



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO VÍTOR BAZZAN DE FREITAS

**ANÁLISE COMPARATIVA DOS INDICADORES DE SERVIÇO DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS ALIMENTADORES COM E SEM
SELF-HEALING**

FORTALEZA

2023

JOÃO VÍTOR BAZZAN DE FREITAS

ANÁLISE COMPARATIVA DOS INDICADORES DE SERVIÇO DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS ALIMENTADORES COM E SEM
SELF-HEALING

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado
Sampaio

Coorientador: Eng.º Daniel Rebouças Ja-
guaribe

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- F936a Freitas, João Vítor Bazzan de.
Análise comparativa dos indicadores de serviço de uma distribuidora de energia elétrica nos alimentadores com e sem self-healing / João Vítor Bazzan de Freitas. – 2023.
74 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
1. Self-healing. 2. Redes elétricas inteligentes. 3. Distribuição. 4. Indicadores de desempenho. 5. Automação. I. Título.

CDD 621.3

JOÃO VÍTOR BAZZAN DE FREITAS

ANÁLISE COMPARATIVA DOS INDICADORES DE SERVIÇO DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS ALIMENTADORES COM E SEM
SELF-HEALING

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng.º Daniel Rebouças Jaguaribe (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe Simone Licks Bazzan

Ao meu pai Dimitri Jorge Gewehr de Freitas

À minha avó Lori Magdalena de Freitas

À minha avó Regina Maura Lemos Cruz e

Ao meu avô Fernando Eugênio de Andrade Cruz

AGRADECIMENTOS

A Deus por Sua orientação e proteção ao longo do caminho.

A minha mãe, minha maior fonte de apoio, compreensão e confiança.

Ao meu pai, por sua constante confiança em minhas decisões.

Aos meus avós, que sempre acreditaram em mim, torceram por mim e elevaram suas preces em meu nome.

Aos meus tios e tias, que me incentivaram desde a infância e serviram como excelentes exemplos.

À minha amiga e tia do coração, Paula, pela sua amizade, cumplicidade e lembrança constante.

À minha namorada, Bruna, por seu inestimável apoio, infinita paciência e profundo companheirismo.

À minha sogra, Diana, pela atenção e constante disposição para ajudar.

A todos os amigos da Enel, que me proporcionaram a paixão por este assunto e me ajudaram a concluir este trabalho.

Ao Daniel, meu coorientador, que me guiou, ouviu e sempre me incentivou.

Ao Professor e Orientador Raimundo, que tornou este trabalho possível.

Aos amigos que ofereceram momentos de descontração, tornando possível a continuidade da escrita.

A todos vocês, o meu mais profundo e sincero agradecimento. Suas contribuições foram essenciais para o meu percurso e para a realização deste trabalho.

"Até aqui nos ajudou o Senhor."

(1 Samuel 7:12)

RESUMO

A crescente demanda por energia elétrica e a necessidade de garantir fornecimento contínuo e confiável levaram a indústria elétrica a buscar soluções inovadoras para melhorar a eficiência e a confiabilidade das redes de distribuição. Nesse contexto, o *Self-healing* surge como uma técnica promissora junto com o conceito de Redes elétricas inteligentes. O *Self-healing* consiste na aplicação de processos de automação para detectar e corrigir falhas na rede de distribuição de energia elétrica de forma rápida e autônoma, sem a necessidade de intervenção humana. A justificativa para a implementação do *Self-healing* está relacionada à necessidade das concessionárias de energia elétrica de manterem seus indicadores de desempenho em conformidade com as metas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a fim de evitar penalidades financeiras. O *Self-healing* contribui para a redução de custos operacionais e a minimização das interrupções no fornecimento de energia. O estudo se concentra em analisar o impacto da implementação do *Self-healing* em uma rede de distribuição de energia elétrica. Os objetivos específicos incluem a investigação das melhorias observadas nos indicadores de desempenho da rede após a adoção do *Self-healing*, a comparação entre manobras realizadas por operadores humanos e aquelas executadas pelo *Self-healing*, e a compreensão abrangente de como o *Self-healing* aprimora a confiabilidade, resiliência e eficiência operacional da infraestrutura de distribuição de energia elétrica. As conclusões do estudo destacam que a implementação do *Self-healing* resultou em melhorias significativas nos indicadores de desempenho da rede de distribuição, especialmente nos alimentadores com histórico mais pronunciado de defeitos, conferindo-lhes maior estabilidade e homogeneidade. A pesquisa revela que, após a adoção do *Self-healing*, o DEC médio de 63% dos alimentadores no estado do Ceará apresentou uma melhoria notável, com uma redução média de 11% no DEC. Além disso, observou-se que, no período de 2019 a 2022, o DEC médio dos alimentadores com *Self-healing* vem se aproximando gradualmente daqueles sem essa tecnologia, diminuindo a diferença de 130% em 2019 para menos de 20% em 2022. Outro resultado relevante demonstra que os alimentadores equipados com *Self-healing* tendem a experimentar uma redução mais expressiva no DEC em comparação com seus pares. Por fim, ao analisar o alimentador específico GRM01M5, nota-se que a implementação do *Self-healing* quebrou a tendência de crescimento do DEC desse alimentador.

Palavras-chave: Self-healing; Redes elétricas inteligentes; Distribuição; Indicadores de desempenho; Automação.

ABSTRACT

The growing demand for electrical energy and the need to ensure continuous and reliable supply have led the electrical industry to seek innovative solutions to improve the efficiency and reliability of distribution networks. In this context, *Self-healing* emerges as a promising technique along with the concept of Smart Grids. *Self-healing* involves the application of automation processes to quickly and autonomously detect and correct faults in the electrical distribution network without the need for human intervention. The rationale for implementing *Self-healing* is related to the need for electric utilities to maintain their performance indicators in compliance with the goals set by the National Electric Energy Agency (ANEEL), to avoid financial penalties and reparations to consumers. *Self-healing* contributes to reducing operational costs and minimizing interruptions in power supply. The study focuses on analyzing the impact of *Self-healing* implementation in an electrical distribution network. Specific objectives include investigating the improvements observed in network performance indicators after the adoption of *Self-healing*, comparing maneuvers performed by human operators and those executed by *Self-healing*, and comprehensively understanding how *Self-healing* enhances the reliability, resilience, and operational efficiency of the electrical distribution infrastructure. The study's conclusions highlight that the implementation of *Self-healing* has resulted in significant improvements in distribution network performance indicators, especially in feeders with a more pronounced history of defects, providing them with greater stability and homogeneity. The research reveals that, after the adoption of *Self-healing*, the average System Average Interruption Duration Index (SAIDI) of 63% of the feeders in the state of Ceará showed a notable improvement, with an average reduction of 11%. Additionally, it was observed that, from 2019 to 2022, the average SAIDI of feeders with *Self-healing* has been gradually approaching those without this technology, reducing the difference from 130% in 2019 to less than 20% in 2022. Another relevant result demonstrates that feeders equipped with *Self-healing* tend to experience a more significant reduction in SAIDI compared to their counterparts. Finally, when analyzing the specific feeder GRM01M5, it is noted that the implementation of *Self-healing* broke the increasing trend in the SAIDI of this feeder.

Keywords: Self-healing; Smart Grids; Distribution; Performance indicators; Automation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – O Sistema Elétrico brasileiro.	20
Figura 2 – Alimentadores da subestação Aldeota.	21
Figura 3 – Alimentador ADT01L1 (subestação Aldeota).	23
Figura 4 – Alimentador BCR01C2 Simplificado.	25
Figura 5 – Arquitetura de um sistema SCADA.	30
Figura 6 – Religador automático instalado em uma subestação.	32
Figura 7 – Chave telecomandada <i>Schneider</i>	34
Figura 8 – Rede Elétrica Inteligente.	35
Figura 9 – Exemplo <i>Grid e Tie</i>	37
Figura 10 – Rede de distribuição em pleno funcionamento.	41
Figura 11 – Rede de distribuição em caso de defeito.	42
Figura 12 – Rede de distribuição após a recomposição.	42
Figura 13 – Mapa dos regionais adotados pela ENEL-CE.	47
Figura 14 – DEC por ano no estado do Ceará.	48
Figura 15 – Exemplo de análise da média do DEC antes e depois da implantação do <i>Self-healing</i>	49
Figura 16 – Exemplo de análise da média do DEC ao longo dos anos	50
Figura 17 – Alimentador GRM01M5.	52
Figura 18 – Alimentador GRM01M5 Simplificado.	53
Figura 19 – Alimentador GRM01M4.	54
Figura 20 – Alimentador GRM01M4 Simplificado.	55
Figura 21 – DEC médio após a implantação do <i>Self-healing</i>	57
Figura 22 – DEC médio antes e depois do <i>Self-healing</i>	58
Figura 23 – DEC ano a ano e diferença percentual entre as médias dos alimentadores com e sem <i>Self-healing</i>	59
Figura 24 – Variação absoluta do DEC ao longo dos anos.	60
Figura 25 – Média das variações absolutas do DEC ao longo dos anos.	61
Figura 26 – Variação percentual do DEC ao longo dos anos.	62
Figura 27 – Média das variações percentuais do DEC ao longo dos anos.	62
Figura 28 – DEC por ano do alimentador GRM01M5.	63

Figura 29 – Comparação do DEC médio no GRM01M5 antes e depois da implantação do <i>Self-healing</i>	64
Figura 30 – Variação percentual do DEC de 2022 para 2023.	65
Figura 31 – Situação do alimentador após a atuação do religador DF1176.	66
Figura 32 – Situação do alimentador após a manobra realizada pelo <i>Self-healing</i>	67
Figura 33 – Situação do alimentador após a primeira manobra realizada pelo COD.	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Índices de Compensação de Continuidade.	16
Quadro 2 – Manobras esperadas para cada região do alimentador.	26
Quadro 3 – Possíveis encontros que podem ser utilizados como recursos de manobra.	27
Quadro 4 – Tipos de <i>Self-healing</i>	39
Quadro 5 – Índices de Continuidade.	43
Quadro 6 – Bases utilizadas na coleta de dados	44
Quadro 7 – Tipos de equipamentos.	45
Quadro 8 – Tipos de defeitos.	46
Quadro 9 – Alimentadores do estado do Ceará.	47
Quadro 10 – DEC por ano dos alimentadores A e B.	51
Quadro 11 – DEC médio por ano dos alimentadores com e sem <i>Self-healing</i>	58
Quadro 12 – Variação anual média absoluta dos alimentadores com e sem <i>Self-healing</i>	60
Quadro 13 – Variação anual média percentual dos alimentadores com e sem <i>Self-healing</i>	61
Quadro 14 – Manobras executadas durante a primeira incidência no alimentador.	66
Quadro 15 – Manobras executadas durante a segunda incidência no alimentador.	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CHI	Consumidor Hora Interrompido
COD	Centro de Operações da Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DGC	Desempenho Global de Continuidade
ENEL-CE	Enel Distribuição Ceará
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
IHMs	Interfaces homem-máquina
MT	Média Tensão
N.A	Normalmente Abertas
N.F	Normalmente Fechados
OAP	Ordem de Ajuste da Proteção
Prodist	Regras e Procedimentos de Distribuição
RD	Redes de Distribuição
REI	Rede Elétrica Inteligente
SCADA	Controle Supervisório e Aquisição de Dados
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SH	Self-healing
TLC	Telecontrole

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos	16
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>16</i>
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
1.3	Hipótese	17
1.4	Estrutura do trabalho	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Sistema de distribuição	19
2.2	Alimentadores	19
<i>2.2.1</i>	<i>Topologia</i>	<i>21</i>
<i>2.2.1.1</i>	<i>Radial</i>	<i>21</i>
<i>2.2.1.2</i>	<i>Radial com recurso</i>	<i>22</i>
<i>2.2.1.3</i>	<i>Malhada</i>	<i>22</i>
<i>2.2.1.4</i>	<i>Configuração adotada</i>	<i>22</i>
2.3	Os encontros entre alimentadores	23
2.4	As manobras de transferência de cargas	24
2.5	Indicadores de desempenho	27
<i>2.5.1</i>	<i>Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica</i>	<i>27</i>
2.6	Automação do sistema de distribuição	29
2.7	Equipamentos e componentes partes da automação do sistema	31
<i>2.7.1</i>	<i>Religadores automáticos</i>	<i>31</i>
<i>2.7.2</i>	<i>Chaves telecontroladas</i>	<i>33</i>
2.8	Redes elétricas inteligentes	34
2.9	Self-healing	36
<i>2.9.1</i>	<i>Princípio de funcionamento do Self-healing</i>	<i>38</i>
3	METODOLOGIA	43
3.1	Coleta de dados	43
3.2	Análise global dos indicadores	46

3.2.1	<i>Análise das médias dos indicadores antes e depois da implantação do Self-healing</i>	48
3.2.2	<i>Análise das médias dos indicadores por ano</i>	49
3.2.3	<i>Análise das variações dos indicadores por ano</i>	50
3.3	Análise para um alimentador específico	52
4	RESULTADOS	56
4.1	Resultados das análises globais dos indicadores	56
4.1.1	<i>Resultados da análise das médias dos indicadores antes e depois da implantação do Self-healing</i>	57
4.1.2	<i>Resultados da análise das médias dos indicadores ano a ano</i>	58
4.1.3	<i>Resultados da análise das variações médias dos indicadores por ano</i>	60
4.2	Resultados da análise para um alimentador específico	63
4.3	Análise de uma ocorrência real no alimentador	65
4.3.1	<i>Primeira incidência</i>	65
4.3.2	<i>Segunda incidência</i>	68
5	CONCLUSÕES	71
5.1	Limitações e trabalhos futuros	72
	REFERÊNCIAS	74

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica e a necessidade de garantir seu fornecimento contínuo e confiável têm motivado a indústria elétrica a buscar soluções inovadoras para melhorar a eficiência e a confiabilidade das redes de distribuição. Nesse contexto, equipamentos e técnicas de automação da rede surgem como uma abordagem para lidar com os desafios enfrentados pelas distribuidoras de energia elétrica (BINI; GONÇALVES, 2021).

Diante desse cenário, torna-se fundamental investir em soluções que possam minimizar os impactos das interrupções de energia elétrica e reduzir o tempo de restauração do serviço. Uma das técnicas promissoras nesse contexto é o *Self-healing*, que consiste na aplicação de processos de automação para detectar e corrigir falhas na rede de distribuição de energia elétrica de forma rápida e autônoma, sem a necessidade de intervenção humana (FERRAZ; CARVALHO, 2022).

1.1 Justificativa

Conforme mencionado por (ZIMMER; JUNIOR, 2014), as concessionárias de energia elétrica têm a responsabilidade de manter seus indicadores de desempenho em conformidade com as metas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Isso é essencial para evitar penalidades financeiras e reparações aos consumidores. A cada ano, essas metas e padrões tornam-se mais exigentes e rigorosos, o que leva as empresas a aumentar ainda mais seus investimentos nas redes de distribuição. As técnicas de automação em especial, desempenham um papel fundamental na redução dos custos operacionais e na minimização das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Em 2022, a Enel Distribuição Ceará (ENEL-CE) enfrentou desafios em relação aos seus indicadores de desempenho. A distribuidora ficou dentro da meta estabelecida pela ANEEL. No entanto, quando comparado com a líder do setor, a CPFL Santa Cruz, que obteve indicadores melhores no mesmo período, fica evidente que a ENEL-CE teve um desempenho inferior. Isso sugere que a CPFL implementou medidas mais eficazes, como investimentos em manutenção, modernização e automação, para manter as interrupções no fornecimento de energia em níveis muito mais baixos do que a ENEL-CE, proporcionando um serviço mais confiável aos consumidores. Em 2022 ainda, a ENEL-CE também teve que pagar compensações devido a interrupções no fornecimento de energia aos clientes, conforme pode ser visto no Quadro 1.

O Quadro 1 demonstra as indenizações por interrupção de clientes que a Enel teve que pagar em 2022. Este é dividido entre Quantidades das compensações e Valor das compensações em reais. O Quadro ainda é dividido quanto às interrupções que ultrapassaram os limites mensais, trimestrais e anuais, bem como aquelas que chegaram a um nível chamado crítico que será melhor detalhado na Subseção 2.5.1. Percebe-se que ao todo, a Enel teve que pagar mais de 27 milhões de reais para quase 1 milhão de clientes.

Quadro 1 – Índices de Compensação de Continuidade.

Região NORDESTE					
ENEL-CE - 2022					
Compensações	Interrupção			Crítico	Total
	Mensais	Trimestrais	Anuais	Mensais	
Quantidade das compensações	986.710	0	0	5.779	992.489
Valor das compensações (R\$)	27.725.281,04	0,00	0,00	120.101,58	27.845.382,62

Fonte: (ANEEL, 2022).

Nota: Adaptado pelo autor.

O processo de restauração pode ser realizado de duas maneiras distintas: manualmente, através de equipes de campo, ou automaticamente, utilizando equipamentos telecomandados integrados à rede. Nesse contexto, surgiu o conceito de "Redes inteligentes" para descrever o comportamento desejado dessa nova infraestrutura. Dentre as características essenciais de uma rede inteligente, destaca-se a capacidade de autorrecuperação, também conhecida pelo termo em inglês "*Self-healing*," que contribui significativamente para aprimorar a confiabilidade do sistema (ZAKIEL-SHARAFY; FARAG, 2016).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O propósito central deste estudo reside na análise do impacto tangível resultante da implementação da técnica de *Self-healing* em uma rede de distribuição.

1.2.2 Objetivos específicos

O presente trabalho tem como objetivos específicos:

- Investigar as melhorias observadas nos indicadores de desempenho da rede após a adoção dessa abordagem.

- Investigar as melhorias observadas nos indicadores de desempenho de um alimentador após a implementação do *Self-healing*.
- Comparar uma sequência de manobras realizada por um operador do centro de operações com a realizada pelo *Self-healing* no mesmo trecho.
- Obter uma compreensão abrangente e embasada sobre como a aplicação do *Self-healing* efetivamente aprimora a confiabilidade, a resiliência e a eficiência operacional da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, bem como sob quais circunstâncias a melhoria dada pela implementação é mais significativa.

1.3 Hipótese

Sabe-se que as máquinas demonstram superioridade quando os parâmetros envolvidos estão bem definidos. A vantagem reside na capacidade de executar cálculos complexos e processar informações a uma velocidade superior. Além disso, destaca-se habilidade das máquinas em operar com consistência e ausência de erros, desde que sejam fornecidas instruções precisas e coerentes.

Nesse contexto, a aplicação de processos de automação nas redes de distribuição de energia elétrica demonstra um potencial benéfico, uma vez que o fator de tempo associado à tomada de decisão humana passa a ser uma variável negligenciável. Isso, por sua vez, culmina em uma resposta mais rápida e precisa no que concerne à recomposição da rede de distribuição de energia, fortalecendo substancialmente a sua resiliência operacional e minimizando os impactos de falhas e interrupções no fornecimento elétrico.

É razoável antecipar melhorias significativas nos indicadores de desempenho após a introdução do sistema de *Self-healing* nas redes de distribuição. Para avaliar esse impacto, foram realizadas comparações abrangentes envolvendo alimentadores com e sem a implementação do *Self-healing*. Além disso, foram analisados os indicadores de desempenho de um alimentador específico antes e depois da implementação do *Self-healing*. Adicionalmente, estendeu-se a análise para um escopo mais amplo, considerando vários alimentadores em conjunto.

Ao conduzir essa análise comparativa, busca-se quantificar as melhorias alcançadas em termos de confiabilidade, resiliência e eficiência operacional da rede de distribuição elétrica. Comparou-se métricas-chave, como a frequência e duração das interrupções de energia, a rapidez na restauração do serviço, a redução de falhas não programadas e a capacidade de isolamento e correção de problemas.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, abordou-se o embasamento teórico relacionado ao sistema de distribuição de energia elétrica. Exploramos conceitos fundamentais, tais como a definição de alimentadores, as diversas topologias que podem ser encontradas na rede, a configuração específica alvo deste estudo, uma descrição dos equipamentos presentes na rede e a explicação das manobras que ocorrem entre os alimentadores.
- No Capítulo 3, são discutidas as fontes de dados utilizadas para análise, juntamente com as metodologias empregadas no cálculo e na visualização dos resultados. É detalhado minuciosamente o processo de aquisição e tratamento dos dados, destacando os principais fatores que constituem o foco central da análise realizada.
- No Capítulo 4, adentrou-se em uma análise detalhada dos resultados obtidos no capítulo anterior (Capítulo 3), promovendo uma comparação abrangente entre as diferentes constatações.
- No Capítulo 5, apresentou-se conclusões e ofereceu-se sugestões para trabalhos futuros que possam enriquecer ainda mais a linha de pesquisa neste campo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo de fundamentação teórica busca estabelecer os alicerces conceituais necessários para compreender a análise que será realizada na metodologia e os resultados que serão apresentados neste estudo. Para alcançar este objetivo, é fundamental compreender os elementos que compõem o Sistema de Distribuição e os dispositivos de controle que desempenham um papel crucial na automação e melhoria da confiabilidade do fornecimento de energia.

À medida que exploramos este capítulo de fundamentação teórica, são abordados os conceitos relacionados aos alimentadores, suas topologias, os encontros estratégicos entre eles, as manobras de transferência de cargas, os indicadores e, por fim, o próprio conceito de *Self-healing*. Estes elementos formam o arcabouço teórico que possibilita a compreensão da aplicação prática e dos impactos dessa técnica inovadora em uma Rede de Distribuição (RD) de energia.

A compreensão dos princípios teóricos aqui apresentados é crucial para uma análise informada e detalhada do impacto da técnica de *Self-healing* nas RD de energia elétrica. Conseqüentemente, este capítulo estabelece as bases conceituais necessárias para as análises e resultados que serão abordados nas seções subsequentes deste trabalho.

2.1 Sistema de distribuição

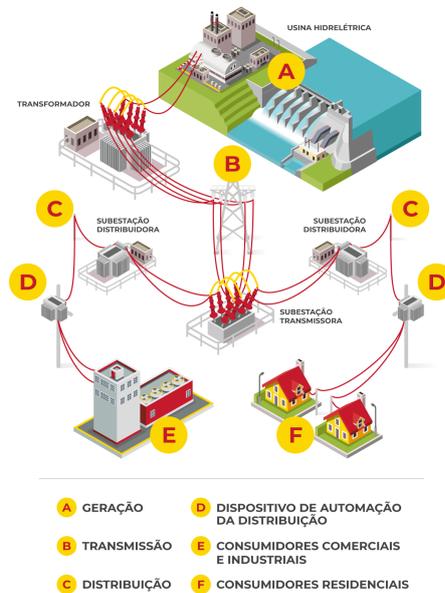
O Sistema Elétrico de Potência (SEP), compreende o conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As fronteiras que delimitam o Sistema de Distribuição são dadas pela Subestação de Distribuição (SED) e pelo consumidor final. Sendo assim, o Sistema de Distribuição é a parte final do trajeto da energia elétrica. Este conceito está representado na Figura 1.

As distribuidoras são responsáveis pelo fornecimento de energia aos centros urbanos e às áreas rurais, atendendo desde consumidores residenciais a grandes indústrias. O sistema é constituído por SEDs, alimentadores ou RDs, transformadores, equipamentos de proteção, equipamentos de manobra, dentre outros (VAZ, 2017).

2.2 Alimentadores

A partir da SED, a rede se ramifica em uma rede de alimentação primária em Média Tensão (MT) e uma rede de alimentação secundária em Baixa Tensão (BT). O ponto inicial do

Figura 1 – O Sistema Elétrico brasileiro.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Balanço Energético Nacional 2020 - Ano base 2019. Relatório Síntese.

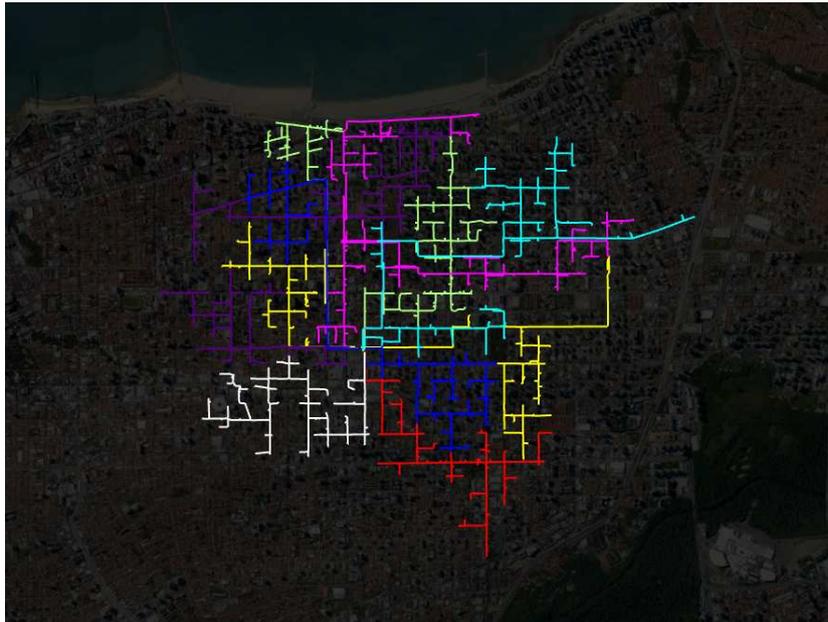
alimentador é marcado por um dispositivo chamado religador, localizado dentro da SED, que inicia a linha de distribuição de MT. Esse religador inicial do alimentador, situado dentro da SED, é conhecido como "religador de cabeceira" (LIMA, 2019).

A rede de alimentação primária, conforme descrito por (ABRADEE, 2015), é intrinsecamente entrelaçada com a topografia das áreas urbanas, estendendo-se por ruas e avenidas para estabelecer conexões físicas entre o sistema de transmissão e até mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, garantindo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

Na Figura 2, estão representados todos os alimentadores da SED Aldeota, operada pela empresa ENEL-CE. Na ilustração, os alimentadores são categorizados por cores distintas, cada uma correspondendo a um alimentador diferente. É notável que esses alimentadores seguem a topografia urbana de cidades, especialmente nas áreas densamente povoadas, como é o caso de Fortaleza, no estado do Ceará.

Observa-se que a topologia retratada inclui várias seções onde os alimentadores se interconectam, muitas vezes a certa distância da SED principal. É importante mencionar que esta representação não abrange os alimentadores provenientes de outras subestações vizinhas, que também se conectam aos alimentadores da Aldeota. Além disso, é possível identificar seções em que um mesmo alimentador se conecta a si mesmo, criando configurações em forma de anel. Também são visíveis trechos em que dois ou mais alimentadores de MT compartilham o mesmo

Figura 2 – Alimentadores da subestação Aldeota.



Fonte: Elaborado pelo autor.

poste ou via, formando circuitos duplos ou triplos.

Conforme apresentado, os alimentadores elétricos podem adotar diversas topologias, com as principais classificações incluindo redes radiais, redes radiais com recurso (redundância) e redes malhadas, entre outras configurações. A seguir, são detalhados esses três tipos de rede. É relevante ressaltar que essas três topologias podem ser implementadas tanto em estruturas aéreas, que são mais comuns, quanto em trechos subterrâneos, embora estes últimos sejam menos frequentes. Além disso, em um mesmo alimentador, não é incomum encontrar uma combinação de trechos subterrâneos e aéreos (KAGAN *et al.*, 2005).

2.2.1 Topologia

2.2.1.1 Radial

A topologia radial é um arranjo de sistema de distribuição elétrica em que há apenas um único caminho de fornecimento de energia elétrica, que se estende da SED (ou ponto de alimentação principal) até os consumidores. Nesse arranjo, se ocorrer uma interrupção ou falha em qualquer ponto desse caminho, resultará na interrupção do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores localizados após o ponto de interrupção. Portanto, a característica principal da topologia radial é a falta de redundância, o que a torna mais suscetível a interrupções e falhas, comprometendo a confiabilidade do sistema. Essa topologia é comumente utilizada em

áreas de baixa densidade de carga, como em áreas rurais, devido ao seu menor custo e maior simplicidade de planejamento, construção e operação (BROWN, 2017).

2.2.1.2 *Radial com recurso*

A topologia radial com recurso é uma configuração de sistema de distribuição elétrica que possui características semelhantes à topologia radial, com a diferença de que inclui a adição de alimentadores secundários e mecanismos de comutação, como chaves Normalmente Abertas (N.A).

Nessa topologia, há dois ou mais alimentadores interligados por chaves N.A. Essas chaves têm a função de transferir cargas entre os alimentadores adjacentes em caso de falhas, como interrupções na rede elétrica. Isso aumenta a confiabilidade do sistema, permitindo isolar a seção com defeito e transferir a carga para os alimentadores adjacentes que estão operacionais.

Essa configuração também pode ser utilizada durante a manutenção da rede elétrica. A capacidade de comutar os alimentadores e isolar partes afetadas pelas falhas garante a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, reduzindo o tempo de interrupção do serviço (BROWN, 2017).

2.2.1.3 *Malhada*

Uma topologia malhada, também conhecida como topologia de rede em malha, é um tipo de configuração de rede elétrica em que os componentes da rede, estão interconectados de maneira redundante, formando múltiplos caminhos de conexão entre os pontos de carga e fontes de energia. Essa topologia é caracterizada por sua alta confiabilidade e capacidade de continuidade de serviço, uma vez que, em caso de falha em uma parte da rede, o sistema pode continuar operando utilizando caminhos alternativos.

A aplicação de redes de topologia malhada é comum em áreas de grande densidade de cargas, o que significa que essa configuração é utilizada quando é essencial garantir um fornecimento confiável de energia elétrica em regiões com alta demanda (BROWN, 2017).

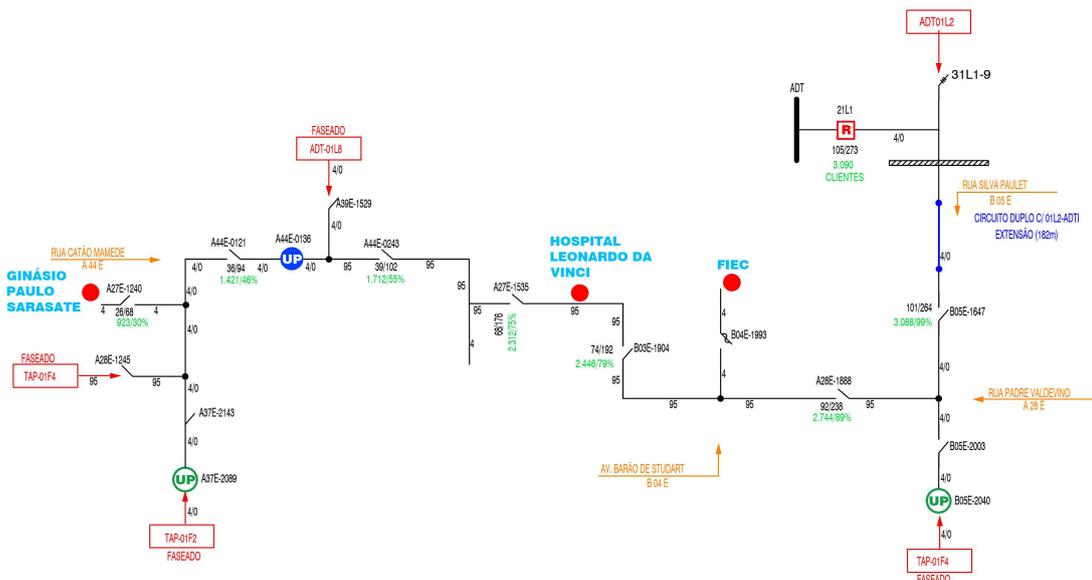
2.2.1.4 *Configuração adotada*

A topologia mais comumente empregada na RD de MT do Brasil é a radial simples (CARVALHO, 2006). No entanto, como já mencionado anteriormente, em RD mais complexas,

especialmente em áreas densamente povoadas, como grandes cidades, a grande maioria dos alimentadores é apresentada em uma topologia radial com recurso.

Na Figura 3, pode-se visualizar o diagrama unifilar de um alimentador específico da SED Aldeota (ADT01L1). É notável a presença da característica radial com recursos, onde predomina um eixo com um fluxo de potência bem definido e ramificações que conectam-se a outros alimentadores em suas extremidades.

Figura 3 – Alimentador ADT01L1 (subestação Aldeota).



Fonte: ENEL-CE.

Além disso, este diagrama apresenta vários equipamentos essenciais na RD, incluindo religadores (notando-se apenas o de cabeceira), chaves seccionadoras, chaves telecontroladas e chaves fusíveis. É também possível observar a indicação dos tipos e diâmetro dos condutores ao longo de todo o alimentador e a presença de circuito duplo, uma informação de extrema importância para a realização de manobras de transferência de cargas.

2.3 Os encontros entre alimentadores

Ao considerarmos os equipamentos de proteção e seccionamento, como os Religadores e Chaves telecontroladas, que têm a capacidade de isolar a parte do sistema que apresentou falha, é crucial compreender que nem todos os clientes a jusante (após, considerando a SED como porto de partida) da falha precisam ficar sem energia. Com o objetivo de prevenir interrupções desnecessárias, são estabelecidos encontros estratégicos entre os alimentadores.

Os encontros entre alimentadores são pontos de conexão que são instalados ao longo da linha de distribuição. Esses encontros são compostos por equipamentos que permanecem abertos, mas que podem ser fechados quando necessário, permitindo a transferência de parte dos clientes de um alimentador para outro (ALMEIDA, 2000).

Essa estratégia de transferência de carga entre alimentadores por meio dos encontros é adotada para evitar a desenergização de todos os clientes a jusante da falha, minimizando, assim, o impacto nos indicadores de desempenho da companhia, como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), e aprimorando a qualidade do serviço prestado. Ao direcionar a energia para alimentadores alternativos, é possível manter o fornecimento de energia para os clientes não afetados pela falha, garantindo maior continuidade e confiabilidade do serviço.

Esses pontos de conexão entre alimentadores, ou em formato de anel no mesmo alimentador, são estabelecidos por meio de dispositivos de comutação que podem ser controlados remotamente, como nos casos de religadores e chaves telecontroladas, mas também podem ser operados manualmente, semelhante ao funcionamento das chaves seccionadoras convencionais. Este estudo se concentra especificamente nos dispositivos de comutação trifásicos controlados remotamente, uma vez que a operação manual não é empregada no contexto do *Self-healing* e está fora do escopo de análise.

2.4 As manobras de transferência de cargas

Conforme introduzido anteriormente, as manobras de transferência de cargas são ações realizadas em sistemas elétricos de distribuição para redirecionar o fluxo de energia de um alimentador para outro. Essas manobras podem ter mais de um objetivo, seja este aliviar um alimentador ou transformador que esteja sobrecarregado e outro tem capacidade disponível para absorver parte dessa carga excessiva, desligar um alimentador ou parte dele para realização de obras ou manutenções, isolar defeitos ao longo da rede e minimizar os impactos de falhas ou problemas operacionais (FONSECA, 2017).

Caso uma falha seja ocasionada em uma determinada parte da Rede de distribuição, a energia poderá ser redirecionada por meio de um caminho diferente invertendo o fluxo de eletricidade, se necessário. O fundamento básico de uma manobra é isolar o defeito e transferir o restante das cargas mantendo o mínimo possível de clientes desenergizados.

Na Figura 4, é apresentado o alimentador 01C2 da SED Barra do Ceará, o qual

Nesse cenário, o operador deve realizar testes para identificar a região do defeito. Continuando com o exemplo do religador de cabeceira na saída da SED 21C2, o defeito pode estar na região 1, 3, 4 ou 5. Para determinar a localização do defeito, o operador pode optar por abrir a Chave telecontrolada D72W0166 e tentar fechar o Religador de cabeceira 21C2. Se o religador aceitar o comando de fechamento, isso implica que o defeito está localizado a jusante da Chave telecontrolada D72W0166, ou seja, nas regiões 3, 4 ou 5, e assim suscetivamente até conseguir determinar a região exata do defeito e realizar as manobras necessárias.

Quadro 2 – Manobras esperadas para cada região do alimentador.

Origem do defeito	Proteção atuada	Deve abrir	Deve fechar
Região 1	21C2 (SED)	A85W0466	A47N3077
		D72W0166	Encontro A
Região 2	A85W0466		
Região 3	21C2 (SED)	D72W0166	21C2
		D01N0498	D32N0888
		D32N1284	Encontro B
Região 4	21C2 (SED)	D32N1284	21C2
Região 5	21C2 (SED)	D01N0498	21C2
		A73N2190	Encontro C
Região 6	A73N2190	A73N2147	A73N1627
		C76N2270	Encontro D
Região 7	A73N2190	A73N2147	A73N2190
Região 8	A73N2190	C76N2270	A73N2190
		C76N1789	C76N1715
		C96N0073	C96N0649
Região 9	A73N2190	C96N0073	A73N2190
		C96N0395	C96N0649
Região 10	C96N0395		
Região 11	C76N1789		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda em relação ao Quadro 2, é importante observar que não há manobras previstas para algumas regiões, como as regiões 2, 10 e 11. Isso significa que, se houver um defeito em uma dessas regiões e o Religador concluir o ciclo de religamento permanecendo aberto e bloqueado ao final, isso indica que o defeito é permanente, não transitório, e requer intervenção para resolução. Nesses casos, o operador não terá ações imediatas a serem tomadas.

Além disso, o Quadro 2 faz referência aos Encontros A, B, C e D. Esses encontros são representados dessa forma porque não estão vinculados a um encontro específico e podem se referir a qualquer ponto de conexão a jusante da região afetada por uma falha.

No Quadro 3, são descritos os possíveis encontros correspondentes a cada uma dessas

letras, e cabe ao operador, no momento da manobra, determinar qual encontro utilizar com base no carregamento do alimentador que receberá as cargas, bitola dos condutores e outros fatores relevantes. Percebe-se que para cada caso os encontros que podem ser utilizados, marcados com um X sempre são aqueles após o defeito.

Quadro 3 – Possíveis encontros que podem ser utilizados como recursos de manobra.

	D32N0888	A73N1627	C96N0649	C76N1715
Encontro A	X	X	X	X
Encontro B		X	X	X
Encontro C		X	X	X
Encontro D			X	X

Fonte: Elaborado pelo autor.

2.5 Indicadores de desempenho

Está evidente que é de grande interesse das distribuidoras de energia elétrica que os defeitos sejam isolados e o maior número possível de clientes sejam reenergizados o mais rápido possível. Isto, é claro, tem relação com a qualidade do serviço de fornecimento e a satisfação dos clientes, mas também visa atender a demandas específicas de órgãos regulatórios que determinam metas e limites para o tempo e frequência que cada cliente fica desenergizado ao longo de um período definido.

No Brasil, a ANEEL é o órgão regulatório responsável por fiscalizar e regulamentar as distribuidoras de energia elétrica e, para esse fim, estabeleceu as Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). O Prodist tem como objetivo estabelecer as diretrizes para o planejamento, operação e expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica no país (ANEEL, 2021).

Este estudo, concentra-se no Módulo 8 do Prodist, que tem como foco a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Mais especificamente, a atenção se volta para a seção 8.2, que aborda a Qualidade do Serviço e explora aspectos essenciais relacionados à integridade do fornecimento de energia, abrangendo indicadores relativos a interrupções, sua duração e frequência.

2.5.1 Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são estabelecidos com base na duração e frequência das interrupções. Esses indicadores individuais,

a serem detalhados a seguir, devem ser calculados para todas as unidades de consumo, centrais geradoras ou pontos de conexão.

- DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;
- DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

No cálculo desses indicadores, leva-se em conta o número de interrupções, a duração de cada interrupção e o tempo máximo de interrupção contínua. No entanto, neste estudo, o foco estará nos indicadores coletivos. Os indicadores coletivos de continuidade, a serem especificados a seguir, devem ser calculados para grupos de unidades de consumo. No caso deste estudo, cada alimentador é considerado um desses grupos.

O DEC e o FEC são dois indicadores coletivos que se originam a partir de indicadores individuais. O DEC é uma média do DIC para um grupo de unidades de consumo (alimentador), enquanto o FEC, de maneira análoga, é uma média do FIC. O cálculo desses indicadores estão apresentados nas Equações 2.1 e 2.2. É evidente que os métodos de cálculo desses indicadores são bastante semelhantes, nessas equações, *NUC* se refere ao número de Unidades Consumidoras.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (2.1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (2.2)$$

Em resumo, o DEC de um alimentador representa a média do tempo que cada cliente do grupo (alimentador) passou sem energia durante o período de referência, enquanto o FEC reflete a média da frequência (quantidade de vezes) das interrupções no fornecimento para cada cliente. Vale ressaltar que interrupções com duração inferior a 3 minutos, como mencionado em , não são consideradas nos indicadores e são classificadas como Variações Temporárias de Tensão.

Além disso, a ANEEL também calcula o Desempenho Global de Continuidade (DGC), que consiste basicamente na média aritmética simples das razões entre os valores

apurados e os limites anuais dos indicadores globais DEC e FEC das distribuidoras. Esses limites variam anualmente, o cálculo do DGC está apresentado na Equação 2.3.

$$DGC = \frac{\frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}} + \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}}}{2} \quad (2.3)$$

Por fim, há um indicador específico da ENEL-CE chamado Consumidor Hora Interrompido (CHI), que se baseia no produto da quantidade de clientes interrompidos pelo tempo em horas. É importante ressaltar que esse indicador é utilizado exclusivamente para fins de controle interno e não está sujeito a regulamentação direta. Em todos os indicadores abordados nessa seção vale a premissa de que quanto menor o indicador melhor.

2.6 Automação do sistema de distribuição

Com metas e indicadores cada vez mais rigorosos, aliados a um contexto de mercado de fornecimento de energia cada vez mais competitivo e regulamentado, torna-se imperativo para as concessionárias de energia elétrica aumentar significativamente seus investimentos na automação das redes de distribuição. Isso é essencial para aprimorar a confiabilidade do sistema e reduzir o tempo de interrupção na prestação de serviços (FALCÃO, 2012).

Falar sobre automação implica necessariamente abordar o conceito de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA). Esse sistema supervisório consiste em uma estrutura complexa composta por equipamentos, servidores, Interfaces homem-máquina (IHMs), além dos esforços computacionais e software implantado. O SCADA foi desenvolvido para facilitar a interação entre o operador responsável pelo COD e o sistema físico em si e desempenha um papel crucial no controle dos processos das redes de distribuição, sendo o responsável pela aquisição e processamento de dados (JARDINI, 1996).

A partir da implementação desses sistemas, os operadores nas salas de controle passaram a receber informações em tempo real diretamente dos equipamentos, permitindo-lhes acompanhar o estado dos equipamentos, como a abertura ou o fechamento. Além disso, esses sistemas possibilitaram a prática do telecomando, conhecido como Telecontrole (TLC), que viabiliza o envio remoto de comandos para operar dispositivos, incluindo a abertura e fechamento, bem como comandos para bloqueio, normalização e ajustes de proteções de fase e de terra (PFITSCHER *et al.*, 2013).

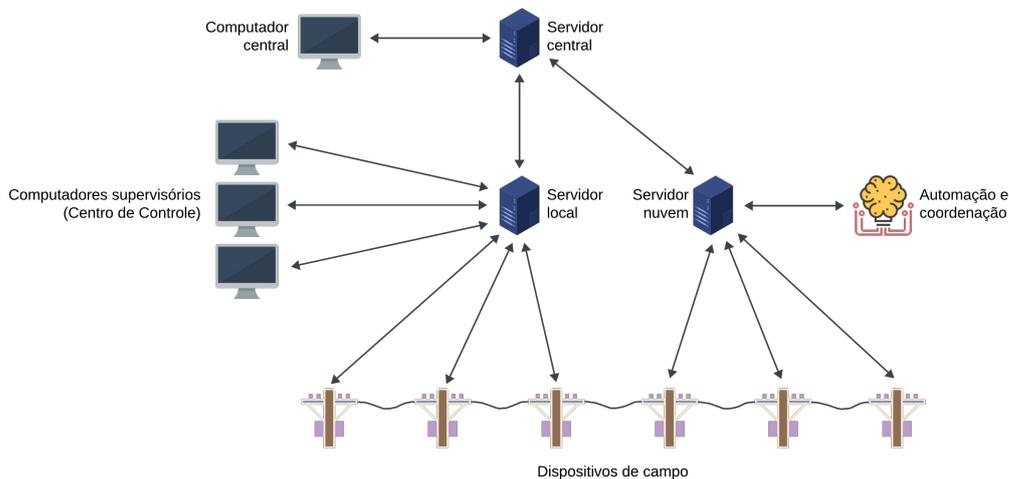
A comunicação no sistema ocorre por meio de várias tecnologias, como fibra ótica,

rádio, GPRS (dados móveis) e satélite. No entanto, um dos principais desafios enfrentados na operação é a frequente interrupção na comunicação. É comum que os dispositivos fiquem *offline* devido a sombreamentos no sinal, problemas com a operadora e outros fatores. Além disso, apesar de os relés serem equipados com baterias que permitem que continuem operando em caso de falha, exatamente no momento em que sua operação é mais crucial, existem situações em que essas baterias não funcionam conforme o esperado, levando a falhas na operação do sistema (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2017).

A Figura 5 representa a arquitetura de um sistema SCADA. Nela, observamos um computador central responsável pelo processamento de todos os dados. Além disso, há computadores supervisórios controlados pelos operadores no COD e dispositivos de campo, como sensores, equipamentos de medição, relés, chaves telecontroladas, religadores, entre outros. Ainda na Figura 5, estão representados os servidores que armazenam os dados e possibilitam a comunicação dos computadores e das técnicas de automação e coordenação como o *Self-healing* com os dispositivos de campo.

Figura 5 – Arquitetura de um sistema SCADA.

Arquitetura de um sistema SCADA



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota: Adaptado de <https://automationforum.co/different-types-of-scada-system-architecture/>.

Atualmente a ENEL-CE utiliza um sistema supervisório próprio nomeado S@C, este foi adquirido ainda quando a concessionária era estatal e permanece em utilização até os dias atuais. Outras gerências da Enel como Rio e São Paulo utilizam outros sistemas supervisórios.

2.7 Equipamentos e componentes partes da automação do sistema

A automação do Sistema Elétrico depende de um conjunto integrado de dispositivos de controle, medição e sensoriamento, operando em conjunto com sistemas de comunicação e computação. Esses componentes desempenham um papel fundamental no controle e supervisão de sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (PRAMIO, 2014).

2.7.1 Religadores automáticos

Na maioria dos casos, os curtos-circuitos que acontecem em sistemas de distribuição aérea com cabos nus são de natureza transitória. Para lidar com essas situações, existe um dispositivo chamado religador que executa automaticamente uma sequência de desligamentos e religamentos. Quando ocorre um curto-circuito, o religador desliga o circuito e, após um intervalo de tempo configurável, geralmente da ordem de segundos religa-o. Isso é feito com o objetivo de proporcionar uma alta probabilidade de que o defeito desapareça, garantindo assim a continuidade do fornecimento de energia elétrica (ALMEIDA, 2000).

Se o defeito persistir durante o processo de “disparo/religamento”, esse ciclo é repetido até atingir um número pré-determinado de tentativas consecutivas. Após esgotar as tentativas de religamento predefinidas, o mecanismo de religamento é bloqueado, mantendo o circuito em um estado aberto, que só pode ser fechado manualmente ou por controle remoto pelo operador. A Figura 6 apresenta um Religador automático trifásico instalado em uma SED. Todos os relés de comando do religador estão localizados na caixa metálica situada abaixo dele.

As funções de proteção para relés de religadores automáticos de MT abrangem um conjunto de recursos projetados para lidar com diversas falhas e condições adversas. Esses relés desempenham um papel crucial ao emitir comandos para o religador com base em medições e sensores. Abaixo, estão detalhadas as principais funções de proteção utilizadas nos relés dos religadores automáticos de MT (SEL, 2022).

1. Sobrecorrente Instantânea (Função 50): Esta função é projetada para detectar sobrecorrentes instantaneamente. Quando a corrente elétrica ultrapassa um limite (corrente de *pick-up* de fase ou neutro) definido, o relé de sobrecorrente instantânea atua imediatamente para interromper o circuito e evitar danos ao equipamento ou ao sistema. Essa função é usada para proteger contra curtos-circuitos e sobrecargas súbitas.
2. Sobrecorrente Temporizado (Função 51): A função de sobrecorrente temporizada é seme-

Figura 6 – Religador automático instalado em uma subestação.



Fonte: <https://www.proengencursos.com.br/noticia/voce-sabe-o-que-sao-religadores-automaticos-ras/>.

lhante à função de sobrecorrente instantânea, mas opera com um tempo de atraso ajustável. Ela é usada para proteger contra sobrecorrentes que não exigem uma atuação instantânea, como sobrecargas prolongadas ou desequilíbrios transitórios. O tempo de atraso pode ser ajustado para permitir uma margem antes de atuar, garantindo que o relé não responda a picos de curto prazo.

3. Sobretensão (Função 59): A função de sobretensão protege o sistema contra tensões anormais ou excessivas. Quando a tensão ultrapassa um limite estabelecido, o relé de sobretensão atua para interromper o circuito e evitar danos aos dispositivos elétricos. Essa função é importante para proteger contra surtos de tensão, como os causados por raios, e garantir a operação segura dos equipamentos.
4. Religamento (Função 79): A função de religamento é usada para tentar restaurar a alimentação elétrica após uma interrupção. Ela monitora o sistema após uma falta e tenta reconectar o circuito automaticamente após um curto período de tempo, caso a falta tenha sido transitória. Isso é útil para minimizar as interrupções no fornecimento de energia, especialmente em sistemas críticos, como os de média tensão.

Com base nas funções de proteção mencionadas, é elaborada uma Ordem de Ajuste da Proteção (OAP), que, entre outros parâmetros, define o nível de corrente de disparo (*pick-up* de fase e neutro) no qual o Religador deve entrar em ação, bem como o número de tentativas de religamento que ele deve realizar. Este número de tentativas leva em consideração os estudos

elétricos realizados para o trecho e visa preservar a coordenação entre os equipamentos e a seletividade.

Outro fator preponderante que impacta o Pick-up de fase e o número de tentativas de religamento que o religador empreenderá antes de bloquear definitivamente está intrinsecamente vinculado às características da carga que o dispositivo está servindo. Se o alimentador em questão está localizado em uma área de intensa movimentação de pedestres, torna-se mais aconselhável limitar o religador a apenas uma tentativa de religamento, minimizando assim o risco de energização acidental de qualquer possível ao solo. É importante salientar que, de acordo com os padrões adotados pela ENEL-CE, a configuração padrão dos religadores prevê a realização de 3 (três) tentativas de religamento.

Em resumo, o religador é capaz de detectar sobrecorrentes, como sobrecargas, e reagir para proteger os condutores. Além disso, ele identifica curtos-circuitos de várias naturezas, desequilíbrios de fase, fuga de corrente e outras condições adversas, tomando medidas apropriadas para manter a integridade do sistema elétrico.

2.7.2 Chaves telecontroladas

Assim como os religadores, as chaves telecontroladas também são equipamentos de extrema importância em aplicações de automação da rede, principalmente no contexto do *Self-healing*. As chaves telecontroladas, também referidas na literatura como chaves telecomandadas, são dispositivos seccionadores que podem ser controlados remotamente a partir do COD (TENFEN, 2011).

Na Figura 7, é apresentada uma chave telecontrolada da marca *Schneider Electric*, um modelo amplamente adotado em redes de distribuição de média tensão. Esta chave é projetada com uma tensão nominal de 15kV e uma corrente nominal de 630A. O dispositivo é composto por um seccionador trifásico, que fornece uma indicação mecânica clara do estado atual (aberto ou fechado). Além disso, incorpora um quadro de comunicação, permitindo o comando remoto deste equipamento.

Em termos de construção, essas chaves compartilham muitas semelhanças com os religadores automáticos, porém não possuem relés de proteção e operam apenas sob comando, seja remoto ou local. Inicialmente, essas chaves telecontroladas eram amplamente utilizadas devido ao menor custo a longo prazo em comparação com os religadores, que eram mais dispendiosos em suas implementações iniciais.

Figura 7 – Chave telecomandada *Schneider*.



Fonte: <https://www.se.com/br/pt/product/420400200/sectionalizer-rl-series-up-to-15kv-630a-125ka-125kvp>.

Entretanto, observa-se uma diminuição crescente na utilização desses equipamentos na ENEL-CE, principalmente devido à viabilidade de utilizar um religador automático com suas funções de proteção desabilitadas, muitas vezes denominado como “Modo Chave”. Isso se deve ao fato de que os preços das chaves telecontroladas e dos religadores estão atualmente bastante próximos.

2.8 Redes elétricas inteligentes

Rede Elétrica Inteligente (REI) é um conceito amplo que visa promover avanços tecnológicos nas redes elétricas. Essas inovações têm como objetivos principais a minimização dos impactos das mudanças climáticas, a manutenção de uma perspectiva social no fornecimento de energia elétrica e o estabelecimento de um equilíbrio entre o crescimento econômico e o desenvolvimento ambiental sustentável. A implementação de uma REI tem o propósito de otimizar a infraestrutura elétrica, proporcionando benefícios para consumidores, distribuidoras e demais intervenientes do setor, o que, por sua vez, reflete no bem-estar da sociedade em geral (SAMPAIO, 2017).

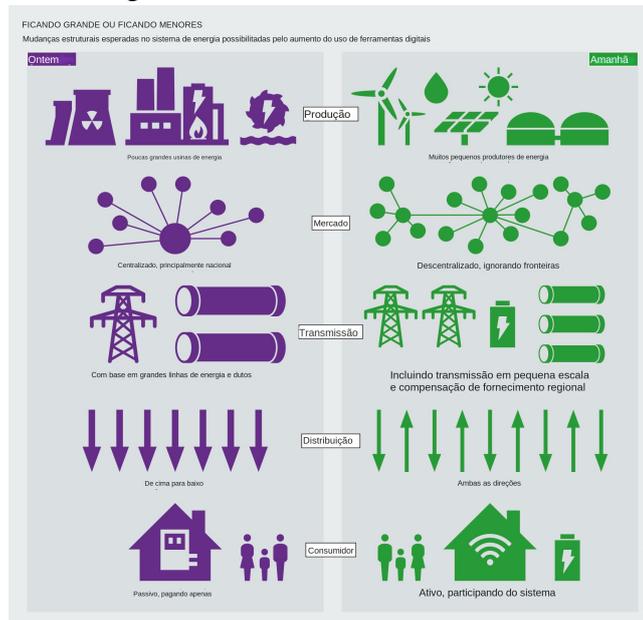
Além disso, a transição da rede elétrica convencional para uma REI requer diversas melhorias, inovações e transformações no sistema elétrico atual. Isso inclui a participação ativa dos consumidores na gestão de energia, a distribuição descentralizada de geração de energia, a liberalização do mercado de energia, o foco na qualidade da energia, a detecção e resposta

automática a problemas, bem como a capacidade de resistir a ataques cibernéticos e desastres naturais. Em resumo, a evolução para uma REI implica em tornar a rede elétrica mais inteligente, eficiente e adaptável às demandas e desafios do século XXI (SAMPAIO, 2017).

A Figura 8 ilustra algumas das melhorias significativas implementadas na infraestrutura elétrica. Em consideração ao estado atual de transição da configuração da rede, esta oferece uma comparação visual entre o “ontem” e o “amanhã”. O “ontem” representa a configuração convencional de uma rede elétrica, enquanto o “amanhã” representa a visão ideal de uma REI.

A transição para uma REI concentra-se principalmente na rede de distribuição, uma vez que a presença cada vez maior de fontes de energia renovável não despacháveis é uma tendência global. Nessa transformação, os consumidores deixam de ter uma postura passiva em relação ao consumo de energia e passam a desempenhar um papel ativo no SEP. Eles não apenas consomem energia, mas também produzem energia de forma flexível, otimizando o uso da eletricidade de acordo com suas necessidades e preferências (MELO, 2022).

Figura 8 – Rede Elétrica Inteligente.



Fonte: (MEDEIROS *et al.*, 2020).

Nota: Adaptado pelo autor.

À medida que a penetração de Geração Distribuída (GD) na rede elétrica atinge níveis significativos, começa a afetar os parâmetros convencionais de operação do SEP. Isso significa que um número crescente de agentes, incluindo produtores de energia em pequena escala, como proprietários de painéis solares e sistemas eólicos domésticos, está interagindo com a infraestrutura elétrica de maneira mais ativa. Esse aumento na complexidade e na diversidade

de fontes de geração representa um desafio para a operação e coordenação eficaz da rede.

Para enfrentar esses desafios, é crucial que todos estejam envolvidos de forma ativa nas tarefas de operação e coordenação da rede. Isso envolve a implementação de tecnologias avançadas, como sistemas de gerenciamento de energia, automação e comunicação, para permitir uma integração harmoniosa das fontes de energia renovável distribuída. Além disso, requer a cooperação entre os diversos participantes, incluindo consumidores, operadores de redes de distribuição e órgãos reguladores, a fim de garantir a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico enquanto se incorpora a crescente participação de energias renováveis não despacháveis na matriz energética.

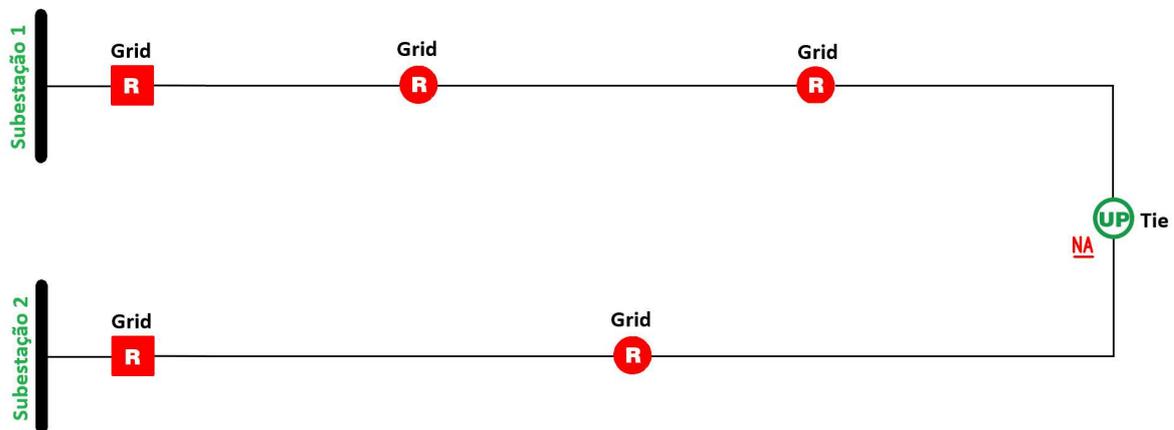
2.9 *Self-healing*

A implementação da funcionalidade de *Self-healing* é fortemente dependente da automação de equipamentos. Um sistema *Self-healing* é capaz de identificar, analisar, responder e restaurar falhas na rede de energia elétrica de maneira automática. Por um lado, o aumento considerável de equipamentos telecontrolados torna a tarefa de recuperação realizada pelos operadores do COD mais complexa, exigindo a execução de diversas verificações, como a análise das possibilidades de transferência de cargas, conforme detalhado na Seção 2.4, além de ajustes de proteção e outras ações. Por outro lado, a implantação de sistemas *Self-healing* se apresenta como uma alternativa essencial para a operação eficiente do sistema de distribuição. Com a adoção desses sistemas, torna-se mais viável recuperar as cargas dentro do tempo desejado de 3 minutos, como mencionado na Seção 2.5.1 (NOGUEIRA, 2016).

Nos sistemas de *Self-healing*, os pontos de manobra podem ser divididos em dois tipos, conforme mostrado na Figura 9: elementos *Grid* e elementos *Tie*. Os elementos *Grid* estão localizados no caminho do alimentador ou nas saídas das subestações e são Normalmente Fechados (N.F). Por outro lado, os elementos *Tie* são N.A e estão posicionados nas conexões entre dois circuitos, seja no mesmo alimentador (anel) ou até mesmo em alimentadores de SED diferentes (VAZ, 2017).

De acordo com (SOUZA *et al.*, 2015), existem três possíveis abordagens para a implantação de um sistema de *Self-healing*:

- *Self-healing* Distribuído: Também conhecido como *Self-healing* autônomo ou Modelo Estático, consiste em uma abordagem baseada em *scripts*. É uma solução de baixo custo quando apenas alguns dispositivos de comutação são usados em uma área restrita,

Figura 9 – Exemplo *Grid* e *Tie*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

permite uma resposta rápida com esquemas de automação predefinidos. Toda a inteligência está dispersa entre os equipamentos telecomandados, proporcionando alta eficiência e a capacidade de operar totalmente offline. No entanto, não está preparada para operar em topologias de rede não padrão e não pode lidar com múltiplas falhas. Além disso, essa abordagem carece de flexibilidade para a integração de GD, armazenamento ou mobilidade elétrica, tornando-a inadequada para uma REI.

- *Self-healing* Semi-centralizado: Também conhecido como *Self-healing* centralizado em SED ou Modelo Dinâmico, é baseado em inteligência orientada por modelos localizados nas SED, coordenando alimentadores e subestações vizinhas, com o processo de tomada de decisão ocorrendo na SED. Isso garante interoperabilidade, com suporte a diferentes chaves e religadores, proporcionando adaptabilidade a qualquer configuração de rede em tempo real, incluindo planos de proteção e automação. Embora a área de operação seja restrita aos arredores da SED onde a solução semi-centralizada opera, ela é capaz de derivar dinamicamente soluções complexas de restauração envolvendo múltiplos alimentadores, utilizando, quando necessário, esquemas de transferência de carga automática para obter a restauração ideal. Além disso, oferece flexibilidade para a integração de GD, armazenamento e Mobilidade Elétrica. No entanto, requer redes de comunicação locais entre a SED e os equipamentos dentro de sua área de atuação.
- *Self-healing* Centralizado: Também conhecido como *Self-healing* SCADA ou Modelo Completo, depende da telemetria (medição remota) e do controle remoto para operar automaticamente a rede. Ela executa um modelo global completo da rede e oferece

opções de controle capazes de analisar múltiplas falhas e cenários de solução em uma ampla área, tornando-a adequada para uma REI. Neste método, toda a inteligência está centralizada no COD e nos sistemas SCADA. O computador/servidor central possui informações topológicas de toda a rede, o que permite o processo de minimização de perdas de maneira mais eficaz do que outros modelos. No entanto, é extremamente dependente da comunicação, sendo o maior gargalo de seu funcionamento devido a áreas com sombra de sinal e conexões instáveis.

A escolha entre essas abordagens depende das necessidades e recursos da empresa de distribuição elétrica, cada uma delas possui características e vantagens específicas. O Quadro 4 apresenta as principais diferenças e vantagens de cada tipo de *Self-healing* em uso atualmente. É importante observar que, no caso da ENEL-CE, a empresa ainda não implementou a abordagem Semi-centralizada. Atualmente, a distribuidora utiliza soluções Centralizadas e Distribuídas, sendo a esmagadora maioria delas do tipo Centralizada.

Para desenvolver sistemas em *Self-healing*, é necessário realizar, no mínimo, a abertura de um elemento de linha (*Grid*) e o fechamento de um elemento de nó (*Tie*). No Quadro 4, observa-se que no contexto do *Self-healing* distribuído, todos os componentes envolvidos devem ser Religadores, obrigatoriamente. No entanto, no cenário do *Self-healing* centralizado, é possível usar Chaves Telecontroladas como elementos *Tie*. Essa flexibilidade é possível devido ao fato de que, nesse contexto, o dispositivo funcionando como *Tie* não requer proteções associadas, uma vez que permanece N.A e receberá o comando de forma remota.

2.9.1 Princípio de funcionamento do *Self-healing*

Nesta seção, discutimos equipamentos do tipo *Tie* e *Grid*, bem como três metodologias de aplicação diferentes: Distribuído, Semi-centralizado e Centralizado. No entanto, o objetivo principal é sempre o mesmo, identificar e isolar o defeito e recompor as cargas.

Conforme destacado por (AMIN, 2013), (ZIDAN *et al.*, 2017) e (GHOSH *et al.*, 2007), a implementação de um sistema de *Self-healing* implica a execução de quatro etapas cruciais:

1. Detecção da falha: O sistema de distribuição deve ter a capacidade de identificar a ocorrência de uma falha, mesmo quando sua origem não é imediatamente conhecida. Essa função é atribuída aos relés de proteção dos religadores e envolve a detecção de anormalidades, como correntes elevadas, quedas de tensão ou interrupções no fornecimento

Quadro 4 – Tipos de *Self-healing*.

	<i>Self-healing</i> Distribuído	<i>Self-healing</i> Semi- centralizado	<i>Self-healing</i> Centralizado
Outros nomes	<i>Self-healing</i> autônomo ou Modelo estático	<i>Self-healing</i> centralizado em SED ou Modelo dinâmico	<i>Self-healing</i> SCADA ou Modelo completo
Abordagem	Baseado em <i>scripts</i> , a lógica de atuação é implementada nos equipamentos espalhados pela rede.	Inteligencia localizada na SED	Inteligencia centralizada no COD
Custo	\$	\$	\$\$
Área de atuação	Restrita à um encontro	Restrita à uma SED	Global
Tempo de resposta	Instantâneo	Rápido (inferior a 1 minuto)	Lento (inferior a 3 minutos)
Tipo de equipamento	Apenas religadores	Religadores (<i>Grid</i>) e Religadores ou Chaves Telecontroladas (<i>Tie</i>)	Religadores (<i>Grid</i>) e Religadores ou Chaves Telecontroladas (<i>Tie</i>)
Depende de uma infraestrutura de comunicação robusta?	Não	Não	Sim
Pode operar offline?	Sim	Não	Não
Pode operar em topologias de rede não padrão (com cargas transferidas)?	Não	Sim	Sim
Pode lidar com múltiplas falhas?	Não	Sim	Sim
Integração com geração distribuída?	Não	Sim	Sim
Integração com mobilidade elétrica?	Não	Sim	Sim
Adequado para uma REI?	Não	Sim	Sim

Fonte: (SOUZA *et al.*, 2015).

Nota: Adaptado pelo autor.

elétrico.

2. Isolamento da falha: As informações relativas à falha precisam ser analisadas para determinar sua localização exata. Uma vez identificado o ponto afetado, é necessário abrir as chaves e ou religadores a montante e a jusante da falha, isolando a área impactada ao mínimo necessário.
3. Estimativa de capacidade: Antes de restabelecer as cargas a jusante da falha, é crucial avaliar a capacidade da rede para suprir essas demandas, considerando alternativas como

alimentadores alternativos. Vale ressaltar que o *Self-healing* distribuído não realiza essa análise.

4. Restauração do serviço: Após o isolamento da falha, o sistema deve se esforçar para recuperar o maior número possível de cargas, minimizando a quantidade de operações de chaveamento. A partir da etapa 3, uma nova topologia de rede deve ser planejada para atender, total ou parcialmente, às cargas afetadas. A sequência de operações de chaveamento é determinada por algoritmos. É importante observar que a reconfiguração é um problema complexo de otimização, cuja dificuldade aumenta com o número de operações de chaveamento necessárias.

Entre essas etapas, de forma implícita, estão envolvidos os processos de comunicação entre os equipamentos de campo, relés de proteção, dispositivos de medição e o servidor SCADA encarregado de supervisionar o sistema de *Self-healing* no COD, juntamente com a transmissão de comandos remotos do COD para os equipamentos de campo.

Também em paralelo, o sistema de *Self-healing* realiza diversos cálculos para encontrar uma solução que esteja em conformidade com todos os parâmetros operacionais do circuito, incluindo os níveis de tensão, capacidade dos interruptores e cabos, seletividade, transformadores da subestação, fluxo de potência e também deve considerar outros fatores, como a adequação dos ajustes de proteção dos equipamentos após a reconfiguração da rede.

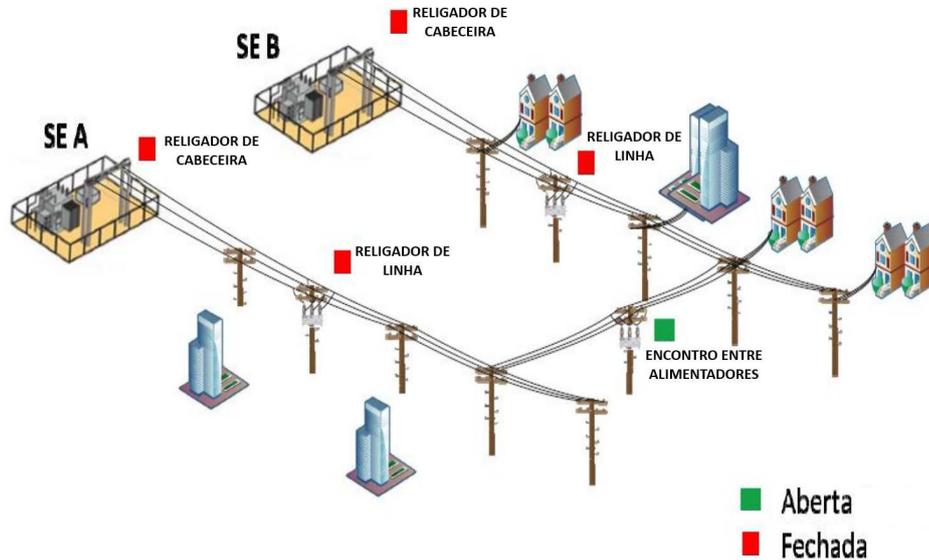
Por fim, essa funcionalidade deve realizar uma verificação prévia do estado dos equipamentos e identificar possíveis impedimentos, como dispositivos no modo local (sem telecontrole), bloqueados, em manutenção, em teste, desabilitados, restrições de operação e carga, e, principalmente, deve assegurar a existência e o perfeito funcionamento do sistema de comunicação e telecontrole (LÓPEZ *et al.*, 2017).

Como mencionado anteriormente, o principal desafio da implementação do sistema de *Self-healing* reside na comunicação, que depende de uma infraestrutura robusta e confiável para funcionar de maneira eficaz. O processo de comunicação e processamento deve ser suficientemente rápido para justificar a sua aplicação, ao mesmo tempo em que o custo associado não pode ser excessivamente elevado. Se esse equilíbrio não for mantido de forma sustentável, a aplicação da tecnologia no sistema está destinada ao insucesso (SIMÕES; TOLEDO, 2017).

Para fins de exemplificação, tomemos como referência a Figura 10, nesta podemos observar duas SEDs, "SE A" e "SE B", cada uma com seus respectivos alimentadores e cargas. Ambas possuem um Religador operando em *Self-healing* no estado N.F e compartilham um

encontro que pode ser uma Chave telecontrolada ou Religador no estado N.A.

Figura 10 – Rede de distribuição em pleno funcionamento.



Fonte: (SIMÕES; TOLEDO, 2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

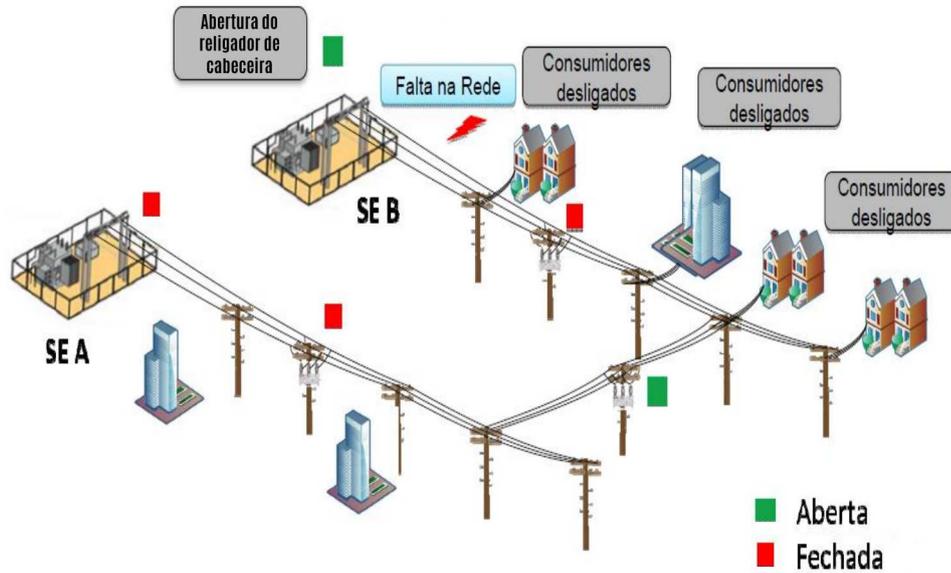
Na Figura 11, supõe-se a ocorrência de um defeito próximo à saída da SE B, levando o religador de cabeceira da SED a atuar por proteção e permanecer aberto após as tentativas de religamento, considerando que se trata de um defeito permanente. Como resultado, todos os clientes da SE B ficaram sem energia. Do ponto de vista da distribuidora, essa situação é altamente indesejável, pois todos os clientes de uma SED estão sem energia devido a um defeito permanente que requer intervenção para ser resolvido.

Neste momento, as técnicas de recomposição entram em ação. Como na suposição anterior, consideramos que os equipamentos dessas SEDs já estão configurados para se recompor automaticamente em caso de defeito, espera-se que, se as condições de atuação anteriormente estabelecidas forem cumpridas, as técnicas de recomposição entrarão em funcionamento, restaurando o fornecimento de energia para a parte das cargas que não foi afetada pelo defeito.

Na Figura 12, demonstra-se que o religador, após a ocorrência do defeito, abriu-se, isolando assim o defeito. Paralelamente, cálculos com base nas premissas estabelecidas foram realizados, e a inteligência computacional (sistema baseado em SCADA) concluiu que a manobra é viável. Como resultado, o equipamento de encontro que estava no estado N.A se fechou, restaurando o fornecimento de energia para os clientes afetados.

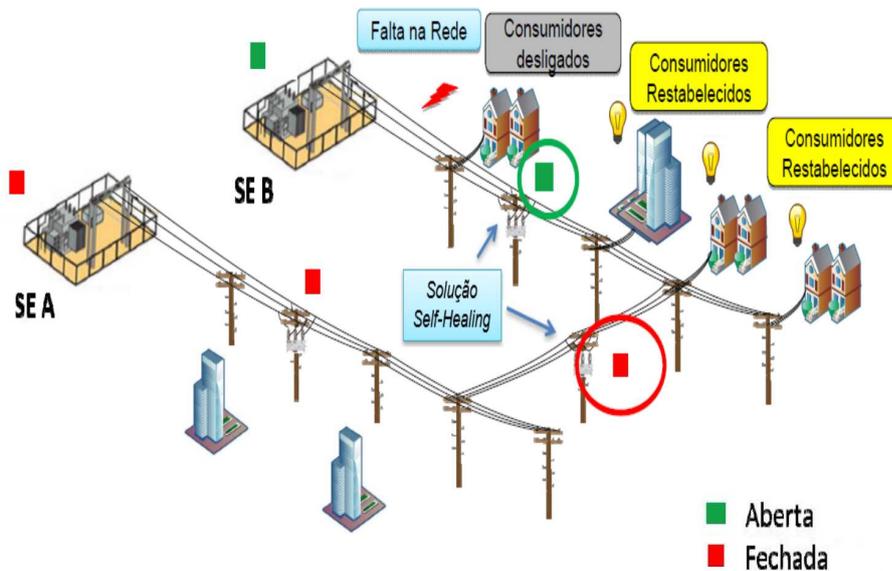
As estratégias de recomposição adotadas neste exemplo certamente desempenharam

Figura 11 – Rede de distribuição em caso de defeito.



Fonte: (SIMÕES; TOLEDO, 2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 12 – Rede de distribuição após a recomposição.



Fonte: (SIMÕES; TOLEDO, 2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

um papel crucial na preservação dos indicadores da distribuidora, visando mantê-los dentro dos padrões. Além disso, provavelmente contribuíram significativamente para melhorar a percepção pública sobre a qualidade do fornecimento de energia. A satisfação estendida a todos os clientes da subestação, que não foram afetados pelo defeito, tem o potencial de resultar em uma redução substancial nas multas de compensação por interrupção que a distribuidora poderia ser obrigada a pagar posteriormente caso não fosse feita a implementação eficaz dessas estratégias.

3 METODOLOGIA

Em 2022, a ENEL-CE registrou um DGC de 0,83, o que a coloca abaixo da meta estabelecida pela ANEEL, que é 1. Conforme mostrado no Quadro 5 o DEC apurada ultrapassou o limite e o FEC apurada ficou abaixo do limite em 2022.

Quadro 5 – Índices de Continuidade.

ENEL-CE - Ano (2022)	
DEC APURADO	10,07
DEC LIMITE	9,87
FEC APURADO	4,22
FEC LIMITE	6,61
Nº DE CONSUMIDORES	3.953.039

Fonte: (ANEEL, 2022).

Com base nas informações apresentadas no Capítulo 2, a metodologia empregada neste estudo envolve a análise e comparação de dados de indicadores influenciados pela implementação do sistema de *Self-healing*, utilizando um conjunto de dados fornecidos pela distribuidora.

Primeiramente, descreve-se a origem e natureza da fonte de dados utilizada. Em seguida, detalha-se o processo de cálculo e tratamento desses dados. Posteriormente, são exploradas as estratégias adotadas para avaliar o desempenho da aplicação tanto em nível global quanto em alimentadores específicos. Por fim, concluiremos este capítulo com considerações finais.

3.1 Coleta de dados

Para realizar a coleta de dados, foram utilizados os bancos de dados fornecidos pela própria distribuidora ENEL-CE. Estes bancos de dados abrangem diversas áreas da distribuidora e foram disponibilizados para fins de consulta e pesquisa. A maior parte desses dados está disponível na forma de apresentações do *Power BI*, que são acessíveis para análise.

Para viabilizar a análise em larga escala desse extenso conjunto de informações, procedeu-se à exportação de cada uma das bases de dados para o formato de planilhas do *Excel*. Essa abordagem possibilitou uma análise mais refinada e pormenorizada dos dados contidos em cada uma das planilhas. Posteriormente, foram combinadas todas essas planilhas em um único conjunto de dados abrangente, resultando em uma abordagem que se revelou mais precisa

e eficaz para a análise geral dos dados do estudo.

No Quadro 6 estão apresentadas de forma resumida as bases de dados utilizadas para extrair cada um dos dados utilizados no estudo além do detalhamento do seu conteúdo. Cada uma dessas bases e o processo de coleta é aprofundada adiante nesta Seção.

Quadro 6 – Bases utilizadas na coleta de dados

Dados	Base	Conteúdo
Equipamentos	Sistema de gerenciamento de equipamentos (SGE)	<ul style="list-style-type: none"> - Equipamentos telecontrolados na RD de MT do estado - Modelo do equipamento - Alimentador ao qual está conectado - Tecnologia de comunicação utilizada - Integração ao sistema SCADA - Data de ativação do Self-healing - Tipo de automatismo implementado - Localização - Pendências
DEC	Indicadores regulatórios	<ul style="list-style-type: none"> - CHI - DEC - FEC
Incidências	Incidências e reiteradas	<ul style="list-style-type: none"> - Data e hora - Causa - Detalhes relatados pelo operador - Ações executadas pelo operador ou automaticamente - Número de transformadores e clientes afetados - Número de transformadores e clientes recompostos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Primeiramente, procedeu-se à extração dos dados relacionados ao controle de equipamentos, que estão armazenados no sistema de gerenciamento de equipamentos da Distribuidora. Esta base de dados abrange todos os equipamentos telecontrolados na RD de MT do estado. Ela inclui informações como o modelo do equipamento, conforme apresentado no Quadro 7, o alimentador ao qual está conectado, a tecnologia de comunicação utilizada (que pode ser fibra ótica, GPRS - dados móveis, rádio ou satélite), sua integração ao sistema *SCADA* (um fator de extrema importância para o funcionamento do *Self-healing*), bem como a data de ativação do *Self-healing* e o tipo de automatismo implementado quando aplicável. Adicionalmente, esta base de dados também contém observações como a localização e eventuais pendências.

Conforme abordado na Seção 2.7 e demonstrado no Quadro 7 os equipamentos capazes de operar em regime de *Self-healing* são as Chaves Telecontroladas e os Religadores, existe uma variação de modelos e marcas entretanto o princípio de funcionamento é sempre semelhante.

Quadro 7 – Tipos de equipamentos.

Chaves Telecontroladas
Chave <i>Cooper</i>
Chave <i>KF</i>
Chave <i>Tavrida</i>
Chave <i>UP</i>
Religadores
Religador <i>Cooper</i>
Religador <i>Ecil</i>
Religador <i>KF</i>
Religador <i>KFE</i>
Religador <i>Noja</i>
Religador <i>Schneider</i>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados extraídos da TabelaSGE (ENEL-CE).

Além disso, outra valiosa fonte de dados empregada é a dos indicadores regulatórios, que armazena uma vasta quantidade de informações relativas aos indicadores do estado. Esta base inclui dados como CHI, DEC, FEC e diversos outros indicadores associados a cada alimentador em específico.

Por fim, foi realizada a extração de dados referentes a incidências, que abrangem todos os eventos ocorridos nos equipamentos em todo o estado. Esses dados englobam informações como data e hora de ocorrência, causa das incidências, conforme exibido no Quadro 8, detalhes relatados pelo operador, bem como todas as ações executadas pelo operador ou automaticamente (por meio do *Self-healing*). Também estão registrados o número de transformadores e clientes impactados, assim como o número de recomposições realizadas provenientes de cada uma das manobras efetuadas.

O Quadro 8 evidencia os diversos tipos de defeitos que têm o potencial de ocasionar interrupções no fornecimento em uma RD de MT. Esses defeitos são categorizados entre aqueles provocados por agentes externos e aqueles relacionados a falhas em equipamentos do sistema. Ambas as categorias de defeitos podem ser prevenidas por meio de inspeções regulares, manutenções preventivas e implementação de medidas de proteção adequadas. No entanto, é importante observar que os defeitos causados por agentes externos estão, em grande parte, além do controle direto da distribuidora, tornando o sistema mais suscetível a esse tipo específico de interrupção.

Quadro 8 – Tipos de defeitos.

Defeito causado por agente externo	Defeito em equipamentos do sistema
Animais	Condutor bambo
Árvore tombada	Condutor partido
Chuva	Condutor solto do isolador
Corpo estranho	Condutor trançado
Defeito interno cliente	Defeito em banco de capacitor
Defeito temporário não identificado	Defeito em chave fusível
Descargas atmosféricas	Defeito em chave seccionadora
Falha de manobra	Defeito em conexão
Grande cliente defeito interno	Defeito em isolador
Grande cliente sem medição	Defeito em pára raios
Maresia	Defeito em regulador de tensão
Ninho de pássaro	Defeito em religador
Pássaro	Defeito em transformador
Pipa	Degradação material
Roubo	Erro na montagem ou instalação
Sobrecarga	Estai quebrado
Terceiros acidental	Falha eq. Controle, regulação ou comunicação
Vandalismo	Falha equipamento proteção
Vegetação	<i>Jump</i> partido
Vento	Poste abalroado

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados extraídos dos Detalhes de Incidências (ENEL-CE).

3.2 Análise global dos indicadores

A ENEL-CE, a atual concessionária distribuidora do estado, atualmente opera 126 SED que energizam 671 alimentadores. Desses alimentadores, 382 já foram equipados com a tecnologia de *Self-healing*, conforme mostrado no Quadro 9. A quantidade de alimentadores com *Self-healing* representa mais de 50% do total de alimentadores no estado. A média de equipamentos operando em *Self-healing* por alimentador nesse grupo é de 2,5.

Conforme ilustrado na Figura 13, o estado se subdivide em três gerências: Fortaleza, Norte e Sul, que são subdivididas em oito regionais. Estes são classificados quanto à quantidade de subestações, a quantidade de alimentadores, destes, quantos tem *Self-healing* implementado e este mesmo valor em percentual em relação ao total de alimentadores.

Observa-se, a partir do Quadro 9, que a gerência de Fortaleza, que abrange a própria regional Fortaleza e a região metropolitana, se destaca não apenas por possuir o maior número de alimentadores, mas também pela maior implantação percentual de sistemas de autorrecuperação (*Self-healing*). Isso se deve à característica regional que apresenta maior densidade populacional e atividades comerciais e industriais.

Quadro 9 – Alimentadores do estado do Ceará.

Regional	Subestações	Alimentadores	Com <i>Self-healing</i>	Percentual
ATLÂNTICO	15	66	32	48%
CENTRO NORTE	16	65	22	34%
CENTRO SUL	14	53	17	32%
FORTALEZA	19	166	113	68%
LESTE	13	66	33	50%
METROPOLITANA	22	134	99	74%
NORTE	15	65	36	55%
SUL	12	56	30	54%
TOTAL	126	671	382	57%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados extraídos da tabela dados de subestações (ENEL-CE).

Figura 13 – Mapa dos regionais adotados pela ENEL-CE.



Fonte: ENEL-CE.

Quanto aos indicadores de desempenho da ENEL-CE, observou-se uma deterioração notável nos anos de 2019 e 2020 em comparação com os anos de 2017 e 2018. No entanto, houve uma melhoria constante a partir de 2021 até 2023, como ilustrado na Figura 14.

Neste contexto, avaliou-se o impacto dos alimentadores com *Self-healing* no DEC ao longo de um período de sete anos, de 2017 a 2023, excluindo desligamentos programados, pois seu impacto não varia quando tratamos de técnicas de recomposição automática da rede. Em outras palavras, o tempo necessário para a execução de obras e manutenções programadas não é afetado pela implementação do *Self-healing*.

Foi escolhido o DEC como referência para o estudo, uma vez que é neste indicador que espera-se observar os maiores impactos. Considerando que essa tecnologia propõe uma

Figura 14 – DEC por ano no estado do Ceará.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados extraídos da Análise Indicadores (ENEL-CE).

recomposição automática do sistema em caso de falha, o DEC tende a diminuir, enquanto o FEC permanece inalterado.

É importante destacar que a análise do impacto do *Self-healing* nos alimentadores requer consideração de fatores externos que podem influenciar os indicadores. A desconsideração destes fatores podem gerar resultados enganosos, pois fatores como condições climáticas variáveis e outras melhorias na rede não relacionadas ao *Self-healing* podem distorcer os resultados.

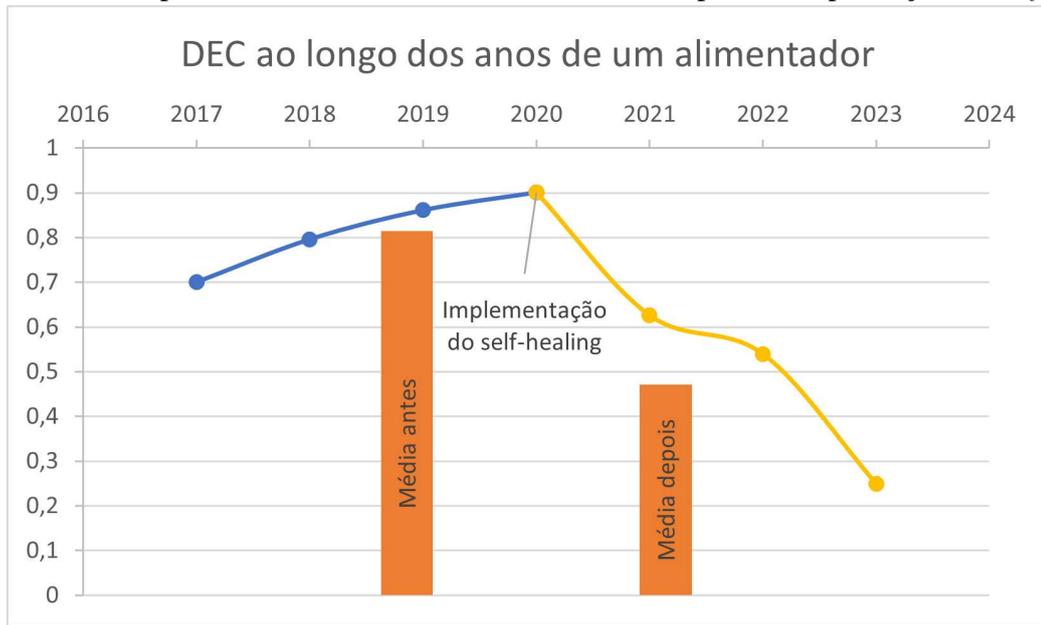
3.2.1 Análise das médias dos indicadores antes e depois da implantação do *Self-healing*

Se houvesse apenas um alimentador poderíamos calcular DEC médio desse alimentador nos anos em que não possuía *Self-healing* e compará-lo com o DEC médio nos anos em que o *Self-healing* estava em funcionamento (note que essa avaliação não seria possível se não houvessem dados antes ou depois da implantação do *Self-healing*).

No entanto, há 382 alimentadores equipados com *Self-healing*, dos quais, 16 têm essa tecnologia desde a sua energização inicial (não há parâmetros de controle). Para os 366 alimentadores que tiveram o *Self-healing* implantado em algum momento entre 2017 e 2023 é possível obter as médias anterior e posterior à aplicação da tecnologia. Os resultados podem ser visualizados na Seção 4.1.1.

Na Figura 15 está representado um exemplo de como este cálculo foi feito, o exemplo apresentado é para apenas um alimentador, entretanto, na prática o estudo foi feito para todos os

Figura 15 – Exemplo de análise da média do DEC antes e depois da implantação do *Self-healing*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados fictícios para fins de exemplificação.

alimentadores que tiveram o *Self-healing* implementado em algum momento entre 2017 e 2023.

A partir da Figura 15 fica claro o porquê de não se poder realizar esta análise para alimentadores que tem *Self-healing* desde 2017 e para aqueles que receberam a tecnologia em 2023. Nesses casos não seria possível calcular uma das duas médias.

3.2.2 Análise das médias dos indicadores por ano

A análise discutida na Seção 3.2.1 se concentra exclusivamente nos alimentadores em que a tecnologia de *Self-healing*, foi implementada durante o período de estudo. Neste cenário, a ausência de um grupo de controle torna desafiador estabelecer com precisão que os resultados obtidos são exclusivamente atribuíveis à implantação do *Self-healing*. Como já mencionado anteriormente, o sistema continua a evoluir constantemente, e diversos outros aprimoramentos ao longo dos anos afetam diretamente os indicadores de desempenho.

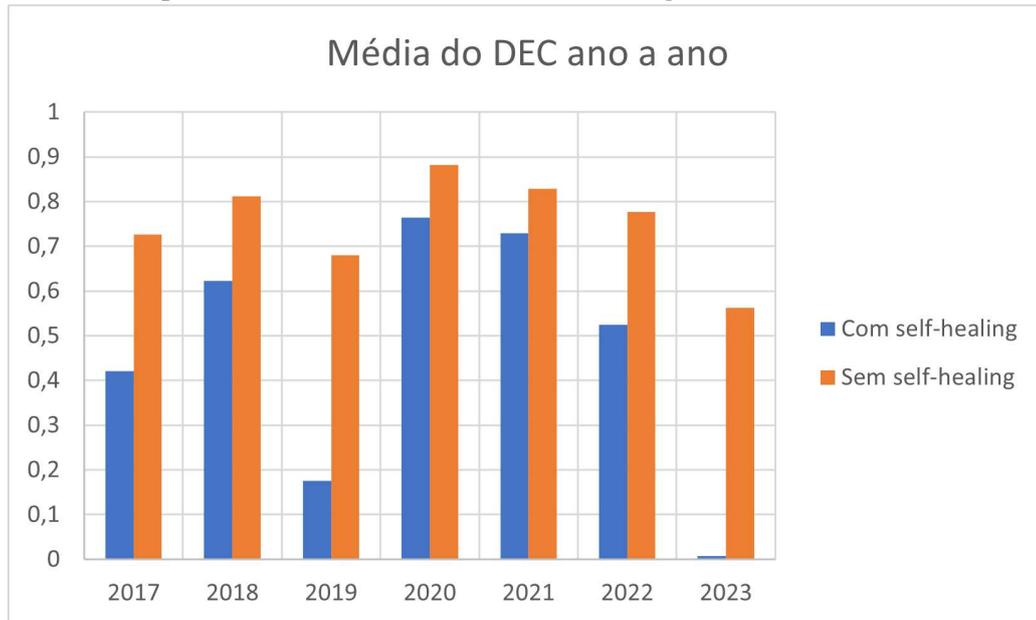
Para contornar essa complexidade, é proposta uma segunda abordagem que permite uma análise mais precisa. Nessa abordagem, foi considerada a avaliação ano a ano, o que permite inferir o DEC médio dos alimentadores que, em cada ano, não contam com a tecnologia de *Self-healing*, em comparação com aqueles que já a possuem. Essa estratégia permite isolar o impacto da evolução nos indicadores decorrente de outras melhorias no sistema, uma vez que essas melhorias são aplicadas de forma aproximadamente uniforme a todos os alimentadores. Portanto, possibilitando assim, focar a análise na diferença entre os alimentadores que já implementaram o

Self-healing e aqueles que ainda não o fizeram.

Em termos mais detalhados, a presente análise tem como objetivo central a avaliação anual do DEC nos alimentadores que incorporam a tecnologia *Self-healing*, comparativamente à média registrada nos alimentadores que não usufruem dessa inovação. A representação visual do procedimento analítico encontra-se na Figura 16, oferecendo uma visão concreta do método adotado. É relevante notar que todos os alimentadores foram considerados nesta análise, contribuindo para a solidez e abrangência dos resultados obtidos.

Importa destacar que a escolha de uma abordagem ano a ano foi deliberada, considerando as diferentes datas de implementação da tecnologia *Self-healing* em cada alimentador. Essa abordagem temporal permite uma compreensão mais refinada das variações ao longo do tempo. Os resultados detalhados desta análise podem ser minuciosamente explorados na Seção 4.1.2.

Figura 16 – Exemplo de análise da média do DEC ao longo dos anos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados fictícios para fins de exemplificação.

3.2.3 Análise das variações dos indicadores por ano

Ao realizar a análise dos indicadores ano a ano, conforme abordado na Seção 3.2.2, é possível examinar o desempenho de forma mais precisa ano a ano, desconsiderando as evoluções e variações externas que ocorrem em diferentes anos. No entanto, é importante observar que uma variável que ainda pode influenciar os resultados é a **tendência de defeitos no alimentador**.

Quando comparamos o desempenho dos alimentadores que possuem a tecnologia de *Self-healing* com aqueles que não a possuem em um determinado ano, podemos obter resultados enganosos que não refletem a realidade de forma adequada.

Para ilustrar, considere um cenário em que existem dois alimentadores fictícios, “A” e “B”, conforme mostrado no Quadro 10. No ano 1, o alimentador “A” teve a tecnologia de *Self-healing* implementada, enquanto o alimentador “B” não possui essa tecnologia. Se analisarmos os dados de acordo com a Seção 3.2.1, a conclusão seria que o alimentador “A” apresentou uma melhoria significativa após a implementação do *Self-healing*, o que é verdade. No entanto, essa análise não leva em consideração que o alimentador “B” também teve uma melhoria, indicando uma tendência geral de melhora nos indicadores do ano 1 para o ano 2.

Quadro 10 – DEC por ano dos alimentadores A e B.

	Ano 1	Ano 2	$\Delta\%$
A	0,289787226	0,180566306	38%
B	0,152392758	0,125631687	18%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Dados fictícios.

Por outro lado, ao realizar a análise de acordo com a Seção 3.2.2, obtemos o resultado de que os indicadores são melhores em ambos os anos para o alimentador “B”, e que o *Self-healing* não é eficaz. No entanto, essa conclusão não reflete a realidade, pois, apesar de o alimentador “B” continuar sendo superior ao “A” em ambos os anos, a melhoria em “A” após a implementação do *Self-healing* foi mais expressiva. Note que para expressar melhor a mudança utiliza-se a variação percentual.

Como mencionado anteriormente, o DEC é um indicador extremamente sensível, no qual cada minuto é contabilizado para o cálculo, o que resulta em valores na base de dados que são muito pequenos, da ordem de 10^{-7} . Isso pode levar a variações percentuais extremamente altas, como 10.000% de um ano para outro, por exemplo. Para evitar distorções, todos os dados foram arredondados para quatro casas decimais. Esse arredondamento não afetou os resultados, mas trouxe as médias das variações para valores mais realistas.

Outro ponto relevante a se destacar é que, devido às variações percentuais serem calculadas sempre entre dois anos consecutivos, somente se torna possível discernir o impacto do *Self-healing* quando estivermos considerando a variação de um ano em que o alimentador não tinha a técnica implementada para outro ano em que o *Self-healing* já estava em funcionamento.

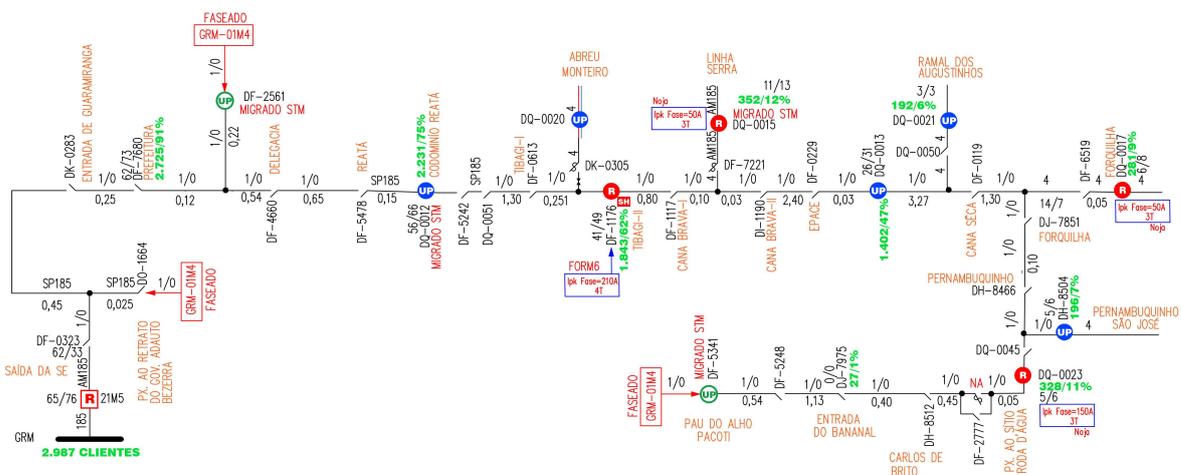
Para abordar essa questão, foram calculadas as variações percentuais ano a ano para

todos os alimentadores, considerando todos os anos do DEC. Em seguida, foram isolados os dados que representam a variação atribuível ao *Self-healing*. Isso permite que seja calculada a média das variações percentuais ao longo de todos os anos para os alimentadores que permaneceram inalterados¹ (representando a tendência geral da rede) e a média das variações percentuais ao longo de todos os anos para os alimentadores que receberam a implementação do *Self-healing* no ano correspondente. Os resultados estão disponíveis na Seção 4.1.3 para uma análise mais detalhada.

3.3 Análise para um alimentador específico

Esta análise se concentra em um alimentador específico na região metropolitana, mais precisamente na unidade operacional de Baturité, localizada na cidade de Guaramiranga. O alimentador em questão é o GRM01M5, conforme apresentado na Figura 17, e está localizado na SED Guaramiranga. A escolha desse alimentador se baseou em várias razões, incluindo sua configuração linear, com poucas ramificações e anéis. Além disso, ele conta com dois religadores que operam sob a perspectiva do *Self-healing* ao longo de seu eixo, juntamente com uma chave telecontrolada de encontro atuando nessa configuração. Para simplificar e melhorar a visualização, visto que alguns aspectos do alimentador não serão abordados nesta análise, uma versão simplificada do alimentador é representada na Figura 18, os equipamentos com *Self-healing* implantado estão sinalizados com “SH” para melhor identificação.

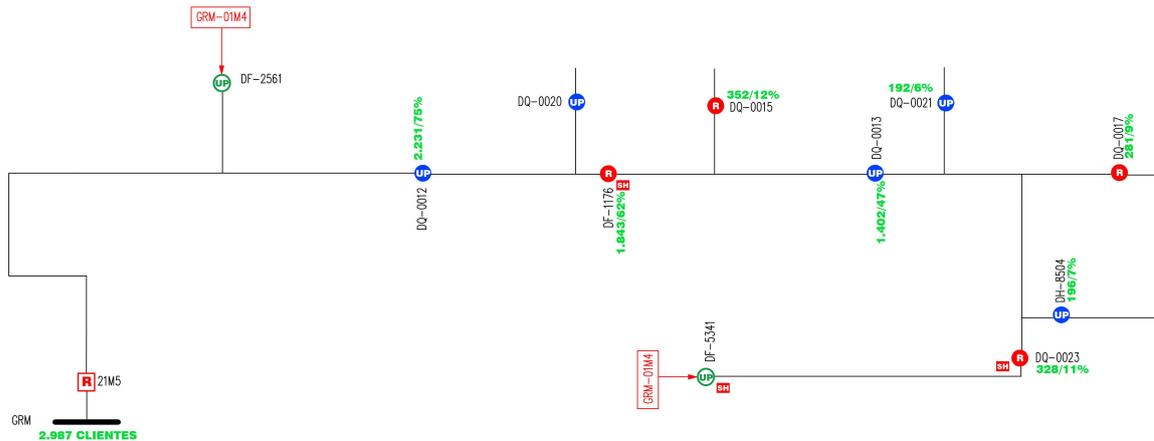
Figura 17 – Alimentador GRM01M5.



Fonte: Documentos da Operação (ENEL-CE).

¹ Vale ressaltar que por "permaneceram inalterados" entende-se que não houve instalação de *Self-healing* no ano correspondente, podendo este alimentador já estar com a tecnologia implementada ou não.

Figura 18 – Alimentador GRM01M5 Simplificado.



Fonte: Documentos da Operação (ENEL-CE).

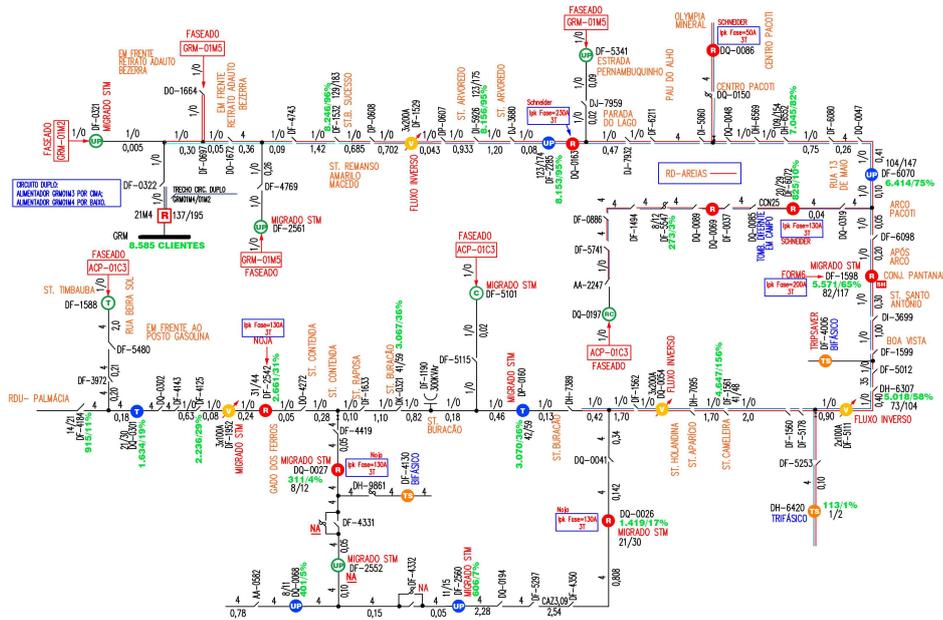
Nota: Adaptado pelo autor.

Além disso, o interesse por este alimentador se deve ao fato de que um dos religadores que opera com *Self-healing* apresenta um histórico de defeitos recorrentes. Desde 2021, esse religador já atuou em 28 ocasiões, sendo 11 delas devido a defeitos temporários não identificados, 7 em decorrência de quedas de árvores, 5 relacionadas à vegetação, entre outros. O principal objetivo desta análise é explorar como a adoção do sistema de *Self-healing* pode mitigar erros humanos nas manobras de transferência de carga e, assim, reduzir os impactos negativos na satisfação dos consumidores, bem como nos indicadores de desempenho da concessionária.

Este alimentador possui três pontos de conexão com o alimentador GRM01M4, apresentado na Figura 19. Estes pontos de conexão funcionam como recursos de manobra. Desses três pontos, apenas dois podem ser operados remotamente, uma vez que estão equipados com dispositivos telecontrolados no estado normalmente aberto. O terceiro ponto requer uma intervenção manual realizada por um eletricista em campo, utilizando uma vara de manobra. Vale ressaltar que ambos os dispositivos telecontrolados podem ser utilizados no processo de autorrecuperação (*Self-Healing*). No entanto, somente um dos pontos de conexão está operando como um recurso para o *Self-Healing*, enquanto o outro é usado exclusivamente para manobras realizadas pelo operador.

Em caso de falha no alimentador GRM01M5, a responsabilidade de assumir a totalidade ou parte das cargas recai exclusivamente sobre o GRM01M4. O encontro que opera na função *Self-Healing* está localizado no ponto mais distante do alimentador, identificado pela chave telecontrolada DF-5341. Existem várias razões que explicam por que esse encontro foi

Figura 19 – Alimentador GRM01M4.



Fonte: Documentos da Operação (ENEL-CE).

preferido em relação aos outros. Uma delas é sua posição no final físico do alimentador (última estrutura), o que o torna capaz de lidar com falhas em qualquer ponto do alimentador. Além disso, há uniformidade nos condutores em ambos os alimentadores, ou seja, a bitola dos condutores que se estende até esse encontro é a mesma que a dos demais, eliminando assim a necessidade de considerar outros encontros como alternativas mais vantajosas em termos de capacidade de manobra. De forma análoga, é apresentada uma versão simplificada do alimentador na Figura 20.

Além dos desafios relacionados ao religador, desde 2021, esse alimentador específico vem enfrentando interrupções causadas pela atuação das proteções devido a áreas com vegetação densa. Em situações de ventos mais fortes, galhos e árvores caem sobre a rede, causando desligamentos. Nesse contexto, uma vez que se trata de defeitos permanentes (ou seja, requerem intervenção humana para resolução), é crucial transferir o maior número possível de clientes para minimizar o impacto nos que permanecem sem energia enquanto as equipes de manutenção executam os reparos. Além disso, é importante destacar que quanto mais rápida for a execução dessas manobras, menor será o tempo em que a maioria dos clientes ficará sem energia.

Até julho de 2022 este alimentador contava apenas com equipamentos telecontrolados atuando como automatismos da rede, este já possuía alguns religadores e chaves telecontroladas mas não estavam operando em regime de *Self-healing*. 2022 foi o ano em que houveram mais implementações do *Self-healing* na distribuidora como um todo desde a primeira aplicação

4 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados das análises realizadas com base na metodologia delineada anteriormente. Ao longo deste capítulo, serão exploradas as tendências e discussões decorrentes dos estudos realizados, exemplificando o impacto da implementação do sistema de *Self-healing*, em uma análise global e de um alimentador específico na região metropolitana.

Inicialmente, serão abordados os resultados provenientes da análise das médias dos indicadores antes e depois da implantação do *Self-healing*, permitindo uma avaliação geral do impacto da tecnologia nos alimentadores que a adotaram durante o período do estudo. Em seguida, serão analisados os resultados referentes as médias dos indicadores ano a ano, com o objetivo de isolar os efeitos da tecnologia em comparação com a evolução geral dos indicadores ao longo dos anos.

Além disso, é realizada uma análise das variações percentuais dos indicadores ano a ano, destacando a influência do *Self-healing* na melhoria do desempenho dos alimentadores, considerando as variações atribuíveis à tecnologia.

Outrossim, aprofunda-se uma análise específica de um alimentador na região metropolitana, explorando os resultados após a implementação do *Self-healing*. Ademais, são discutidas tendências, desafios e o impacto das operações realizadas pelo sistema *Self-Healing* em comparação com as manobras executadas pelo COD em situações reais de ocorrências.

Por fim, com base nos resultados obtidos, é possível traçar discussões sobre a eficácia do sistema de *Self-healing* na melhoria do desempenho, bem como na capacidade de mitigar falhas e aprimorar a satisfação dos consumidores.

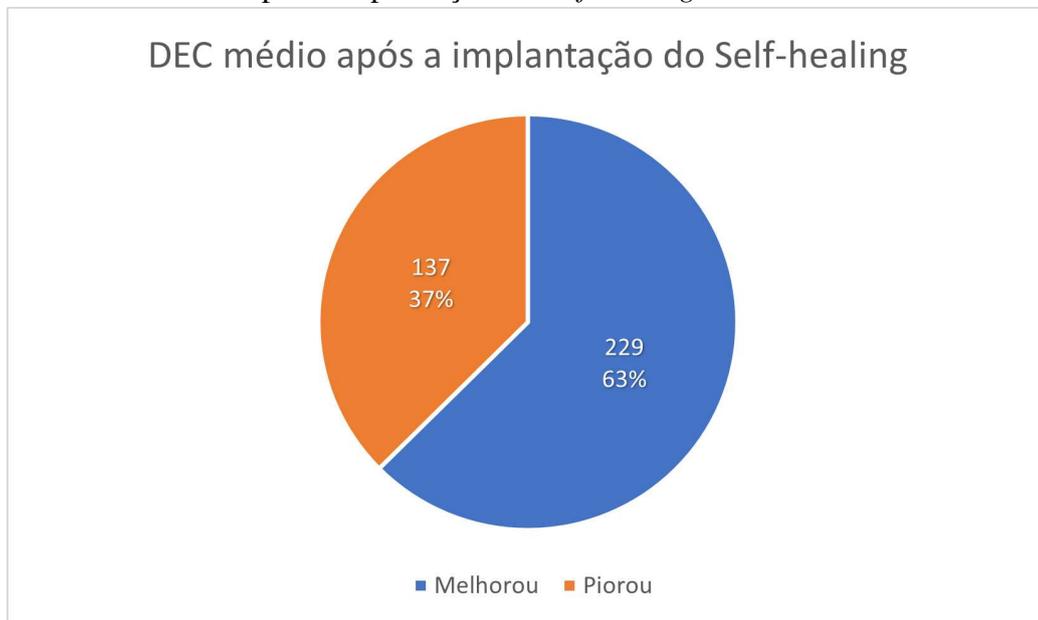
4.1 Resultados das análises globais dos indicadores

A seguir, são apresentados os resultados da análise global, que considera todos os alimentadores no estado do Ceará. Essa análise está subdividida de acordo com as seções previamente delineadas.

4.1.1 Resultados da análise das médias dos indicadores antes e depois da implantação do *Self-healing*

Os resultados provenientes desta análise são exibidos na Figura 21. A partir desses resultados, pode-se inferir que, em média, houve uma melhora no DEC de 63% dos alimentadores após a implementação do sistema de autorrecuperação (*Self-healing*). Como discutido na Seção 3.2.2, é importante notar que esses resultados podem estar sujeitos a distorções causadas por outros fatores. No entanto, essa tendência de melhoria de desempenho em geral após a adoção de técnicas desse tipo nos alimentadores da concessionária é evidente.

Figura 21 – DEC médio após a implantação do *Self-healing*.



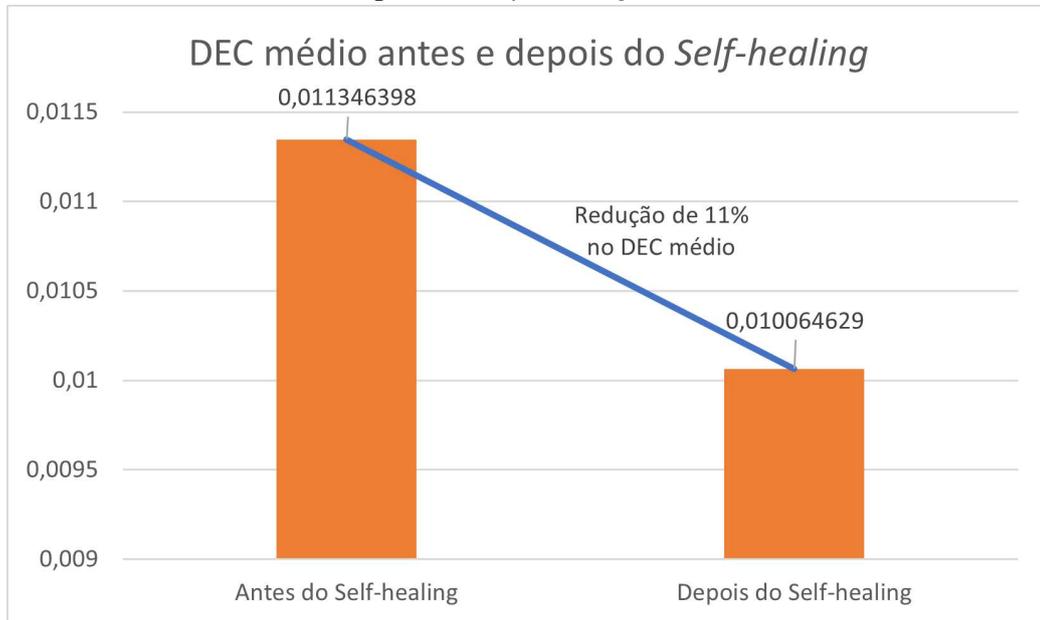
Fonte: Elaborado pelo autor.

Não podemos negligenciar o fato de que, neste cenário, 137 alimentadores (representando quase 40% do total de alimentadores com a tecnologia de autorrecuperação ativa) apresentaram uma média de piora em seus indicadores após a implantação dessa tecnologia. Até o momento, não podemos afirmar definitivamente quais fatores podem ter contribuído para essa situação. Nestes casos, é plausível concluir que a melhoria não foi perceptível a curto prazo. Portanto, é necessário realizar uma análise individualizada de cada um desses casos para determinar se ainda é necessária alguma evolução ou ajuste específico.

Ao analisar o DEC médio dos 366 alimentadores tanto antes quanto depois da implementação do sistema do *Self-healing*, notamos que o valor era de 0,011346398 antes da implementação e 0,010064629 após. Esses números demonstram uma diminuição de 0,001281769

no DEC médio. Essa redução é significativa e pode ser visualizada na Figura 22, representando uma melhora de aproximadamente 11%. Isso sugere que, em média, a qualidade do serviço elétrico nos alimentadores melhorou após a introdução do sistema.

Figura 22 – DEC médio antes e depois do *Self-healing*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.2 Resultados da análise das médias dos indicadores ano a ano

Prosseguindo na análise dos resultados, é possível observar as médias dos indicadores anualmente no Quadro 11 e na Figura 23. Esses resultados podem gerar estranheza à primeira vista, uma vez que, em todos os anos, a média do DEC dos alimentadores sem a funcionalidade de *Self-healing* foi melhor do que a dos alimentadores que possuem essa funcionalidade. Isso é um fato que não pode ser desprezado, no entanto, é fundamental, aprofundar a análise, como mencionado na Seção 3.2.3. Essa análise superficial pode levar a interpretações equivocadas.

Quadro 11 – DEC médio por ano dos alimentadores com e sem *Self-healing*.

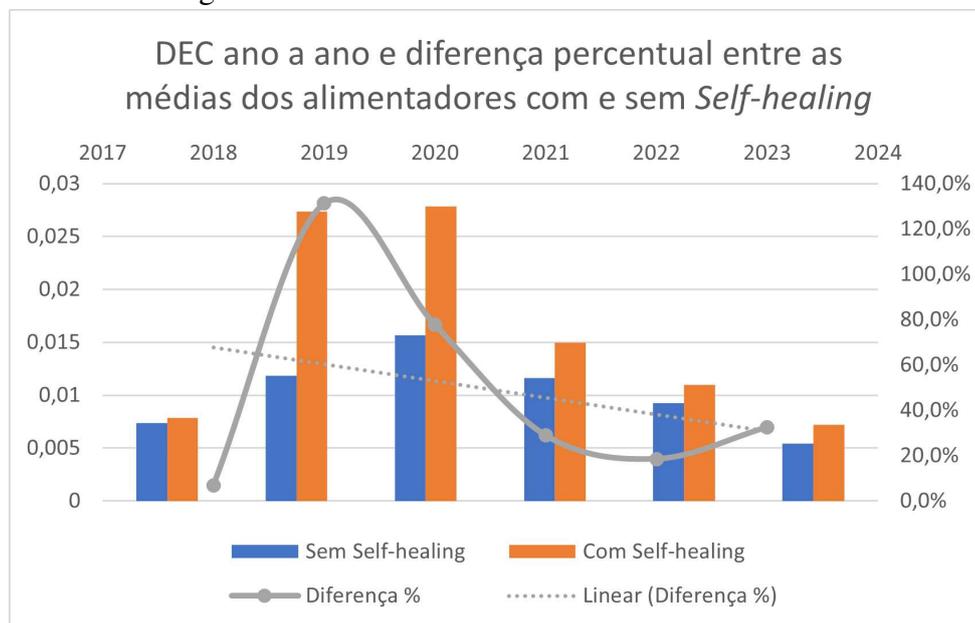
	Sem	Com	$\Delta\%$
2018	0,007361	0,007866	6,9%
2019	0,011839	0,027381	131,3%
2020	0,015666	0,027842	77,7%
2021	0,011605	0,014957	28,9%
2022	0,009241	0,010953	18,5%
2023	0,005425	0,00719	32,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A estratégia de implementação do *Self-healing* se baseia na necessidade de melhorar os indicadores de um alimentador específico que historicamente apresenta um grande número de ocorrências, falhas e defeitos. Portanto, é natural que os alimentadores com *Self-healing* tenham históricos de desempenho pior (e, conseqüentemente, tenham recebido essa tecnologia). Dessa forma, é importante lembrar que a presença do *Self-healing* não garante automaticamente um desempenho superior em relação aos alimentadores sem essa funcionalidade, pois isso depende muito do histórico de defeitos do alimentador em questão.

Para entender se, ao longo dos anos, a diferença média percentual do DEC entre os alimentadores com e sem *Self-healing* estava convergindo para algum valor, foi realizado o cálculo dessa diferença. Observamos que de 2019 a 2022 houve uma drástica e constante redução na diferença percentual do DEC entre alimentadores com e sem essa tecnologia. Em 2019, o DEC dos alimentadores com *Self-healing* eram, em média, 131,3% piores do que aqueles sem a funcionalidade. Em 2022, esse número diminuiu para 18,5% como ilustrado na Figura 23.

Figura 23 – DEC ano a ano e diferença percentual entre as médias dos alimentadores com e sem *Self-healing*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para maior clareza, é importante ressaltar que essa diferença percentual ($\Delta\%$) foi calculada entre as médias anuais do DEC de todos os alimentadores, comparando aqueles com e sem a funcionalidade de *Self-healing*. Não se trata de uma análise que compara o DEC de um ano com o ano anterior para o mesmo alimentador, o que é abordado na Seção 4.1.3.

Além disso, é fundamental destacar que os valores dessa diferença percentual re-

presentam uma evolução notável. Com o aumento significativo no número de alimentadores equipados com *Self-healing*, a tendência observada é uma redução na disparidade entre os alimentadores com e sem essa tecnologia. Espera-se que, em cerca de 2 anos, seja possível que os alimentadores com *Self-healing* alcancem e até superem os alimentadores sem essa funcionalidade em termos de indicadores de desempenho de forma geral.

4.1.3 Resultados da análise das variações médias dos indicadores por ano

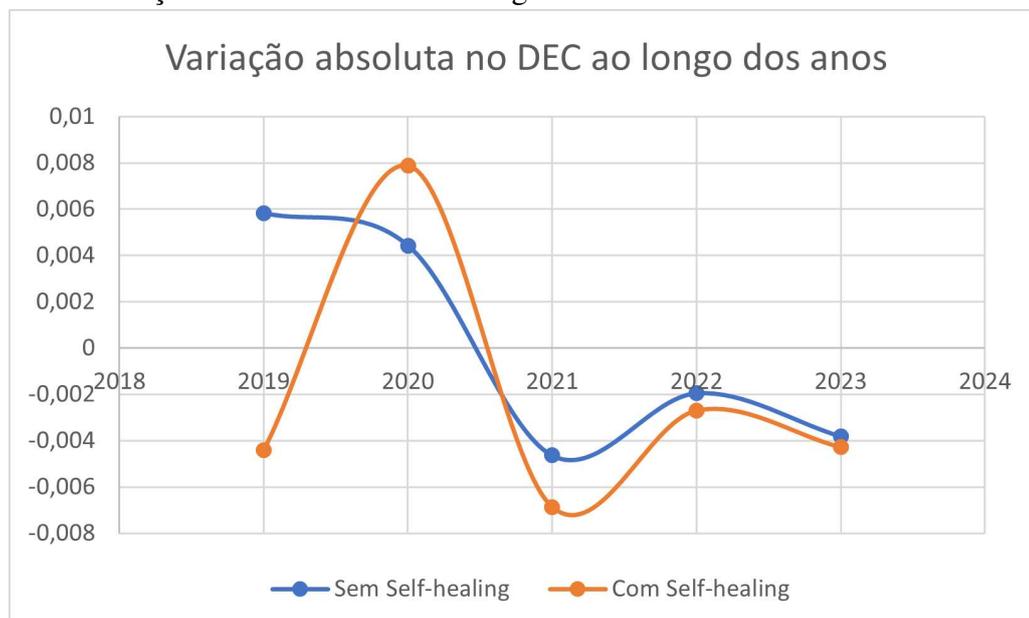
Aqui estão apresentados os resultados da última análise global mais abrangente, que considera todos os alimentadores. Inicialmente, o Quadro 12 apresenta as variações médias anuais dos alimentadores com e sem a funcionalidade de *Self-healing* em termos absolutos. Estes dados podem ser visualizados de forma mais clara nas Figuras 24 e 25.

Quadro 12 – Variação anual média absoluta dos alimentadores com e sem *Self-healing*.

	Sem	Com
de 2018 para 2019	0,005824265487	-0,004410000000
de 2019 para 2020	0,004421981818	0,007879512195
de 2020 para 2021	-0,004639842932	-0,006864242424
de 2021 para 2022	-0,001953620690	-0,002698500000
de 2022 para 2023	-0,003820168675	-0,004282190476
Média das médias	-0,000033476998	-0,002075084141
Média geral	0,000149179058	-0,002815600000

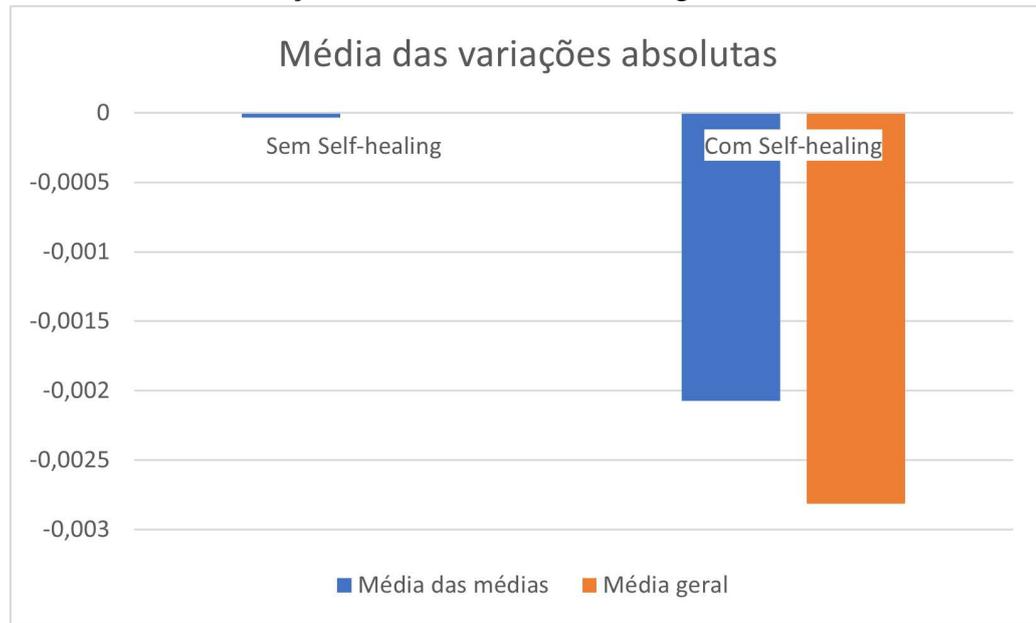
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 – Variação absoluta do DEC ao longo dos anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 – Média das variações absolutas do DEC ao longo dos anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir desses resultados, pode-se notar que, quando consideramos a variação média anual absoluta de todos os alimentadores, aqueles com a implantação do *Self-healing* apresentam uma tendência de redução mais acentuada. Os resultados indicam que, em todos os anos da análise, com a exceção do período de 2019 a 2020, os alimentadores com *Self-healing* experimentaram uma redução maior (ou, em alguns casos, um aumento menor) em suas métricas de desempenho.

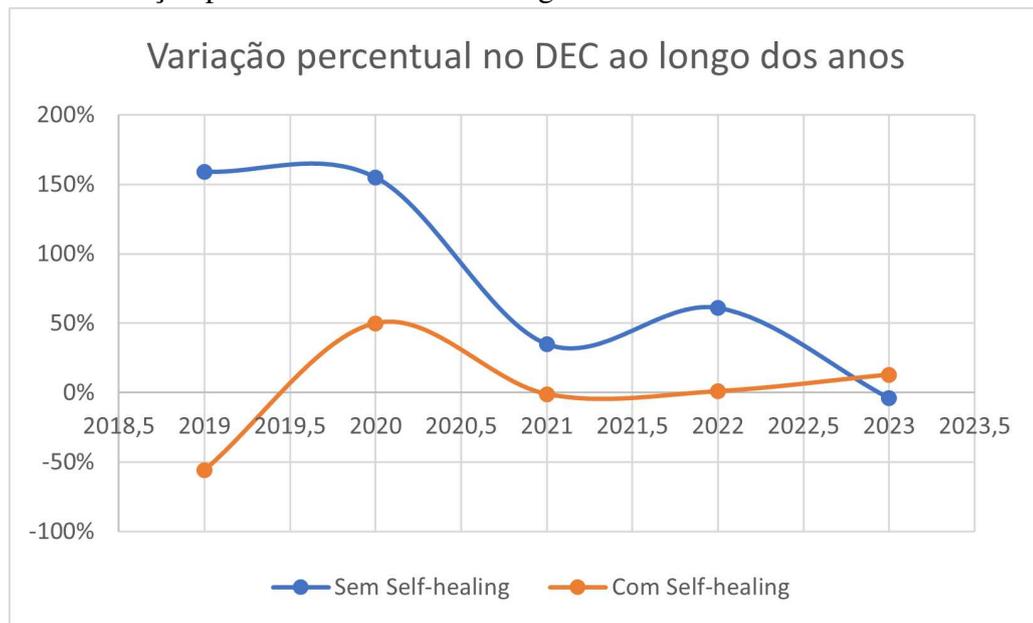
De forma análoga, no Quadro 13, os dados são apresentados em termos percentuais, proporcionando uma análise mais representativa da realidade. Nesse contexto, em todos os anos, com exceção do período de 2022 a 2023, a redução percentual foi mais significativa (ou, em alguns casos, o aumento percentual foi menor) para os alimentadores com *Self-healing*. Novamente, estes dados podem ser visualizados de forma mais clara nas Figuras 26 e 27.

Quadro 13 – Variação anual média percentual dos alimentadores com e sem *Self-healing*.

	Sem	Com
de 2018 para 2019	159%	-56%
de 2019 para 2020	155%	50%
de 2020 para 2021	35%	-1%
de 2021 para 2022	61%	1%
de 2022 para 2023	-4%	13%
Média das médias	81%	1%
Média geral	87%	15%

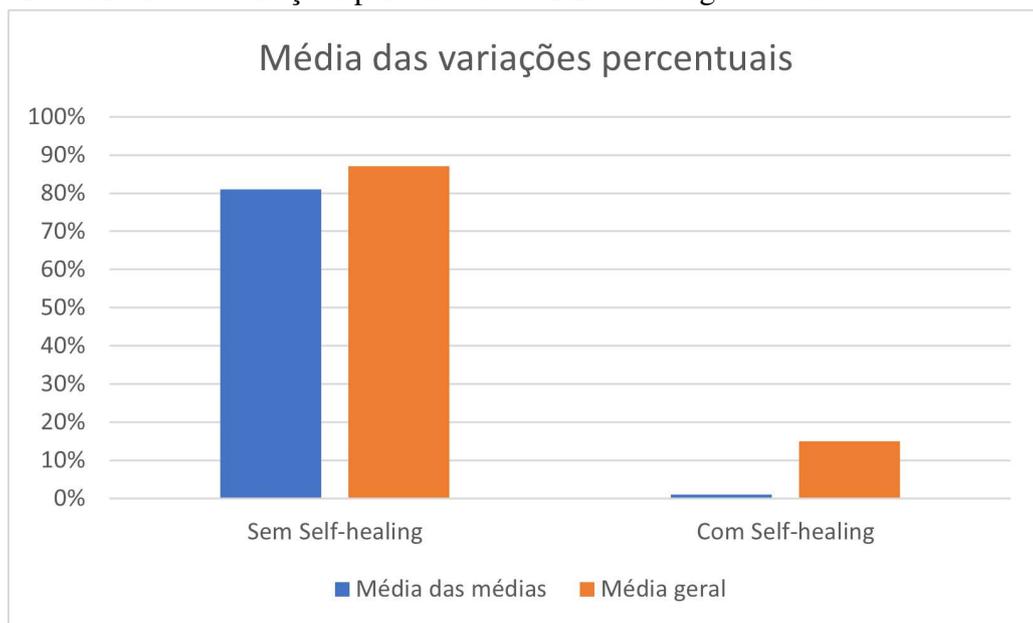
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Variação percentual do DEC ao longo dos anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 – Média das variações percentuais do DEC ao longo dos anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale ressaltar que, como mencionado na Seção 4.1.2, os dados referentes a 2023 podem estar sujeitos a distorções. Portanto, é seguro considerar que, de forma geral, os alimentadores com *Self-healing* tendem a apresentar uma melhoria mais expressiva em seu DEC após a implantação dessa tecnologia.

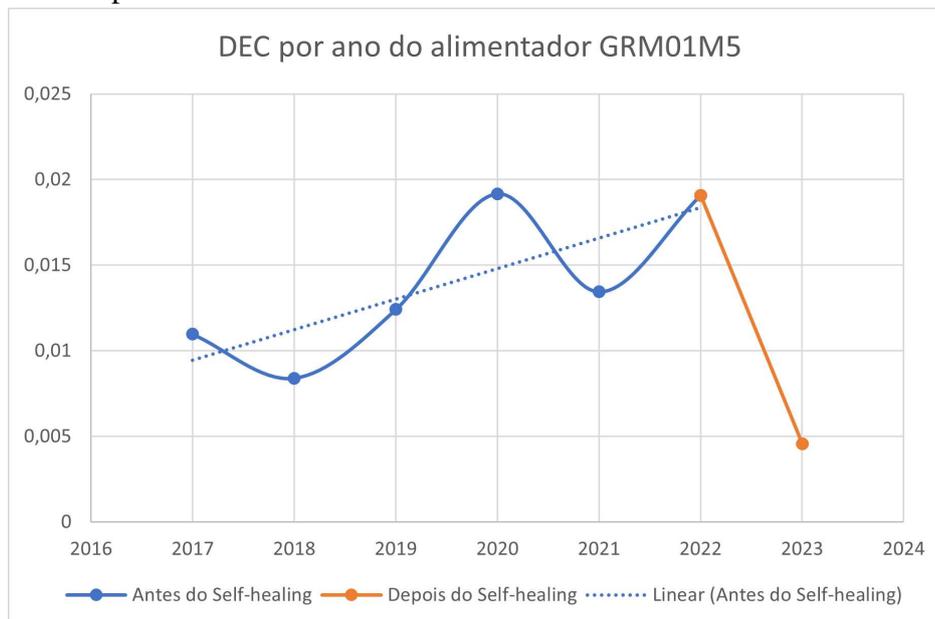
4.2 Resultados da análise para um alimentador específico

Nesta seção, são abordados os resultados da análise específica do alimentador GRM01M5. Inicialmente, são apresentados os indicadores, com foco no DEC deste alimentador antes e depois da implementação do recurso de *Self-healing*. Além disso, é realizada uma análise da evolução percentual do DEC deste alimentador, comparando-o com a evolução geral da rede no mesmo ano. Como detalhado na Seção 3.3, o *Self-healing* foi adicionado a este alimentador por volta de agosto de 2022, e, portanto, utilizaremos os resultados de 2023 como referência, uma vez que já estão disponíveis para este alimentador.

É importante ressaltar que esta pesquisa foi realizada em outubro de 2023 e já estão disponíveis os dados do DEC deste alimentador até este período. Nesse sentido o DEC pode sofrer alterações e desvios até o final do ano. O estudo foi realizado considerando que a tendência apresentada no DEC do alimentador de janeiro a outubro se manterá linear até dezembro, isto é, considera-se que o comportamento do alimentador não mudará até o final do ano.

Na Figura 28, é possível observar a média do DEC ao longo dos anos neste alimentador. Esses dados revelam que, historicamente, de 2017 a 2022, havia uma tendência de aumento do DEC ano a ano.

Figura 28 – DEC por ano do alimentador GRM01M5.

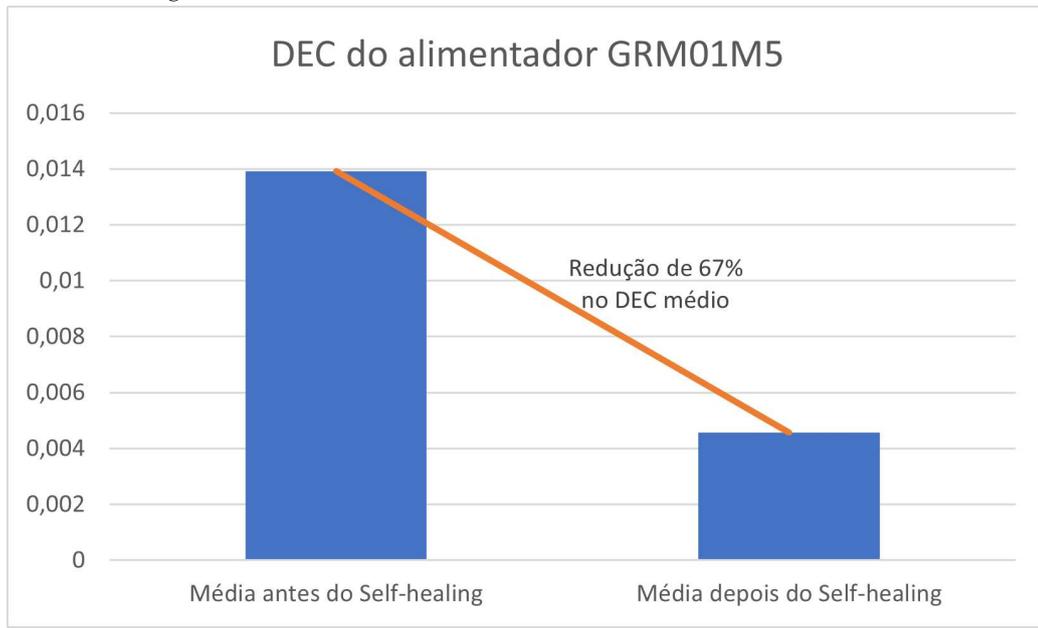


Fonte: Elaborado pelo autor.

Contudo, em 2023, a implementação do *Self-healing* resultou em uma queda acentuada do DEC, atingindo o seu patamar mais baixo na história. A Figura 29 proporciona uma visão

comparativa da média geral nos anos de 2017 a 2022, período em que o *Self-healing* não estava presente, em contraste com o valor registrado em 2023, o ano da introdução dessa tecnologia inovadora.

Figura 29 – Comparação do DEC médio no GRM01M5 antes e depois da implantação do *Self-healing*.

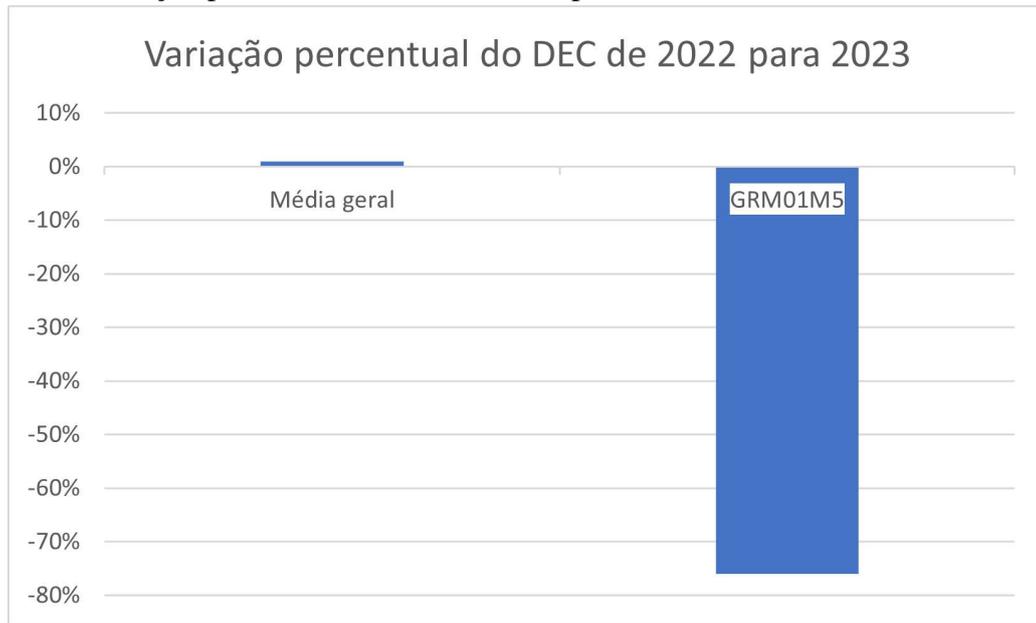


Fonte: Elaborado pelo autor.

Em termos gerais, é possível afirmar que a evolução é notável e visível. O comportamento histórico do alimentador, que indicava um aumento contínuo do DEC, foi claramente interrompido, havendo uma redução significativa que difere do padrão observado anteriormente no histórico desse alimentador. Além disso, na Figura 30, é feita uma comparação entre a variação percentual do DEC do alimentador GRM01M5 no período de 2022 a 2023 e a variação percentual do DEC nos demais alimentadores da rede.

Essa análise evidencia de forma inequívoca que o alimentador GRM01M5 obteve um desempenho verdadeiramente notável, caracterizado por uma melhora extremamente expressiva durante o período em questão. A variação percentual do DEC desse alimentador, ao passar de 2022 para 2023, revela uma transformação extraordinária em seu desempenho, se destacando em relação ao restante dos alimentadores. Essa melhora substancial é um indicativo claro do impacto positivo da implementação do *Self-healing* nesse alimentador específico.

Figura 30 – Variação percentual do DEC de 2022 para 2023.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Análise de uma ocorrência real no alimentador

Neste momento, vamos analisar duas incidências do alimentador GRM01M5 que ocorreram após a implementação do *Self-healing*. Ambas as ocorrências tiveram início com o religador DF1176 atuando por motivos de proteção. Como discutido na Seção 3.3, este é um dos religadores configurados para a autorrecuperação. É importante observar que nem todos os equipamentos do alimentador GRM01M5 possuem essa tecnologia implementada. Portanto, para este alimentador, a função do *Self-healing* é transferir apenas uma parte das cargas imediatamente. A identificação da origem exata do defeito e a subsequente transferência do restante das cargas ficarão a cargo do operador.

4.3.1 Primeira incidência

A primeira incidência ocorreu em 27/09/2022 às 02:02:55 e foi causada pela vegetação. Naquela data e horário, o religador DF1176 atuou devido à proteção 50/51 (sobrecorrente) nas fases A e B, indicando a ocorrência de um curto-circuito. O Quadro 14 fornece detalhes das operações executadas durante esse incidente.

- AB - Abertura
- CR - Fechamento

Como mencionado anteriormente, uma manobra envolve a abertura de pelo menos

Quadro 14 – Manobras executadas durante a primeira incidência no alimentador.

Data e hora	Elemento	Ação	Nº de clientes	Observação
27/09/2022 02:02:55	RDF1176	AB	1843	Proteção
27/09/2022 02:04:04	RDQ0023	AB	0	SH
27/09/2022 02:04:10	SDF5341	CR	328	SH
27/09/2022 02:04:49	SDQ0013	AB	0	TLC
27/09/2022 02:04:49	RDF1176	CR	441	TLC
27/09/2022 02:05:13	SDQ0021	AB	0	TLC
27/09/2022 02:05:20	SDH8504	AB	0	TLC
27/09/2022 02:05:34	SDQ0013	CR	686	TLC
27/09/2022 02:06:32	SDH8504	CR	196	TLC
27/09/2022 02:18:12	SDQ0021	CR	192	TLC
Total de manobras:	10			

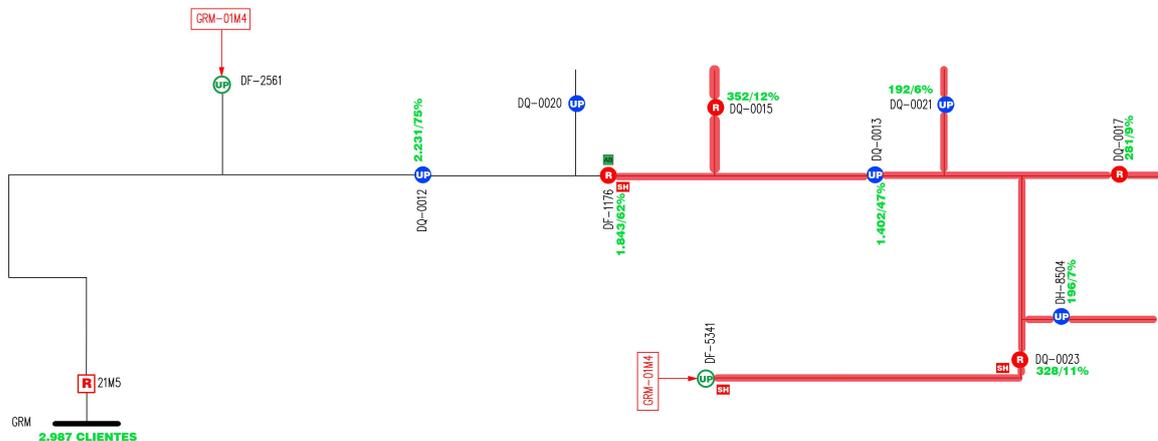
Fonte: Detalhe incidências ENEL-CE.

Nota: Adaptado pelo autor.

um equipamento e o fechamento de outro. Portanto, as operações realizadas durante essa incidência foram divididas em 4 manobras, além da atuação do Religador.

A Figura 31 ilustra a condição do alimentador após a operação do religador DF1176. É importante observar que não é imediatamente aparente onde o defeito está localizado.

Figura 31 – Situação do alimentador após a atuação do religador DF1176.



Fonte: Documentos da operação ENEL-CE

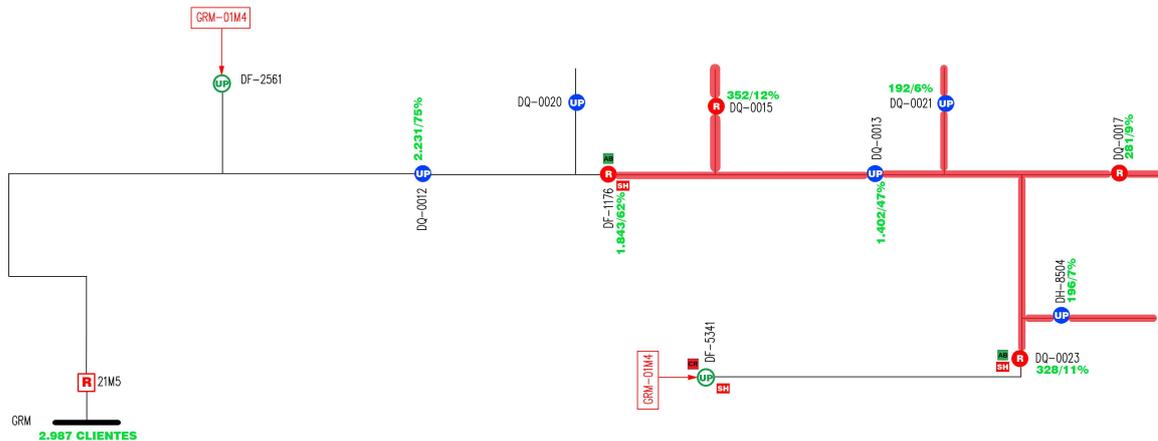
Nota: Adaptado pelo autor.

No entanto, podemos inferir que o defeito está localizado a jusante do religador DF1176, pois sua proteção atuou, e a montante dos religadores DQ0023 e DQ0017, já que suas proteções não atuaram. Nesse estágio inicial, toda a carga, ou seja, todos os clientes situados após o religador DF1176, fica desligada.

Observa-se na Figura 32 que, após o segundo estágio, os três equipamentos que

operam sob a ótica de *Self-healing* haviam sido acionados. O religador DF1176 já havia detectado o defeito, o religador DQ0023 isola a área afetada pelo defeito e a chave telecontrolada DF5341 restaura o fornecimento de energia.

Figura 32 – Situação do alimentador após a manobra realizada pelo *Self-healing*.



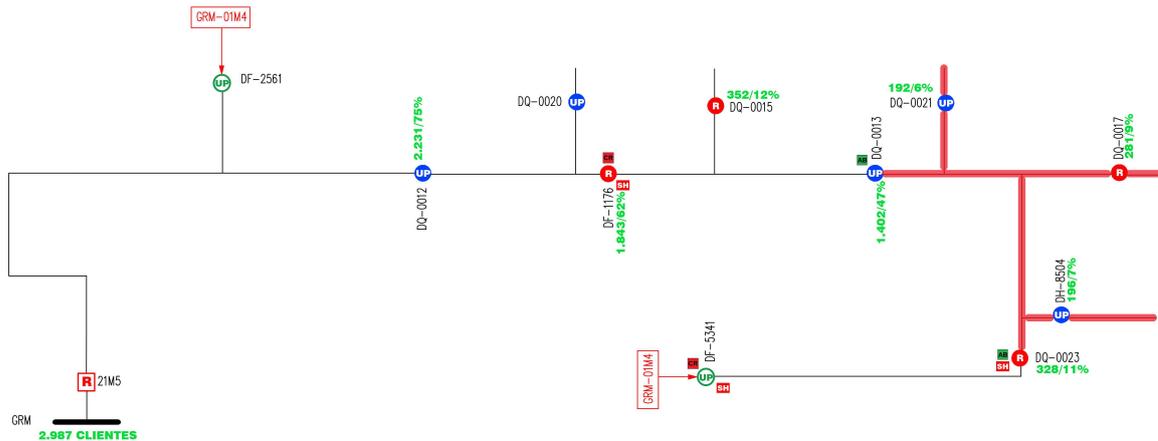
Fonte: Documentos da operação ENEL-CE
Nota: Adaptado pelo autor.

Após a primeira manobra realizada pelo COD, conforme a Figura 33, o operador do COD ainda não possui a localização exata do defeito. Portanto, ele realiza um teste, por meio da ação de abrir a chave telecontrolada DQ0013 e fechar o religador DF1176. Essa ação pode resultar em dois comportamentos diferentes do sistema. Se o religador DF1176 aceitar o comando, isso indica que o defeito não está situado entre o religador DF1176 e a chave telecontrolada DQ0013. Caso contrário, se o religador DF1176 não aceitar o comando, isso sugere que o defeito está, de fato, localizado nessa região.

Quando o religador DF1176 aceita o comando, a área isolada é reduzida, permitindo o restabelecimento de energia para os clientes entre o religador DF1176 e a chave telecontrolada DQ0013. É importante notar que, se o religador não tivesse aceitado o comando, o defeito já teria sido isolado entre o religador DF1176 (que permanece aberto) e a chave telecontrolada DQ0013 (também aberta). Nesse caso, o operador teria a oportunidade de fechar o religador DQ0023, possibilitando o restabelecimento de energia para todos os clientes a jusante da chave telecontrolada DQ0013.

O processo continua repetindo-se até que o defeito seja completamente isolado, momento em que se torna imprescindível que uma equipe seja despachada ao local para resolver o problema e, assim, restaurar o fornecimento de energia para os clientes restantes. Observa-se,

Figura 33 – Situação do alimentador após a primeira manobra realizada pelo COD.



Fonte: Documentos da operação ENEL-CE
Nota: Adaptado pelo autor.

a partir do Quadro 14, que originalmente havia 1843 clientes afetados. O sistema de *Self-healing* recuperou 328 deles, enquanto o operador do COD conseguiu restabelecer o fornecimento para o restante, restando apenas 192 clientes sem energia até a chegada da equipe de eletricitas no local do defeito.

Nesse processo, 1651 clientes foram restabelecidos em um período de 3 minutos e 37 segundos, dos quais 1455 tiveram sua energia restaurada em menos de 3 minutos, o que não é incluído no cálculo do DEC. Podemos avaliar o impacto no DEC do alimentador decorrente dessa ocorrência com base na Equação 4.1, levando em consideração que 196 clientes ficaram sem energia por 37 segundos, enquanto 192 clientes ficaram sem energia por 12 minutos e 17 segundos.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \implies DEC = \frac{196 * \frac{37}{3600} + 192 * \frac{12*60+17}{3600}}{2987} \implies DEC = 0,01383365 \quad (4.1)$$

Essa incidência pode ser considerada exemplar, uma vez que o sistema de *Self-healing* operou de maneira eficiente, o operador reagiu prontamente executando todas as manobras de forma precisa, e a equipe de campo atuou de forma ágil na resolução do defeito.

4.3.2 Segunda incidência

A segunda incidência ocorreu em 11/04/2023 às 05:12:27 e foi causada pela vegetação. Naquela data e horário, o religador DF1176 atuou devido à proteção 50/51 (sobrecorrente)

nas fases A e B, indicando a ocorrência de um curto-circuito. O Quadro 15 fornece detalhes das operações executadas durante esse incidente.

Quadro 15 – Manobras executadas durante a segunda incidência no alimentador.

Hora	Elemento	Ação	Nº de clientes	Observação
11/04/2023 05:12:27	RDF1176	AB	1843	Proteção
11/04/2023 05:16:24	RDQ0023	AB	0	TLC
11/04/2023 05:16:44	SDF5341	CR	328	TLC
11/04/2023 05:24:57	SDQ0013	AB	0	TLC
11/04/2023 05:25:15	RDF1176	CR	441	TLC
11/04/2023 05:26:58	RDQ0023	CR	1074	TLC
11/04/2023 05:36:06	RDQ0023	AB	1074	Proteção
11/04/2023 05:37:44	SDH8504	AB	196	TLC
11/04/2023 05:37:59	RDQ0023	CR	1074	TLC
11/04/2023 07:54:46	SDF6926	AB	0	Campo
11/04/2023 07:59:42	SDH8504	CR	108	TLC
11/04/2023 08:02:34	RDQ0023	AB	986	Proteção
11/04/2023 08:03:10	SDH8504	AB	108	TLC
11/04/2023 08:04:15	RDQ0023	CR	986	TLC
11/04/2023 08:54:34	SDF6926	CR	0	Campo
11/04/2023 09:31:03	SDH8504	CR	196	TLC
Total de manobras:	16			

Fonte: Detalhe incidências ENEL-CE.

Nota: Adaptado pelo autor.

Em contraste com a primeira incidência, esta não pode ser considerada exemplar. Na realidade, o sistema de *Self-healing* não conseguiu operar, possivelmente devido a falhas na comunicação ou a uma configuração inadequada da rede. Além disso, houve um significativo atraso no início das manobras, com o operador do COD realizando a primeira manobra quase 4 minutos após a atuação do religador.

Não obstante, houveram incertezas na identificação da causa dos defeitos, por exemplo, às 05:26:58, o operador tentou fechar o religador DQ0023 sem abrir nenhum equipamento anteriormente, correndo o risco de energizar o defeito e fazer com que o religador atuasse novamente. Surpreendentemente, o religador aceitou o comando e permaneceu fechado por quase 10 minutos, até atuar novamente. A ocorrência foi inicialmente registrada como "SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA", mas posteriormente foi identificado que se tratava de vegetação, mais especificamente, um galho sobre a rede de MT que, dependendo do sentido e intensidade do vento, tocava na rede e causava o acionamento dos religadores.

Um outro ponto de falha, às 07:54:46, uma equipe de campo abriu uma chave seccionadora manual DF6926 acreditando que esta isolaria o defeito. No entanto, ao testar o

religador, este atuou pela terceira vez, indicando uma falha na identificação e isolamento do defeito. A incidência se estendeu por um total de 4 horas, 18 minutos e 36 segundos, e o cálculo do DEC está apresentado na Equação 4.2.

$$DEC = \frac{\frac{328*257+441*768+1074*1532+968*10308+196*15516}{3600}}{2987} \implies DEC = 1,42033776 \quad (4.2)$$

É evidente que ocorreram desafios significativos e fica claro que mesmo se o sistema de *Self-healing* tivesse conseguido iniciar as manobras automaticamente, o impacto no DEC desta incidência teria sido mais significativo. No entanto, é crucial ressaltar que o DEC é um indicador extremamente sensível e que, muitas vezes, uma pequena diferença de minutos pode resultar no alimentador saindo da faixa de conformidade regulatória.

Dessa forma, a capacidade do *Self-healing* de restaurar o fornecimento de energia de forma rápida e eficiente, juntamente com a operação eficaz do COD, pode, de fato, fazer a diferença nos indicadores de desempenho da distribuidora.

5 CONCLUSÕES

Uma das principais conclusões deste trabalho é a confirmação de que o *Self-healing* pode efetivamente melhorar os indicadores de desempenho de uma rede de distribuição. Observam-se melhorias notáveis na capacidade de autorrecuperação do sistema, reduzindo o tempo de interrupção de fornecimento de energia para os consumidores. Além disso, os indicadores de desempenho de alimentadores individuais também mostraram melhorias substanciais, refletindo uma maior estabilidade e menor impacto das interrupções.

A pesquisa que comparou diversas metodologias de avaliação quantitativa do impacto do *Self-healing* no DEC desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento de uma nova metodologia de cálculo e análise. Essa abordagem se baseia na diferença percentual ano a ano dos indicadores, e pode ser uma ferramenta valiosa para determinar, de forma quantitativa, se uma tecnologia é benéfica ou prejudicial para os indicadores de um sistema.

Um aspecto notável que surgiu a partir dos resultados é a tendência de redução da disparidade de desempenho entre os alimentadores com e sem *Self-healing* ao longo dos anos. Isso sugere que a implementação dessa tecnologia está nivelando o desempenho entre os alimentadores, tornando a rede de distribuição mais homogênea e confiável.

A comparação entre as manobras realizadas por operadores do centro de operações e as executadas pelo *Self-healing* revelou que a automação desempenha um papel fundamental na resposta a eventos de falha, muitas vezes superando a capacidade de reação humana em termos de velocidade e eficácia. Isso não apenas beneficia a confiabilidade do sistema, mas também pode liberar recursos humanos para tarefas mais estratégicas e de supervisão.

Além disso, uma análise específica foi realizada em um alimentador particular, o GRM01M5. Antes da implementação do *Self-healing*, esse alimentador estava experimentando um aumento constante no DEC, o que representava um desafio significativo para a qualidade do serviço elétrico nessa área específica. No entanto, após a implementação do *Self-healing*, o DEC desse alimentador apresentou uma queda notável, rompendo a tendência negativa. Isso é um exemplo claro de como a implementação do *Self-healing* pode ter um impacto transformador no desempenho de alimentadores específicos.

A compreensão aprofundada que obteve-se sobre como a aplicação do *Self-healing* aprimora a infraestrutura de distribuição de energia elétrica é crucial para tomar decisões informadas e estratégicas na gestão dessa rede. Descobriu-se que a eficácia do *Self-healing* varia em diferentes circunstâncias, sendo mais significativa em casos de falhas isoladas ou eventos

localizados. No entanto, a implementação adequada e a manutenção contínua são fundamentais para garantir resultados consistentes.

Em suma, este estudo ressalta a importância do *Self-healing* como uma tecnologia promissora para aprimorar a confiabilidade, resiliência e eficiência operacional das redes de distribuição de energia elétrica. Espera-se que as descobertas e *insights* aqui apresentados possam servir de base para futuras implementações e melhorias nesse campo, contribuindo para um fornecimento de energia mais confiável e resiliente para a sociedade.

5.1 Limitações e trabalhos futuros

A metodologia de cálculo utilizada no estudo de caso revelou uma limitação na análise técnica. Essa limitação está relacionada ao fato de que outros avanços, tecnologias e melhorias na rede de distribuição não são considerados ao avaliar a variação do DEC. A metodologia proposta busca contornar essa limitação ao levar em conta a variação percentual ano a ano. Isso se justifica pelo fato de que a tendência de melhoria e avanço é geralmente uniforme em todo o sistema, mas ocasionalmente ocorrem situações excepcionais que fogem ao padrão esperado.

Além disso, é importante observar que o estudo de caso se concentrou nas metodologias de implementação do *Self-healing* adotadas pela distribuidora ENEL-CE. Outras abordagens, como aplicações distribuídas, semi-centralizadas e aquelas que envolvem múltiplos pontos simultaneamente, ainda não foram analisadas em profundidade. Portanto, a continuação deste trabalho se mostra relevante, uma vez que permitiria que as distribuidoras avaliassem de maneira mais abrangente o impacto da implementação dessas tecnologias, bem como a relação custo-benefício desses investimentos.

Como direção para futuras pesquisas, recomenda-se a realização de simulações abrangendo uma variedade de cenários. Isso incluiria diferentes alimentadores, localizações ao longo da linha e abordagens diversas para a implementação do *Self-healing*. As simulações podem avaliar diversos parâmetros, como a quantidade esperada de manobras, o custo dos equipamentos, os benefícios em termos de indicadores de desempenho e pagamentos de compensação por interrupções, entre outros.

Essas simulações podem ser estendidas para abranger aspectos mais complexos da rede, como o fluxo de carga, a integração de GD e análises detalhadas de carregamento. A inclusão desses fatores adicionais permitiria uma avaliação mais abrangente do impacto da

implementação do *Self-healing* em várias configurações da rede.

Essas análises simuladas ajudariam as distribuidoras a tomar decisões mais informadas sobre as estratégias de implementação do *Self-healing* e a otimizar os investimentos em tecnologia e equipamentos, considerando as condições específicas de suas redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **Visão Geral Do Setor**. 2015.
- ALMEIDA, M. A. D. D. **Apostila De Proteção De Sistemas Elétricos**. 2000.
- AMIN, M. The smart-grid solution. **Comment**, v. 499, 2013.
- ANEEL. **Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional**. 2021.
- ANEEL. **Ranking Da Continuidade Do Serviço De Distribuição De Energia Elétrica De 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/ranking-de-continuidade/2022>>.
- BINI, J. G. R.; GONÇALVES, M. F. P. Aplicação de sistema self healing em rede de distribuição. **Revista Científica Eletrônica De Ciências Aplicadas Da Fait**, 2021.
- BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability, Second Edition**. [S.l.: s.n.], 2017.
- CARVALHO, M. R. Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial. 2006.
- FALCÃO, D. M. Redes elétricas inteligentes. In: **Seminário Inserção De Novas Fontes Renováveis E Redes Inteligentes No Planejamento Energético Nacional**. Coppe Ufrj: [s.n.], 2012. Slide 1, Programa De Engenharia Elétrica.
- FERRAZ, G.; CARVALHO, M. R. D. Self-healing e o sistema de distribuição. **O Setor Elétrico**, p. 42–47, 2022. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/self-healing-e-o-sistema-eletrico-de-distribuicao/>>.
- FONSECA, J. **Aplicação Da Técnica De Self Healing Na Reconfiguração Automática De Redes Elétricas Utilizando O Padrão Iec 61850**. 2017.
- GHOSH, D.; SHARMAN, R.; RAO, H. R.; UPADHYAYA, S. Self-healing systems - survey and synthesis. **Decision Support Systems**, v. 42, p. 2164–2185, 1 2007. ISSN 01679236.
- JARDINI, J. A. **Sistemas Digitais Para Automação Da Geração, Transmissão E Distribuição De Energia Elétrica**. São Paulo: Fca, 1996.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução Aos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2005.
- LIMA, C. A. Análise dos indicadores de qualidade de serviço a partir da implantação da função self healing na rede de distribuição de uma distribuidora de energia elétrica no estado do ceará. 6 2019.
- LÓPEZ, J. C.; RIDER, M. J.; CAVALCANTE, P. L.; GARCIA, A. V.; MARTINS, L. L.; MIRANDA, L.; SILVEIRA, L. Smart grids: Self-healing and switch allocation in a real system. **The 12th Latin-american Congress On Electricity Generation And Transmission - Clagtee**, 2017.
- MEDEIROS, G. D. S.; NETO, M. D. N.; SOUZA, R. D. **Utilização De Blockchain E Tecnologias Lpwan Em Sistemas De Energia Inteligente**. 2020.

MELO, L. S. Modelo de simulação computacional multidomínio para análise de redes elétricas inteligentes com aplicação em transações econômicas de energia. 2022.

NOGUEIRA, C. E. R. **Autorrestauração De Redes De Distribuição Com Foco Na Operação Da Distribuição - Ferramenta De Auxílio à Tomada De Decisão**. 2016.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control And Automation Of Electrical Power Distribution Systems**. [S.l.: s.n.], 2017.

PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; MONTAGNER, V. F.; GARCIA, V. J.; ABAIDE, A. R. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, 2013. ISSN 03787796.

PRAMIO, J. T. Estudo sobre self healing: Conceitos, metodologias e aplicações em redes de distribuição de energia elétrica. 2014.

SAMPAIO, R. F. Sistema de automação distribuído: Uma abordagem baseada em multiagente aplicada a sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão. 2017.

SEL, S. E. L. **Tabelas Ansi**. 2022. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>.

SIMÕES, C.; TOLEDO, P. Implantação de sistemas self-healing em concessionárias de energia. In: **Anais Do X Fórum Latino-americano De Smart Grid**. São Paulo, Sp: [s.n.], 2017. Disponível em: <http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2017/pericles_toledo.pdf>.

SOUZA, P. A.; HOKAMA, W.; SANTOS, C.; BAZANI, G.; HAAS, P. **Self-healing Semi-centralizado E Seus Benefícios Para Clientes Com Base Instalada**. 2015.

TENFEN, D. **Alocação Ótima De Chaves Telecomandadas Em Redes De Distribuição Com Multi-objetivo Via Algoritmos Genéticos De Pareto**. 2011.

VAZ, R. R. D. C. Metodologia de posicionamento de religadores e dimensionamento de rede de fibra óptica para automação de sistemas de energia. 8 2017.

ZAKIEL-SHARAFY, M.; FARAG, H. E. Self-healing restoration of smart microgrids in islanded mode of operation. In: . [S.l.]: Springer Verlag, 2016. v. 166, p. 395–407. ISBN 9783319336800. ISSN 18678211.

ZIDAN, A.; KHAIRALLA, M.; ABDRABOU, A. M.; KHALIFA, T.; SHABAN, K.; ABDRABOU, A.; SHATSHAT, R. E.; GAUDA, A. M. Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends. **Ieee Transactions On Smart Grid**, Institute Of Electrical And Electronics Engineers Inc., v. 8, p. 2170–2185, 9 2017. ISSN 19493053.

ZIMMER, C.; JUNIOR, M. A. F. Automação da distribuição de energia: Recomposição automática de redes de distribuição. 2014.