



Sistema de Apoio à Decisão baseado em Smart Meters para Otimização da Restauração de Energia em Redes de Distribuição

Tema: Operação

Autores: Carlos Eduardo Rodrigues Nogueira

Co-Autores: Romero Bento Fernandes, Ivan Palhares da Cunha

Empresa: CEMIG Distribuição S.A

Resumo

A crescente complexidade das redes, impulsionada pela integração de fontes renováveis, veículos elétricos e novas tecnologias, exige modernização da infraestrutura e processos operacionais. As concessionárias de energia enfrentam desafios como a operação em tempo real, resposta rápida a falhas, balanceamento de carga e otimização da qualidade do serviço. Investimentos em tecnologias digitais, como medidores inteligentes e sistemas de comunicação avançados, são essenciais para superar esses desafios. Este trabalho propõe uma ferramenta de apoio à decisão que utiliza dados de tensão e corrente de medidores inteligentes para identificar faltas de fase, reduzindo o tempo de localização e restabelecimento da energia, melhorando a qualidade do serviço e a satisfação dos clientes. A necessidade desta ferramenta é justificada pela importância da rápida restauração de energia para minimizar os impactos aos consumidores.

1. Introdução

O cenário atual da distribuição de energia elétrica é marcado por uma crescente demanda por eficiência, confiabilidade e sustentabilidade. Conforme alguns estudos (MOHSIN et al., 2018, p. 1174), a complexidade das redes, impulsionada pela integração de fontes renováveis de energia, veículos elétricos e novas tecnologias, exige uma modernização da infraestrutura e dos processos operacionais. Nesse contexto, a digitalização e a automação surgem como ferramentas essenciais para garantir a qualidade do serviço e a otimização da operação do sistema (HE et al., 2023, p. 345).

As concessionárias de energia enfrentam o desafio de operar as redes em tempo real, respondendo de forma rápida e eficiente a eventos dinâmicos, como variações de carga, falhas e distúrbios na qualidade da energia (KEZUNOVIC et al., 2016, p. 801). Identificar e responder rapidamente a falhas é essencial para reduzir as interrupções no fornecimento de energia, afetando diretamente a confiabilidade do sistema (CAVRARO et al., 2022). O balanceamento de carga se torna cada vez mais complexo com a diversificação das fontes de energia e a necessidade de integrar novas tecnologias, como o armazenamento de energia (GUNGOR et al., 2011, p. 529). A otimização da qualidade do serviço é outro desafio importante, com a crescente demanda por energia de alta qualidade por parte dos consumidores e a necessidade de atender aos padrões regulatórios (FANG et al., 2012, p. 944).

Para superar esses desafios, as concessionárias estão investindo em tecnologias digitais como medidores inteligentes (*Smart Meters*), sensores, sistemas de comunicação avançados e plataformas de análise de

dados (FARHANGI, 2010, p. 18). Essas tecnologias permitem a automação de processos, a monitoração em tempo real da rede e a tomada de decisão mais eficiente, com base em informações precisas e atualizadas (GJERMUNDRØD et al., 2017, p. 1). A digitalização da rede de distribuição possibilita a integração de sistemas, a otimização do uso de recursos e a melhoria da comunicação entre os diferentes atores do sistema, incluindo os consumidores.

Apesar dos investimentos recentes em medidores inteligentes, sua aplicação nas concessionárias ainda se concentra na proteção da receita, com potencial inexplorado para a otimização da operação do sistema. Por outro lado, as ocorrências nas redes de distribuição, em especial as faltas de fase, impõem desafios à operação do sistema, demandando diversas ações dos operadores. A detecção e localização precisa da falta de fase são cruciais para agilizar o processo de restabelecimento e minimizar os impactos aos clientes. Atualmente, a localização da falha depende, em grande parte, das chamadas dos clientes, o que atrasa o processo de identificação do defeito pelas equipes de campo. Medidores inteligentes, que fornecem dados de tensão e corrente em tempo real, podem ajudar a identificar faltas de fase mais rapidamente, agilizando o restabelecimento sem depender da comunicação do cliente.

Considerando a importância da rápida restauração de energia em redes de distribuição para minimizar os impactos aos clientes, este trabalho apresenta uma ferramenta de apoio à decisão para ocorrências de falta de fase. A ferramenta utiliza dados de tensão e corrente de *smart meters* para indicar o trecho da falha, reduzindo significativamente o tempo de localização e restabelecimento da energia aos clientes afetados, contribuindo para a melhoria da qualidade do serviço e a satisfação dos clientes.

2. Desenvolvimento

2.1 Apresentação do Problema

A detecção precisa e rápida de faltas de fase em sistemas de distribuição de energia elétrica é crucial para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema (Ziegler e Summers, 2004). No entanto, essa tarefa apresenta desafios consideráveis para os operadores, impactando diretamente na eficiência da operação. Um dos principais desafios reside na complexidade inerente à topologia da rede de distribuição, que se caracteriza por sua estrutura ramificada e extensa. Essa complexidade, como apontada por Short (2014), dificulta a identificação precisa do local da falha, especialmente em redes com alta penetração de geração distribuída. Além disso, a variabilidade das cargas conectadas ao sistema, com suas flutuações e comportamento dinâmico, pode influenciar os indicadores de falha, levando a diagnósticos imprecisos.

Outro fator que contribui para a dificuldade na detecção é a ocorrência de distúrbios transitórios na rede, frequentemente gerados por chaveamentos de carga ou outras operações. Esses distúrbios podem ser erroneamente interpretados como faltas de fase, demandando análises adicionais para descartar falsos positivos. Blackburn (1987) observa que "os transitórios podem gerar sinais semelhantes aos de falhas, levando a alarmes falsos". Adicionalmente, a limitação na quantidade e qualidade das informações disponíveis sobre o estado da rede impõe restrições à capacidade de detecção. A falta de sensores, medidores inteligentes ou sistemas de monitoramento abrangentes prejudica a obtenção de dados em tempo real e com a granularidade necessária para uma análise precisa. Gonen (1986) ressalta que "a detecção precisa de faltas depende da disponibilidade de informações adequadas sobre o sistema".

A detecção eficiente de faltas de fase é essencial para minimizar os impactos na operação do sistema, como a interrupção no fornecimento de energia para os consumidores, a degradação da qualidade da energia e o aumento do risco de danos aos equipamentos. Portanto, o desenvolvimento de métodos e ferramentas

que superem os desafios mencionados é fundamental para aprimorar a confiabilidade e a segurança dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os Smart Meters, ou medidores inteligentes, emergem como dispositivos eletrônicos chave na modernização dos sistemas de energia elétrica, substituindo os tradicionais medidores analógicos e impulsionando a transição para redes inteligentes (smart grids) (GÜNGÖR et al., 2011). Diferenciando-se por sua capacidade de registrar e transmitir digitalmente dados de consumo de energia em tempo real, os *smart meters* eliminam a necessidade de leituras manuais e oferecem uma gama de funcionalidades avançadas (DEPURU et al., 2011).

Através de tecnologias de comunicação como radiofrequência, *Power Line Communication* (PLC) e redes celulares, os *smart meters* estabelecem uma comunicação bidirecional entre consumidores e concessionárias de energia (FAN et al., 2013). Essa comunicação em tempo real viabiliza o monitoramento detalhado do consumo de energia, incluindo informações como tensão, corrente, fator de potência e demanda, permitindo a implementação de tarifas dinâmicas e programas de resposta à demanda, com o objetivo de otimizar o uso da energia e reduzir custos (WANG et al., 2014).

Além da gestão eficiente do consumo, os *smart meters* contribuem para a detecção e resposta mais rápida a falhas na rede elétrica, a redução de perdas técnicas e comerciais, e a integração com sistemas de automação residencial, promovendo maior confiabilidade, eficiência e sustentabilidade no sistema elétrico (MAHMOOD et al., 2016). A crescente adoção dos smart meters em todo o mundo impulsiona a evolução das redes elétricas, abrindo caminho para um futuro energético mais inteligente e conectado.

O "*last gasp*", funcionalidade presente em medidores inteligentes modernos, representa um mecanismo crucial para a detecção de falhas na rede elétrica. Essa funcionalidade permite que o medidor, mesmo em cenários de perda de energia, envie uma última mensagem para a concessionária antes da interrupção total do serviço (DME, 2024, p. 14). Essa mensagem, similar a um sensor de falta de tensão, notifica a concessionária sobre a possível interrupção, permitindo a detecção precoce de falhas e agilizando o processo de restauração do serviço (ANEEL, 2024a, p. 36; SBA, 2024, p. 5). A utilização desta funcionalidade, especialmente em ocorrências de falta de fase, permite identificar de forma imediata os pontos com falta de energia. Essa informação crucial permite que as equipes de manutenção sejam direcionadas de forma precisa para os locais afetados, agilizando o processo de identificação da falha, reparo e restabelecimento do fornecimento de energia.

2.2 Revisão de Literatura

Redes Elétricas Inteligentes (REIs) representam um paradigma inovador na operação e controle de sistemas de energia, incorporando tecnologias avançadas de comunicação e informação para aprimorar a eficiência, confiabilidade e sustentabilidade da distribuição elétrica (Fang et al., 2013, p. 25). Um componente crucial das REIs são os medidores inteligentes, que permitem a coleta remota e em tempo real de dados de consumo energético, fornecendo informações detalhadas sobre o estado da rede (Gungor et al., 2010, p. 20). A telemetria, por sua vez, atua como um sistema de comunicação bidirecional entre os medidores inteligentes e os centros de controle, possibilitando o monitoramento e controle remoto da rede de distribuição (Amin & Wollenberg, 2005, p. 45). A integração dessas tecnologias desempenha um papel fundamental na restauração da rede após falhas, permitindo a identificação rápida de áreas afetadas, o isolamento de faltas e a tomada de decisões estratégicas para restabelecer o fornecimento de energia de forma eficiente e segura (Sun et al., 2013, p. 150; Khodr et al., 2011, p. 80).

Os Sistemas de Automação da Distribuição (SAD) desempenham um papel crucial na modernização das redes elétricas, visando aprimorar a eficiência, confiabilidade e segurança do fornecimento de energia (CIGRÉ, 2015, p. 10). Para atingir esses objetivos, os SAD utilizam uma variedade de sistemas e ferramentas que permitem o monitoramento, controle e automação de diversas funções da rede de distribuição (Gomes et al., 2018, p. 50). Dentre as principais ferramentas, destacam-se os sistemas SCADA (*Supervi-*

sory Control and Data Acquisition), que permitem a aquisição de dados em tempo real e o controle remoto de equipamentos, e os sistemas DMS (*Distribution Management System*), que fornecem funcionalidades avançadas para análise, otimização e gerenciamento da rede (Fan & Wehbe, 2014, p. 120). Além disso, os SAD podem incorporar outras tecnologias como relés inteligentes, controladores de religamento automático e sensores avançados, que contribuem para a automação de funções como proteção, controle de tensão e detecção de faltas (IEEE, 2003, p. 30).

Os *smart meters*, são dispositivos eletrônicos que registram o consumo de energia elétrica e se comunicam com a distribuidora de forma bidirecional, possibilitando a telemetria. Essa tecnologia tem revolucionado a operação de sistemas de distribuição, trazendo diversos benefícios para as concessionárias e para os consumidores. Segundo Farhangi (2010), os smart meters permitem a implementação de programas de resposta à demanda, nos quais os consumidores são incentivados a reduzir o consumo de energia em horários de pico, diminuindo a necessidade de investimentos em novas usinas e, consequentemente, reduzindo o pico de demanda em até 15%, como demonstrado em um estudo do *Department of Energy of USA* (2012). A Enel Distribuição, após a implementação de *smart meters*, registrou uma redução de 10% nas reclamações relacionadas ao faturamento, uma vez que a tecnologia elimina a necessidade de leitura manual, proporcionando um faturamento mais preciso e eficiente (Enel, 2023). Além disso, de acordo com um estudo da Aclara Technologies (2018), smart meters fornecem informações em tempo real sobre a qualidade da energia, permitindo a detecção e resolução mais rápida de falhas na rede, reduzindo o tempo de interrupção do serviço em até 25%, impactando positivamente na experiência do consumidor. Os consumidores também podem acompanhar seu consumo de energia em tempo real, através de portais online ou aplicativos, o que incentiva a economia e o uso consciente da energia, como observado por Rogers et al. (2014).

Na operação do sistema, a utilização de smart meters tem se mostrado promissora para aprimorar a restauração de energia elétrica em sistemas de distribuição, especialmente em cenários de falhas e interrupções no fornecimento. A capacidade de comunicação bidirecional e a telemetria proporcionada por esses medidores inteligentes permitem a rápida identificação da localização e extensão das falhas, agilizando o processo de tomada de decisão e restabelecimento do serviço. Segundo Weng et al. (2017), *smart meters* fornecem informações em tempo real sobre o estado da rede, como a detecção de interrupções no fornecimento de energia, permitindo que as concessionárias identifiquem rapidamente as áreas afetadas e despachem equipes de reparo de forma mais eficiente. Um estudo de caso apresentado por Gungor et al. (2013) demonstrou que a utilização de dados de smart meters para detecção e isolamento de faltas reduziu o tempo médio de interrupção (TMI) em até 20%. Além disso, a telemetria dos smart meters permite o monitoramento remoto da rede, possibilitando a realização de manobras e chaveamentos à distância para isolar a área afetada e restaurar o serviço para o maior número de consumidores possível, minimizando o impacto das interrupções, como destacado por Sun et al. (2013). A capacidade de comunicação bidirecional também possibilita a notificação automática dos consumidores sobre a previsão de restabelecimento do serviço, melhorando a transparência e a comunicação com os clientes durante as interrupções, conforme observado por Depuru et al. (2011).

Todos os trabalhos acima citados, além de vários outros da literatura, limitam-se a mencionar seu potencial como suporte à operação do sistema. Este trabalho propõe uma ferramenta de tempo real para auxiliar na tomada de decisão, otimizando a identificação de falhas, reduzindo a quantidade de equipes de inspeção e, consequentemente, os custos com homem-hora para restauração do sistema. Essa abordagem se alinha ao paradigma das *Smart Grids*, que busca integrar tecnologias inteligentes para aprimorar a eficiência e confiabilidade da rede elétrica.

2.3 Metodologia Proposta

O algoritmo proposto apresenta uma metodologia para auxiliar na tomada de decisão em ocorrências de falta de fase em redes de distribuição de energia elétrica, utilizando informações de medidores inteligentes (*smart meters*) para determinar, em tempo real, os setores em falta. Primeiramente, o sistema elétrico completo, obtido da base de dados da concessionária, é processado para extrair a topologia da rede. Em seguida, os dados dos medidores inteligentes são coletados e submetidos a um processo de redução e tratamento. A redução visa remover informações irrelevantes para o algoritmo, enquanto o tratamento correlaciona transformadores e medidores inteligentes, classificando-os por alimentador. Essa etapa delimita o espaço de busca do problema, agilizando o processamento do algoritmo e permitindo a obtenção de respostas rápidas, mesmo em sistemas de grande porte. Adicionalmente, o processo reduz o fluxo de dados processados em tempo real.

O fluxo do algoritmo proposto é apresentado na Figura 1.

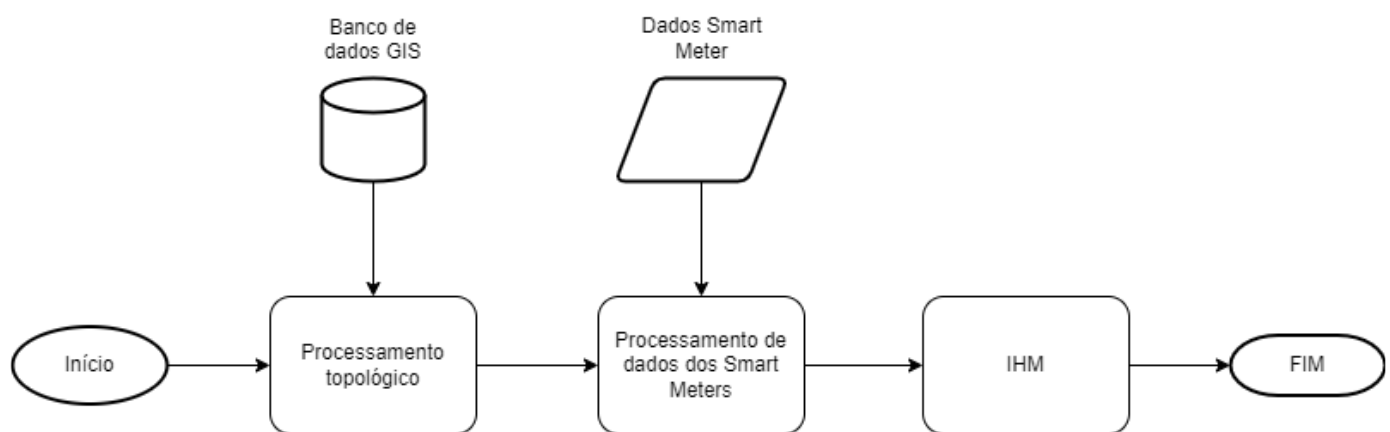


Figura 1 - Fluxograma da arquitetura proposta.

A. Processamento Topológico

A partir da leitura da base de dados do Sistema de Informações Geográficas (GIS), é realizada a extração da topologia da rede de distribuição. Esse processo permite identificar, de forma georreferenciada, todas as estruturas da rede, seus equipamentos e clientes (com ou sem medidores inteligentes).

B. Processamento de dados dos Smart Meters

Etapa crucial do processo, o processamento de dados dos medidores inteligentes é realizado por meio de uma Interface de Programação de Aplicações (API), que permite selecionar um conjunto de medidores a serem consultados, obtendo-se dados de corrente e tensão por fase.

C. IHM – Interface Homem-Máquina

Para visualizar as informações dos medidores de forma amigável, foi desenvolvida uma IHM que exibe, sobre um mapa geográfico, todos os vãos de rede e os transformadores que atendem clientes com medidores inteligentes. Para otimizar o desempenho e o tempo de processamento, a aplicação permite selecionar um circuito específico, não sendo necessário carregar toda a rede da concessionária.

2.4 Resultados

Para validação da metodologia proposta, foi realizado um estudo de caso utilizando dados reais de uma ocorrência de falta de fase na rede de distribuição da CEMIG D. Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados da aplicação da ferramenta desenvolvida.

I. Características do Sistema Testado

O sistema elétrico em análise é composto por 70 equipamentos de rede, incluindo 7 religadores, 31 chaves fusíveis, 32 chaves seccionadoras e 126 transformadores de média tensão (MT), dos quais 83 possuem

pelo menos um medidor inteligente (*smart meter*) conectado. A rede possui uma extensão total de 18,81 km, sendo 3,68 km (distância entre a Subestação e o primeiro dispositivo de proteção) de tronco e 15,13 km de ramais, atendendo 9.170 clientes de distribuição em baixa tensão (127/220V) e média tensão (13,8 kV).

II. Implementação e Funcionalidades

A aplicação desenvolvida opera sob demanda do operador, que seleciona o alimentador desejado e envia o comando de consulta aos medidores inteligentes. Adicionalmente, a ferramenta permite a integração da funcionalidade "*Last Gasp*" dos medidores inteligentes para disparo automático, alertando o operador sobre possíveis defeitos ou atuações de dispositivos de proteção, mesmo em equipamentos sem telecomando. Essa funcionalidade amplia a capacidade de detecção e resposta a eventos na rede.

II. Ambiente de Simulação

As simulações foram realizadas em um computador com as seguintes especificações:

- Processador: Intel(R) Core (TM) i7-8700 CPU @ 3.20GHz
- Memória RAM: 16,00 GB
- Sistema Operacional: Windows 10 Pro
- Linguagem de Programação: Python 3

IV. Apresentação - IHM

Conforme mencionado anteriormente, uma ocorrência real de falta de fase foi utilizada para validar a aplicação proposta. Sem a utilização da ferramenta, o tempo necessário para identificar o ponto de falha, após a detecção da falta de fase, foi de 4 horas e 15 minutos. Durante esse período, 5 equipes de campo foram mobilizadas para inspecionar o circuito, realizando 10 ações de manobra para medição de tensão nos transformadores ou verificação de possíveis conexões rompidas.

Com a utilização da ferramenta proposta, o tempo de identificação do trecho com falha foi reduzido significativamente para 5 minutos, representando uma redução de mais de 98% no tempo total, proporcionando redução significativa nos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), comprovando o impacto positivo na continuidade do fornecimento de energia

As Figuras 2 e 3 ilustram os cenários pré e pós-falta na rede, respectivamente. Os transformadores que atendem medidores íntegros são exibidos em verde, enquanto os transformadores que atendem medidores com indicação de falta de fase são exibidos em cinza. Essa visualização clara e intuitiva facilita a identificação do trecho com problema.

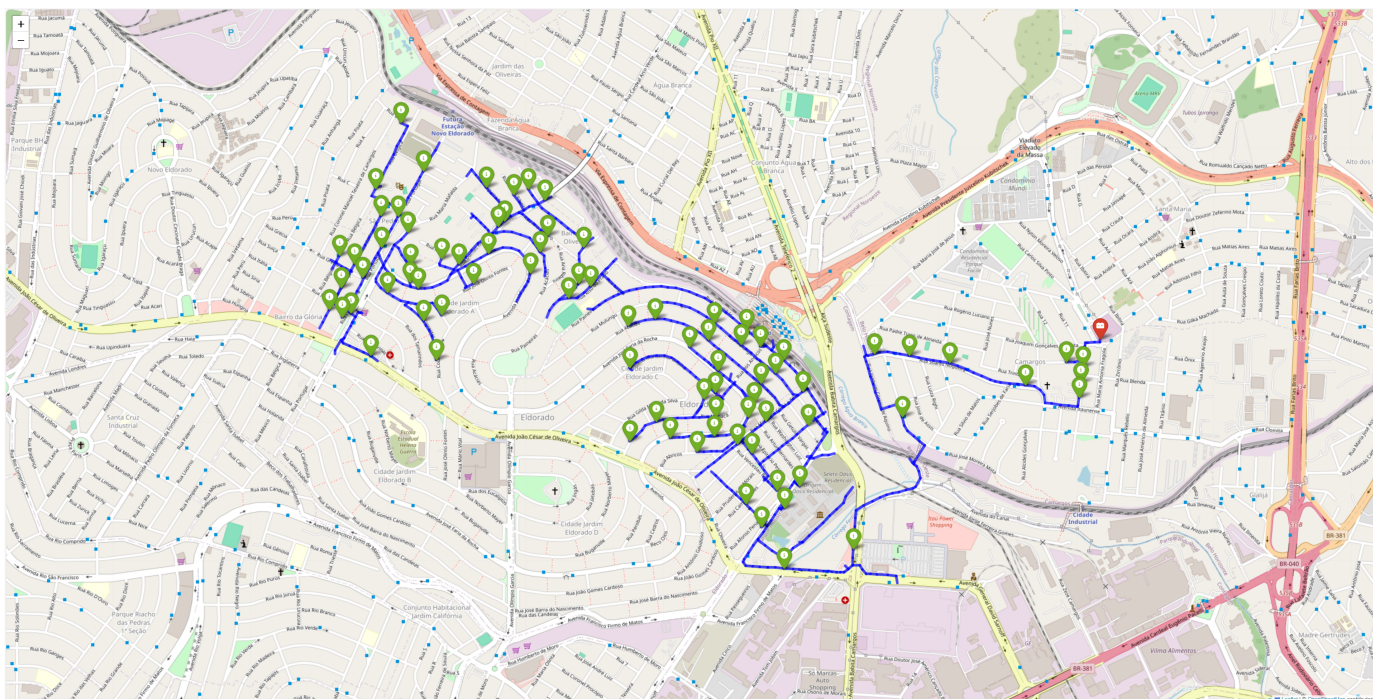


Figura 2 – Status dos transformadores no cenário pré-falta.

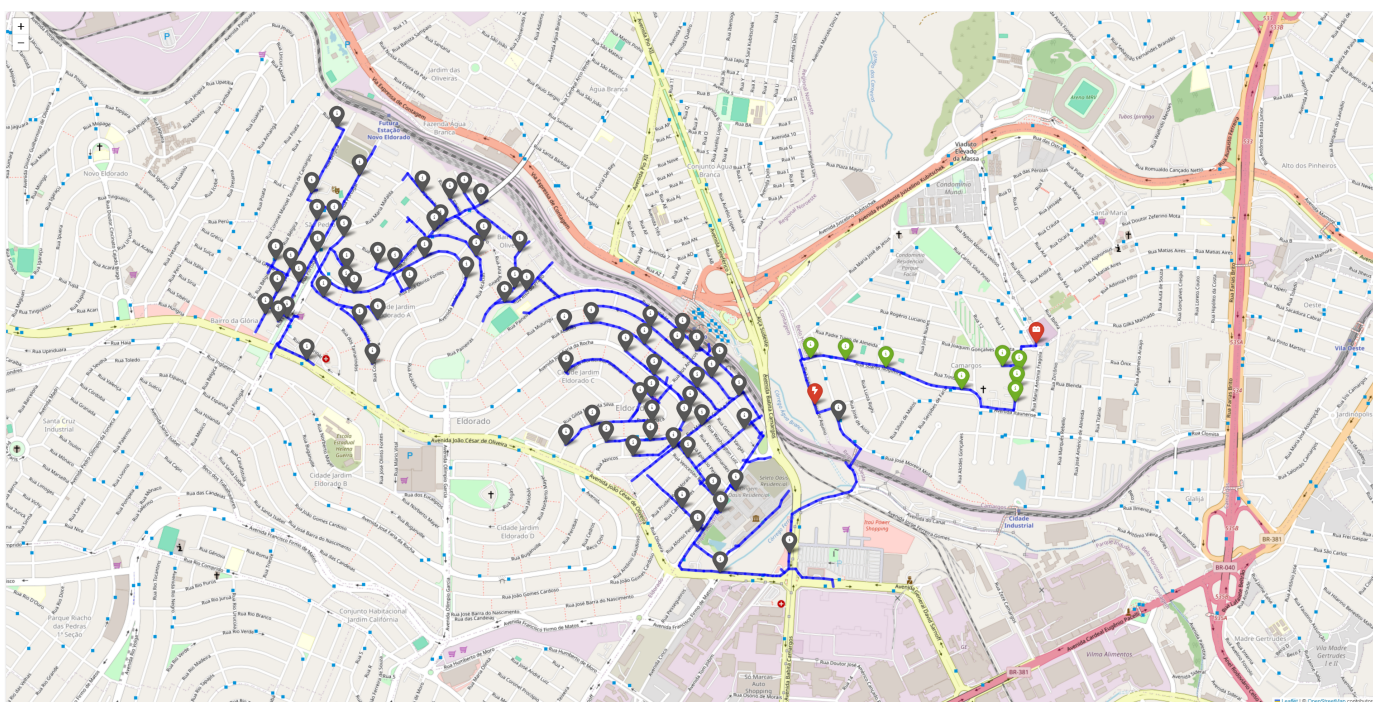


Figura 3 – Status dos transformadores no cenário pós-falta.

A ferramenta permitiu delimitar a área de inspeção, reduzindo o trecho com possível defeito de 3,68 km para 400 m, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 90%. Em termos de estruturas, a área de busca foi reduzida de 131 para apenas 14, otimizando o trabalho das equipes de campo e agilizando a resolução da ocorrência, além da redução de custos e número de equipes a serem utilizadas. Com a metodologia proposta, apenas uma equipe seria suficiente para localizar a falha. Ainda, deve-se ressaltar a redução da demanda cognitiva do operador, que visualiza de forma clara e objetiva o trecho do defeito, sem a necessidade de análises complexas.

Outro ponto importante a ser destacado está relacionado aos indicadores de continuidade de fornecimento. Neste caso, haveria redução de mais de 2.000 CHI (Cliente Hora Interrompido) para pouco mais de 300 CHI. Em relação à compensação financeira, essa redução seria de aproximadamente 85%.

3. Conclusão

A detecção precisa e rápida de faltas de fase em sistemas de distribuição de energia elétrica é essencial para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema. Este trabalho apresentou uma ferramenta de apoio à decisão que utiliza dados de medidores inteligentes para identificar faltas de fase, reduzindo significativamente o tempo de localização e restabelecimento da energia. A metodologia proposta foi validada com dados reais, demonstrando uma redução de mais de 98% no tempo de identificação do trecho com falha e uma diminuição de aproximadamente 90% na área de inspeção. Além disso, a ferramenta contribuiu para a redução dos indicadores de continuidade de fornecimento e dos custos operacionais. A implementação desta solução alinha-se ao paradigma das *Smart Grids*, promovendo maior eficiência, confiabilidade e sustentabilidade na operação das redes de distribuição de energia elétrica.

A detecção precisa e rápida de faltas de fase em sistemas de distribuição de energia elétrica é essencial para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema. A ferramenta de apoio à decisão proposta neste trabalho representa uma contribuição inovadora para a detecção precisa e rápida de faltas de fase, impactando diretamente na confiabilidade e segurança do sistema de distribuição de energia elétrica. A metodologia proposta foi validada com dados reais, demonstrando uma redução de mais de 98% no tempo de identificação do trecho com falha e uma diminuição de aproximadamente 90% na área de inspeção. Consequentemente, observou-se uma redução significativa nos indicadores DEC e DMIC, comprovando o impacto positivo na continuidade do fornecimento de energia. A implementação desta solução se alinha ao paradigma das *Smart Grids*, promovendo maior eficiência, confiabilidade, sustentabilidade e flexibilidade na operação das redes de distribuição de energia elétrica, além de permitir uma melhor gestão dos recursos e integração de novas tecnologias.

Trabalhos futuros abordarão a expansão da ferramenta para a detecção em tempo real da operação de dispositivos de proteção, mesmo aqueles não integrados ao SCADA. Essa funcionalidade permitirá a identificação automática de faltas de energia e a atuação proativa da sala de controle, agilizando o processo de isolamento da falha e restabelecimento da energia, minimizando os impactos para os consumidores. Com a detecção em tempo real, a ferramenta poderá auxiliar na tomada de decisão em diferentes cenários de faltas, independentemente da disponibilidade de reclamações de clientes, otimizando a resposta das equipes de campo e reduzindo o tempo de interrupção do serviço. Além da detecção em tempo real, trabalhos futuros também explorarão a integração da ferramenta com sistemas de automação e controle, visando a autonomia na tomada de decisão e melhoria da resiliência do sistema de distribuição. A análise preditiva de falhas e a otimização da manutenção da rede também serão investigadas como futuros aprimoramentos da solução.

4. Referências bibliográficas

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. IEEE Power and Energy Magazine, v. 3, n. 5, p. 34-41, 2005.

1. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro. Brasília, DF, 2024a. Relatório Técnico.
2. ANG, X.; MISRA, S.; CATALÃO, J. P. S.; WANG, W. Smart grid - The new and improved power grid: A survey. IEEE Communications Surveys & Tutorials, v. 24, n. 4, p. 2139-2180, 4º trim. 2022.
3. BARAN, M.; WU, F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.
4. BLACKBURN, J. Protective Relaying: Principles and Applications. 3. ed. Boca Raton: CRC press, 2014.
5. CAVRARO, G.; BERNSTEIN, A.; KEKATOS, V. Phase identification of distribution system users through a MILP extension of state estimation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 35, n. 2, p. 1325-1334, mar. 2020.
6. CIGRÉ Working Group C6.22. Distribution System Automation Handbook. Paris: Cigré, 2015.
7. DEPURU, S. S. R. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 6, p. 2736-2742, ago. 2011.
8. DME - Distribuidora de Energia. Especificação Técnica Medidor Inteligente de Energia com Comunicação Certificada. Rio de Janeiro, RJ, 2024. Documento Técnico.
9. FAN, Z.; KULKARNI, P.; GUNGOR, V. C.; SOORIYABANDARA, M. Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 9, n. 1, p. 238-246, fev. 2013.
10. FAN, Z.; WEHBE, M. Extended real-time analysis for distribution system security. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 1, p. 119-127, 2014.
11. FANG, X.; MISRA, S.; XUE, G.; YANG, D. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. IEEE Communications Surveys & Tutorials, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2013.
12. FARHANGI, H. The path of the smart grid. IEEE power and energy magazine, v. 8, n. 1, p. 18-28, 2010.
13. GJERMUNDRØD, H.; IOVANELLI, M.; GENOVESE, F. Smart grid technologies and applications: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 81, p. 1943-196, 2018.
14. GOMES, F. J.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J.; VINAGRE, M. P. A Survey on Microgrids: Classification, Characterization, and Deployment. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 91, p. 44-61, 2018.
15. GONEN, T. Electric Power Distribution System Engineering. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012.
16. GUNGOR, V. C.; HANCKE, G. P.; HANCKE Jr., G. P. Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 57, n. 10, p. 3577-3584, 2010.
17. GÜNGÖR, V. C.; SAHIN, D.; KOCAK, T.; ERGUT, S.; BUCCELIA, C.; CECATI, C.; HANCKE, G. P. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 7, n. 4, p. 529-539, nov. 2011.
18. HE, Y.; HAYES, B.; BURT, G. A Survey on the Applications of Smart Meters in the Control and Optimization of Power Grids to Support a Smooth Energy Transition towards the Renewable Energy Future. Energies, v. 16, n. 1, p. 345, 2023.
19. KEZUNOVIC, M.; IOVANELLI, M.; GENOVESE, F. Smart distribution applications and benefits. Proceedings of the IEEE, v. 104, n. 4, p. 801-819, 2016.
- 20.

- KHODR, H. M.; OLSINA, F.; DE OLIVEIRA-DE JESUS, P.; YUSTA, J. M. A comprehensive review of service restoration strategies in power distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 3, p. 1522-1532, 2011.
21. MAHMOOD, A.; KHAN, R. A.; RAZZAQ, S. Smart meter data analytics in the advanced metering infrastructure: Foundations, applications, and research directions. *IEEE Access*, v. 7, p. 27140-27177, 2019.
22. MOHSIN, S. M. et al. Smart metering for power distribution system operation - Enhancement and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, p. 1174-1184, 2018.
23. SBA. (2024). Metodologia para Teste e Classificação de Medidores Inteligentes para Aplicações de Redes Elétricas Inteligentes.
24. SHORT, T. *Electric Power Distribution Handbook*. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.
25. SUN, H.; GUO, Q.; PAN, Z.; ZHANG, J.; LI, H. Review of challenges and research opportunities for service restoration in smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 740–751, 2013.
26. SUN, H.; GUO, Q.; ZHANG, B.; WANG, J.; HE, Z. Master-Slave-Based Distributed Coordinated Control for Service Restoration in Microgrids. *Energies*, v. 6, n. 3, p. 1352-1372, 2013.
27. WANG, L.; DEPURU, S. S. S. R. R.; WANG, T.; DEVABHAKTUNI, V. K. A Comprehensive Review of Smart Meter Data Analytics. In: 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (Smart-GridComm). Veneza, Itália: IEEE, 2014. p. 252-257.
28. WENG, Y.; NEUMAN, F.; DANIEL, E. Strategies for service restoration in power distribution systems with networked microgrids. *Electric Power Systems Research*, 143, 667–677, 2017.
29. ZIEGLER, R.; SUMMERS, T. *Protective Relaying Principles and Applications*. 3rd ed. New York: McGraw-Hill, 2004.