

α^{cs}	ENS/ano (kWh)	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO (R\$)	IFs	TC (s)
1,00	2.062,6211	935,3987	1.124,9280	2.060,3267	2	8
1,23	1.894,1208	858,9838	1.124,9280	1.983,9118	2	6

Fonte: Próprio autor

4.2.2 Sistema de 34 barras

O método proposto também foi aplicado em um sistema de distribuição radial de 34 barras. Neste sistema os indicadores de falta foram alocados somente no tronco principal do sistema de distribuição, o qual é responsável em atender todas as cargas do alimentador. Tal consideração se justifica, pois, diante da interrupção do fornecimento de energia elétrica desencadeada por uma falta, o restabelecimento do serviço poderá ser feito gradualmente conforme as equipes de manutenção percorram o tronco principal e verifiquem que o ponto defeituoso está à montante ou à jusante do último IF inspecionado (USIDA et al., 2010).

O sistema de 34 barras testado possui um único alimentador primário com vários ramais laterais e, portanto, é necessário identificar o tronco principal desse alimentador para a resolução do problema. Como o tronco principal do alimentador do sistema teste não é conhecido, adotou-se o método utilizado em Usida et al. (2012) para tal identificação. A proposta apresentada pelos autores consiste em adotar como tronco principal os trechos do alimentador radial que compõem o caminho entre a subestação e a barra terminal mais distante. Portanto, o método consiste, basicamente, em reconhecer a barra mais distante da subestação e o caminho até ela, identificando, assim, as barras e os ramos do alimentador radial que fazem parte desse caminho. Como há diversas cargas ligadas nos circuitos ramais do alimentador de distribuição, essas cargas então foram agrupadas por ramal como uma carga equivalente conectada ao tronco principal. Identificado o tronco principal do sistema, faz-se então a alocação dos sensores de acordo com a proposta deste trabalho.

Na **Tabela 7** são apresentados os resultados dos testes para as simulações realizadas com o sistema de 34 barras. A linha destacada em vermelho apresenta a solução ótima encontrada.

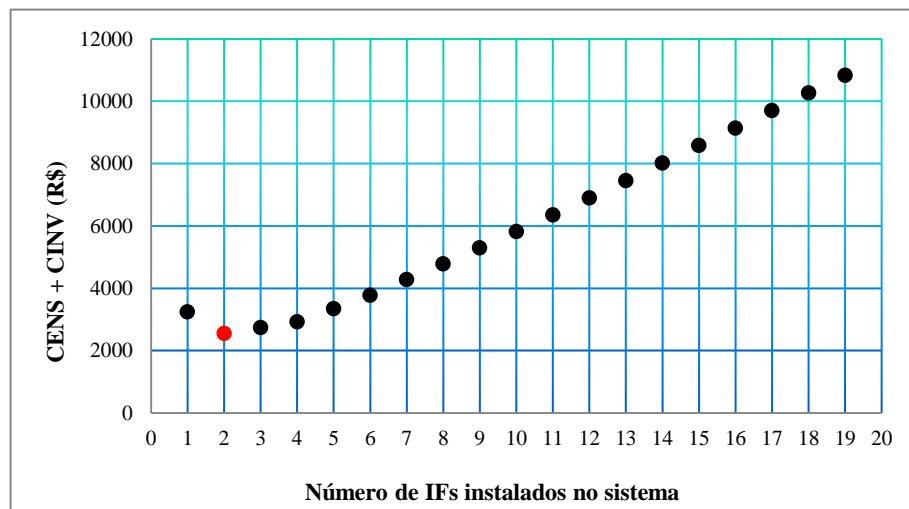
Tabela 7 – Resultados para o sistema de 34 barras.

nº IFs	ENS/ano (kWh)	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO (R\$)	TC (s)
1	5.908,1801	2.679,3597	562,4640	3.241,8237	1
2	3.157,3391	1.431,8533	1.124,9280	2.556,7813	2
3	2.323,0144	1.053,4870	1.687,3920	2.740,8790	11
4	1.490,6255	675,9987	2.249,8560	2.925,8547	10
5	1.171,8238	531,4221	2.812,3200	3.343,7421	18
6	873,5463	396,1532	3.374,7840	3.770,9372	13
7	743,2279	337,0538	3.937,2480	4.274,3018	33
8	623,1674	282,6064	4.499,7120	4.782,3184	33
9	510,0442	231,3051	5.062,1760	5.293,4811	44
10	428,6444	194,3902	5.624,6400	5.819,0302	20
11	369,8106	167,7091	6.187,1040	6.354,8131	17
12	324,0717	146,9665	6.749,5680	6.896,5345	12
13	316,0519	143,3295	7.312,0320	7.455,3615	21
14	312,5530	141,7428	7.874,4960	8.016,2388	13
15	309,5706	140,3903	8.436,9600	8.577,3503	18
16	309,0650	140,1610	8.999,4240	9.139,5850	15
17	309,0650	140,1610	9.561,8880	9.702,0490	8
18	309,0650	140,1610	10.124,3520	10.264,5130	3
19	309,0650	140,1610	10.686,8160	10.826,9770	<1

Fonte: Próprio autor

Na **Figura 14** ilustram-se os resultados apresentados na **Tabela 7**, destacando a relação entre o número de dispositivos instalados no sistema e a função objetivo do problema. Os ramos onde os sensores IFs foram alocados estão informados na **Figura 15**.

Figura 14 – Relação entre FO e número de dispositivos IFs apresentados na **Tabela 7**.



Fonte: Próprio autor

Figura 15 – Alocação dos sensores para os resultados apresentados na **Tabela 7**.

Zona	Ramo	Número de sensores instalados																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
802	800-802																			
806	802-806																			
808	806-808																			
812	808-812																			
814	812-814																			
850	814-850																			
816	850-816																			
824	816-824																			
828	824-828																			
830	828-830																			
854	830-854																			
852	854-852																			
832	852-832																			
858	832-858																			
834	858-834																			
860	834-860																			
836	860-836																			
862	836-862																			
838	862-838																			

Legenda: Sensor não instalado no ramo Sensor instalado no ramo Solução ótima

Fonte: Próprio autor

Analisando os resultados apresentados na **Tabela 7**, verifica-se que a melhor solução corresponde à alocação de 2 sensores. Nessa proposta de solução, os dispositivos IFs foram instalados nos ramos 850–816 e 852–832, em cada uma das três fases. Essa solução é a solução ótima do problema quando o número de sensores a ser instalado não é determinado para resolução e fica sujeito ao número máximo de sensores que podem ser instalados no sistema (fica sujeito ao número de zonas candidatas). Nesse tipo de teste, a otimização consiste em determinar o número ótimo de sensores a ser instalado e também os pontos ótimos de alocação. Para obter a solução ótima, o problema foi resolvido em 2 segundos, com custo da energia não suprida equivalente a R\$ 1.431,8533 e custo com investimento em sensores equivalente a R\$ 1.124,9280, totalizado então uma FO de R\$ 2.556,7813.

Analisando os demais resultados apresentados na **Tabela 7**, pode-se observar que a ENS e o CENS diminuem progressivamente até a solução que aloca 16 dispositivos IFs no sistema. Nas soluções nas quais são instalados 17, 18 e 19 sensores, não existe mais melhoria na ENS em relação à solução que instala 16 sensores porque as zonas onde esses demais sensores são instalados (respectivamente, as zonas 802, 814 e 850), não possuem demanda de carga. O efeito de não diminuir a ENS nessas soluções ocorre porque esses sensores são alocados em zonas candidatas que não possuem demanda de carga e que estão à jusante de uma zona com sensor já instalado que também não possui demanda de carga (esse é o caso das zonas 814 e 850) ou à jusante da subestação (esse é o caso da zona 802, que é a primeira zona a partir da subestação).

Esse efeito não ocorre nos seguintes casos: instalar sensor na zona candidata 812 tendo um sensor já instalado na zona 808 (ver solução que fixa o total de 11 sensores para instalação); instalar sensor na zona candidata 852 tendo um sensor já instalado na zona 828 ou 830 ou 854 (ver, respectivamente, as soluções que fixam o total de 7, 11 e 13 sensores para instalação); e, finalmente, instalar sensor na zona candidata 862 tendo um sensor já instalado na zona 860 ou 836 (ver, respectivamente, as soluções que fixam o total de 9 e 12 sensores para instalação). Nos casos apontados, a ENS diminui com a alocação de sensores nas zonas 812, 852 e 862, as quais não possuem demanda de carga, porque o tempo necessário para percorrer o trecho do alimentador correspondente aos respectivos ramos nessas zonas é subtraído do tempo de percurso para localização da falta nas respectivas zonas candidatas 808, 828, 830, 854, 860 e 836 a montante delas, as quais possuem demanda.

Os resultados apresentados são característicos do sistema teste simulado. Em sistemas que não possuem barras de passagem (barras sem demanda de carga), a ENS tende a diminuir a cada novo sensor instalado em cada zona candidata.

Sobre os tempos computacionais demandados para resolução desses testes, verifica-se que o tempo máximo de resolução foi de 44 segundos e a maioria dos resultados foram obtidos em até 20 segundos. Como se trata de um problema de planejamento realizado com antecedência, esses tempos são considerados adequados. O tempo de processamento computacional é um critério importante na avaliação em testes simulados em sistemas de grande porte, pois nesses sistemas, o número das variáveis de decisão binárias do modelo matemático tende a aumentar muito, o que torna o problema mais difícil de ser resolvido, sobretudo, para problemas de PNL binário.

Na **Tabela 8** mostram-se os resultados obtidos para os testes em que α^{cs} assumiu os valores $\alpha^{cs} = 1$ e $\alpha^{cs} = 1,23$ para o sistema de 34 barras.

Tabela 8 – Soluções ótimas obtidas com diferentes valores de α^{cs} .

α^{cs}	ENS/ano (kWh)	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO (R\$)	IFs	TC (s)
1,00	3.466,8613	1.572,2216	1.687,3920	3.259,6136	3	7
1,23	4.340,2663	1.968,3108	1.124,9280	3.093,2388	2	6

Fonte: Próprio autor

Para $\alpha^{cs} = 1$, o otimizador alocou 3 sensores, um sensor a mais do que a solução ótima encontrada para $\alpha^{cs} = 2$. Os sensores foram alocados nos ramos 816–824, 852–832 e 834–860, um em cada uma das três fases. Nesta solução, o CENS e o CINV são maiores e a FO, equivalente a R\$ 3.259,6136, é de pior qualidade que a solução ótima em que $\alpha^{cs} = 2$,

equivalente a R\$ 2.556,7813. Para os testes onde $\alpha^{cs} \geq 1,23$, o otimizador alocou 2 sensores IFs nos mesmos ramos apresentados na **Figura 15**, e portanto, o CINV nesta solução é o mesmo CINV da solução ótima apresentada na **Tabela 7**, todavia, o CENS é maior, já que a velocidade com que as equipes se deslocam até chegar às zonas em falta é menor que a velocidade de deslocamento quando $\alpha^{cs} = 2$, aumentando o valor da ENS e conseqüentemente do CENS.

4.2.3 Sistema de 70 barras

Na **Tabela 9** são apresentados os resultados dos testes para as simulações realizadas com o sistema de 70 barras. A linha destacada em vermelho apresenta a solução ótima encontrada.

Tabela 9 – Resultados para o sistema de 70 barras.

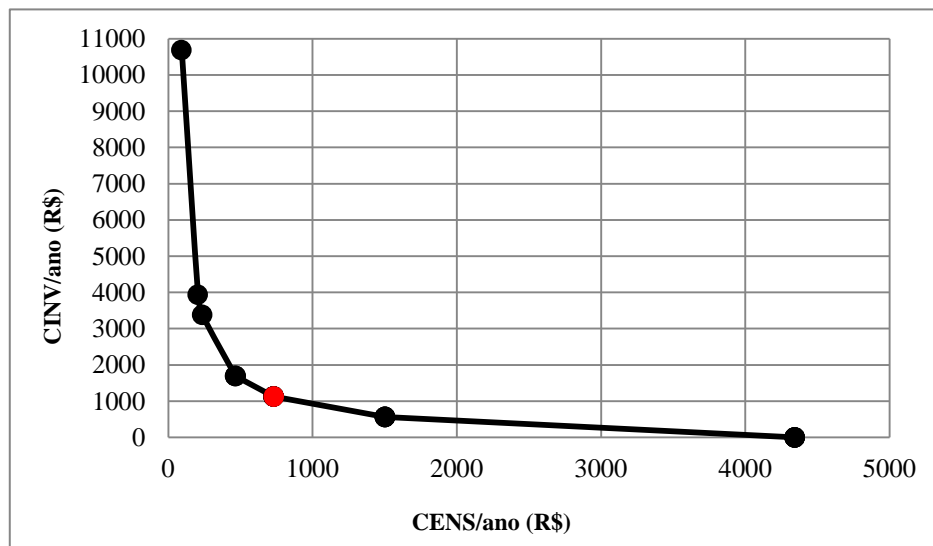
nº IFs	ENS/ano (kWh)	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO (R\$)	TC (s)
1	1.044,2438	473,5646	562,4640	1.036,0286	2
2	512,8485	232,5768	1.124,9280	1.357,5048	5
3	348,7475	158,1570	1.687,3920	1.845,5490	32
4	247,1338	112,0752	2.249,8560	2.361,9312	88
5	175,5750	79,6233	2.812,3200	2.891,9433	102
6	140,0879	63,5299	3.374,7840	3.438,3139	143
7	109,6379	49,7208	3.937,2480	3.986,9688	92
8	98,4469	44,6457	4.499,7120	4.544,3577	178
9	87,5874	39,7209	5.062,1760	5.101,8969	157
10	80,2658	36,4006	5.624,6400	5.661,0406	291
11	74,0208	33,5684	6.187,1040	6.220,6724	297
12	67,8309	30,7613	6.749,5680	6.780,3293	265
13	62,4796	28,3345	7.312,0320	7.340,3665	295
14	59,0878	26,7963	7.874,4960	7.901,2923	174
15	56,4910	25,6187	8.436,9600	8.462,5787	258
16	54,3536	24,6493	8.999,4240	9.024,0733	169
17	52,5060	23,8115	9.561,8880	9.585,6995	177
18	50,6876	22,9868	10.124,3520	10.147,3388	136
19	49,3404	22,3759	10.686,8160	10.709,1919	85
20	48,3278	21,9166	11.249,2800	11.271,1966	54
21	47,8231	21,6878	11.811,7440	11.833,4318	36
22	47,3896	21,4912	12.374,2080	12.395,6992	32
23	47,2187	21,4137	12.936,6720	12.958,0857	18
24	47,0656	21,3442	13.499,1360	13.520,4802	9
25	47,0364	21,3310	14.061,6000	14.082,9310	4
26	47,0127	21,3202	14.624,0640	14.645,3842	2
27	47,0127	21,3202	15.186,5280	15.207,8482	<1

Fonte: Próprio autor

Tabela 12 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 19 barras.

ω_1	ω_2	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO/ano (R\$)	n° IFs	TC (s)
0,00	1,00	4.344,8076	0,0000	0,0000	0	4
0,05	0,95	4.344,8076	0,0000	217,24	0	2
0,10	0,90	4.344,8076	0,0000	434,481	0	1
0,15	0,85	4.344,8076	0,0000	651,721	0	1
0,20	0,80	1.503,4692	562,4640	750,665	1	1
0,25	0,75	1.503,4692	562,4640	797,715	1	2
0,30	0,70	1.503,4692	562,4640	844,766	1	1
0,35	0,65	1.503,4692	562,4640	891,816	1	3
0,40	0,60	1.503,4692	562,4640	938,866	1	5
0,45	0,55	731,0719	1.124,9280	947,693	2	6
0,50	0,50	731,0719	1.124,9280	928,000	2	6
0,55	0,45	731,0719	1.124,9280	908,307	2	7
0,60	0,40	731,0719	1.124,9280	888,614	2	7
0,65	0,35	731,0719	1.124,9280	868,922	2	5
0,70	0,30	731,0719	1.124,9280	849,229	2	10
0,75	0,25	466,8361	1.687,3920	771,975	3	12
0,80	0,20	466,8361	1.687,3920	698,742	3	11
0,85	0,15	466,8361	1.687,3920	649,919	3	15
0,90	0,10	237,0028	3.374,7840	550,781	6	35
0,95	0,05	206,3316	3.937,2480	392,877	7	70
1,00	0,00	93,2493	10.686,8160	93,2493	19	2

Fonte: Próprio autor

Figura 20 – Fronteira de Pareto para o sistema de 19 barras.

Fonte: Próprio autor

Analisando os resultados apresentados na **Tabela 12**, que representa a fronteira de Pareto para o sistema de 19 barras, observa-se como a variação de ω_1 e ω_2 afeta o resultado da função objetivo. A solução destacada, em que $\omega_1 = \omega_2 = 0,5$, corresponde à solução que representa o melhor compromisso simultâneo para os custos conflitantes, pois a relação entre

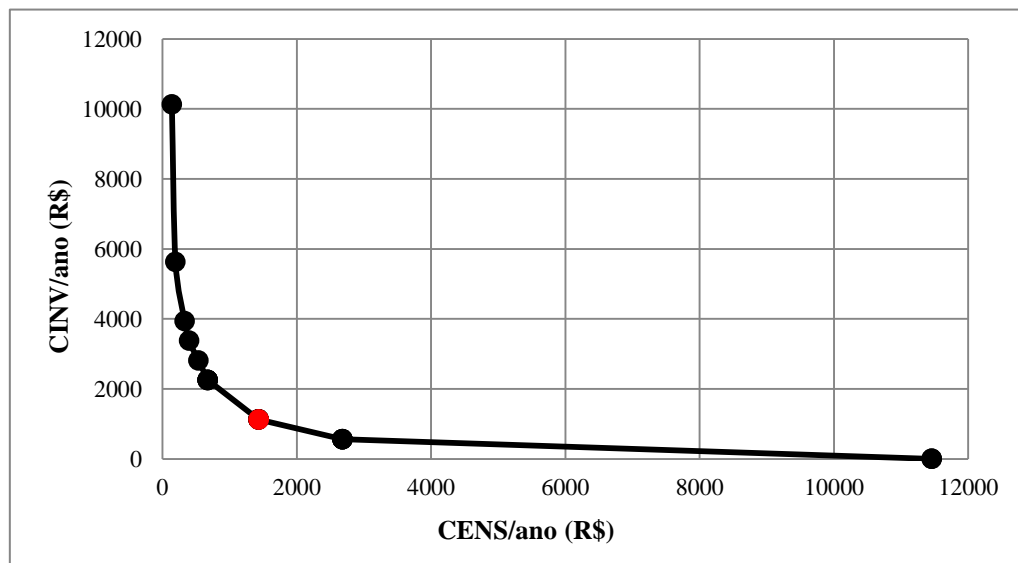
CENS e CINV é inversa. O ponto destacado na **Figura 20** representa a melhor solução da **Tabela 12**. Similarmente, nas **Tabelas 13 e 14** são apresentados os resultados para a fronteira de Pareto para os sistemas de 34 e 70 barras respectivamente, enquanto que nas **Figuras 21 e 22** são ilustrados os resultados apresentados nessas tabelas.

Tabela 13 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 34 barras.

ω_1	ω_2	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO/ano (R\$)	n° IFs	TC (s)
0,00	1,00	11.455,3755	0,0000	0,0000	0	1
0,05	0,95	11.455,3755	0,0000	572,769	0	1
0,10	0,90	2.679,3597	562,4640	774,154	1	3
0,15	0,85	2.679,3597	562,4640	879,998	1	1
0,20	0,80	2.679,3597	562,4640	985,843	1	1
0,25	0,75	2.679,3597	562,4640	1.091,69	1	3
0,30	0,70	1.431,8533	1.124,9280	1.217,01	2	3
0,35	0,65	1.431,8941	1.124,9280	1.232,37	2	3
0,40	0,60	1.431,8533	1.124,9280	1.247,70	2	2
0,45	0,55	1.431,8533	1.124,9280	1.263,04	2	3
0,50	0,50	1.431,8533	1.124,9280	1.278,39	2	3
0,55	0,45	1.431,8533	1.124,9280	1.290,67	2	4
0,60	0,40	675,9987	2.249,8560	1.305,54	4	8
0,65	0,35	675,9987	2.249,8560	1.226,85	4	8
0,70	0,30	675,9987	2.249,8560	1.148,16	4	6
0,75	0,25	675,9987	2.249,8560	1.069,46	4	9
0,80	0,20	534,9336	2.812,3200	990,411	5	8
0,85	0,15	396,1532	3.374,7840	842,948	6	4
0,90	0,10	331,6307	3.937,2480	692,192	7	5
0,95	0,05	194,3696	5.624,6400	465,883	10	3
1,00	0,00	140,1610	10.124,3520	140,161	18	7

Fonte: Próprio autor

Figura 21 – Fronteira de Pareto para o sistema de 34 barras.

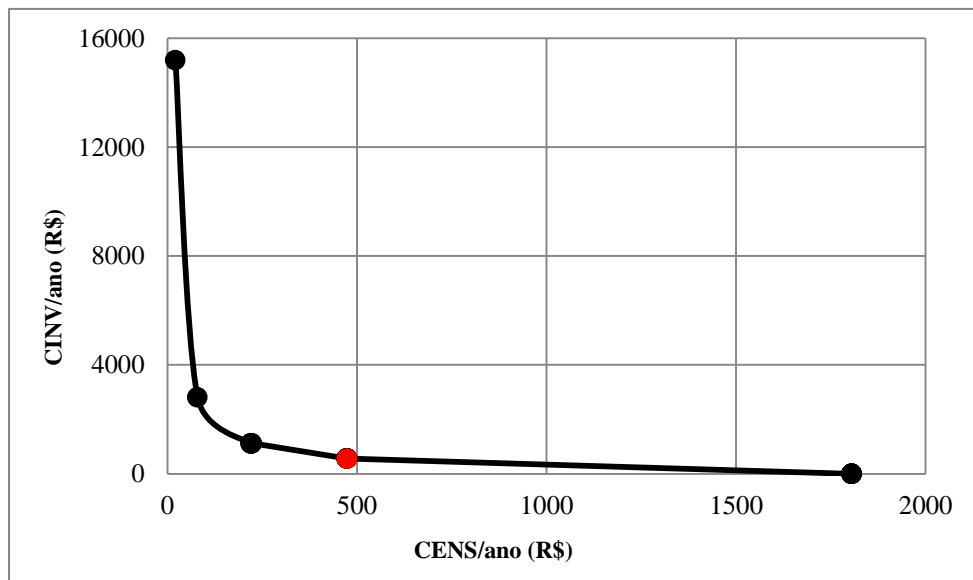


Fonte: Próprio autor

Tabela 14 – Resultados para a fronteira de Pareto para o sistema de 70 barras.

ω_1	ω_2	CENS/ano (R\$)	CINV/ano (R\$)	FO/ano (R\$)	n° IFs	TC (s)
0,00	1,00	1.805,6283	0,0000	0,0000	0	1
0,05	0,95	1.805,6283	0,0000	90,2814	0	6
0,10	0,90	1.805,6283	0,0000	180,563	0	4
0,15	0,85	1.805,6283	0,0000	270,844	0	1
0,20	0,80	1.805,6283	0,0000	361,126	0	2
0,25	0,75	1.805,6283	0,0000	451,407	0	3
0,30	0,70	473,5646	562,4640	535,794	1	4
0,35	0,65	473,5646	562,4640	531,349	1	5
0,40	0,60	473,5646	562,4640	526,904	1	7
0,45	0,55	473,5646	562,4640	523,348	1	8
0,50	0,50	473,5646	562,4640	518,014	1	7
0,55	0,45	473,5646	562,4640	513,569	1	6
0,60	0,40	473,5646	562,4640	509,124	1	6
0,65	0,35	473,5646	562,4640	504,679	1	6
0,70	0,30	222,7091	1.124,9280	493,375	2	8
0,75	0,25	222,7091	1.124,9280	448,264	2	10
0,80	0,20	220,3504	1.124,9280	392,220	2	10
0,85	0,15	220,3504	1.124,9280	337,945	2	16
0,90	0,10	220,3504	1.124,9280	310,808	2	36
0,95	0,05	79,6233	2.812,3200	216,258	5	83
1,00	0,00	21,3202	15.186,5280	21,3202	27	20

Fonte: Próprio autor

Figura 22 – Fronteira de Pareto para o sistema de 70 barras.

Fonte: Próprio autor

Observa-se que nos três sistemas apresentados, para o caso em que $\omega_1 = 0$, toda a importância da função objetivo está concentrada no custo de investimento dos sensores, ou seja, $FO = \omega_2 \text{ CINV}$, e dessa maneira não foi alocado nenhum sensor no sistema. Mas quando

ω_1 aumenta e assume valores maiores, isto significa que mais sensores serão alocados no sistema, e quando $\omega_1 = 1$, toda priorização está sendo dada ao custo com a energia não suprida no sistema, não considerando assim os custos de investimento com a alocação dos sensores.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho é proposto um modelo matemático de PNLB para a otimização do problema de alocação de dispositivos indicadores de falta em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. A otimização consiste em minimizar os custos correspondentes à energia não suprida no sistema e os custos com investimentos em sensores. Na função objetivo proposta, os dois critérios de otimização são formulados por meio de somas ponderadas e podem ser calibrados para priorizar um ou outro critério, de modo que a solução possa representar o melhor compromisso entre os objetivos econômicos almejados, já que os custos presentes na função objetivo possuem comportamento inverso. São realizados testes em um sistema de distribuição radial de 19, 34 e 70 barras. Para resolução e alocação dos sensores considera-se apenas o tronco principal do sistema de distribuição segundo metodologia apresentada no texto. O modelo matemático proposto se mostra eficaz na resolução dos sistemas testes utilizados, apresentando bom desempenho nos testes para sistemas de pequeno porte.

Como considerações para trabalhos futuros recomenda-se utilizar simplificações para as variáveis de decisão binárias que aparecem na função objetivo do problema, pois a aplicação da metodologia para sistemas de grande porte demanda grande esforço computacional devido ao aumento considerável do número dessas variáveis no problema. Também pode ser interessante considerar a linearização da função objetivo do problema para aplicação em sistemas maiores, tornando o problema mais fácil de ser resolvido.

REFERÊNCIAS

- AKBARI, M; GHAFFARZADEH, N. Optimal Fault Indicator Placement in Distribution Networks Using SFLA Algorithm. **World Applied Programming**, Garissa Road, v. 4, n. 8, p. 181-192, 2014.
- ALMEIDA, M. C. de.; COSTA, F. F.; XAVIER-DE-SOUZA, S.; SANTANA, F. Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 81, n. 2, p. 699-706, 2011.
- BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. **Nonlinear programming: theory and algorithms**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.
- BEÊ, R. T. **Alocação de bancos de capacitores em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos**. 2007. Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Indicadores da distribuição 2017**. Brasília: [s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao>>. Acesso em: 26 fev. 2018.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Nota técnica nº 0173/2016-SRD/ANEEL 2016**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0173_SRD.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2018.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Qualidade na distribuição 2016**. Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-na-distribuicao>>. Acesso em: 2 fev. 2018.
- CONG, D. P.; RAISON, B.; ROGNON, J. P.; BONNOIT, S.; MANJAL, B. Optimization of fault indicators placement with dispersed generation insertion. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005. **Meeting...** [s.l.: s.n.], 2005. p. 355-362.
- COSTA, J. S. **Técnicas de otimização aplicadas a sistemas elétricos de distribuição**. 2008. Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.
- CRUZ, H. M. O. **Alocação otimizada de sensores indicadores de falta em redes de distribuição de energia elétrica**. 2016. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2016.
- CRUZ, H. O.; F. B. LEÃO. Optimal placement of fault indicators using adaptive genetic algorithm. In: POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2017, Chicago. **Meeting...** Chicago: IEEE, 2017. p. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8273897.

DASHTI, R; SADEH, J. Fault indicator allocation in power distribution network for improving reliability and fault section estimation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED POWER SYSTEM AUTOMATION AND PROTECTION- APAP, 2011. **Meeting...** [S.l.]: IEEE, 2011. p. 1406-1411.

DE SOUZA, D. M. B. S. et al. Efficient allocation of fault indicators in distribution circuits using fuzzy logic. In: POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING- PES, 2009. **Meeting...** [S.l.]: IEEE, 2009. p. 1-6.

DELGADO, M. A. J. **Otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais usando programação cônica de segunda ordem inteira mista.** 2015. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2015.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.; TABRIZI, M.O. Fault indicators effects on distribution reliability indices. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION- CIRED, 18., 2005. **Conference...** [S.l.: s.n.], 2005. p. 1-4.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais.** 2013. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2013.

HO, C.; LEE, T.; LIN, C. Optimal placement of fault indicators using the immune algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Hoes Ln, v. 26, n. 1, p. 38-45, 2011. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

KAZEMI, S. **Reliability evaluation of smart distribution grids.** 2011. Tese (Doutorado)- Aalto University, School of Electrical Engineering, Espoo, Finland, 2011.

LI, W; CHEN, W; GUO, C; JIN, Y; GONG, X. Optimal placement of fault indicators in distribution system using PSO algorithm. In: CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, 43., 2017, Beijing. **Conference...** Beijing: [s.n.], 2017. p. 375-380.

LÓPEZ, A. J. C. **Alocação ótima de chaves de interconexão nas redes de distribuição de energia elétrica.** 2015. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2015.

MOMOH, J. A. **Electric power distribution, automation, protection, and control.** [S.l.: s.n.], 2007. International Standard Book Number-13: 978-1-4200- 0625.

NORTROLL. **Distribution networks.** [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www.nortroll.no/products/linetroll/linetroll-110em>>. Acesso em: 30 jan. 2018.

SANCHEZ, L. C. **Proposta de um novo modelo matemático para gerenciamento ótimo de energia elétrica pelo lado do consumidor.** 2017. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2017.

SHAHSAVARI, A.; MAZHARI, S. M.; FERREIDUNIAN, A.; LESANI, H. Fault indicator deployment in distribution systems considering available control and protection devices: a multi-objective formulation approach. **IEEE Transactions on Power Systems** Hoes Ln, v. 29, n. 5, pp. 2359-2369.

SILVA, L. G. W. **Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistema de distribuição de energia elétrica.** 2002. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2002.

SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2005. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2005.

SOUSA, J. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (plim).** 2013. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2013.

SOUZA, D. M. B. S. **Abordagem baseada em lógica fuzzy para alocação de indicadores de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2009. Tese (Doutorado)- Universidade de São Paulo- USP, São Carlos, 2009.

SOUZA, E. S. de. **Novas modelagens matemáticas para otimização do problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais.** 2018. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2018.

SOUZA, E. S. de. **Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais.** 2014. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2014.

USIDA, W. F., COURY, D. V., FLAUZINO, R. A., & da SILVA, I. N. Efficient placement of fault indicators in an actual distribution system using evolutionary computing. **IEEE Transactions on Power Systems**, Hoes Ln, v. 27, n. 4, p. 1841-1849, 2012.

USIDA, W.; COURY, D. V.; FLAUZINO, R.; SILVA, I. N. Alocação de dispositivos indicadores de faltas em alimentadores primários usando algoritmos genéticos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA- CBA, 18., 2010, São Paulo. **Congresso...** Curitiba: UFPR, 2010. p. 1244-1251.

USIDA, W. F. **Sistema inteligente para alocação eficiente de dispositivos indicadores de falta em alimentadores de distribuição.** 2011. Tese (Doutorado)- Universidade de São Paulo- USP, São Carlos, 2011.

VILLAJUAN, M. C. V. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de planejamento da expansão e da operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.** 2016. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2016.

ANEXO

Tabela A1 – Dados de barra para o sistema de 70 barras.

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0	36	8,667	6,185
2	0	0	37	8,667	6,185
3	0	0	38	0	0
4	0	0	39	8	5,709
5	0	0	40	8	5,709
6	0,878	0,72	41	0,392	0,325
7	13,455	0,72	42	0	0
8	24,887	17,81	43	2	1,427
9	10	7,208	44	0	0
10	9,333	6,666	45	3,076	8,787
11	48,5	34,609	46	3,076	8,787
12	48,5	34,609	47	0	0
13	2,71	1,821	48	26,35	18,8
14	2,71	1,521	49	28,226	91,492
15	0	0	50	128,226	91,492
16	15,176	10,198	51	13,512	0,894
17	16,5	11,775	52	1,202	1,162
18	16,5	11,775	53	1,449	1,162
19	0	0	54	8,787	6,322
20	0,316	0,212	55	8	5,708
21	37,983	27,1	56	0	0
22	1,762	1,184	57	0	0
23	0	0	58	0	0
24	9,39	6,67	59	0,667	24,025
25	0	0	60	0	0
26	4,667	3,33	61	414,667	295,91
27	4,667	3,33	62	10,667	7,612
28	8,667	6,185	63	0	0
29	8,667	6,185	64	75,67	53,873
30	0	0	65	19,67	13,912
31	0	0	66	6	4,282
32	0	0	67	6	4,282
33	4,582	3,26	68	9,333	6,66
34	6,501	5,549	69	9,333	6,66
35	1,92	1,29	70	0	0

Tabela A2 – Dados de linha para o sistema de 70 barras.

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)
70	1	0,0005	0,0012	3	36	0,0044	0,0108
1	2	0,0005	0,0012	36	37	0,064	0,1565
2	3	0,0001	0,0001	37	38	0,1053	0,123
3	4	0,0015	0,0036	38	39	0,0304	0,0355
4	5	0,0251	0,0294	39	40	0,0018	0,0021
5	6	0,366	0,1864	40	41	0,7283	0,8509
6	7	0,3811	0,1941	41	42	0,31	0,3623
7	8	0,0922	0,047	42	43	0,041	0,0478
8	9	0,0493	0,0251	43	44	0,0092	0,0116
9	10	0,819	0,2707	44	45	0,1089	0,1373
10	11	0,1872	0,0619	45	46	0,0009	0,0012
11	12	0,7114	0,2351	4	47	0,0034	0,0084
12	13	1,03	0,34	47	48	0,0851	0,2083
13	14	1,044	0,345	48	49	0,2898	0,7091
14	15	1,058	0,3496	49	50	0,0822	0,2011
15	16	0,1966	0,065	8	51	0,0928	0,0473
16	17	0,3744	0,1238	51	52	0,3319	0,1114
17	18	0,0047	0,0016	9	53	0,174	0,0886
18	19	0,3276	0,1083	53	54	0,203	0,1034
19	20	0,2106	0,0696	54	55	0,2842	0,1447
20	21	0,3416	0,1129	55	56	0,2813	0,1433
21	22	0,014	0,0046	56	57	1,59	0,5337
22	23	0,1591	0,0526	57	58	0,7837	0,263
23	24	0,3463	0,1145	58	59	0,3042	0,1006
24	25	0,7488	0,2475	59	60	0,3861	0,1172
25	26	0,3089	0,1021	60	61	0,5075	0,2585
26	27	0,1732	0,0572	61	62	0,974	0,0496
2	28	0,0044	0,0108	62	63	0,145	0,0738
28	29	0,064	0,1565	63	64	0,7105	0,3619
29	30	0,3978	0,1315	64	65	1,041	0,5302
30	31	0,0702	0,0232	11	66	0,2012	0,0611
31	32	0,351	0,116	66	67	0,0047	0,0014
32	33	0,839	0,2816	12	68	0,7394	0,2444
33	34	1,708	0,5646	68	69	0,0047	0,0016
34	35	1,474	0,4873	Chaves de Interconexão			
				De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)
				11	43	0,5	0,5
				13	21	0,5	0,5
				15	46	1	1
				50	59	2	2
				27	65	1	1

TRABALHOS ACEITOS PARA PUBLICAÇÃO

1. PROPOSTA DE UM MODELO MATEMÁTICO PARA ALOCAÇÃO DE INDICADORES DE FALTA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS. Aceito para publicação nos anais do 50º SBPO – *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 2018, Rio de Janeiro – RJ.
2. ALOCAÇÃO ÓTIMA DE INDICADORES DE FALTA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO MODELAGEM MATEMÁTICA. Aceito para publicação nos anais do XXII CBA – *Congresso Brasileiro de Automática*, 2018, João Pessoa – PB.