



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
**FEELT – FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

---



**ANTONIO AUGUSTO ANANIAS OLIVEIRA**

**Análise de indicadores de continuidade em sistema de distribuição de energia elétrica  
com self-healing descentralizado usando OpenDSS**

---

**Uberlândia**

**2023**

**ANTONIO AUGUSTO ANANIAS OLIVEIRA**

**Análise de indicadores de continuidade em sistema de distribuição de energia elétrica  
com self-healing descentralizado usando OpenDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Proteção de Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior

**Uberlândia**

**2023**

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU com  
dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

O48  
2023

Oliveira, Antonio Augusto Ananias, 1999-  
Análise de indicadores de continuidade em sistema de  
distribuição de energia elétrica com self-healing  
descentralizado usando OpenDSS [recurso eletrônico] /  
Antonio Augusto Ananias Oliveira. - 2023.

Orientador: José Rubens Macedo Junior.  
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em  
Engenharia Elétrica.  
Modo de acesso: Internet.  
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Macedo Junior, José Rubens  
,1972-, (Orient.). II. Universidade Federal de  
Uberlândia. Graduação em Engenharia Elétrica. III.  
Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

**ANTONIO AUGUSTO ANANIAS OLIVEIRA**

**Análise de indicadores de continuidade em sistema de distribuição de energia elétrica  
com self-healing descentralizado usando OpenDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Faculdade de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como  
requisito parcial para obtenção do título de  
bacharel em Engenharia Elétrica

Área de concentração: Proteção de Sistemas  
Elétricos

Uberlândia, 16 de novembro de 2023

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior (UFU)

---

Prof. Dr. Isaque Nogueira Gondim (UFU)

---

Prof. Dr. Pedro Henrique Aquino Barra (UFU)

## RESUMO

É esperado que a cada ano a demanda por energia elétrica aumente, seja pelo desenvolvimento do país, pelas atividades industriais ou pelo avanço tecnológico. Em muitas nações, esse aumento anual no consumo de energia tem sido de cerca de 2% a 3%, e essa taxa pode ser ainda mais alta em economias em rápido desenvolvimento. No Brasil, o consumo de energia elétrica encerrou o ano de 2022 com um crescimento de 1,5% em relação ao ano anterior, para 2023 o esperado é que atinja o patamar de 2,3%. Dessa maneira, é imprescindível que o sistema elétrico, seja o setor da geração, transmissão ou distribuição, garanta a continuidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Para medir a qualidade e a continuidade são utilizados os indicadores de continuidade como DEC e FEC. Esses indicadores permitem que as empresas de energia monitorem a frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia, proporcionando uma visão quantitativa do nível de serviço prestado aos consumidores. Com base nesses dados, as empresas podem planejar melhorias na infraestrutura, implementar medidas de proteção mais eficazes e priorizar investimentos para minimizar interrupções. Logo, este trabalho tem foco em avaliar os indicadores em um sistema de distribuição de energia elétrica por meio do software OpenDSS, implementando um sistema de transferência de carga descentralizada por meio de religadores automáticos com o intuito de minimizar a duração das interrupções, assegurando uma melhoria nos indicadores de continuidade.

**Palavras-chave:** OpenDSS, religador, DEC, indicadores, proteção, self-healing.

## ABSTRACT

*It is expected that each year the demand for electrical energy will increase, whether due to the nation's development, industrial activities, or technological advancements. In many nations, this annual increase in energy consumption has been around 2% to 3%, and this rate can be even higher in rapidly developing economies. In Brazil, electrical energy consumption ended 2022 with a growth of 1.5% compared to the previous year, and by 2023, it is expected to reach a level of 2.3% [1]. Therefore, it is mandatory that the electrical system, whether in the generation, transmission, or distribution sector, guarantees continuity in the supply of electrical energy to consumers. To measure quality and continuity, continuity indicators such as SAIDI and SAIFI are used. These indicators allow energy companies to monitor the frequency and duration of energy supply interruptions, providing a quantitative view of the level of service provided to consumers. Based on this data, companies can plan infrastructure improvements, implement more effective protection measures, and prioritize investments to minimize disruptions. Therefore, this assignment focuses on evaluating these indicators in an electrical distribution system using the OpenDSS software, implementing a load transfer system through reclosers to minimize the duration of interruptions, ensuring an improvement in continuity indicators.*

**Keywords:** *OpenDSS, recloser, SAIDI, indicators, protection, self-healing.*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama do sistema de distribuição de energia elétrica.....	14
Figura 2: Diagrama de cabeamento da rede de distribuição.....	14
Figura 3: Sequência de operações do religador.....	20
Figura 4: Religador automático de rede de distribuição.....	21
Figura 5: Módulo de religamento.....	22
Figura 6: Caixa de comandos.....	22
Figura 7: Instalação de religador em rede de distribuição aérea urbana compacta.....	23
Figura 8: Sistema de transferência de carga.....	26
Figura 9: Sistema de self-healing na Universidade Federal de Uberlândia.....	28
Figura 10: Self-healing na UFU vista pela BDGD.....	28
Figura 11: Self-healing na UFU e alimentadores das SE's.....	29
Figura 12: Diferenciação entre as conexões do religador automático.....	31
Figura 13: Diagrama unifilar de um sistema de recomposição automática.....	32
Figura 14: Rede da Figura 13 com a falta no lado fonte do religador com chave NF.....	33
Figura 15: Falta de tensão no bloco de carga A.....	33
Figura 16: Temporização dos religadores.....	34
Figura 17: Abertura da chave NF do religador.....	34
Figura 18: Fechamento do religador com chave NA.....	34
Figura 19: Rede da Figura 13 com a falta no lado carga da chave NF.....	35
Figura 20: Atuação da chave NF.....	35
Figura 21: Primeira tentativa de religamento.....	36
Figura 22: Segunda tentativa de religamento.....	36
Figura 23: Bloqueio do religador com chave NF.....	36
Figura 24: Terceira tentativa de religamento.....	37
Figura 25: Bloqueio do religador com chave NA.....	37
Figura 26: Tela do SCADA da CEMIG com a função TRAD monitorada.....	38
Figura 27: ET para religadores da CEMIG.....	41
Figura 28: ET para religadores da COPEL.....	41
Figura 29: ET para religadores da CPFL.....	42
Figura 30: Diagrama da rede analisada.....	43
Figura 31: Falta no lado fonte do religador com chave NF.....	44

Figura 32: Remoção da conexão entre alimentadores .....	44
Figura 33: Falta no lado carga do religador.....	45
Figura 34: Nota técnica da ANEEL para definição do uso do OpenDSS .....	46
Figura 35: Código de modelagem do religador automático .....	47
Figura 36: Corrente de curto-circuito .....	48
Figura 37: Tensão no barramento de fonte.....	49
Figura 38: Log de eventos da simulação .....	49
Figura 39: Modelagem dos alimentadores .....	50
Figura 40: Script de simulação para a Figura 32 .....	51
Figura 41: Script de simulação para a Figura 33 .....	52
Figura 42: Script de simulação para a Figura 31 .....	53



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABR	<i>Automatic Backfeed Restoration</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COD	Centro de Operações da Distribuição
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ET	Especificação Técnica
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IHM	Interface Homem Máquina
LS	<i>Loss Of Supply</i>
MT	Média Tensão
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	Supervisório de Controle e Aquisição de Dados
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TRAD	Transferência Automática Descentralizada

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>13</b>
<b>2.1 Sistema de Distribuição de Energia .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2 Tipos de faltas .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3 Proteção da Rede de Distribuição .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4 Indicadores de Continuidade.....</b>	<b>17</b>
<b>2.5 Religador Automático .....</b>	<b>18</b>
<b>2.6 Coordenação De Proteção .....</b>	<b>24</b>
<b>2.7 Coordenação Religador - Religador.....</b>	<b>25</b>
<b>2.8 Transferência Automática de Carga.....</b>	<b>25</b>
<b>2.9 Self-Healing .....</b>	<b>26</b>
<b>3. TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DESCENTRALIZADA.....</b>	<b>29</b>
<b>3.1 Funcionamento do TRAD .....</b>	<b>30</b>
<b>3.2 Comunicação com o SCADA .....</b>	<b>37</b>
<b>3.3 Precauções com o uso do TRAD.....</b>	<b>39</b>
<b>3.4 Vantagens e Desvantagens .....</b>	<b>40</b>
<b>3.5 Especificações Técnicas das concessionárias para o TRAD .....</b>	<b>40</b>
<b>4. REDE ANALISADA.....</b>	<b>42</b>
<b>5. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL VIA OPENDSS .....</b>	<b>46</b>
<b>6. CONCLUSÃO .....</b>	<b>54</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>55</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Para levar a energia elétrica a todos os consumidores, grandes usinas, utilizando as mais variadas formas de força motriz – hidráulica, térmica, nuclear, eólicas e solares – são interligadas entre si e às subestações dos grandes centros de carga por meio de longas linhas de transmissão em altas e extra altas tensões, formando gigantescas redes de transmissão que, juntamente com as linhas e subestações de subtransmissão e de distribuição, formam os sistemas elétricos de potência, também conhecido pela sigla SEP [3].

O SEP é uma infraestrutura altamente complexa e crucial que permeia todas as esferas da nossa sociedade moderna. Sua importância é indiscutível, pois desempenha um papel fundamental em garantir o funcionamento de praticamente todas as atividades da vida cotidiana, desde a iluminação das residências até o suporte às indústrias e empresas que sustentam a economia global. A eletricidade é a espinha dorsal de nosso estilo de vida contemporâneo e um motor essencial do progresso tecnológico.

Todavia, todo sistema elétrico está suscetível a falhas indesejadas, esses eventos levam à interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. As faltas de alimentação ocorrem de várias formas, como uma descarga atmosférica sobre a linha de transmissão, a interferência de vegetação sobre a rede de distribuição, erros humanos na operação remota do sistema, rompimento de cabos, incidência de curto-circuito, entre outros.

Para mitigar os efeitos prejudiciais das ocorrências de faltas e garantir a continuidade do fornecimento de energia, os sistemas elétricos contam com sistemas de proteção complexos. Esses sistemas são projetados para detectar e isolar rapidamente áreas afetadas, minimizando o impacto nas áreas adjacentes e se factível, reestabelecendo a alimentação do maior bloco de carga possível.

Os requisitos básicos do sistema de proteção são fundamentados nos seguintes pilares: sensibilidade, seletividade, velocidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança [12]. Dessa forma, as funções básicas de um sistema de proteção são: i) garantir a integridade física de operadores e consumidores; ii) evitar ou minimizar danos materiais; iii) isolar um equipamento ou parte do sistema que tenha incidência de falta; iv) melhorar a continuidade do serviço; v) melhorar índices como DEC e FEC.

A eficácia de um sistema de proteção depende da avaliação e monitoramento contínuo da qualidade e confiabilidade do serviço prestado. É aqui que entram os indicadores de continuidade de energia, em particular os indicadores DEC (Duração Equivalente de

Interrupção por Unidade Consumidora), expresso em horas, e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), expresso em número de interrupções. Esses indicadores desempenham um papel crítico na medição e avaliação da qualidade da energia elétrica, permitindo que as empresas de distribuição e operadores de sistemas tomem decisões para melhorar a confiabilidade e eficiência do sistema.

Para atendimento ao objetivo proposto neste trabalho, serão apresentadas nos próximos capítulos, as análises de indicadores de continuidade de um sistema de distribuição de energia elétrica. Durante o trabalho será explicitado um sistema de proteção para a rede de distribuição por meio de religadores automáticos e independentes entre si, de modo a isolar a falta e interromper o fornecimento do menor número possível de consumidores por meio da transferência de carga entre alimentadores.

O estudo que segue será elaborado inicialmente de forma analítica, compreendendo o funcionamento da topologia do *self-healing* descentralizado e calculando o indicador de DEC. Em um segundo momento, a mesma análise será realizada por meio de simulação computacional no software OpenDSS, ambiente capaz de desenvolver simulações complexas das redes de distribuição. Por fim, é desejado traçar um paralelo entre as duas abordagens realizadas, de maneira a validar a topologia elaborada e observar os ganhos nos indicadores de continuidade.

Ao final do trabalho, espera-se contribuir para o avanço no entendimento e implementação de medidas no sistema de proteção que aprimorem a continuidade do fornecimento, promovendo assim, um sistema elétrico de potência mais robusto e eficiente para todos os envolvidos.

## **1.1 Objetivos**

O objetivo deste trabalho será o desenvolvimento da simulação de um sistema de proteção com religadores automáticos. A partir da elaboração de um sistema *self-healing* descentralizado com religadores coordenados, espera-se reduzir o indicador de DEC.

## **1.2 Estrutura do Trabalho**

Inicialmente, o capítulo 2 apresentará os fundamentos teóricos necessários para um melhor entendimento do trabalho, apresentando as redes de distribuição, os sistemas de proteção das redes e dando ênfase nos religadores automáticos.

O capítulo 3 informará o funcionamento da transferência automática descentralizada, no que se consiste, como se dá sua operação, os cuidados, as vantagens e desvantagens desse sistema de proteção.

O capítulo 4 mostrará a aplicação da transferência descentralizada em uma rede de distribuição, e realizando as análises do indicador de continuidade.

No capítulo 5 será realizada a simulação via OpenDSS, dessa forma será possível confrontar os resultados obtidos anteriormente e validar o sistema de proteção.

Por fim, o capítulo 6 será desenvolvida as conclusões do trabalho.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

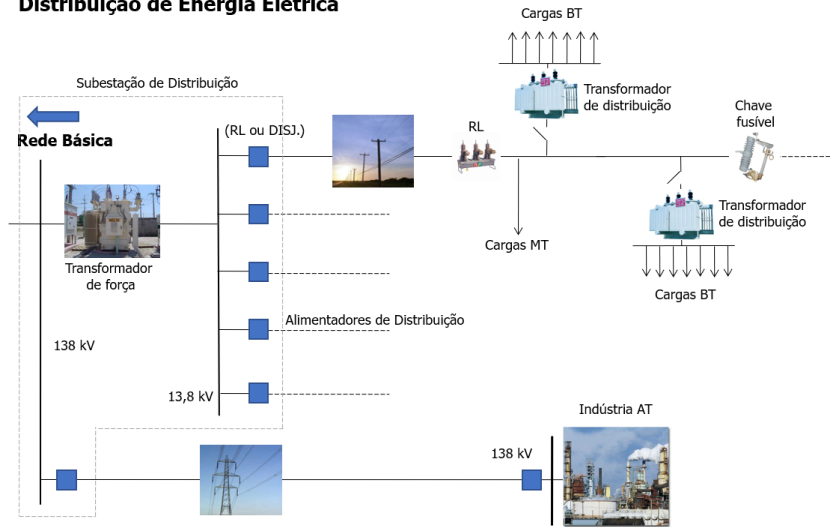
### **2.1 Sistema de Distribuição de Energia**

A distribuição de energia elétrica no Brasil é a etapa final do sistema elétrico de potência, responsável por realizar a conexão entre as subestações abaixadoras e os consumidores finais. É uma parte crítica do sistema elétrico, garantindo que a eletricidade seja entregue com confiabilidade e eficiência às residências, empresas e indústrias em todo o país [19]. Tais sistemas podem ser divididos em:

- Rede de Distribuição Primária: diz respeito a média tensão (MT) – no Brasil corresponde à rede que varia de 13,8 kV, 34,5 kV, a depender do fornecimento da concessionária – e engloba também a subestação de distribuição e os alimentadores primários;
- Rede de Distribuição Secundária: diz respeito a baixa tensão (BT) – no Brasil corresponde à rede que varia de 127 a 440V, a depender da região do país – e engloba os transformadores de distribuição, os alimentadores secundários e os ramais de ligação.

A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático com o sistema de distribuição de energia elétrica. O desenho compreende desde a subestação abaixadora, até os consumidores finais, apresentando todos os elementos e equipamentos presentes na rede.

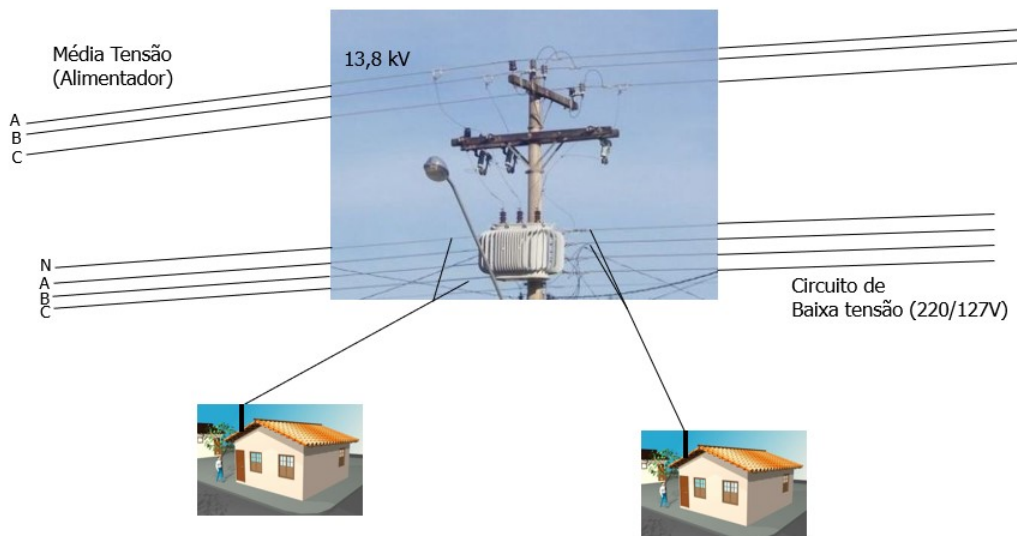
Figura 1: Diagrama do sistema de distribuição de energia elétrica  
**Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**



Fonte: Autor, 2023.

Quanto à estrutura das redes de distribuição, são visualmente identificadas pelos cabos mais elevados nos postes de iluminação pública. Na Figura 2, é possível observar um desenho esquemático de uma rede de distribuição aérea, onde os cabos fixados horizontalmente compreendem a MT, e os cabos fixados verticalmente compreendem a BT. Observa-se também o padrão de fornecimento, MT com um fio para cada fase e a BT a três fios com neutro. Dessa forma, é possível atender aos consumidores para todas as diferentes cargas necessárias, seja monofásica, bifásica ou trifásica.

Figura 2: Diagrama de cabeamento da rede de distribuição



Fonte: Autor, 2023.

A malha de distribuição de energia no Brasil é dividida em diferentes áreas de concessão, onde várias concessionárias de energia atendem as diferentes regiões do país. Cada concessionária é responsável pela operação, manutenção e expansão da infraestrutura de distribuição em sua área de atuação. Algumas das concessionárias de energia mais conhecidas incluem a Energisa, Light, Cemig, Copel, entre outras.

Cada uma dessas concessionárias de energia deve responder a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pelas resoluções e diretrizes que regem o sistema de distribuição no Brasil. Sendo assim, haja visto a importância que a rede de distribuição possui frente ao fornecimento contínuo de energia, fica assegurado a qualidade e confiabilidade no serviço prestado, além do investimento nos planos de expansão da rede, visando garantir o crescimento do consumo e melhoria da estrutura.

## **2.2 Tipos de faltas**

Uma falta é o termo comumente utilizado para se referir a um evento indesejado em um sistema elétrico. De maneira geral, o termo engloba todo fenômeno acidental que resulta em uma interrupção do funcionamento de um equipamento ou sistema elétrico [10].

Na maioria das vezes, essa condição pode levar a uma corrente elétrica muito alta fluindo através do circuito, o que pode causar danos aos equipamentos elétricos, interrupção no fornecimento de energia e representar riscos à segurança das pessoas e ao sistema elétrico como um todo.

As faltas podem ser divididas em dois tipos:

- Falta temporária: interrupção momentânea no fornecimento de energia elétrica, dura um curto período, até que a operação de um equipamento de proteção da rede elimine o defeito e reestabeleça o serviço. Essas faltas podem ser causadas por várias razões, como descargas atmosféricas, interferência ambiental, materiais sem isolamento adequada, abertura de arco elétrico, sobrecargas temporárias. Dados apontam que cerca de 80% das faltas são de origem temporárias [10].

- Falta permanente: uma interrupção contínua e duradoura no fornecimento de energia elétrica, que não é restaurada sem a intervenção manual ou reparo significativo. Essas faltas são geralmente causadas por problemas mais sérios na rede elétrica, como a queda de uma árvore sobre a rede, queda de poste, rompimento de cabos, falha irreparável em um transformador de

distribuição, entre outros. Falhas permanentes podem ser mais graves do que falhas temporárias, pois exigem um esforço significativo para a restauração do serviço elétrico e podem resultar em interrupções prolongadas para os consumidores afetados. Vale ressaltar que uma falha temporária pode se tornar permanente caso o sistema de proteção não atue corretamente [10].

### **2.3 Proteção da Rede de Distribuição**

O sistema de proteção da rede de distribuição de energia elétrica tem a função de assegurar que, em caso de existência de falha na rede, haja um desligamento total ou parcial o mais rápido possível. Dessa maneira, cabe ao sistema de proteção identificar o tipo de falha, localizar a ocorrência, isolar o menor trecho possível, e então trabalhar na restauração completa do sistema.

Para compreender a estrutura básica do sistema de proteção, a seguir descreve-se o detalhamento da operação. Inicialmente, é preciso medir os sinais de tensão e corrente do sistema elétrico, para essa tarefa faz-se uso dos transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), com estes equipamentos será possível obter, reduzir a magnitude e condicionar esses sinais. Em seguida, os sinais adquiridos são enviados ao cerne do sistema de proteção: os relés digitais.

Cabe ao relé processar o sinal adquirido de acordo com as configurações de proteção pré-estabelecidas e então definirá se aquele sinal está relacionado com um curto-circuito, assim os dispositivos de atuação receberão o comando para desconectar o trecho com anomalia. Na maioria dos casos, os relés são conectados ao sistema SCADA da concessionária, cuja função será fornecer soluções integradas e complementares, proporcionando um monitoramento em tempo real da operação do sistema de proteção de forma remota.

Para que a proteção siga o funcionamento descrito, o sistema deve ser fundamentado conforme alguns requisitos básicos: i) Seletividade: através desse mecanismo, apenas o dispositivo de proteção mais próximo da falha é responsável por desligar a parte danificada do sistema elétrico. ii) Zonas de atuação: tem como objetivo estabelecer as áreas abrangidas pela proteção para cada dispositivo de proteção. Um equipamento específico deve detectar uma falha somente se estiver dentro da sua área designada de atuação, também conhecida como "zona protegida". iii) Velocidade: a velocidade de atuação da proteção deve ser minimizada para reduzir ou eliminar potenciais falhas no sistema protegido. iv) Sensibilidade: se entende como a capacidade do equipamento de proteção em reconhecer as faixas e os limites de operação e



não operação. v) Confiabilidade: está relacionada à habilidade do dispositivo de proteção operar de maneira segura e precisa, em conformidade com sua função designada. vi) Automação: está relacionada à capacidade do dispositivo de proteção operar de forma automática, baseando-se unicamente na análise de grandezas elétricas, sem necessidade de intervenção humana [16].

Por fim, quanto aos equipamentos comumente utilizados nos sistemas de proteção da rede de distribuição, dois deles se destacam: o fusível e o relé. Fusíveis operam ao fundir seu elemento metálico, projetado com parâmetros de tempo e corrente de atuação específicos, enquanto relés englobam uma ampla gama de funções que asseguram a proteção dos sistemas elétricos em várias situações, incluindo sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão e diversas outras. Além dos fusíveis e relés, é possível observar na rede de distribuição a presença de chaves seccionadoras e religadores, itens que serão detalhados nos próximos tópicos.

## 2.4 Indicadores de Continuidade

A distribuição de energia elétrica no Brasil é regida pelas diretrizes e leis aprovadas pelo Congresso Nacional e pelos decretos emitidos pelo Executivo Federal. Essas diretrizes são implementadas e regulamentadas por meio das resoluções elaboradas pela ANEEL.

A ANEEL, através das normas elaboradas no módulo 8 do PRODIST, acompanha os serviços prestados pela distribuidora através de indicadores de qualidade, como: DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC [1].

- DEC – duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração, em horas. Calculada por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C a_i \times t_i}{C c}$$

- FEC – frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração. Calculado por:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C a_i}{C c}$$

- DIC – duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais consumidores, que indica o intervalo de tempo em que

ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas. Calculado por:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t_i$$

• FIC – frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais consumidores, que indica o número de vezes em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração.

Obtido por:

$$FIC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_i}{Cc} = n$$

• DMIC – duração máxima de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais consumidores, que indica o intervalo de tempo máximo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas. Calculado por:

$$DMIC = t_i \text{ máx}$$

Onde,

- $i$  é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;
- $n$  é o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- $t_i$  é o valor correspondente ao tempo de interrupção contínua de índice  $i$ , expressa em horas e centésimos de hora.
- $Ca_i$  é o número de unidades consumidoras do conjunto sujeito à interrupção contínua de índice  $i$ .
- $Cc$  é o número total de unidades consumidoras do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

## 2.5 Religador Automático

Os religadores são equipamentos automáticos de interrupção da corrente elétrica com a capacidade de repetir operações de abertura e fechamento de um circuito durante a presença de uma falta [16].

Os religadores automáticos são dispositivos inteligentes incorporados aos sistemas elétricos de distribuição de energia. É um dispositivo capaz de detectar a falha rapidamente, interromper o circuito e após um tempo tentar reestabelecer o sistema às suas condições normais de operação. Caso a falta seja do tipo permanente, o religador irá travar as tentativas de religamento e manterá o circuito seccionado, isolando o trecho defeituoso.

Nos primórdios das redes de distribuição, os elos fusíveis compunham grande parte da proteção dos elementos. Todavia, a inconveniência desse dispositivo de proteção em não conseguir diferenciar uma falta transitória de uma falta permanente levou ao desenvolvimento de um dispositivo que conseguisse enxergar essa distinção. Embora os fusíveis ainda sejam amplamente utilizados atualmente, a sua operação implica no deslocamento de uma equipe até o local para rearmar a chave e substituir o elo queimado, podendo levar horas e impactando diretamente nos indicadores de continuidade.

O foco em utilizar religadores automáticos nas redes de distribuição é justamente em otimizar a continuidade do fornecimento, evitando que os consumidores fiquem longos períodos sem energia elétrica. Assim, com o uso de um religador é possível reduzir as longas interrupções de origem transitórias, além de resultar em uma redução de custos de operação e manutenção.

Os benefícios que surgem com a aplicação de religadores são inúmeras e impactam positivamente no funcionamento do sistema elétrico. A maior flexibilidade na configuração dos relés microprocessados desses religadores permite uma coordenação mais eficaz com outros dispositivos de proteção, tornando o sistema mais seguro e eficiente. Além disso, a rapidez e precisão oferecidas melhoram a proteção do sistema de distribuição, contribuindo diretamente na redução dos indicadores de DEC e FEC. Por fim, a facilidade de operação proporcionada por esses dispositivos simplifica o gerenciamento e a manutenção do sistema, tornando-o mais acessível e prático.

Adentrando mais nas características operativas do religador, o equipamento é projetado para ser sensibilizado na ocorrência de uma falta, então automaticamente interrompe o sistema em um curto intervalo de tempo. Após um tempo pré-estabelecido, o religador restaura o fornecimento de energia. Contudo, se o problema persistir, o dispositivo realiza um novo desligamento. Após três ou quatro tentativas sem sucesso em restabelecer o fornecimento, o religador é configurado para considerar o problema como permanente e permanece em bloqueio. Nesse cenário, a equipe de manutenção da concessionária de energia deve intervir

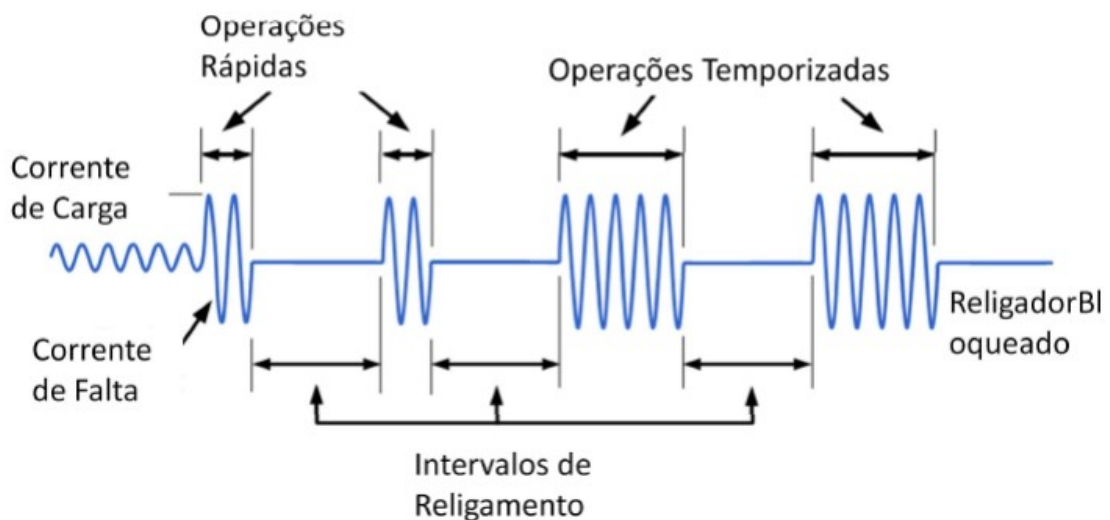
para resolver a questão na linha e reconfigurar o religador manualmente ou remotamente, permitindo a restauração do fornecimento de energia.

Dentre as quatro tentativas de religamento, é possível programar as seguintes combinações de religamento:

- Uma operação rápida e três lentas;
- Duas operações rápidas e duas lentas;
- Três operações rápidas e uma lenta;
- Todas as operações rápidas;
- Todas as operações lentas.

Na Figura 3 é apresentada uma tentativa de religamento com duas operações rápidas e duas lentas. As curvas de operações são parametrizadas pelas concessionárias, de modo que a melhor configuração seja definida de acordo com a aplicação do equipamento. Os intervalos de religamentos também são configuráveis dentro da lógica digital do relé microprocessado do religador, possibilitando aumentar ou reduzir o intervalo entre cada tentativa de restauração da rede.

Figura 3: Sequência de operações do religador



Fonte: [8], 2020.

Tratando das características construtivas do equipamento, o religador automático é basicamente composto pelo módulo religador e sua caixa de comandos. Na Figura 4 mostra a disposição de um religador de distribuição fixado ao poste da rede, onde é possível observar o

módulo religador conectado aos cabos da rede de média tensão, além da caixa de comandos fixada ao poste e conectada ao módulo religador pelo cabo umbilical.

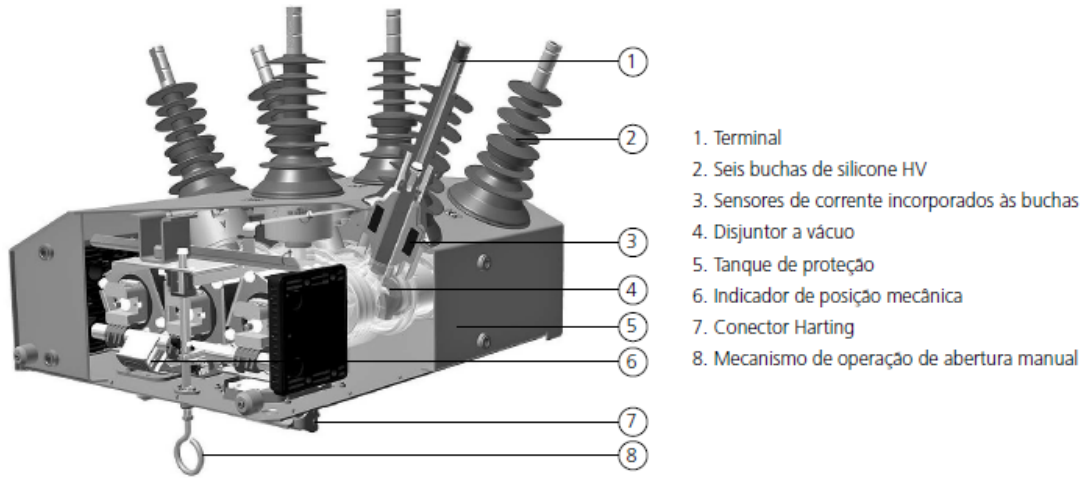
Figura 4: Religador automático de rede de distribuição



Fonte: [17], 2020.

O módulo de comandos, fica fixado mais acima no poste, mais próximo aos cabos da rede MT. Conforme a Figura 5 detalha, o módulo é composto pelas buchas de entrada e saída que fazem a conexão com a rede, de modo que o equipamento opere como uma chave seccionando o circuito. Internamente nas buchas há os equipamentos de medição do tipo TP e TC. Interno ao tanque se encontra o disjuntor a vácuo, responsável por realizar o seccionamento e pela extinção do arco elétrico. Na parte inferior há a alavanca de segurança, dispositivo que trava o equipamento em uma determinada posição. E por fim, o conector para o cabo umbilical, meio por onde será transmitida e recebida todas as informações da caixa de comando.

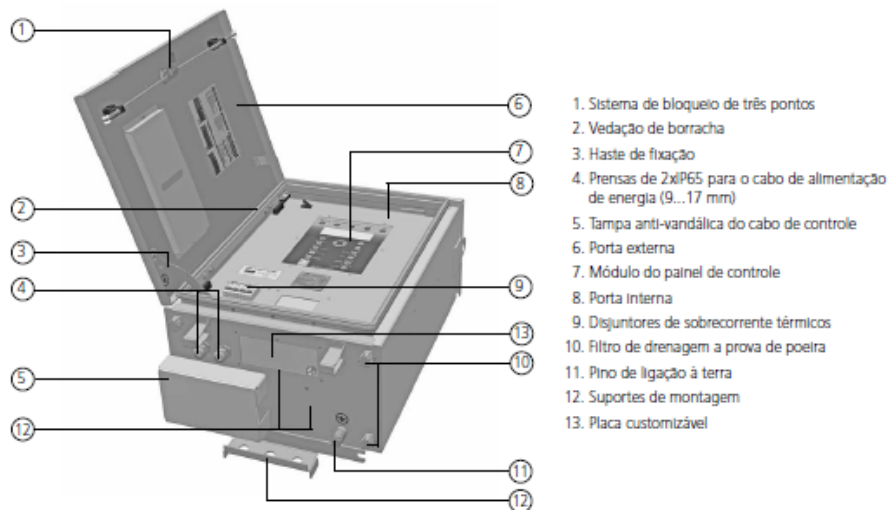
Figura 5: Módulo de religamento



Fonte: [18], 2019.

Já a caixa de comandos, ilustrada na Figura 6, é onde se encontra toda a parte digital responsável por realizar o monitoramento e proteção da rede. Por meio do cabo umbilical, todas as informações adquiridas no módulo de religamento serão processadas pelo relé microprocessado. Essa caixa abriga todas as placas de circuito impresso que constituem o equipamento e toda a sua lógica de funcionamento, além da IHM que possibilita o operador em campo realizar configurações e manobras no equipamento. Na caixa de comandos também se encontra o sistema de comunicação do religador, responsável pelo enlace entre equipamento e sistema SCADA da concessionária, assim o operador consegue gerenciar todos os dados do dispositivo e realizar operações remotamente.

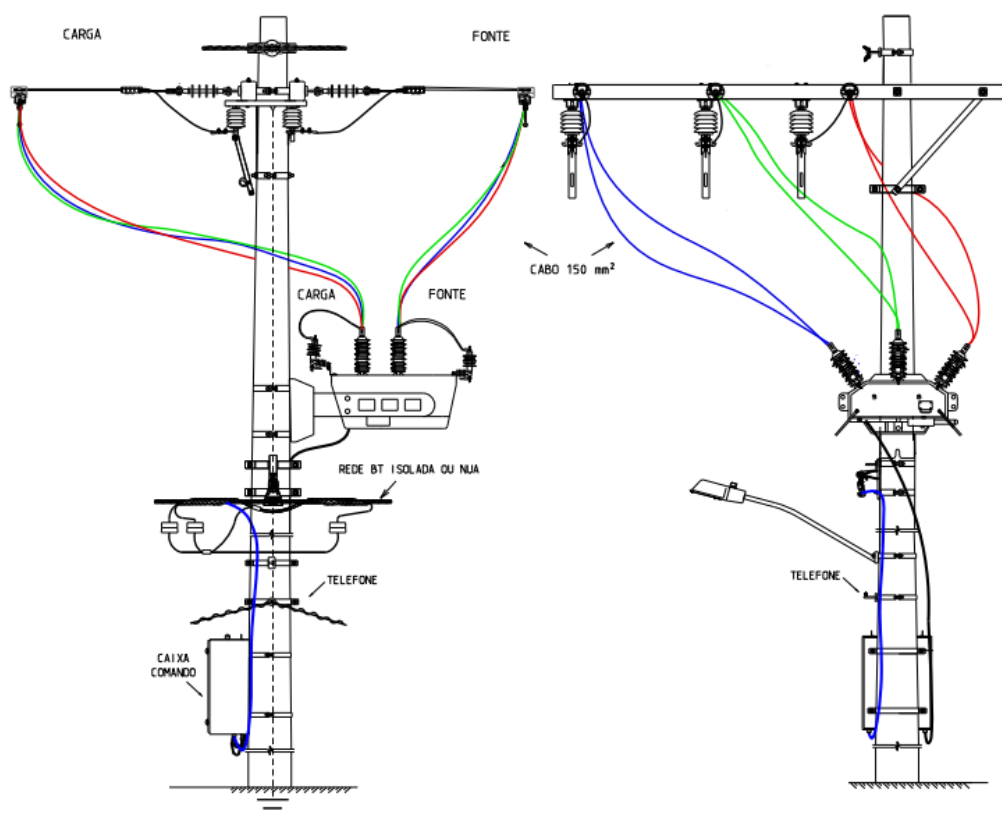
Figura 6: Caixa de comandos



Fonte: [18], 2019.

A Figura 7 apresenta o modo como os equipamentos devem ficar dispostos na rede. É importante que seja ligado corretamente o lado fonte e o lado carga do equipamento, algumas funções de proteção dependem dessa informação.

Figura 7: Instalação de religador em rede de distribuição aérea urbana compacta



Fonte: [5], 2023.

Por fim, é possível encontrar diferentes tipos de religadores no sistema elétrico. Quanto a quantidade de fases monitoradas, tem-se os religadores monofásicos usados para proteger linhas monofásicas, são mais leves e mais simples, não necessitam de uma caixa de comando. Já os religadores trifásicos usados em circuitos trifásicos, são mais robustos e com uma complexidade maior de operação, na existência de um curto todas as fases são abertas simultaneamente.

Quanto a posição da chave religadora, tem-se chaves do tipo normalmente aberto (NA) e normalmente fechado (NF). A chave NF do religador ao receber o comando de atuação, os seus contatos irão abrir. Assim como uma chave NA, ao receber um comando, irá fechar.

Quanto ao sistema de comunicação, encontra-se no mercado religadores automáticos telecomandados com diferentes tipos de mídias de comunicação. É possível encontrar religadores que se comunicam por meio da rede de telefonia, utilizando modems celulares 3G/4G. Uma outra possibilidade é a comunicação via rádio, além de uma opção mais robusta, a comunicação satelital que utiliza transceptores para realizar o enlace entre o religador, satélite geostacionário e servidor do sistema SCADA. A escolha da mídia de comunicação é resultado do local onde o equipamento se encontra instalado, como por exemplo, para religadores em áreas rurais e sem sinal de rede telefônica, a mídia satelital poderia ser uma solução.

## **2.6 Coordenação De Proteção**

A coordenação dos sistemas de proteção trata-se de um processo que visa assegurar que os equipamentos de proteção, como relés, fusíveis e chaves seccionadoras, operem de forma coordenada, de modo que se defina a prioridade de atuação de cada dispositivo. A coordenação existe para garantir uma alternativa na proteção caso essa apresente falhas, além do fato de atender ao requisito de seletividade.

A coordenação da proteção assegura a seletividade no sistema protegido, garantindo que a falta seja isolada e desligando o menor trecho possível. Caso a proteção primária apresente defeitos, uma vez que todo equipamento está sujeito a falhas de operação, uma proteção de retaguarda deve ser definida para atuar, de modo que esteja coordenada com a proteção primária.

Para se definir uma coordenação entre proteção primária e de retaguarda é necessário a parametrização dos tempos de operação para cada equipamento, para que assim haja tempo suficiente de confirmar a falha na atuação primária e acionar a atuação da proteção de retaguarda mais próxima. Para assegurar a seletividade, os tempos de operação de cada proteção deverá ser crescente conforme a distância aumenta.

Para confirmar que um sistema de distribuição de energia elétrica apresenta coordenação entre suas proteções, é necessário realizar um estudo de coordenação e seletividade. Esse estudo é responsável por determinar o perfil dos equipamentos de proteção do sistema elétrico analisado. O estudo analisa o tempo de atuação de cada dispositivo sob a presença de uma sobrecorrente, o estudo é desenvolvido por meio das curvas tempo x corrente, de modo que é possível determinar qual o tempo mínimo de atuação para cada equipamento.



## 2.7 Coordenação Religador - Religador

Para dois religadores instalados na rede elétrica em série, a premissa básica de operação da proteção se deve ao fato que para uma determinada falta, seja permanente ou transitória, o religador mais próximo da região de falta que deverá atuar pela sua curva de operação rápida e não deverá permitir que o religador de retaguarda opere em sua curva de operação lenta.

Com a finalidade de evitar que a proteção de retaguarda atue antes do necessário, faz-se necessário parametrizar o tempo entre as tentativas de religamento nos relés de cada um dos religadores. Esse tempo de coordenação deve levar em consideração o tempo necessário para que a chave religadora interrompa o circuito, o tempo de operação e processamento do relé, além de uma margem de segurança. Comumente, se tem definido entre 0,2s a 0,5s para o tempo de coordenação entre religadores [4].

## 2.8 Transferência Automática de Carga

A transferência automática de carga é um processo que permite alternar automaticamente a fonte de suprimento de energia elétrica em um sistema para garantir o fornecimento contínuo de energia em caso de falha ou interrupção em uma das fontes de energia. Isso é particularmente útil em aplicações críticas, onde a continuidade do fornecimento de energia é essencial, como data centers, hospitais, instalações industriais, entre outros.

Na Figura 8 é apresentado um diagrama unifilar básico de um sistema de transferência de cargas. O bloco de carga em questão recebe energia elétrica por meio de dois alimentadores diferentes e independentes, conectados à carga por meio de chaves NA e NF, como por exemplo religadores ou chaves seccionadoras. A alimentação primária, com origem pelo alimentador 1, é conectada por uma chave normalmente fechada, assim como a alimentação secundária é conectada por uma chave normalmente aberta. Assim que o sistema de proteção é sensibilizado pela existência de uma falta no alimentador primário, a chave NF deverá operar e seccionar o circuito, assim como a chave NA deverá atuar e estabelecer a alimentação pelo alimentador 2.

Figura 8: Sistema de transferência de carga



Fonte: Autor, 2023.

Como vantagens para o sistema elétrico de potência, a transferência automática de cargas possibilita a redução do tempo de interrupção com uma comutação rápida entre as fontes de energia do circuito, a nível de redes de distribuição, haverá impacto diretamente nos indicadores de continuidade. Vale mencionar a confiabilidade e disponibilidade no fornecimento de energia elétrica, assegurando a operação contínua de cargas críticas. Além do fator humano, o sistema possibilita toda a atuação dos comutadores sem a intervenção humana.

## 2.9 Self-Healing

Atualmente, as concessionárias de energia elétrica no Brasil têm aumentado seus investimentos em automação das redes de distribuição, com foco nos indicadores de continuidade e na qualidade do serviço, a automação surge como a solução para a redução de custos operacionais e minimizar o tempo das ocorrências de falta de energia [11].

No cenário da malha de distribuição de energia elétrica no Brasil, as redes estão suscetíveis a faltas e aos mais diversos tipos de falhas. Dessa forma, se fez necessário um sistema integrado que afirmasse a confiabilidade, eficiência e segurança, além de ser capaz de adquirir os dados da rede, processá-los e tomar as decisões de forma automática. Para esse sistema se dá o nome de *smart grid*, conceito de rede inteligente que faz uso da tecnologia da informação para tornar o sistema elétrico mais eficiente, confiável e sustentável.

Dentro do universo das *smart grids*, nos arranjos de proteção destaca-se o *self-healing*. Define-se um sistema *self-healing*, ou recomposição automática, como aquele capaz de detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede de energia elétrica de forma automática, em alguns casos até de forma instantânea [11].

Para que um sistema de *self-healing* seja implementado na rede de distribuição é necessário que os equipamentos de proteção sejam providos de um sistema de telecomunicação, além de possibilitarem a atuação por meio de comando remoto. Dessa maneira, os equipamentos de proteção estabelecem uma comunicação direta com o SCADA da concessionária, enviando e recebendo informações em tempo real.

Quanto ao funcionamento de um *self-healing*, quando uma falha for detectada na rede de distribuição, a proteção primária será sensibilizada e de prontidão enviará as informações ao centro de operações via SCADA. Assim, o trecho de rede será isolado por meio de chaves telecomandadas, de forma que a quantidade de consumidores afetados seja mínima.

Em seguida, por meio de uma lógica programada, os dispositivos inteligentes da rede identificam a necessidade em estabelecer o fornecimento através de um circuito alternativo para que o fornecimento seja restabelecido ao maior número de consumidores. Então, as redes são manobradas para que o fornecimento seja normalizado evitando o trecho atingido pela falha. Todo esse processo leva menos de três minutos, tempo máximo para que a concessionária comece a ser penalizada pela falta no fornecimento de energia. Por fim, caso necessário, o centro de operações enviará uma equipe a campo para que a falha seja solucionada, assim a rede poderá ser manobrada para a sua configuração inicial.

A Figura 9 exemplifica um sistema de *self-healing* existente na alimentação da Universidade Federal de Uberlândia, no campus Santa Mônica. No ramal de conexão da subestação interna da universidade com a rede da concessionária, existem 3 religadores instalados nos postes, onde os dois primeiros são configurados como chaves NF e um terceiro configurado como chave NA.

É válido ressaltar que os religadores 1 e 3 compõem o sistema de *self-healing*, estabelecendo a lógica de recomposição automática por meio das chaves NA e NF. Ao passo que o religador 2 é apenas uma chave para controle de demanda da Universidade Federal de Uberlândia e compõe o ramal de ligação da subestação interna da UFU com a rede MT.

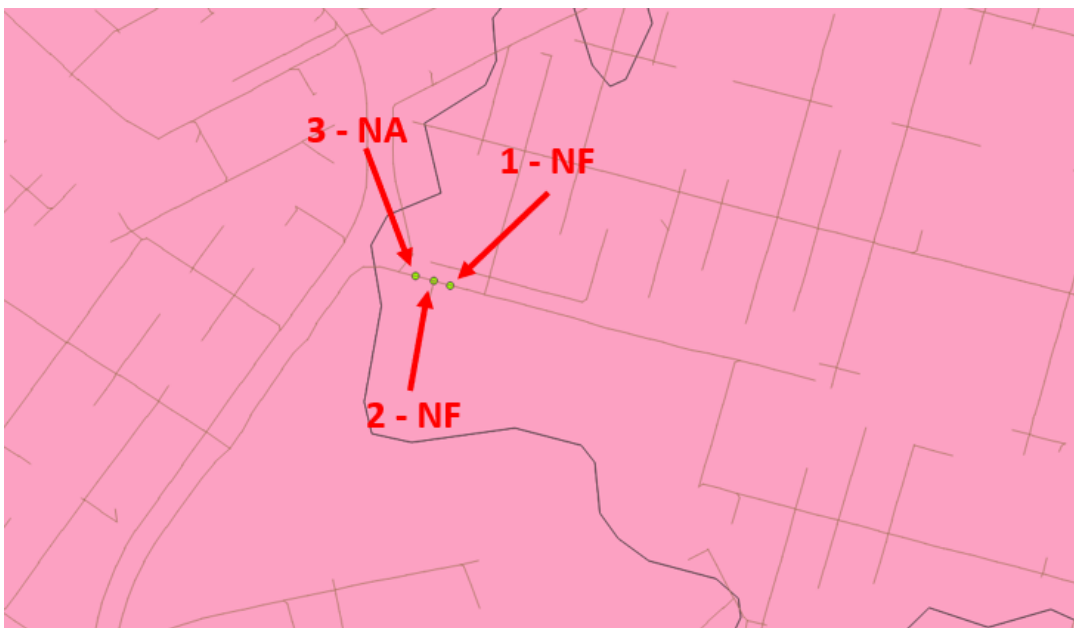
Figura 9: Sistema de self-healing na Universidade Federal de Uberlândia



Fonte: Google Maps, 2023.

Utilizando a base de dados geográfica da distribuidora (BDGD) e o software QGIS para visualizar a rede e os equipamentos da concessionária, é possível confirmar a disposição e a configuração desses religadores. Na Figura 10 observa-se a rede MT da CEMIG, onde os pontos verdes são os religadores existentes e observados na Figura 9, confirmando o sistema de proteção instalado nesse trecho da rede.

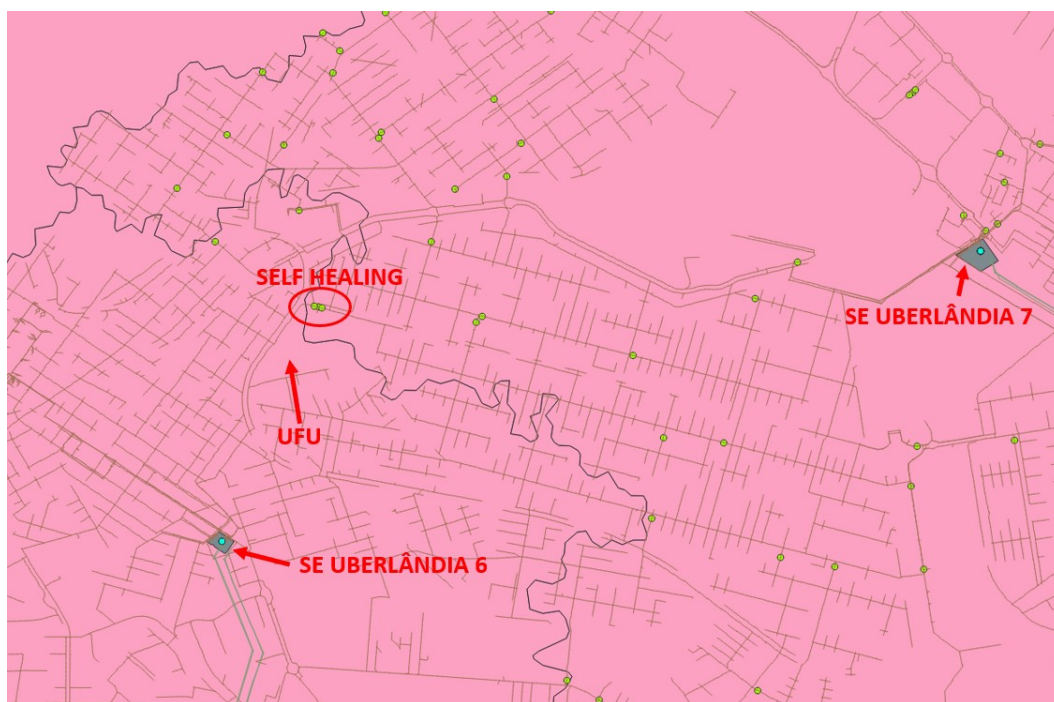
Figura 10: Self-healing na UFU vista pela BDGD



Fonte: Autor, 2023.

A Figura 11 apresenta uma visão macro da BDGD analisada para a rede MT da cidade de Uberlândia-MG. Nota-se o sistema de *self-healing* das Figuras 9 e 10 circulado em vermelho, pela configuração notada na Figura 10 é possível entender o funcionamento do sistema. A alimentação do campus é oriunda dos alimentadores da subestação elétrica Uberlândia 7, e então chega por meio das duas chaves normalmente fechadas. Caso haja alguma falta na subestação ou em algum trecho da rede, a proteção atua abrindo a chave de número 1, do tipo NF, e o *self-healing* automaticamente recompõe o fornecimento ao campus por meio do fechamento da chave número 3, do tipo NA, de forma que a energia passará a fluir dos alimentadores da subestação Uberlândia 6.

Figura 11: Self-healing na UFU e alimentadores das SE's



Fonte: Autor, 2023.

### 3. TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DESCENTRALIZADA

Dentre os objetivos do presente trabalho, como mencionado anteriormente, tem-se como foco o estudo de uma topologia de sistema de proteção com religadores, cuja finalidade é realizar a transferência de carga entre alimentadores de modo que esses religadores não necessitem de comunicação entre si, então analisar os ganhos nos indicadores de continuidade. Para esse sistema de recomposição onde não há uma comunicação entre os equipamentos de

transferência de carga, se dá o nome de transferência de carga descentralizada ou *self-healing* descentralizado, conhecida também pela sigla TRAD.

A transferência descentralizada, como próprio nome diz, não estabelece comunicação entre os equipamentos e não necessita de comunicação com o centro de operações da concessionária de energia, ou seja, esse sistema de proteção não precisa de centralizar a informação no COD para estabelecer as tomadas de decisões do sistema de proteção. Dessa forma, a configuração da proteção e as medidas de restauração a serem executadas são tomadas a partir dos controladores dos religadores.

A configuração do TRAD consiste em uma funcionalidade existente nos relés microprocessados dos religadores. Quando a configuração é ajustada para operar por meio da parametrização do relé, o religador poderá executar comando de abertura e fechamento da chave sem se comunicar com nenhum sistema SCADA ou com outros equipamentos a montante ou jusante. A função habilitada realizará uma sequência pré-definida de operações com o objetivo de realizar a transferência de um circuito de média tensão para outra fonte em casos de falta de tensão sustentada do circuito principal de alimentação.

Logo, o *self-healing* descentralizado trabalha com a lógica de recomposição diretamente nos controladores dos religadores, ao passo que em um *self-healing* centralizado a lógica é alocada no centro de operações da concessionária. A descentralização desse sistema implica em uma menor robustez do sistema de telecomunicação do equipamento.

### **3.1 Funcionamento do TRAD**

O sistema de recomposição automática descentralizado trabalha com duas funções habilitadas na lógica dos relés instalados nas caixas de comando dos religadores, a configuração dessas funções possibilita a abertura e fechamento dos equipamentos de proteção, reconfigurando automaticamente o sistema de distribuição, sem necessitar comunicar com outros equipamentos ou com o sistema supervisor.

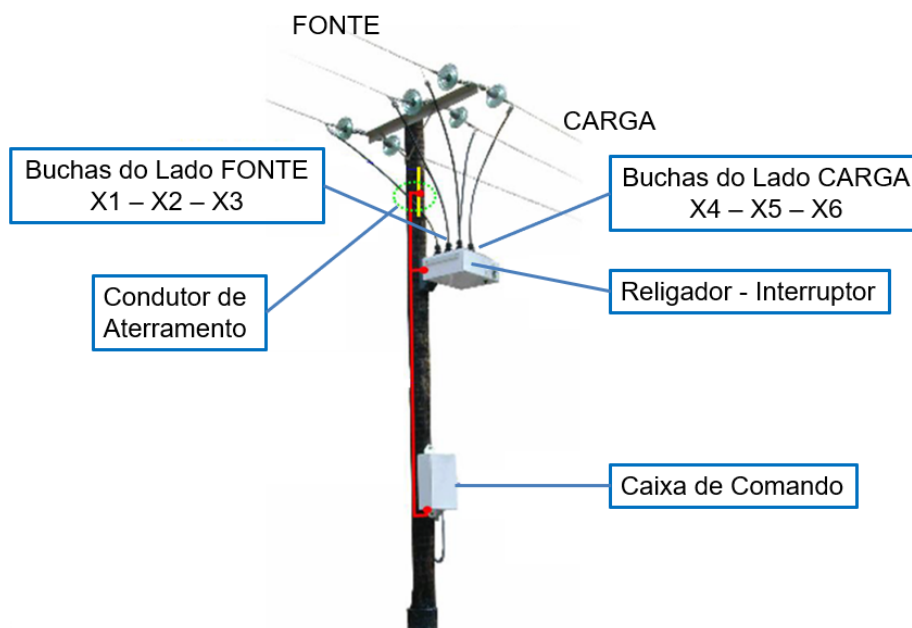
- Função ABR (*Automatic Backfeed Restoration*): Funcionalidade utilizada para realizar o fechamento do religador pelo requisito de falta de tensão nas três buchas de saída, lado carga do religador. Essa função é aplicada aos religadores com chaves NA, pois assim que receberam o comando do relé, a função ABR executará o fechamento dos contatos internos no tanque do religador.

- Função LS (*Loss of Supply*): Funcionalidade utilizada para realizar a abertura do religador pelo requisito de falta de tensão nas buchas de entrada, lado fonte do religador. Essa função é aplicada nos religadores com chaves NF, então assim que o interruptor recebe o comando do relé, a função LS executará a abertura dos contatos internos no tanque do religador.

Na Figura 12 está ilustrado a diferença entre lado fonte e lado carga de um religador automático. O lado fonte é aquele que recebe a alimentação oriunda do alimentador de uma SE, é o lado que será conectado às buchas primárias, conhecidas pela nomenclatura técnica como X1,X2,X3 ou A,B,C. O lado carga é aquele que após seccionado pelo religador, fecha o circuito com o bloco de carga protegido a sua jusante, é o lado que será conectado às buchas secundárias, conhecidas pela nomenclatura técnica como X4,X5,X6 ou R,S,T. Salienta-se a importância da instalação corretamente do equipamento em campo, caso o lado fonte seja conectado no lugar da carga, ou vice-versa, a proteção não atuará como programado e todo o bloco de carga protegido ficará sujeito a falhas e a falta de fornecimento prolongado.

Haja visto a diferença entre as funções LS e ABR dos religadores com chaves NA e NF e a diferença de conexão entre lado fonte e carga, segue-se com a topologia a ser montada na rede MT para realizar a recomposição automática do bloco de carga protegido e como se dá a lógica de funcionamento do sistema proposto.

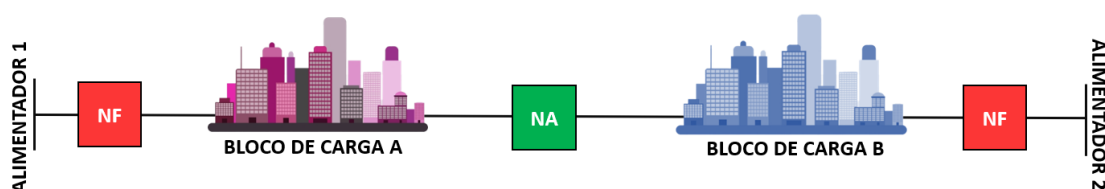
Figura 12: Diferenciação entre as conexões do religador automático



Fonte: Autor, 2023.

A Figura 13 apresenta um diagrama unifilar da estrutura de um sistema de transferência automática de carga descentralizado. O desenho esquemático apresenta dois blocos de carga, A e B, onde o bloco A recebe alimentação por meio do alimentador 1, assim como o bloco B recebe por meio do alimentador 2. Ambas as alimentações possuem um religador normalmente fechado posicionado entre a carga e a fonte de alimentação. Entre as duas cargas haverá uma rede conectando-as, onde será posicionado um religador do tipo normalmente aberto seccionando essa interligação. Dessa forma, a recomposição automática conseguirá transferir uma carga de um alimentador a outro por meio desse religador intermediário.

Figura 13: Diagrama unifilar de um sistema de recomposição automática



Fonte: Autor, 2023.

Pensando nos pilares dos sistemas de proteção das redes de distribuição, mais especificamente no pilar da coordenação, como três religadores conseguem atuar de forma sincronizada e coordenada e sem comunicação entre si?

A resposta da pergunta está nas parametrizações dos relés, em particular na configuração das temporizações dos relés microprocessados dos religadores. Na programação lógica do TRAD, os religadores com chave do tipo NF serão parametrizados para atuarem com 90 segundos após o religador medir a falta de tensão sustentada nas buchas do lado fonte. Em outras palavras, assim que os TP's nas buchas do religador medirem que a tensão está em zero volts, o relé dispara um contador de tempo para atuação e quando atingir os 90s o religador abrirá os contatos por meio da função LS.

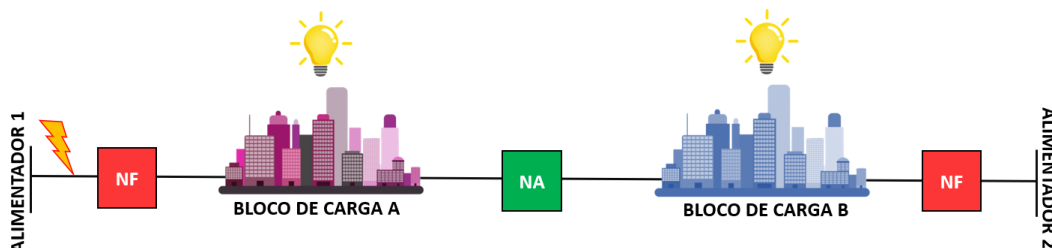
Paralelamente aos equipamentos NF, os religadores com chave do tipo NA serão programados para atuarem com 100s após a falta de tensão sustentada nas buchas do lado fonte ou carga. Portanto, após a chave NF do religador abrir o circuito em 90s de duração da falta de tensão, 10s depois a chave NA realizará o fechamento dos seus contatos por meio da função ABR, transferindo o bloco de carga para o outro alimentador. As Figuras a seguir ilustrarão todo o esquema de funcionamento do TRAD por meio da temporização dos religadores automáticos.



- Caso 1: Falta no lado fonte da chave NF do religador.

A Figura 14 apresentada uma falta posicionada a jusante do primeiro religador com chave do tipo NF, ou seja, no seu lado fonte.

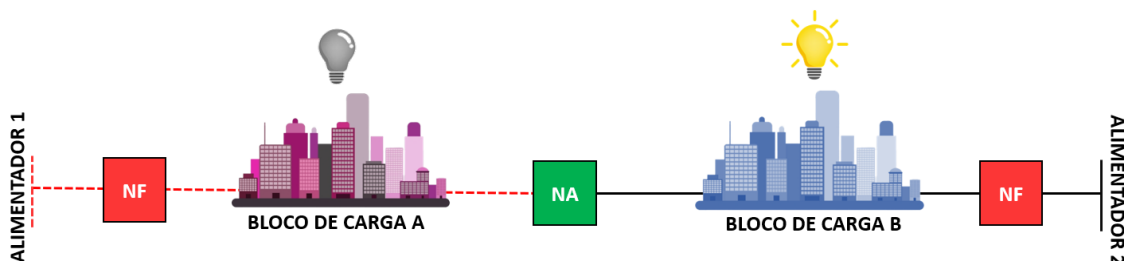
Figura 14: Rede da Figura 13 com a falta no lado fonte do religador com chave NF



Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 15, o defeito na rede inserido anteriormente refletiu na falta de tensão em todo bloco de carga A. Nesse sentido, a falta inserida terá sensibilizado alguma proteção localizada a montante do religador com chave normalmente fechada, de modo que abriu o circuito e resultou na descontinuidade do fornecimento de energia elétrica.

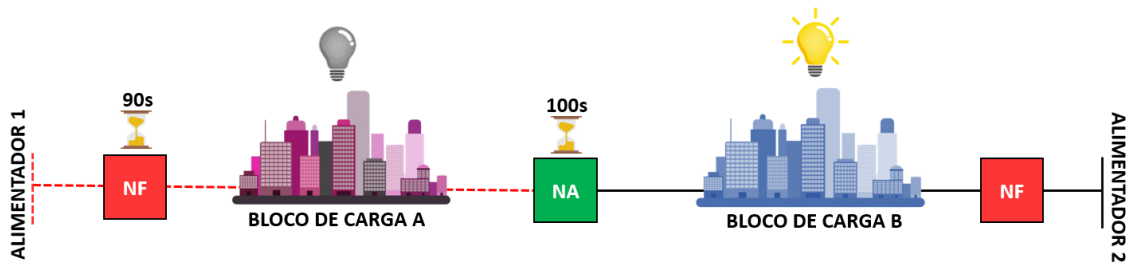
Figura 15: Falta de tensão no bloco de carga A



Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 16 segue-se o entendimento. Os TP's instalados dentro das buchas dos religadores são responsáveis por adquirir a tensão na rede, dessa forma, assim que a tensão medida for zero volts nas buchas do lado fonte da chave NF e NA, serão iniciados temporizadores em cada um dos religadores. O religador com chave NF será programado com temporização de 90 segundos e o NA com temporização de 100 segundos, dessa forma assegura-se que o defeito na rede se trata de uma falha permanente e não se extrapola o limite de tempo de 3 minutos para impactar os indicadores de continuidade.

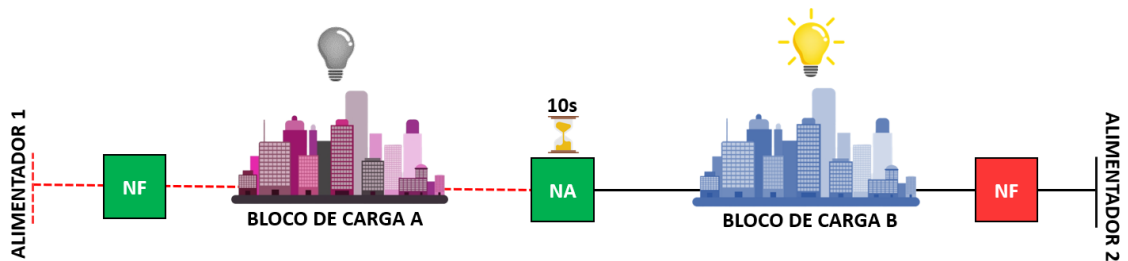
Figura 16: Temporização dos religadores



Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 17 observa-se que após 90 segundos da falta de tensão o relgador NF atuou por meio da função LS, então realizou a abertura dos contatos internos de modo a interromper o circuito. Nota-se também que o relgador com chave NA ainda está com o contador de tempo em 10 segundos.

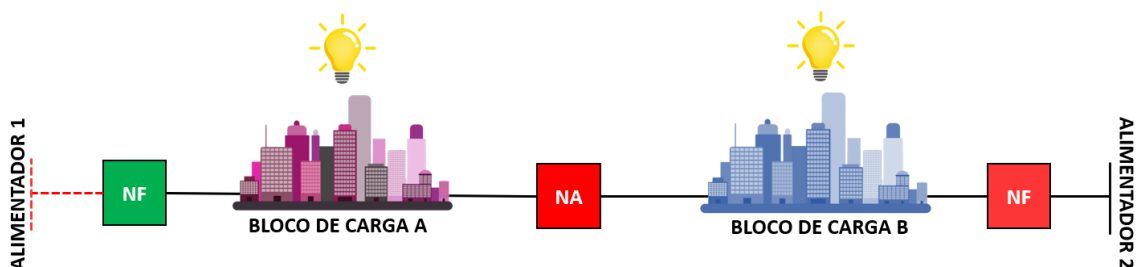
Figura 17: Abertura da chave NF do religador



Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 18 o sistema de recomposição completa sua transferência de cargas. Após 100 segundos da falta de tensão, por meio da função ABR, a chave NA realiza o fechamento de seus contatos. Dessa forma o bloco de carga A agora passa a ser atendido pelo alimentador 2.

Figura 18: Fechamento do religador com chave NA



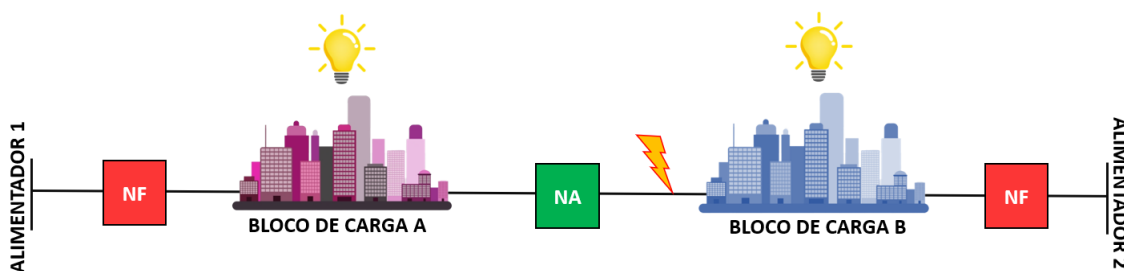
Fonte: Autor, 2023.

Com uma interrupção de pouco mais de 1 minuto e meio no trecho de rede da zona protegida pelo *self-healing* descentralizado, o bloco de carga afetado teve seu fornecimento reestabelecido. Assim, com uma rápida transferência das cargas, o montante de consumidores afetados e o tempo de interrupção não serão usados para contabilizar os indicadores de DEC e FEC da concessionária de energia elétrica.

- Caso 2: Falta no lado carga do religador com chave NF.

O funcionamento da topologia do sistema de recomposição automática para uma falta no lado fonte do religador com chave NF foi apresentada e teve seu funcionamento discorrido, porém o funcionamento do sistema para uma falta localizada no lado carga terá um comportamento completamente diferente. Na Figura 19 apresenta-se o local da falta inserido, situado no lado carga da chave NF do religador do alimentador 2.

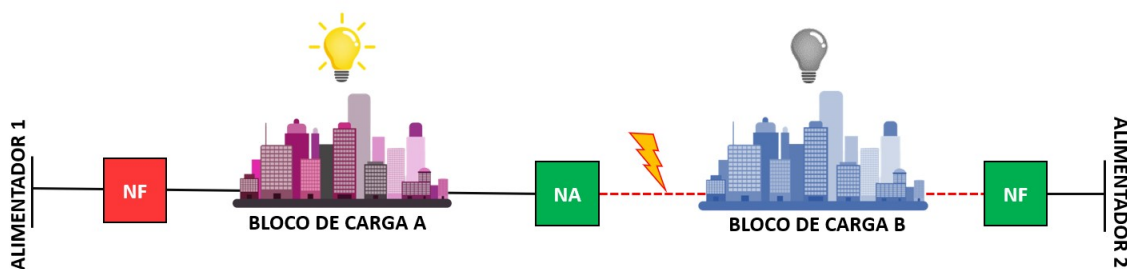
Figura 19: Rede da Figura 13 com a falta no lado carga da chave NF



Fonte: Autor, 2023.

A Figura 20 mostra que a chave NF do religador irá atuar e abrir para seccionar a alimentação do circuito, porém não será pela função LS, o religador atuará pelas proteções de fase ou de terra.

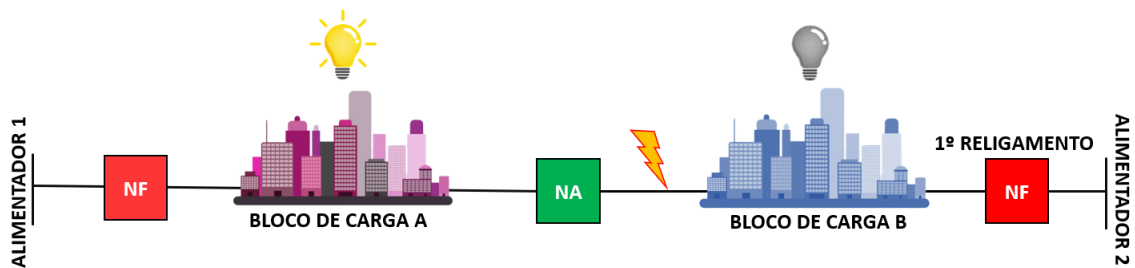
Figura 20: Atuação da chave NF



Fonte: Autor, 2023.

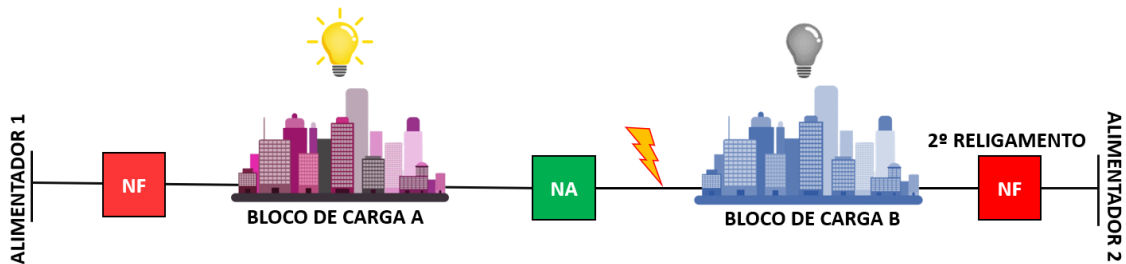
Nas Figuras 21, 22 e 23 estão ilustrados os próximos passos. Após o religador atuar e abrir o circuito, haverá até duas tentativas de religamento para reestabelecer a alimentação do bloco de carga B. Após a primeira tentativa, o relé será sensibilizado pela falta ainda existente e irá abrir o circuito novamente, então uma segunda tentativa será realizada e o mesmo acontecerá. Após as duas tentativas não satisfatórias de religamento, o religador com chave do tipo NF entrará em modo de bloqueio e se manterá aberto, impossibilitando o religador de realizar aberturas ou fechamentos até que algum operador desative o bloqueio manualmente ou remotamente. Ao mesmo tempo em que o NF será bloqueado, inicia-se uma temporização de 100 segundos no religador da chave NA.

Figura 21: Primeira tentativa de religamento



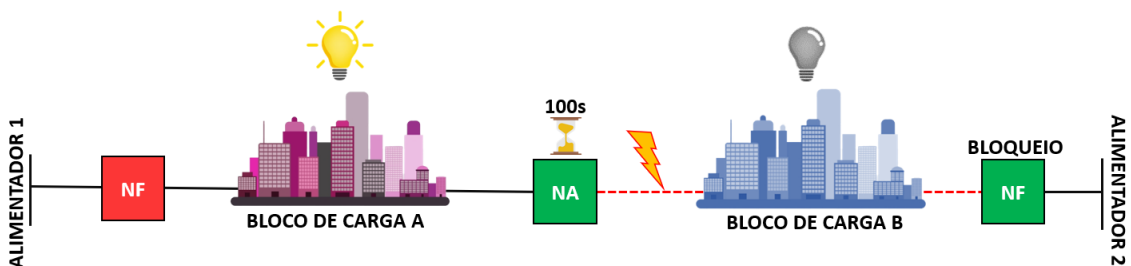
Fonte: Autor, 2023.

Figura 22: Segunda tentativa de religamento



Fonte: Autor, 2023.

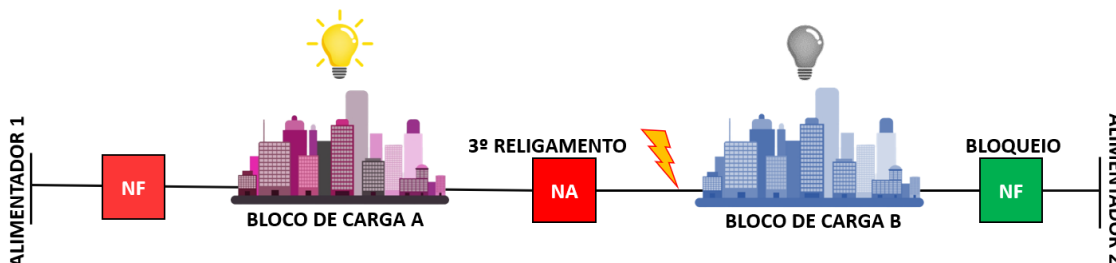
Figura 23: Bloqueio do religador com chave NF



Fonte: Autor, 2023.

Após a temporização, a chave religadora NA realizará a última tentativa de religamento, com a finalidade de reestabelecer o fornecimento por meio do alimentador 1, como apresenta a Figura 24. Então o religador da chave NA irá fechar seus contatos e prover a alimentação.

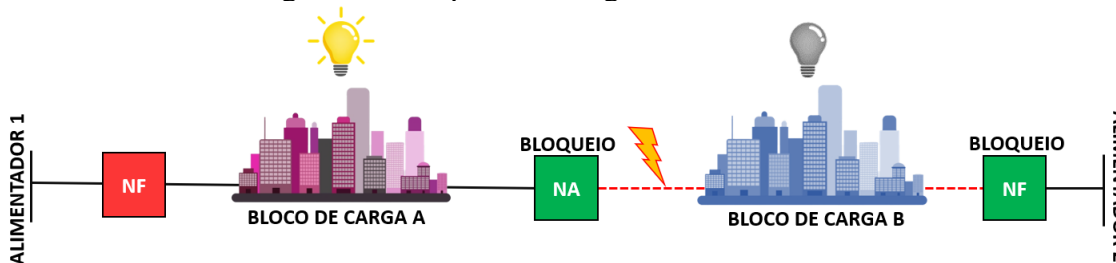
Figura 24: Terceira tentativa de religamento



Fonte: Autor, 2023.

A Figura 25 mostra que após a terceira tentativa de reestabelecimento, a proteção do religador com chave NA atuará devido à falta permanente e colocará o equipamento em bloqueio. Dessa forma, o trecho de rede com falha ficará isolado dos alimentadores. Para esse caso, a recomposição da carga B só será possível após a solução da falta existente.

Figura 25: Bloqueio do religador com chave NA



Fonte: Autor, 2023.

O primeiro caso apresentado tem foco na transferência de carga descentralizada, reestabelecendo a alimentação sem impactar nos indicadores de continuidade. Todavia, o segundo caso tem ênfase maior na proteção propriamente dita, levando em consideração a coordenação dos relés e a seletividade para isolar somente o trecho com falhas.

### 3.2 Comunicação com o SCADA

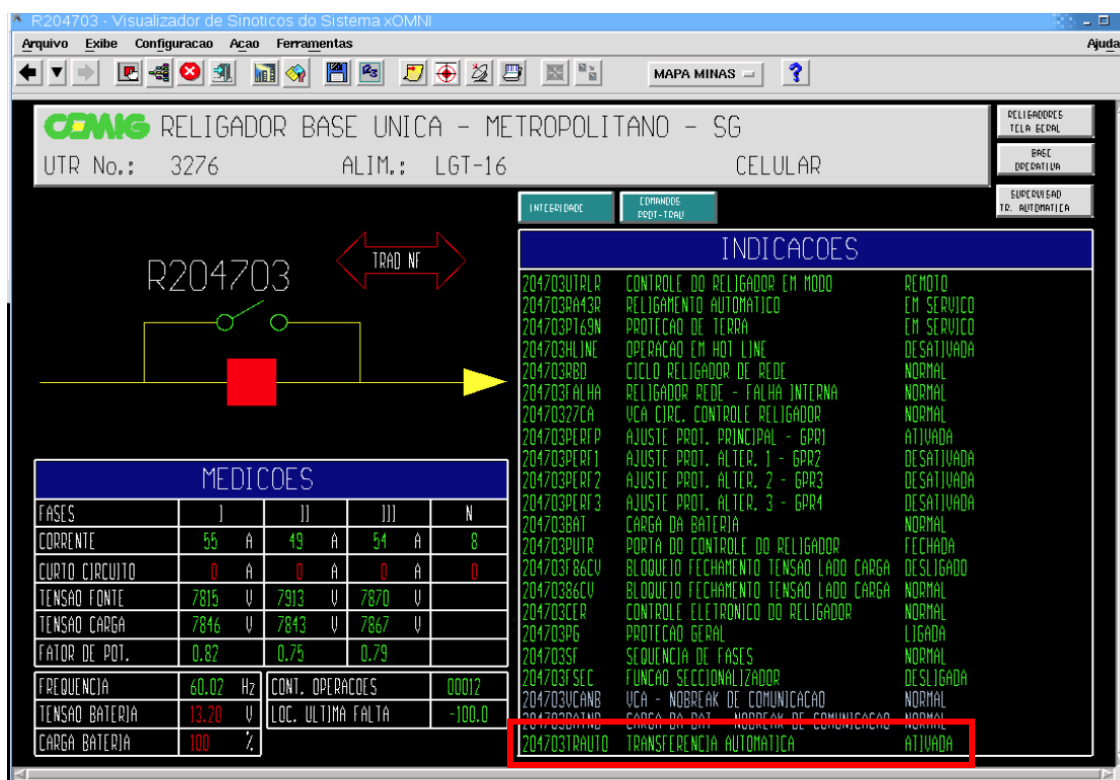
Assim como foi explicitado no tópico anterior, o TRAD independe de qualquer tipo de comunicação entre equipamentos e entre religador e centro de operações. Porém, atualmente,

não utilizar um sistema de telecomunicação nos equipamentos é se colocar na contramão da modernização e automação da rede de distribuição.

Hodiernamente, na concessionária CEMIG, todos os religadores novos que são instalados na rede de distribuição são equipados com um sistema de telecomunicação. Além disso, a empresa tem investido em implementar telecomunicação nos equipamentos já instalados. Dessa forma, o centro de operações da concessionária passa a ter um maior controle da rede de distribuição, conseguindo monitorar em tempo real, realizar operações nos equipamentos remotamente, analisando os dados medidos com a finalidade de identificar tendências, falhas recorrentes e oportunidades de melhoria na operação da rede. O self-healing descentralizado então existe para prever a perda do sistema de comunicação, em um cenário onde o religador automático fique às cegas, ainda será disponível realizar a transferência de cargas e recompor a zona protegida sem comunicação.

A função de transferência automática descentralizada é um ponto monitorado na tela do SCADA de um religador. A Figura 26 apresenta um *print screen* do SCADA utilizado na CEMIG, o retângulo vermelho destaca a situação da função de transferência automática, exibindo se a função se encontra ativada ou desativada.

Figura 26: Tela do SCADA da CEMIG com a função TRAD monitorada



Fonte: Autor, 2023.

Como observado na Figura acima, a recomposição automática é constantemente monitorada nos religadores. Ao ser disparado o *self-healing* descentralizado, como no caso 1 explicitado na subseção anterior, os religadores telecomandados enviarão ao centro de operações, por meio do SCADA da concessionária, duas linhas de alarme para cada equipamento, além de um alarme sonoro.

A sequência de alarmes realizados segue abaixo da forma em que é exibido no monitor do operador do COD, onde XXXXX ou YYYYYY será apresentado o código do equipamento monitorado.

1. Religador XXXXXX aberto
2. Religador XXXXXX operou pelo TRAD
3. Religador YYYYYY fechado
4. Religador YYYYYY operou pelo TRAD

### **3.3 Precauções com o uso do TRAD**

Para um religador automático instalada na rede, nem sempre se deseja que a função TRAD esteja habilitada, pode haver ocasiões em que a transferência da carga para outro alimentador não seja desejada, para esses eventos será necessário desabilitar as funções ABR e LS na lógica de programação desses equipamentos. Casos em que é necessário desabilitar a função ABR no religador NA e a função LS no religador com chave NF:

- Intervenção com rede desligada no circuito compreendido entre o religador da chave NF até o religador da chave NA;
- Intervenção local no religador da chave NF ou no religador da chave NA;
- Em casos de indisponibilidade dos religadores da chave NF, NA ou ambos;
- Em caso de necessidade de desligamento emergencial do circuito compreendido entre o religador da chave NF e o religador da chave NA, antes de executar o comando de abertura do religador da chave NF, deve ser desabilitada a função ABR do religador da chave NA.

Após normalização do circuito onde foi preciso desabilitar o TRAD, é preciso disponibilizar novamente para a operação o *self-healing* descentralizado. Primeiro é preciso retornar os equipamentos NF e NA para o ajuste inicial e em seguida verificar se transferência

automática se encontra em serviço, caso não esteja, deve-se ligar a mesma na IHM dos religadores ou via comando remoto.

### **3.4 Vantagens e Desvantagens**

Dentre os pontos positivos do uso da recomposição descentralizada, se tem:

- O sistema não depende de comunicação para o seu funcionamento;
- Gera ganhos de DEC com sua utilização;
- Não depende de grandes investimentos para sua utilização;
- Essa solução pode ser utilizada considerando equipamentos de marcas e modelos diferentes desde que devidamente testados.

Todavia, são observados abaixo os pontos de desvantagem:

- Caso se tenha problemas de bateria nos religadores de chave NF, eles podem não abrir, levando a energização dos circuitos a montante do religador de forma equivocada;
- Para utilização da solução, a montagem do equipamento no local deve seguir os procedimentos vigentes, tais como identificação e montagem correta do sentido fonte e carga, da sequência de fase configurada de forma correta, dos ajustes bidirecionais devidamente coordenados;
- Qualquer manobra manual de abertura e fechamento do religador desliga a função ABR do equipamento, e esta deve ser religada manualmente.

### **3.5 Especificações Técnicas das concessionárias para o TRAD**

Uma especificação técnica de religadores, comumente chamada de ET, estabelece os critérios e as exigências técnicas mínimas aplicáveis à fabricação e ao recebimento de religadores automáticos para uso em redes de distribuição aéreas da concessionária. Devido as vantagens em se utilizar o *self-healing* descentralizado, algumas concessionárias do Brasil já trazem em suas especificações técnicas que o equipamento deve vir de fábrica com as configurações necessárias para ser implementado em um sistema de transferência de carga descentralizada. Na Figura 27, apresenta-se a especificação técnica de religadores para a



CEMIG, no item 5.4.3.20 é possível observar a exigência do TRAD na lógica do relé utilizado no religador a ser homologado na concessionária.

Figura 27: ET para religadores da CEMIG

17

**CEMIG**

**5.4.3.18** Os arquivos de memória de massa quando extraídos do controle devem possuir os registros dos eventos de portas digitais, proteção e funcionais do equipamento.

**5.4.3.19** O religador deve prever recurso de calibração da medição de forma a minimizar possíveis erros pertinentes a cada tanque de forma fácil e sem a necessidade de utilização de ferramentas especiais, cabendo ao fornecedor entregar os coeficientes de calibração de cada tanque organizados individualmente por número de série do tanque.

**5.4.3.20** O religador deve disponibilizar funcionalidade de recomposição automática descentralizada configurável sem comunicação.

**5.4.3.21** Todos os acessórios e partes internas do controle devem estar devidamente rotuladas e identificadas.

Fonte: [6], 2021.

Na Figura 28, segue um trecho da especificação técnica de religadores para a COPEL, no item 3.4.3. é possível observar que dentre as diversas funções do controle eletrônico, a concessionária também adotou o uso do self-healing descentralizado e passou a cobrar seus fornecedores.

Figura 28: ET para religadores da COPEL



ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA REL02 – RELIGADORES PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO




deverá atender a variação de +/-10% no tempo para todos os múltiplos, baseados na Norma ANSI C37.60- item 6.10.

- p) Ensaio de atuação da função da unidade direcional de Sobrecorrente - 67 e 67N – verificando a atuação nas zonas forward e reverse.
- q) Testes funcionais e verificação da fiação nas seguintes funções do controle eletrônico:
  - Função Carga Fria (Cold Load).
  - Função Modo Chave (Bloqueio da Proteção).
  - Função Reconfiguração Automática de Rede.
  - Mudança de Grupo de ajustes (Alternativo 1).
  - Bloqueio de religamento por Alta Corrente (High Current Lockout)
  - Localização de falta (km).
  - Função Dead Line (religamento automático com linha morta);
  - Função de Transferência Automática de Bloco de Carga (self healing).
  - Ciclo de religamento (tempos), rearme e bloqueio da função 79.
  - Operação dos comandos locais do painel do controle eletrônico.
  - Precisão de medida das grandezas (módulo e ângulo) presentes no display (tensão, corrente e potência ativa e reativa).
  - Comutação do sensor interno de tensão para TP externo e verificação das tensões - módulo e ângulo (quando aplicável).
  - Atuação das entradas e saídas digitais.

Fonte: [7], 2022.

Por fim, na Figura 29 é apresentado o trecho da especificação técnica de religadores da CPFL. O item 6.4.2. determina que o fornecedor de religadores automáticos à concessionária deve prever que o equipamento aceite configuração de *self-healing* e *self-healing* descentralizado.

Figura 29: ET para religadores da CPFL

 <b>Público</b>	Tipo de Documento: Especificação Técnica
	Área de Aplicação: Engenharia de Normas e Padrões
	Título do Documento: Religador Automático de Distribuição Classes 15 - 24.2 - 36.2 kV

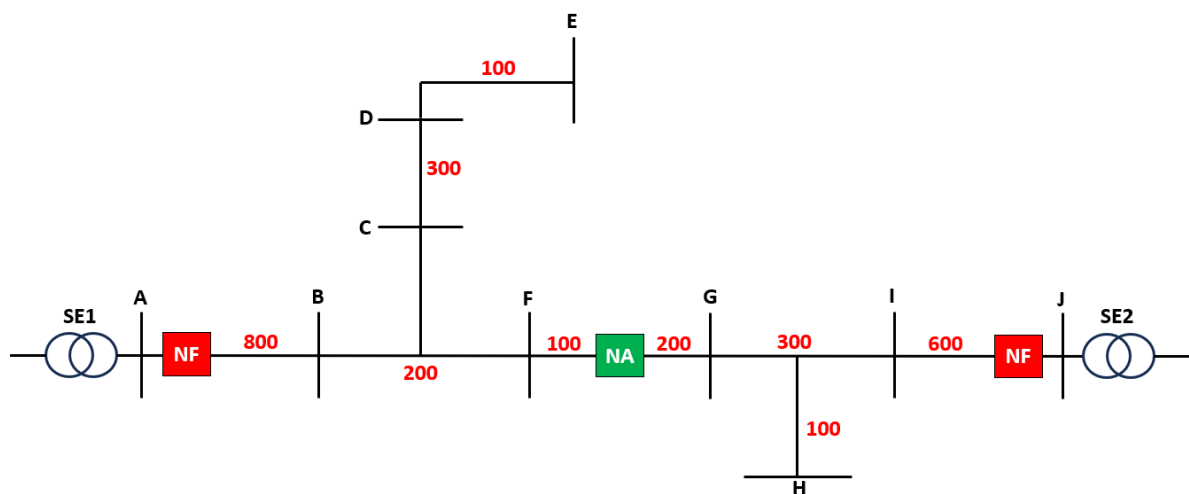
- Seleção do número de operações na curva "rápida" independentes para os disparos das proteções de fase, de terra e sensível de terra;
- Seleção do número de operações na curva "retardada" independentes para os disparos das proteções de fase, de terra e sensível de terra;
- Seleção das curvas características temporizadas, tanto para os disparos das proteções de fase como para as de terra (incluindo sensível de terra);
- Seleção do tempo de religamento;
- Seleção do tempo de rearme;
- Seleção das correntes de disparo, para as proteções de fase, de terra e sensível de terra;
- Capacidade de implantação de funcionalidades e/ou possui-las previamente implementadas para manobra coordenada com outros religadores e com o Centro de Operações da CPFL, em esquemas do tipo "*self-healing*", associados a aplicativos e ferramentas de *software*, inclusive adequadas aos meios de comunicação comumente disponibilizados para tal fim, bem como permitir implantar lógicas de redes inteligentes, como efetuar a transferência de carga entre um religador normalmente fechado (NF) com outro normalmente aberto (NA) sem a necessidade de qualquer meio de comunicação (às vezes denominada "*loop automation*");

Fonte: [9], 2022.

#### 4. REDE ANALISADA

Para a realização do estudo da transferência de carga descentralizada aplicada a uma rede de distribuição, será utilizado o diagrama da Figura 30. Este tópico visa compreender de forma analítica o comportamento do sistema de recomposição aplicado na rede e o impacto no indicador de DEC para diferentes configurações.

Figura 30: Diagrama da rede analisada



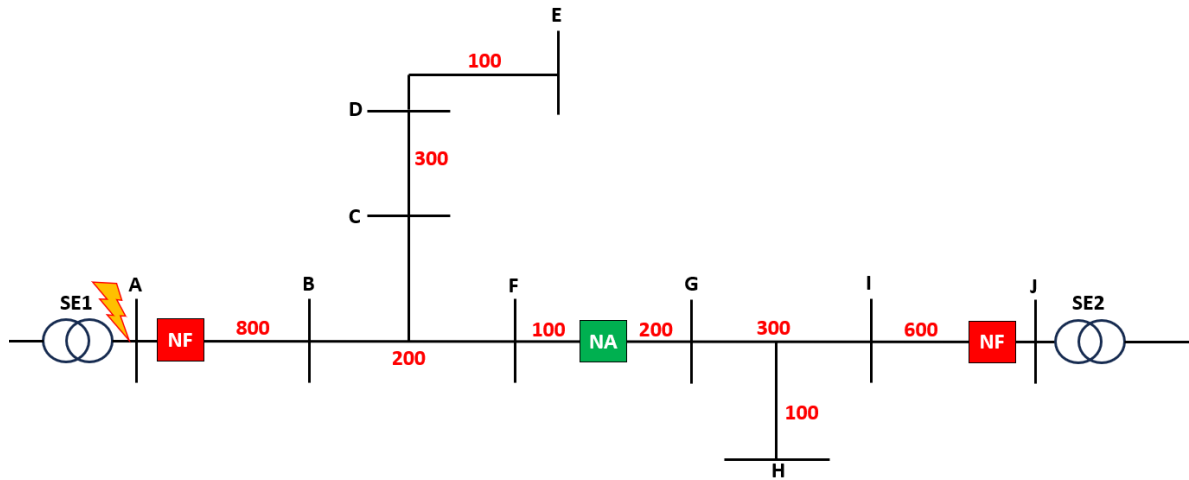
Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 30 é possível observar a estrutura do sistema de self-healing descentralizado aplicado a um trecho de rede MT. Nota-se duas subestações que fornecem alimentação aos consumidores, SE1 e SE2, em cada barramento da rede há a quantidade de consumidores presentes naquele trecho. Próximo às subestações foram alocados os religadores com chave NF e entre eles foi posicionado o religador NA, de modo a dividir a carga entre os diferentes alimentadores.

Primeiramente, pode-se observar a existência de 1500 consumidores que dependem inicialmente da SE1. Assim como a SE2 que é responsável por 1200 consumidores.

A primeira falta permanente inserida no circuito foi no lado fonte do religador de chave NF, conforme a Figura 31 apresenta. Determina-se para o estudo que a falta tenha uma duração de uma hora. Com a configuração do TRAD habilitada nos religadores, espera-se que dentro de 100 segundos toda a carga seja remanejada para o alimentador da SE2, assim como visto no funcionamento da recomposição descentralizada. Dessa forma, o DEC será zero, uma vez que o reestabelecimento ocorreu em tempo inferior a três minutos, tempo máximo para configurar como evento de variação de tensão de curta duração e contabilizando como expurgo no cálculo do indicador de continuidade.

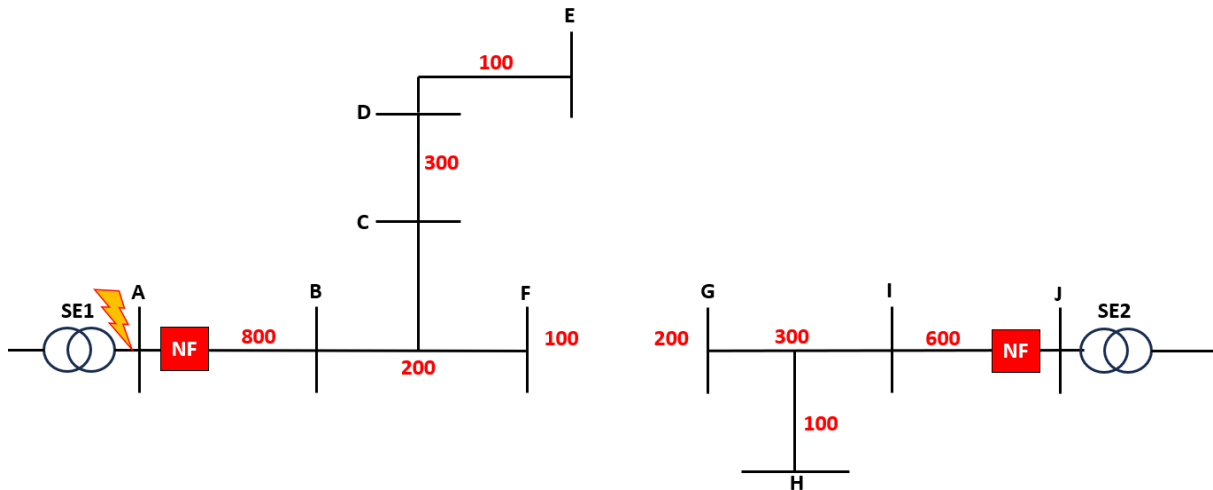
Figura 31: Falta no lado fonte do religador com chave NF



Fonte: Autor, 2023.

Na Figura 32 foi mantida a falta no mesmo local, com a mesma duração, porém o trecho de conexão entre os alimentadores foi removido. Logo, a recomposição fica impossibilitada de ocorrer, a falta impactará os 1500 consumidores durante toda a sua duração. O cálculo do indicador de duração de interrupção por unidade consumidora segue abaixo.

Figura 32: Remoção da conexão entre alimentadores



Fonte: Autor, 2023.

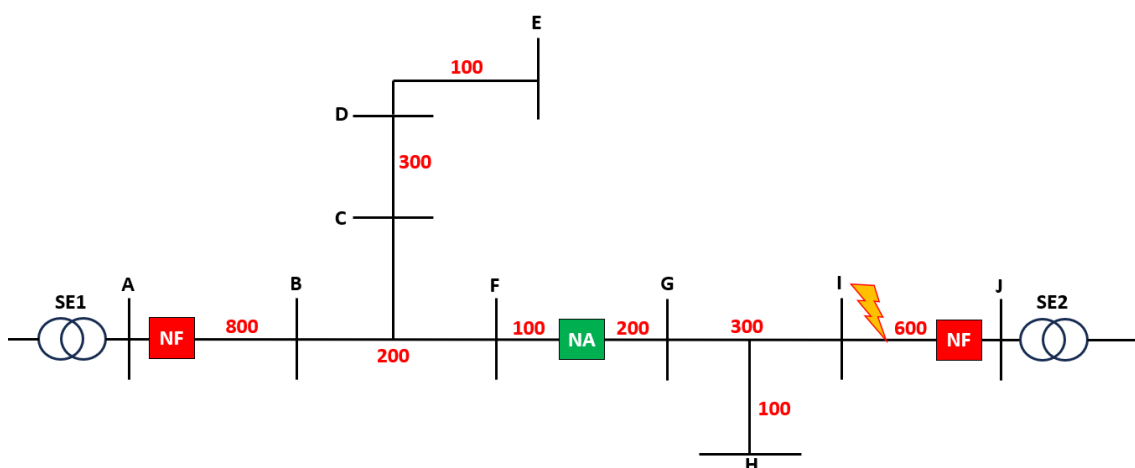
$$DEC = \frac{1500 \times 1}{2700} = 0,5555 \text{ horas}$$

No circuito da figura acima, com a falta permanente inserida e a remoção do trecho de conexão entre alimentadores, todos os 1500 consumidores dependentes da SE1 ficaram reféns da única opção de reestabelecimento, as tentativas de religamento do religador automático. O equipamento tentará religar todas as vezes que foi programado, entretanto a duração da falta foi superior ao tempo de religamento. Portanto, a falta permanente levará o equipamento a entrar em modo de bloqueio, mantendo o circuito aberto até que o problema na rede seja solucionado e o operador realize operação de fechamento do religador.

Com o resultado do DEC calculado, foi possível observar que a existência do trecho de conexão que permite a recomposição automática foi extremamente benéfica. Pelo ponto de vista da transferência descentralizada, seu objetivo foi executado com êxito, possibilitando o remanejamento de cargas entre alimentadores e independentemente da comunicação dos equipamentos para atuar. Portanto, o resultado expressivo do DEC de 0,5555 horas para 0 horas demonstra a vantagem do uso do sistema de transferência de cargas.

Na Figura 33 é representado um novo caso, a falta agora será posicionada no lado carga do religador. Como visto no funcionamento do TRAD na seção anterior, a configuração de proteção dos religadores irá atuar de maneira que a chave NF do religador se abra e fique em modo de bloqueio, e a chave NA se mantenha aberto e entre em bloqueio. Dessa forma, os 1200 consumidores dependentes da SE2 serão afetados pela falta durante todo o tempo de duração, mas a falta ficará isolada. O DEC do circuito foi calculado a seguir.

Figura 33: Falta no lado carga do religador



Fonte: Autor, 2023.

$$DEC = \frac{1200 \times 1}{2700} = 0,4444 \text{ horas}$$

## 5. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL VIA OPENDSS

A construção do código que simulará os circuitos descritos no tópico anterior será realizada por meio do software OpenDSS. O OpenDSS é um software de código livre, é o ambiente onde possibilita que engenheiros possam conduzir análises sofisticadas e robustas sobre os sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de uma plataforma flexível, personalizável e amigável, elaborada de maneira específica para abordar os desafios presentes e futuros dos sistemas de distribuição, ao mesmo tempo que estabelece um alicerce para a compreensão e incorporação de novas tecnologias e recursos.

O OpenDSS é capaz de modelar tanto tecnologias convencionais quanto inovadoras para os sistemas de distribuição. Como consequência da versatilidade possibilitada pelo programa, desde 2014, a ANEEL adotou o OpenDSS como ferramenta computacional para simular as redes de distribuição e calcular as perdas técnicas na rede. Na Figura 34 apresenta-se o trecho extraído da nota técnica publicada pela agência, nele é possível observar no tópico 62, onde há a definição do programa que passou a ser tomado como referência. Os tópicos que sucedem definem os motivos da escolha e uma introdução ao uso do software.

Figura 34: Nota técnica da ANEEL para definição do uso do OpenDSS



Fl. 12 da Nota Técnica nº 0057/2014–SRD/ANEEL, de 11/06/2014.

### III.4 Fluxo de carga utilizando o software OpenDSS

62. O programa a ser utilizado para o cálculo das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga é o software *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS3. O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição. Seu desenvolvimento data de 1997 quando era denominado apenas *Distribution System Simulator* – DSS. O DSS foi adquirido pela *Electric Power Research Institute* – EPRI, que em 2008 lançou o OpenDSS sob uma licença de código aberto.

63. O fato do OpenDSS ter sido desenvolvido em código aberto, e a possibilidade de ser customizado de acordo com as necessidades dos usuários via programação, foram alguns dos motivos pelo qual optou-se por sua utilização. Outra vantagem é que o programa foi concebido para ser expansível com a possibilidade de se realizar modificações para satisfazer as necessidades dos usuários. Nesse contexto, era reconhecido que os desenvolvedores nunca seriam capazes de antecipar todas as necessidades dos usuários, o que acabou abrindo a possibilidade para que novos recursos fossem continuamente adicionados pelos próprios usuários de modo a suportar as pesquisas no desenvolvimento de soluções.

Fonte: [2], 2014

Haja visto a importância que o OpenDSS carrega dentro do setor elétrico no Brasil, a simulação do trabalho será realizada inteiramente no programa, explorando uma das funcionalidades do software, o cálculo de indicadores de continuidade. Dessa forma, espera-se

que seja possível simular os circuitos e analisar o DEC encontrado, além de validar a topologia de rede para a transferência de carga descentralizada.

Inicialmente, para a construção da simulação foi preciso compreender o comportamento do software quanto ao principal elemento utilizado neste trabalho, o religador automático. Em um primeiro momento, os esforços foram concentrados em desenvolver uma simulação onde fosse possível realizar as operações de religamento do equipamento, embasada na documentação do OpenDSS sobre esse elemento e nas propriedades que necessitam ser inseridas na modelagem.

A Figura 35 retrata o código final utilizado na modelagem do religador automático. O *script* se inicia com a criação de uma fonte de tensão, a barra “SourceBus” representa uma subestação com nível de tensão em 13,8kV. Em seguida foi definido o *linecode*, opção onde é definido os trechos da linha a partir de características como número de fases, frequência, reatância, resistência, capacitância. Entretanto, o código trabalhou com uma rede simples e ideal, informando apenas as fases, a barra de origem e a barra de destino, além do comprimento da linha.

Figura 35: Código de modelagem do religador automático

```
ClearAll
New Circuit.Thevenin bus1=SourceBus pu=1.0 basekv=13.8 model=ideal
New Line.LN phases=3 bus1=SourceBus bus2=B length=1 unit=km
new recloser.R1 monitredobj=Line.LN monitredterm=1 shots=3 numfast=2 phaseinst=500
~ recloseintervals={0.5.2.2} phasefast=ext_inv phasedelayed=mod_inv phasetrip=80

//New load.L bus1=B kw=4000
New Fault.L basefreq=60 bus1=B ONtime=0.5 phases=3 temporary=no
New Monitor.L element=Line.LN mode=0

Set voltagebases=[13.8]
Calcvoltagebases

set mode=daily
set stepsize=0.001s
set number=10000
set controlmode=time
Solve

Plot monitor object=l channels={1 3 5}
Plot monitor object= l channels={7}
Show Eventlog
```

Fonte: Autor, 2023.

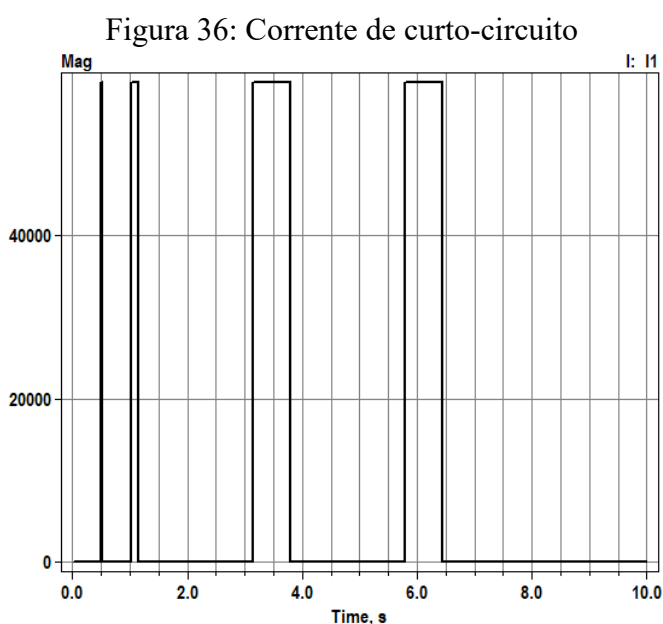
O próximo elemento inserido foi o religador, nomeado no programa como *recloser*. O elemento religador possui uma série de parâmetros configuráveis, como a definição do objeto monitorado, o número de religamentos, a quantidade de religamentos rápidos ou lentos, o tempo de religamento, a definição das curvas temporizadas, níveis de corrente para atuação, estado em aberto ou fechado, entre outros. Para o religador R1 modelado foi definido que ele está

monitorando o objeto *linecode*, o equipamento foi posicionado na barra de origem da linha. Foi definido o intervalo de religamento para 0,5s, 2s e 2s, ou seja, após 0,5 segundos da falta haverá uma tentativa rápida de religamento, a próxima será 2 segundos após a primeira tentativa falha, assim como para a terceira.

O próximo trecho de código foi para definir a falta inserida no circuito. Os parâmetros definem que foi posicionada na barra B e estará ativa após 0,5s de simulação, além de definir que a falta será do tipo permanente. Os próximos trechos de código são configurações necessárias para a realização da simulação, como definir o tempo máximo de simulação e o passo de integração.

O resultado da simulação apresentado nas Figuras 36 e 37 retratam a corrente de curto-circuito presente na linha e a tensão vista pela barra “SourceBus”. Pelo registro do log de eventos mostrado na Figura 38 é possível compreender os gráficos obtidos. A falta é inserida em 0,5 segundos a partir do início da simulação, onde é possível observar o pico de corrente e o afundamento da tensão momentâneo. Em alguns milissegundos a proteção do religador atua e abre a rede para proteção da falta detectada, então 0,5 segundos depois da abertura ocorre a primeira tentativa de religamento, definida pela curva como rápida.

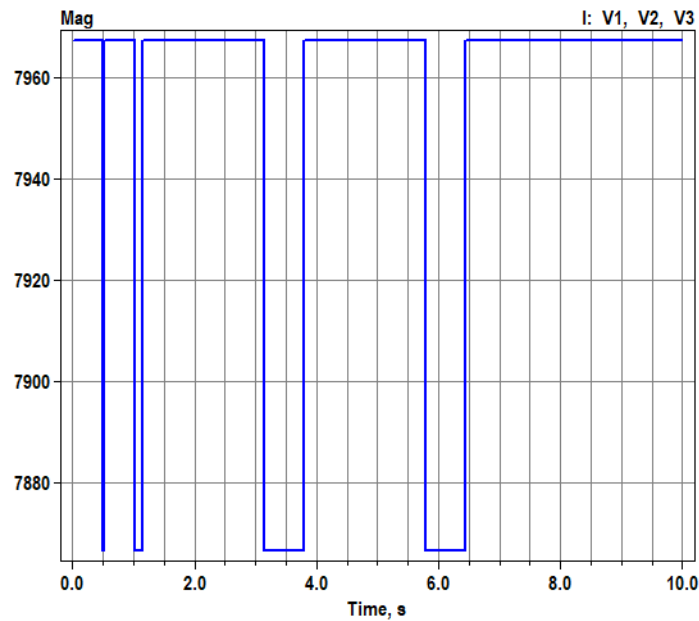
Como a primeira tentativa falhou, 2 segundos depois ocorrem outras duas tentativas, mas de forma lenta. Por fim, o religador entra em modo de bloqueio. Pelas curvas é possível observar a duração dos intervalos de religamento, assim como pelo log que é possível observar o tempo de simulação onde ocorre cada ação na simulação.



Fonte: Autor, 2023.



Figura 37: Tensão no barramento de fonte



Fonte: Autor, 2023.

Figura 38: Log de eventos da simulação

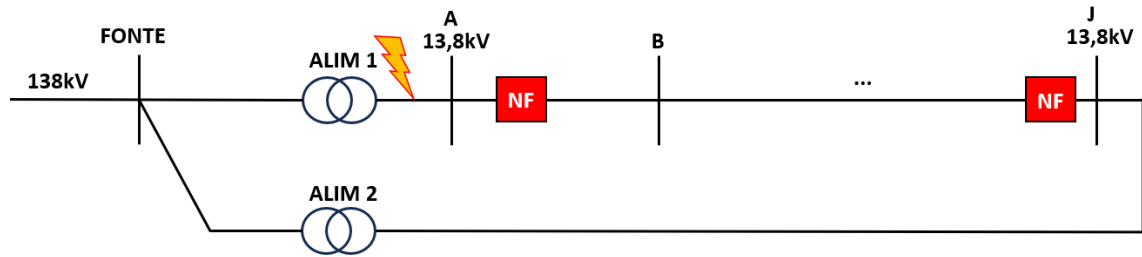
```
Thevenin_EventLog.Txt - Bloco de Notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
Hour=0, Sec=0.5, ControlIter=1, Element=Fault.1, Action=**APPLIED**
Hour=0, Sec=0.511, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=OPENED, FAST
Hour=0, Sec=0.511, ControlIter=1, Element=, Action=PHASE TARGET
Hour=0, Sec=1.012, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=CLOSED
Hour=0, Sec=1.137, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=OPENED, FAST
Hour=0, Sec=1.137, ControlIter=1, Element=, Action=PHASE TARGET
Hour=0, Sec=3.137, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=CLOSED
Hour=0, Sec=3.262, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=OPENED, FAST
Hour=0, Sec=3.262, ControlIter=1, Element=, Action=PHASE TARGET
Hour=0, Sec=5.262, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=CLOSED
Hour=0, Sec=5.91, ControlIter=1, Element=Recloser.r1, Action=OPENED, LOCKED OUT
Hour=0, Sec=5.91, ControlIter=1, Element=, Action=PHASE TARGET
```

Fonte: Autor, 2023.

Com a simulação descrita acima, foi possível compreender a modelagem do religador automático dentro do OpenDSS. O próximo passo foi simular os circuitos definidos na seção 4 do trabalho, o primeiro circuito simulado foi referente a Figura 32, onde não há a conexão entre alimentadores.

Para que o OpenDSS conseguisse simular duas fontes de tensão foi necessário realizar um ajuste no circuito. A modelagem dos alimentadores seguiu conforme a Figura 39, onde foi criada uma barra FONTE para que originasse um ramal para a SE1 e outro para a SE2.

Figura 39: Modelagem dos alimentadores



Fonte: Autor, 2023.

Então o código para o circuito da Figura 32 é apresentado na Figura 40. Nas primeiras linhas é definido a fonte de tensão do sistema e configurada para o nível de 13,8kV, além dos ramais definidos na Figura 39. O próximo elemento definido foram os trechos de rede, onde cada linha foi inserida, parametrizada e posicionada em sua respectiva barra. Para o trecho onde a falta estava localizada, foram inseridos os dados de falta, como o tempo de duração e o tipo permanente.

Para a modelagem do elemento *load*, são configuradas as cargas do sistema. Foram inseridos o número de consumidores que estão alocados naquele trecho, além de inserir a barra onde as cargas estão conectadas. Por fim, foram posicionados os religadores automáticos e configurados para qual objeto estão monitorando e em qual barra estão conectados.

Os religadores possuem uma modelagem diferente, uma vez que temos no circuito religadores com chaves NA e NF. Para o religador da chave NF foi utilizado um elemento fusível, uma vez que ele permanece fechado até que a falta seja inserida, e depois mantém o circuito aberto. Como o objetivo da transferência de carga não é realizar operações de religamento, é apenas em realizar chaveamentos na rede, o elemento fusível se comporta como esperado para um religador com chave do tipo NF nessa modelagem dentro do software.

Outro detalhe observado no código é para o trecho de rede FG, onde foi segmentado nos trechos FX e XG para facilitar no posicionamento do religador NA. Como esse trecho não existe para essa simulação, ele foi comentado pelo comando “//”, assim como o religador NA.

Figura 40: Script de simulação para a Figura 32

```

rive\OneDrive - Universidade Federal de Uberlândia\UF \
0.5555555556

Clear
New circuit.Fonte1 basekv=138 bus1=FONTE model=ideal
New Transformer.ALIM1 phases=3 windings=2 buses={FONTE, A} conns={delta wye} kvs={138, 13.8} faultrate=1 pctperm=100 repair=1
New Transformer.ALIM2 phases=3 windings=2 buses={FONTE, J} conns={delta wye} kvs={138, 13.8} faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoAJ phases=3 bus1=A bus2=J Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoAB phases=3 bus1=A bus2=B Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBC phases=3 bus1=B bus2=C Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoCD phases=3 bus1=C bus2=D Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoDE phases=3 bus1=D bus2=E Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBF phases=3 bus1=B bus2=F Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
//New line.TrechoFX phases=3 bus1=F bus2=X Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoXG phases=3 bus1=X bus2=G Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGH phases=3 bus1=G bus2=H Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGI phases=3 bus1=G bus2=I Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoIJ phases=3 bus1=I bus2=J Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0

New load.TrechoAB bus1=B phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=800
New load.TrechoBC bus1=C phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoCD bus1=D phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoDE bus1=E phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
//New load.TrechoFX bus1=F phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoXG bus1=G phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoGI bus1=I phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoGH bus1=H phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoIJ bus1=J phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=600

New energymeter.Medidor element=line.TrechoAB terminal=1

New Fuse.FuseAB line.TrechoAB 1
//New Recloser.RecloserFX line.TrechoFX 2 state=open shots=2
New Fuse.FuseIJ line.TrechoIJ 2

New monitor.A element=Line.TrechoAB Terminal=1 enabled=yes Mode=0

Set VoltageBases={13.8}
CalcVoltageBases
Set maxcontrol=100
Solve
relcalc restore=yes

? energymeter.Medidor.saidi

```

Fonte: Autor, 2023.

Pelo resultado de DEC obtido na simulação, encontrado no retângulo em vermelho na Figura 40, é possível traçar o comparativo com o que se era esperado. O DEC calculado durante a apresentação da rede analisada foi de 0,55555 horas, dessa forma observa-se que o resultado obtido no OpenDSS foi de encontro ao obtido de forma analítica.

A próxima rede simulada foi referente a Figura 33, onde a falta está localizada no lado carga do religador com chave NF. Para essa simulação espera-se que os religadores das chaves NA e NF isolem o trecho defeituoso durante toda a duração da falta. O *script* está apresentado na Figura 41, onde a diferença entre o código anterior foi trocar o local da falta, habilitar a linha de código do trecho FX e habilitar o religador da chave NA.

Figura 41: Script de simulação para a Figura 33

```

ive\OneDrive - Universidade Federal de Uberlândia\UF 0.444444444444
Clear
New circuit.Fonte1 basekv=138 bus1=FONTE model=ideal
New Transformer.ALIM1 phases=3 windings=2 buses={FONTE, A} conns={delta wye} kvs={138, 13.8} faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New Transformer.ALIM2 phases=3 windings=2 buses={FONTE, J} conns={delta wye} kvs={138, 13.8} faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoAJ phases=3 bus1=A bus2=J Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoAB phases=3 bus1=A bus2=B Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBC phases=3 bus1=B bus2=C Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoCD phases=3 bus1=C bus2=D Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoDE phases=3 bus1=D bus2=E Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBF phases=3 bus1=B bus2=F Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoFX phases=3 bus1=F bus2=X Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoXG phases=3 bus1=X bus2=G Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGH phases=3 bus1=G bus2=H Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGI phases=3 bus1=G bus2=I Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoIJ phases=3 bus1=I bus2=J Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100 repair=1
New load.TrechoAB bus1=B phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=800
New load.TrechoBC bus1=C phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoCD bus1=D phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoDE bus1=E phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoFX bus1=F phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoXG bus1=G phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoGI bus1=I phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoGH bus1=H phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoIJ bus1=J phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=600
New energymeter.Medidor element=line.TrechoAB terminal=1
New Fuse.FuseAB line.TrechoAB 1
New Recloser.RecloserFX line.TrechoFX 2 state=open shots=2
New Fuse.FuseIJ line.TrechoIJ 2
New monitor.A element=Line.TrechoAB Terminal=1 enabled=yes Mode=0
Set VoltageBases=[13.8]
CalcVoltageBases
Set maxcontrol=100
Solve
relcalc restore=yes
? energymeter.Medidor.said|

```

Fonte: Autor, 2023.

Pelo resultado de 0,44444 horas obtido na simulação, foi possível constatar a proximidade entre o resultado calculado analiticamente. O OpenDSS conseguiu enxergar a existência da falta no trecho de rede e isolou-a, de maneira que somente os 1200 consumidores fossem impactados.

Por fim foi simulado o circuito da Figura 31, onde a topologia da rede de distribuição com os religadores deverá atuar como a transferência de carga descentralizada, detectando a falta, isolando-a e transferindo os consumidores afetados para o outro alimentador. O *script* desenvolvido é apresentado na Figura 42, onde o trecho que sofreu alteração foi somente no local onde a falta foi posicionada.

Figura 42: Script de simulação para a Figura 31

```

ive\OneDrive - Universidade Federal de Uberlândia\UF
0

Clear

New circuit.Fonte1 basekv=138 bus1=FONTE model=ideal

New Transformer.ALIM1 phases=3 windings=2 buses=(FONTE, A) conns=(delta wye) kvs=(138, 13.8) faultrate=1 pctperm=100 repair=1
New Transformer.ALIM2 phases=3 windings=2 buses=(FONTE, J) conns=(delta wye) kvs=(138, 13.8) faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0

New line.TrechoAJ phases=3 bus1=A bus2=J Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoAB phases=3 bus1=A bus2=B Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBC phases=3 bus1=B bus2=C Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoCD phases=3 bus1=C bus2=D Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoDE phases=3 bus1=D bus2=E Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoBF phases=3 bus1=B bus2=F Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoFX phases=3 bus1=F bus2=X Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoXG phases=3 bus1=X bus2=G Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGH phases=3 bus1=G bus2=H Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoGI phases=3 bus1=G bus2=I Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0
New line.TrechoIJ phases=3 bus1=I bus2=J Length=1 units=km faultrate=0.000001 pctperm=100 repair=0

New load.TrechoAB bus1=B phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=800
New load.TrechoBC bus1=C phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoCD bus1=D phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoDE bus1=E phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoFX bus1=F phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoXG bus1=G phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=200
New load.TrechoGI bus1=I phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=300
New load.TrechoGH bus1=H phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=100
New load.TrechoIJ bus1=J phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=600

New energymeter.Medidor element=line.TrechoAB terminal=1

New Fuse.FuseAB line.TrechoAB 1
New Recloser.RecloserFX line.TrechoFX 2 state=open shots=2
New Fuse.FuseIJ line.TrechoIJ 2

New monitor.A element=Line.TrechoAB Terminal=1 enabled=yes Mode=0

Set VoltageBases=[13.8]
CalcVoltageBases
Set maxcontrol=100
Solve
relcalc restore=yes

? energymeter.Medidor.saidi
    
```

Fonte: Autor, 2023.

Com base no valor do DEC obtido na simulação, conforme indicado pelo retângulo vermelho na Figura 42, podemos estabelecer uma comparação com as expectativas iniciais. Durante a análise da rede na seção anterior, o DEC calculado foi de 0 horas. Portanto, é evidente que o resultado obtido no OpenDSS coincide com o valor obtido por meio do cálculo analítico do indicador.

## 6. CONCLUSÃO

A automação de redes de distribuição de energia elétrica representa um avanço significativo na busca por sistemas mais eficientes e confiáveis. Nesse contexto, o conceito de self-healing desempenha um papel crucial no desenvolvimento de tecnologias e topologias de rede automatizadas. Este mecanismo permite que a rede se adapte automaticamente as falhas e interrupções, minimizando o tempo de inatividade e melhorando a qualidade do serviço prestado aos consumidores.

O trabalho teve foco na função de recomposição automática descentralizada, onde por meio de religadores, o sistema é capaz de reestabelecer o fornecimento de energia elétrica aos consumidores dentro da zona protegida pela transferência das cargas entre alimentadores. A importância do self-healing descentralizado não pode ser subestimada, uma vez que ele permite a identificação e o isolamento rápido de falhas, contribuindo para a rápida restauração do serviço, independente da comunicação dos equipamentos. Isso resulta em ganhos substanciais para as concessionárias de energia, pois impacta diretamente nos indicadores de continuidade e na confiabilidade da rede.

Os efeitos nos indicadores de continuidade são evidentes. A implementação bem-sucedida do self-healing descentralizado resulta em uma melhoria significativa no DEC. Conseqüentemente, os consumidores experimentam menos interrupções e uma qualidade de energia mais estável, o que leva a uma satisfação do cliente com serviço e um impacto positivo na imagem da concessionária perante o setor elétrico nacional.

Em resumo, a automação de redes de distribuição, com ênfase no self-healing, não apenas aprimora a eficiência operacional e reduz os custos, mas também tem um impacto positivo nos indicadores de continuidade de serviço, tornando-o um componente fundamental na modernização das infraestruturas de energia elétrica. A adoção dessas tecnologias é essencial para garantir um fornecimento de energia confiável e de alta qualidade no cenário atual e futuro.

## REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST: Módulo 8** – Qualidade da Energia Elétrica. ANEEL, 2017.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0057/2014-** Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. ANEEL, 2014.
- [3] BICHELS, A. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução** [Recurso eletrônico] / Arlei Bichels.– Curitiba: EDUTFPR, 2018. 497 p.: il. ; 23 cm. ISBN: 978-85-7014-208-5 (E-book) E-book disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/> 1. Sistemas de energia elétrica. 2. Engenharia elétrica. 3. Circuitos elétricos - Análise. I. Título. CDD (22. ed.) 621.3191.
- [4] BLACKBURN, J. L; DOMIN, T. J.; Protective Relaying – Principles and Applications. 3ª ed. CRC Press, Boca Raton, Florida, 2006.
- [5] CEMIG. **Estruturas para Instalação de Religador Trifásico Automático em Redes de Distribuição Aéreas Urbano - 15 e 24,2 kV.** 2023. Norma Técnica. Disponível em: [https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/ED\\_ES\\_2011.pdf](https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/ED_ES_2011.pdf). Acesso em: 10 out. 2023.
- [6] CEMIG. **Requisitos técnicos para homologação e homologação parcial de rreligadores automáticos.** 2021. Disponível em: [https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/Cemig\\_826\\_000001p2.pdf](https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/Cemig_826_000001p2.pdf). Acesso em: 10 out. 2023.
- [7] COPEL. **Plano de Inspeção e Testes em Religadores.** 2022. Norma Técnica. Disponível em: [https://copel0.sharepoint.com/:b:/s/documentos-site-copel/ES3v6VBo\\_69GvIWUSDkwT78BMMOBzDUMHQHogrcnEr8DpQ?e=s825gx](https://copel0.sharepoint.com/:b:/s/documentos-site-copel/ES3v6VBo_69GvIWUSDkwT78BMMOBzDUMHQHogrcnEr8DpQ?e=s825gx). Acesso em: 10 out. 2023.
- [8] CORREIA, D. Y. A.; **Fatores de Projeto para Instalação de Religadores com Foco na Qualidade de Energia.** Mackenzie, SP. 2021. Disponível em: <https://adelpa-api.mackenzie.br/server/api/core/bitstreams/7e064db1-de17-431e-afa6-51f1aec341f5/content>. Acesso em: 10 out. 2023.
- [9] CPFL. **Religador Automático de Distribuição Classes 15 - 24.2 - 36.2kV.** 2022. Norma Técnica. Disponível em: <https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15197.pdf>. Acesso em: 10 out. 2023.

- [10] CPFL. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**. 2016. Norma Técnica. Disponível em: [https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-2912%20-%20Proteção%20de%20Redes%20Aéreas%20de%20Distribuição%20-%20Sobrecorrente\\_0.pdf](https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-2912%20-%20Proteção%20de%20Redes%20Aéreas%20de%20Distribuição%20-%20Sobrecorrente_0.pdf). Acesso em: 10 out. 2023.
- [11] FALCÃO, D. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém-PA, 18-21 de maio, 2010, p. 27. Disponível em: [www.ufsm.br/rei/files/rei2014-plenariadjalma\\_falcao.pdf](http://www.ufsm.br/rei/files/rei2014-plenariadjalma_falcao.pdf). Acesso em: 10 out. 2023.
- [12] FRAZÃO, Rodrigo José Albuquerque. **Proteção do sistema elétrico de potência** / Rodrigo José Albuquerque Frazão. – Londrina : Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019. 200 p. ISBN 978-85-522-1435-9 1. Falta. 2. Dispositivos de proteção. 3. Sobreensões. I. Frazão, Rodrigo José Albuquerque.
- [13] FUCUCHIMA, Letícia. Consumo de energia elétrica do Brasil fecha 2022 com crescimento de 1,5%, divulga CCEE. 2023. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/consumo-de-energia-eletrica-do-brasil-fecha-2022-com-crescimento-de-15-divulga-ccce/>. Acesso em: 10 out. 2023.
- [14] HEWISTON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. **Practical Power Systems Protection**. [S.l.]: Elsevier-Newnes, 2004. ISBN 0-7506-6397-9.
- [15] KAGAN, Nelson. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica** / Nelson Kan, Carlos César Barioni de Oliveira, Ernesto João Robba. 1ª ed – São Paulo: Blucher, 2005. ISBN: 85-212-05392.
- [16] MAMEDE FILHO, Joao - **Proteção de sistemas elétricos de potência** / João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede. - Rio de Janeiro : LTC, 2013. ISBN 978-85-216-1884-3. 1. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 2. Relés de proteção. I. Mamede, Daniel Ribeiro II. Título. 11-3924. CDD: 621.3191 CDU: 621.311.
- [17] NASCIMENTO, I. V. A.; Investimento de R\$ 13 milhões reduz tempo de interrupção no fornecimento de energia. Disponível em: <https://www.gentedeopinioao.com.br/opinioao/energia/investimento-de-r-13-milhoes-reduz-tempo-de-interruptao-no-fornecimento-de-energia>. Acesso em: 10 out. 2023.
- [18] TAVRIDA. **Guia do usuário: Religador de circuito automático**. 2019. Disponível em: [https://www.tavrida.com/upload/iblock/4ea/TES\\_Rec15\\_25\\_Guide\\_UG\\_All\\_5p\\_PT\\_3.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/4ea/TES_Rec15_25_Guide_UG_All_5p_PT_3.pdf). Acesso em: 10 out. 2023.



[19] TOSTES, M. E. L. **Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação. Notas de aula do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, 2007.