

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**



CLÁUDIO DA SILVA SANTOS FILHO

**USO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS COMO OTIMIZADOR DOS
INDICADORES DE QUALIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Rio Largo – AL
2024

CLÁUDIO DA SILVA SANTOS FILHO

**USO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS COMO OTIMIZADOR DOS
INDICADORES DE QUALIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

TCC apresentado ao Curso de Engenharia de
Energia da Universidade Federal de Alagoas,
Campus CECA, como requisito parcial para a
obtenção do título de Bacharel, orientado pelo
Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza.

Rio Largo - AL
2024

**Catálogo na fonte Universidade
Federal de Alagoas
Biblioteca do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecária Responsável: Myrtes Vieira do Nascimento**

S237u Santos Filho, Cláudio da Silva

Uso de religadores automáticos como otimizador dos indicadores de qualidade da rede de distribuição. / Cláudio da Silva Santos Filho - 2024.
58 f.; il.

Monografia de Graduação em Engenharia de Energia (Trabalho de conclusão de curso) – Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias. Rio Largo, 2024.

Orientação: Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza

Inclui bibliografia

1. Energia - qualidade. 2. Chaves fusíveis. 3. Religadores automáticos. I. Título


CDU: 620.9

Folha de Aprovação

CLÁUDIO DA SILVA SANTOS FILHO

USO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS COMO OTIMIZADOR DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO


Trabalho de Conclusão de Curso
submetido como requisito parcial para a
obtenção do título de Engenheiro de
Energia pela Universidade Federal de
Alagoas e aprovado em 02 de agosto de
2024.

Documento assinado digitalmente
 LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA
Data: 28/08/2024 19:07:05-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, UFAL – CECA

Banca Examinadora:

Igor Cavalcante Torres  Documento assinado digitalmente
IGOR CAVALCANTE TORRES
Data: 21/08/2024 20:12:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente
 ICARO JOSE SOUZA TORRES DE VASCONCELOS
Data: 22/08/2024 18:10:44-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Eng. Icaro José Torres de Vasconcelos, EQTL - AL

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Cláudio e Kátia pelo cuidado, carinho, incentivo nas horas mais cansativas do dia. Vocês dois foram essenciais na minha formação pessoal e profissional.

Ao meu querido professor Dr. Leonardo Souza por todo conhecimento repassado, pelas palavras de incentivo e sabedoria. É uma honra ter Leonardo como professor.

Aos meus Amigos pelo companheirismo, encorajamentos e risadas. Em especial, ao Gustavo, Joyce e Mariana.

Aos meus amigos de trabalho: Clewerton, Wesley, Pedrosa, Matheus, Elger, Camilo, José Carlos, Edilson, Adriano, pela amizade, paciência e solidariedade em todos os momentos.

A Equatorial Alagoas pela contribuição nos ensaios necessários para o desenvolvimento do trabalho.

A todos os membros da Equatorial Alagoas pela compreensão, cuidado e apoio durante toda caminhada.

Aos colegas do curso de Engenharia de Energia pelo apoio e auxílio.

RESUMO

As concessionárias de distribuição de energia elétrica buscam continuamente formas de reduzir a frequência e a duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica para os seus consumidores, visando promover a satisfação destes e o atendimento às regulações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Algumas das medidas adotadas para melhorar a continuidade do fornecimento de energia é a substituição de chaves fusíveis, equipamentos de proteção contra sobrecorrente incapazes de diferenciar faltas transitórias e faltas permanentes, por religadores de automáticos, equipamentos que realizam de forma automática a abertura e a reenergização do circuito em caso de falta transitória. Neste trabalho é apresentada uma comparação dos dados de frequência e duração de interrupções de fornecimento em uma regional da distribuidora Equatorial Alagoas, antes e depois da instalação de religadores automáticos na rede de distribuição, para avaliar o impacto da implantação destes equipamentos nos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC. Os dados mostram que a substituição de uma chave fusível religadora por um religador automático reduziu os valores de DEC e FEC em 51% e 65%, respectivamente, enquanto a substituição de uma chave fusível por um religador automático reduziu para 0 os valores de DEC e FEC, mostrando o potencial do uso de religadores como um meio para a melhoria da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Palavras-chave: Indicadores de continuidade. Qualidade de energia. Chaves fusíveis religadoras. Chaves fusíveis. Religadores automáticos.

ABSTRACT

Electricity distribution concessionaires continually seek ways to reduce the frequency and duration of interruptions in the supply of electricity to their consumers, aiming to promote consumer satisfaction and compliance with the regulations of the National Electric Energy Agency (ANEEL). Some of the measures adopted to improve the continuity of the energy supply are the replacement of fuse switches, overcurrent protection equipment incapable of differentiating transient faults and permanent faults, with automatic reclosers, equipment that automatically opens and re-energizes the circuit in case of transient fault. This work presents a comparison of data on the frequency and duration of supply interruptions in a region of the Equatorial Alagoas distributor, before and after the installation of automatic reclosers in the distribution network, to evaluate the impact of the implementation of this equipment on collective continuity indicators. DEC and FEC. The data shows that replacing a recloser fuse with an automatic recloser reduced the DEC and FEC values by 51% and 65%, respectively, while replacing a fuse with an automatic recloser reduced the DEC and FEC values to 0. FEC, showing the potential of using reclosers as a means of improving the continuity of electrical energy supply.

Keywords: Continuity indicators. Power quality. Triple shot fuse cutouts. Fuse cutouts. Automatic reclosers.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Valores e quantidade de compensações de continuidade pagas pelas concessionárias aos consumidores entre os anos de 2014 e 2023.	14
Figura 2 - Componentes de chaves fusíveis utilizadas em redes aéreas de distribuição.	29
Figura 3 – Chave fusível religadora.	30
Figura 4 – Curva de atuação do religador.	31
Figura 5 – Curvas corrente X tempo de um religador automático.	32
Figura 6 – <i>Fusesaver</i> de interrupção em vácuo.	34
Figura 7 – Religador TripSaver montado em chave fusível na posição aberta.	35
Figura 8 – Religador trifásico de distribuição.	36
Figura 9 – Bomba hidráulica e pistão de bloqueio de um controlador hidráulico.	37
Figura 10 – Barra de bloqueio de controlador hidráulico de um religador.	38
Figura 11 – Seccionais da distribuidora Equatorial Alagoas.	41
Figura 12 – Comparação do DEC com chave fusível religadora e com religador automático (Equipamento C).	48
Figura 13 – Comparação do DEC com chave fusível e com religador automático (Equipamento D).	48
Figura 14 – Comparação do FEC com chave fusível religadora e com religador automático (Equipamento C).	49
Figura 15 – Comparação do FEC com chave fusível e com religador automático (Equipamento D).	50
Figura 16 – Valor estimado do DEC caso a chave fusível religadora não fosse substituída pelo Equipamento C.	53
Figura 17 – Valor estimado do DEC caso a chave fusível não fosse substituída pelo Equipamento D.	54
Figura 18 – Valor estimado do FEC caso a chave fusível religadora não fosse substituída pelo Equipamento C.	54
Figura 19 – Valor estimado do FEC caso a chave fusível não fosse substituída pelo Equipamento D.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Indicadores de distorção harmônica.....	17
Tabela 2 – Limites máximos das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).	19
Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão.	20
Tabela 4 – Limites para a flutuação de tensão.	21
Tabela 5 – Classificação das variações de tensão de curta duração.....	21
Tabela 6 – Faltas detectadas pelo Equipamento A.....	43
Tabela 7 – Faltas detectadas pelo Equipamento B.....	44
Tabela 8 – Faltas detectadas pelo Equipamento C.....	45

LISTA DE ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
PRODIST	Procedimento de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TWh	Terawatt-hora

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	JUSTIFICATIVA	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.2.1	GERAL.....	15
1.2.2	ESPECÍFICOS	15
2.	QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
2.1	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	15
2.1.1	FATOR DE POTÊNCIA.....	16
2.1.2	DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	17
2.1.3	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	19
2.1.4	FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	20
2.1.5	VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA.....	21
2.1.6	VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	21
2.2	QUALIDADE DO SERVIÇO	23
2.2.1	INDICADORES DIC E FIC	23
2.2.2	INDICADORES DEC E FEC	23
3.	TIPOS DE FALTAS.....	26
3.1	FALTAS TRANSITÓRIAS.....	27
3.2	FALTAS PERMANENTES	27
3.3	FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA	27
3.4	FALTAS DE BAIXA IMPEDÂNCIA	27
4	EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE.....	28
4.1	CHAVES FUSÍVEIS	28
4.2	CHAVES FUSÍVEIS RELIGADORAS	30
5	RELIGADOR AUTOMÁTICO	30
6	TIPOS DE RELIGADORES	33
6.1	RELIGADOR MONOFÁSICO	33
6.2	RELIGADOR TRIFÁSICO.....	35
6.3	RELIGADOR TRIPLE-SINGLE	36
7	TIPOS DE CONTROLE DE RELIGADORES	37
7.1	CONTROLADOR HIDRÁULICO	37
7.2	CONTROLADOR ELETRÔNICO	39
7.3	CONTROLADOR DIGITAL	39
8	MEIOS DE INTERRUPÇÃO DO RELIGADOR.....	39
8.1	INTERRUPTOR A ÓLEO	40

8.2	INTERRUPÇÃO A VÁCUO	40
9	METODOLOGIA.....	40
9.1	REGIÃO DO ESTUDO	41
9.2	EQUIPAMENTOS UTILIZADOS	41
9.3	OBTENÇÃO DOS DADOS	43
10	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
10.1	FALTAS TRANSITÓRIAS DO RELIGADOR AUTOMÁTICO	50
10.2	DIMENSIONAMENTO DEC SEM A INSTALAÇÃO DO RELIGADOR.....	52
10.3	DIMENSIONAMENTO FEC SEM A INSTALAÇÃO DO RELIGADOR	53
11	CONCLUSÃO.....	56
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no Brasil tem sido impulsionada pelo desenvolvimento da indústria nacional, pelo crescimento populacional e pela melhoria do padrão de vida das pessoas. No ano de 2022, o consumo de energia elétrica no país chegou a 586,1 TWh, dos quais 37,3% foram consumidos pelo setor industrial, 27% foram consumidos pelo setor residencial e 16,6% foram consumidos pelo setor comercial, representando, respectivamente, aumentos de 2,44%, 2,96% e 7,50% em relação ao ano anterior (EPE, 2023).

Esta realidade representa um grande desafio para os profissionais e instituições envolvidos com o setor elétrico, pois além de suprir a demanda dos consumidores, os componentes do Sistema Elétrico de Potência (SEP) precisam estar em conformidade com as normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o órgão responsável pela fiscalização e regulamentação do setor elétrico brasileiro.

Um SEP é um conjunto de instalações e equipamentos que atuam de forma conjunta para fornecer energia elétrica ao consumidor final no momento em que for solicitada. É constituído por sistemas de geração, compostos por unidades geradoras de energia elétrica, sistemas de transmissão, que transportam a energia elétrica dos locais de geração para os centros consumidores, e os sistemas de distribuição, que distribuem a energia elétrica entre as unidades consumidoras (KAGAN, 2005).

A distribuição é o estágio mais crítico de um sistema elétrico de potência, pois é bastante vulnerável a eventos como quedas de árvores, acidentes de trânsito, vandalismo, etc., que podem provocar curto-circuitos e, conseqüentemente, sobrecorrentes.

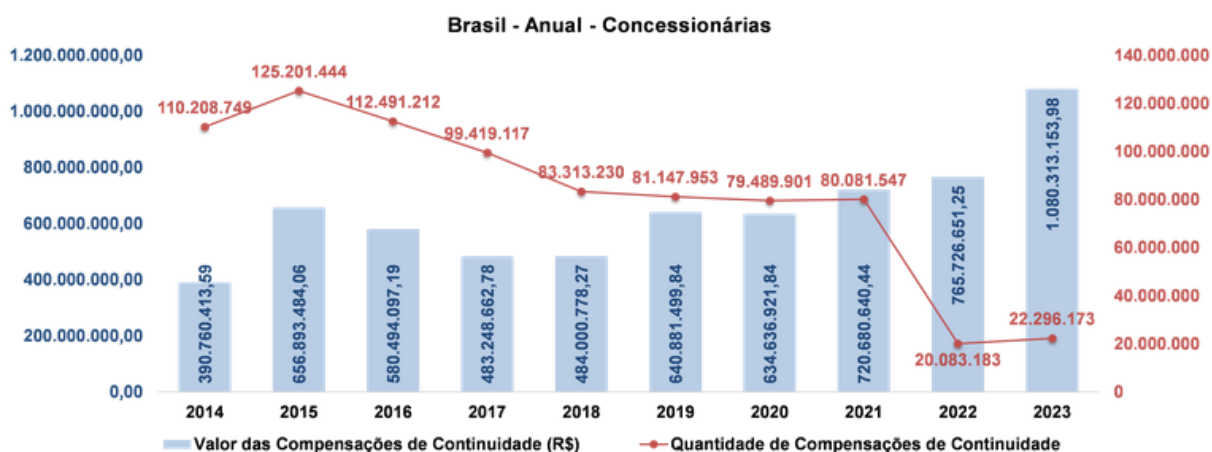
A sobrecorrente é uma corrente elétrica de intensidade superior ao valor máximo permitido para o sistema (CPFL ENERGIA, 2016). A extrapolação do limite de corrente na rede elétrica pode provocar o superaquecimento dos condutores e até mesmo incêndios.

Portanto, as concessionárias de distribuição de energia elétrica utilizam equipamentos de proteção contra sobrecorrentes em diversos pontos da rede aérea. As chaves fusíveis são os equipamentos mais utilizados para esta função, pois apresentam baixo custo e bom desempenho (MAMEDE FILHO, 2013).

Porém, o modo de operação das chaves fusíveis resulta em outros problemas para as concessionárias distribuidoras, pois estes equipamentos provocam a interrupção do fornecimento de energia das localidades afetadas pela sobrecorrente, mesmo que o defeito que provocou o surto de corrente deixe de existir. Desta forma, os consumidores atendidos pela rede afetada ficam sem acesso à energia elétrica até que uma equipe de manutenção chegue ao local.

As concessionárias distribuidoras estão sempre buscando formas de reduzir ao máximo as interrupções do fornecimento de energia, pois além dos gastos necessários para o deslocamento de equipes de manutenção, as companhias são obrigadas pela ANEEL a compensar financeiramente os consumidores afetados.

Figura 1 - Valores e quantidade de compensações de continuidade pagas pelas concessionárias aos consumidores entre os anos de 2014 e 2023.



Fonte: Brasil, 2024

Uma alternativa encontrada pelas concessionárias para melhorar a continuidade do fornecimento de energia é a implantação de religadores automáticos nas redes de distribuição. Religadores são dispositivos de proteção contra curto-circuitos que, ao contrário das chaves fusíveis, são capazes de reenergizar automaticamente o circuito, após 3 tentativas de reenergização.

1.1 JUSTIFICATIVA

Vários estudos indicam que o investimento na implantação de religadores automáticos nas redes de distribuição pode resultar em grandes melhorias nos indicadores de continuidade e fornecimento de energia, beneficiando os consumidores e, consequentemente, gerando ganhos para as distribuidoras.

Entretanto, o impacto da instalação de religadores varia de acordo com as características da rede e da carga alimentada por ela. Portanto, a aferição da melhoria dos indicadores de continuidade deve ser feita por meio da análise de dados de interrupções do fornecimento de energia elétrica de cada local, conforme apresentado neste trabalho.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GERAL

Avaliar o impacto nos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora) e FEC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) da Regional Leste da Distribuidora Equatorial Energia após substituição de chaves fusíveis religadoras e chaves fusíveis por religadores automáticos.

1.2.2 ESPECÍFICOS

- Apresentar conceitos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- Apresentar metodologia para apuração dos indicadores;
- Identificar e relacionar os tipos de faltas existentes no circuito;
- Comparar a série de dados antes e pós instalação dos religadores.

2. QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

As regras para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil são estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Essas regras são padronizadas e normatizadas pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist (BRASIL, 2022).

O Prodist é dividido em 11 módulos, sendo o Módulo 8 dedicado à definição da terminologia, indicadores e limites de referência relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica. A excelência do fornecimento de energia é avaliada a partir das qualidades do produto, do serviço e comercial (ANEEL, 2021a).

2.1 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia se refere à conformidade da tensão e da corrente fornecidas pelas concessionárias de distribuição aos padrões exigidos pelos consumidores. É importante que as ondas de tensão e corrente estejam dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL, a fim de evitar prejuízos a equipamentos elétricos (ROCHA, 2016). Os parâmetros utilizados para avaliar a qualidade da energia elétrica são o fator de potência, o conteúdo harmônico da tensão,

o desequilíbrio de tensão, as flutuações de tensão, as variações de frequência e as variações de tensão de curta duração (ANEEL, 2021a).

Os dados utilizados para a apuração dos parâmetros de qualidade da energia são coletados a partir de sistemas de medição que operam com base em amostragem digital, conforme disposto no Módulo 5 do Prodist (ANEEL, 2021b). As leituras são obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada (ANEEL, 2021a).

2.1.1 FATOR DE POTÊNCIA

A potência elétrica que chega às unidades consumidoras é constituída por duas componentes. A primeira, chamada de potência ativa, é a responsável por gerar potência útil, enquanto a outra, potência reativa, através das cargas elétricas, possui o papel de gerar campos elétricos e magnéticos nos dispositivos conectados à rede elétrica (MAMEDE FILHO, 2007).

O fator de potência (fp) é determinado pela relação entre a potência ativa (P) e a potência reativa (Q). Pode-se calculá-lo a partir da seguinte equação (ANEEL, 2021a):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

Máquinas elétricas, como motores de indução, que atuam exclusivamente com corrente alternada, apresentam diferentes velocidades e potências que são aceitas dentro dos padrões de energia elétrica. Porém, geram grandes quantidades de potência reativa da rede. Portanto, acaba ocupando espaços nos condutores de transmissão, ocasionando perdas e não realizando o trabalho útil (ROCHA, 2016).

Segundo o Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a), para unidades consumidoras ou conexões entre distribuidoras que recebem energia até 230 kV, as distribuidoras devem ofertar a tensão com o fator de potência entre 0,92 e 1,00 indutivo e entre 1,00 e 0,92 capacitivos. Para centrais geradoras, o fator de potência deve estar estabelecido nos Procedimentos de Rede.

O uso de bancos de capacitores é uma das maneiras de manter o fator de potência no intervalo de valores estabelecidos pela concessionária. Esses equipamentos têm como característica principal, ajustar o ângulo de fase entre a tensão e corrente que é consumido pelas cargas indutivas e reduzir a corrente eficaz circulando entre a concessionária e o consumidor (ROCHA, 2016).

Segundo Rocha (2016, p. 36) “a redução do preço da fatura de energia elétrica, a liberação de capacidade em kVA dos transformadores e a liberação da capacidade de transferir potência dos alimentadores” são algumas das vantagens de se manter o fator de potência próximo da unidade.

2.1.2 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

De acordo com o módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a), “As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental”. Os harmônicos são comuns na rede elétrica e originam-se principalmente de dispositivos eletrônicos e cargas que exibem comportamento não linear quando conectados ao sistema de energia.

Ao se manifestarem, distorcem, de forma indesejada, as formas de onda de tensão e corrente elétrica, podendo afetar negativamente a operação de equipamentos mais sensíveis, causar avarias permanentes aos equipamentos e gerar transtornos aos consumidores, além de onerar as distribuidoras. Segundo Silva (2007), alguns dos efeitos nocivos provocados pela presença de harmônicos na rede são: aumento das perdas por aquecimento e saturação em transformadores, bem como a redução de sua vida útil; vibrações e ruído em máquinas rotativas; falhas em relés de proteção, disjuntores e fusíveis; redução da vida útil, afetar bancos capacitores e flutuações na intensidade luminosa de lâmpadas.

Os harmônicos são classificados por ordens (h), representados por múltiplos pares (p) ou ímpares (i) da frequência fundamental. Os indicadores de distorções harmônicas estabelecidos pelo módulo 8 do Prodist são:

Tabela 1 – Indicadores de distorção harmônica.

Descrição	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$

Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT95%
Valor do indicador DTT _p % que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT _p 95%
Valor do indicador DTT _i % que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT _i 95%
Valor do indicador DTT ₃ % que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT ₃ 95%

Fonte: Aneel, 2021a.

Os indicadores DIT_h%, DTT%, DTT_p%, DTT_i% e DTT₃% são obtidos por meio das seguintes equações (ANEEL, 2021a):

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100\% \quad (2)$$

onde V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

onde h_{max} é a ordem harmônica máxima.

$$DTT_p \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (4)$$

onde h_p é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de três, e h corresponde a todas as harmônicas pares não múltiplas de três.

$$DTT_i \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (5)$$

onde h_i é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de três, e h corresponde a todas as

ordens harmônicas ímpares.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (6)$$

onde h_3 é a máxima ordem harmônica múltipla de três, e h corresponde a todas as ordens harmônicas múltiplas de três.

O Módulo 8 do Prodist estabelece ainda os limites máximos para os indicadores das distorções harmônicas totais, cujos valores são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 2 – Limites máximos das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n < 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _p 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _i 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Aneel, 2021a.

2.1.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Idealmente, as tensões nos sistemas trifásicos devem ter o mesmo valor eficaz e devem estar defasadas 120° umas em relação às outras. Quando isto não ocorre, diz-se que há um desequilíbrio de tensões. A magnitude do desequilíbrio é quantificada pelo Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD%), dado pela equação 7 (ANEEL, 2021a):

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100\% \quad (7)$$

onde V_- é a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental, e V_+ é a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

O módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece o indicador FD95% como base para a avaliação do desequilíbrio de tensão. Este indicador representa o valor do Fator de

Desequilíbrio de Tensão que foi superado em 5% das 1.008 leituras válidas. Os limites estabelecidos para esse indicador são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão.

Indicador	Tensão nominal (V_n)	
	$V_n < 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: Aneel, 2021a.

2.1.4 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

O Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) define a flutuação de tensão como “um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea”.

Os indicadores são o P_{st} , que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos, o P_{lt} , que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas, e o $P_{st95\%}$, que representa o valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas (ANEEL, 2021a).

O P_{pt} é determinado por meio da equação 8:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (8)$$

onde P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-4-15. *Flickermeter – Functional and Design Specifications*.

O indicador P_{lt} é calculado a partir de 12 amostras consecutivas P_{st} , por meio da equação 9:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (9)$$

O Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece ainda os limites máximos para a flutuação, cujos valores são mostrados na tabela 4.

Tabela 4 – Limites para a flutuação de tensão.

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n < 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$P_{st95\%}$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Fonte: Aneel, 2021a.

2.1.5 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

O Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece que o sistema de distribuição e suas instalações de geração conectadas devem operar normalmente dentro dos limites de frequência de 59,9 Hz a 60,1 Hz. Em caso de distúrbios, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne à faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz dentro de 30 segundos, e, se necessário, a geração ou carga podem ser cortadas para restaurar o equilíbrio carga-geração, com a frequência não excedendo 66 Hz ou caindo abaixo de 56,5 Hz em condições extremas. A frequência pode permanecer acima de 62 Hz por até 30 segundos e acima de 63,5 Hz por até 10 segundos, podendo ainda cair abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos.

2.1.6 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

O Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) define variações de tensão de curta duração (VTCD) como “desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos”, e as classifica de acordo com a tabela 5.

Tabela 5 – Classificação das variações de tensão de curta duração.

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência

Variação momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão -IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento momentâneo de tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação temporária de tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: Aneel, 2021a.

As variações de tensão de curta duração são quantificadas por quatro indicadores. O primeiro deles, V_e , mede a amplitude do evento, sendo obtido pela equação 10:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \cdot 100\% \quad (10)$$

onde V_{res} é a tensão residual do evento e V_{ref} é a tensão de referência. O segundo indicador é a duração do evento, Δt_e , dada pela equação 11:

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (11)$$

onde t_f é o instante final do evento e t_i é o instante inicial. O terceiro indicador é a frequência de ocorrência de eventos, f_e , que é igual ao número de evento de VTCD registrados no período de avaliação. O quarto indicador, chamado de Fator de Impacto (FI) mede a severidade da

incidência dos eventos, levando em conta a sensibilidade de cada carga ligada ao sistema de distribuição à diferentes tipos de eventos de VTCD (ANEEL, 2021a).

2.2 QUALIDADE DO SERVIÇO

A qualidade do serviço se refere à continuidade do fornecimento de energia aos consumidores. É avaliada por meio da duração e da frequência das interrupções por unidade consumidora, representadas pelos indicadores respectivamente, e por conjunto de unidades consumidoras, representadas pelos indicadores DEC e FEC (ANEEL, 2021a).

2.2.1 INDICADORES DIC E FIC

O indicador de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, o DIC, é dado pela seguinte equação:

$$DIC = \sum_{k=1}^n t(k) \quad (12)$$

onde n é o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica da unidade consumidora no período de apuração, e $t(k)$ é o tempo de duração da k -ésima interrupção.

O indicador de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, o FIC, é dado pela seguinte expressão:

$$FIC = n \quad (13)$$

onde n é ao número de interrupções no fornecimento de energia elétrica da unidade consumidora no período de apuração (ANEEL, 2021a).

2.2.2 INDICADORES DEC E FEC

Para mensurar a frequência e a duração das interrupções do serviço de fornecimento de energia elétrica para conjuntos de unidades consumidoras, o Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC.

O DEC, indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, é dado pela equação 14:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (14)$$

onde NUC é o número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão, faturadas do conjunto no período de apuração, e DIC(i) é a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora da i-ésima unidade consumidora, a exceção das centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de horas.

O FEC, indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, é dado pela equação 15:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (15)$$

onde FIC(i) é a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora na i-ésima unidade consumidora, excluindo as unidades geradoras, expressa em interrupções ou centésimos de interrupções.

Os indicadores DEC e FEC apurados em um conjunto de unidades consumidoras em um determinado intervalo de tempo podem ser agregados espacial e temporalmente, a fim de se determinar os valores desses indicadores para conjuntos e períodos maiores (ANEEL, 2021a).

Para se determinar os valores de DEC e FEC de um período de k meses a partir dos valores desses indicadores apurados mensalmente, deve-se utilizar as equações 16 e 17:

$$DEC_k = \frac{\sum_{n=1}^k (DEC_n \cdot NUC_n)}{NUC_k} \quad (16)$$

$$FEC_k = \frac{\sum_{n=1}^k (FEC_n \cdot NUC_n)}{NUC_k} \quad (17)$$

onde DEC_k é o valor do indicador no período de k meses, DEC_n é o valor do indicador no n-ésimo mês, NUC_k é o número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão,

faturadas no período de apuração de k meses, e NUC_n é o número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão, faturadas no n-ésimo mês. O valor de NUC_k por ser obtido a partir equação 18 (ANEEL, 2021a):

$$NUC_k = \frac{\sum_{n=1}^k NUC_n}{k} \quad (18)$$

Pode-se também calcular os indicadores DEC e FEC mensais de m conjuntos de unidades consumidoras a partir das equações 19 e 20:

$$DEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^m (DEC_i \cdot NUC_i)}{NUC_{Gn}} \quad (19)$$

$$FEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^m (FEC_i \cdot NUC_i)}{NUC_{Gn}} \quad (20)$$

onde DEC_{Gn} é o valor global do DEC, no mês n, contendo m conjuntos; DEC_i é o valor do DEC, no mês n, do i-ésimo conjunto, NUC_i é o número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão, faturadas no i-ésimo conjunto, no mês n; e NUC_{Gn} é o total de unidades consumidoras nos m conjuntos apurados no mês n (ANEEL, 2021a).

Pode-se também calcular os indicadores DEC e FEC de um período de k meses em m conjuntos a partir das equações 21 e 22:

$$DEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k (DEC_{Gn} \cdot NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}} \quad (21)$$

$$FEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k (FEC_{Gn} \cdot NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}} \quad (22)$$

onde NUC_{Gk} é o número de unidades consumidoras nos m conjuntos, atendidas em média ou baixa tensão, faturadas no período de k meses, cujo valor deve ser calculado pela equação 23 (ANEEL, 2021a):

$$NUC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^k NUC_{Gn}}{k} \quad (23)$$

O Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece ainda que os indicadores de continuidade, tanto individuais quanto coletivos, devem ser apurados considerando apenas interrupções de duração igual ou superior a 3 minutos, e que na apuração dos indicadores DEC e FEC não devem ser consideradas as seguintes situações:

- a) falha nas instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor ou da central geradora e que afete somente sua unidade consumidora;
- c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;
- d) suspensão por inadimplemento do consumidor ou da central geradora;
- e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;
- g) interrupção ocorrida em Dia Crítico;
- h) interrupção oriunda de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS;
- i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

Os limites máximos anuais dos indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras são definidos em resolução específica e disponibilizados para discussão em consultas públicas. Para as concessionárias de distribuição, os valores são atualizados de acordo com a periodicidade tarifária, enquanto para as permissionárias de distribuição, são atualizados em periodicidade definida pela ANEEL (ANEEL, 2021a).

3. TIPOS DE FALTAS

Faltas são eventos acidentais que interferem no funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico. Nos sistemas de distribuição, as faltas geralmente envolvem o contato entre pontos do circuito com diferentes tensões por uma impedância desprezível, caracterizando assim um curto-circuito (CPFL ENERGIA, 2016).

As faltas podem ser classificadas quanto à sua duração em faltas transitórias ou faltas permanentes, e quanto à intensidade da corrente gerada pelo evento em faltas de alta impedância ou faltas de baixa impedância (KAGAN, 2005; ZAMBONI, 2013).

3.1 FALTAS TRANSITÓRIAS

São faltas que provocam distúrbios momentâneos no sistema e que podem ser corrigidas sem a necessidade de intervenção humana, sendo provocadas principalmente por descargas atmosféricas, contatos momentâneos entre condutores, materiais sem isolamento adequada e abertura de arco elétrico (CPFL ENERGIA, 2016).

3.2 FALTAS PERMANENTES

Faltas transitórias podem se transformar em faltas permanentes caso os equipamentos de proteção do sistema não atuem de forma adequada (CPFL ENERGIA, 2016).

3.3 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

São faltas que provocam a ocorrência de correntes de magnitudes inferiores à corrente de carga do alimentador, de modo que os sistemas de proteção convencionais não são capazes de identificá-las. Esse tipo de falta é potencialmente perigoso para pessoas e animais, pois cabos rompidos em contato com o solo podem permanecer energizados, gerando risco de choques (ZAMBONI, 2013).

Segundo Zamboni (2013), as faltas de alta impedância podem ser classificadas como faltas ativas ou passivas. As faltas ativas são aquelas que geram arco elétrico no local de ocorrência do defeito. As passivas, por outro lado, não exibem arco elétrico. A falta de uma indicação visual de um defeito representa um risco maior de choques elétricos.

3.4 FALTAS DE BAIXA IMPEDÂNCIA

São faltas que provocam a ocorrência de correntes com magnitudes altas o suficiente para sensibilizar os dispositivos de proteção instalados ao longo do alimentador ou na subestação. As faltas dos tipos fase-fase, provocadas pelo contato entre duas fases, trifásicas, provocadas pelo contato das três fases, e fase-terra, provocadas pelo contato entre uma fase e a terra em sistema estrela aterrada, são faltas de baixa impedância (ZAMBONI, 2013).

4 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE

Para garantir a continuidade do fornecimento de energia, os equipamentos de proteção devem ser capazes de diferenciar sobrecorrentes de outros surtos de corrente intrínsecos aos sistemas de distribuição, como as correntes *inrush*. As correntes *inrush* são surtos provocados pela energização de transformadores de potência que podem gerar correntes até vinte vezes mais intensas que a corrente de pico do valor nominal do transformador (LEME et al., 2013).

4.1 CHAVES FUSÍVEIS

As chaves fusíveis são os equipamentos mais utilizados para a proteção de redes de distribuição contra subrecorrentes, devido ao seu bom desempenho e baixo custo financeiro. (MAMEDE FILHO, 2013).

O elo fusível é o componente da chave responsável pela proteção contra sobrecorrentes. É constituído por um botão, arruela e cordoalha, com uma pequena área de seção transversal apresentando uma boa resistência. A passagem de uma corrente de alta intensidade leva ao aquecimento e ao derretimento deste condutor, rompendo a ligação entre os terminais do equipamento. O elo fusível de chaves de média tensão é constituído por uma liga de estanho (MAMEDE FILHO, 2013).

O elo fusível é instalado no interior de um porta-fusível, um tubo de fibra de vidro ou fenolite. O porta-fusível contém um revestimento interno que libera gases desionizantes quando aquecido, facilitando a extinção do arco elétrico (MAMEDE FILHO, 2013).

A extremidade inferior do porta-fusível é instalada em uma articulação. Após a queima do elo fusível, o porta-fusível fica suspenso na articulação, oferecendo às equipes de manutenção uma indicação visual do local onde houve a interrupção do sistema (MAMEDE FILHO, 2013).

As chaves fusíveis podem empregar três tipos diferentes de elos fusíveis (MAMEDE FILHO, 2013):

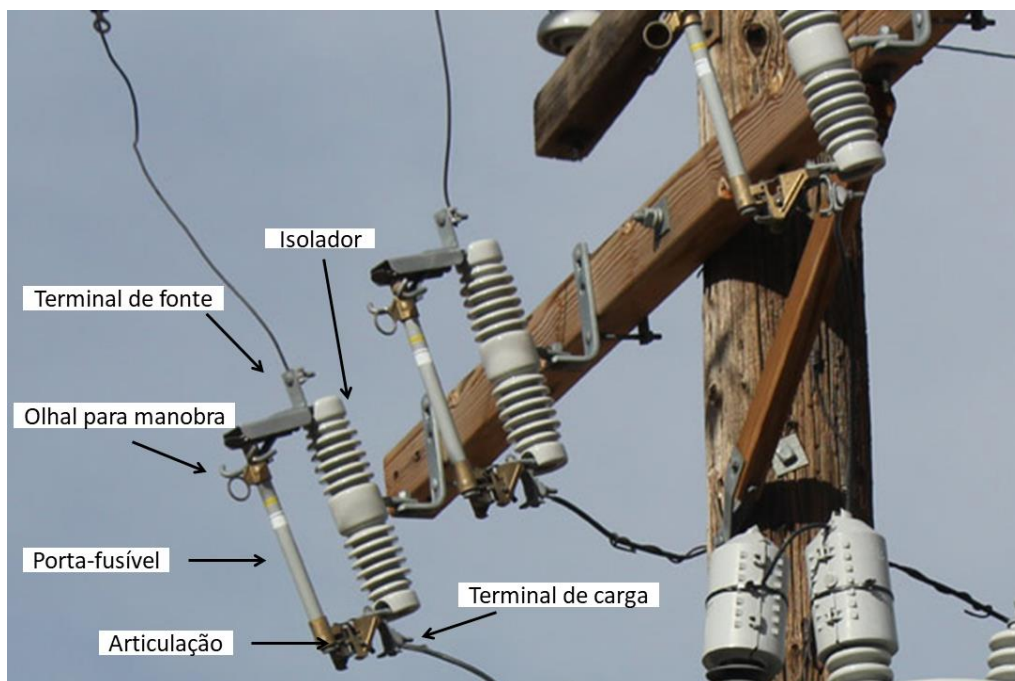
- Tipo H: os elos fusíveis deste tipo apresentam uma resposta lenta a sobrecorrentes. São utilizados na proteção de transformadores.
- Tipo K: são elos fusíveis de resposta rápida, sendo bastante utilizados na proteção de ramais de alimentadores.

- Tipo T: assim como os elos do tipo H, apresentam resposta lenta, mas a sua corrente de ativação é mais alta.

Além da proteção contra sobrecorrentes, as chaves fusíveis podem desempenhar o papel de seccionadores, permitindo a abertura do circuito. A abertura do circuito com carga resulta na queima do elemento fusível e na formação de arco elétrico, razões pelas quais a abertura sem carga é recomendável (MAMEDE FILHO, 2013).

As chaves fusíveis são geralmente operadas com varas de manobra, por meio de um olhal de manobra. A figura 2 apresenta alguns dos componentes desse equipamento (MAMEDE FILHO, 2013).

Figura 2 - Componentes de chaves fusíveis utilizadas em redes aéreas de distribuição.



Fonte: Adaptado de Edison Tech Center, 2014.

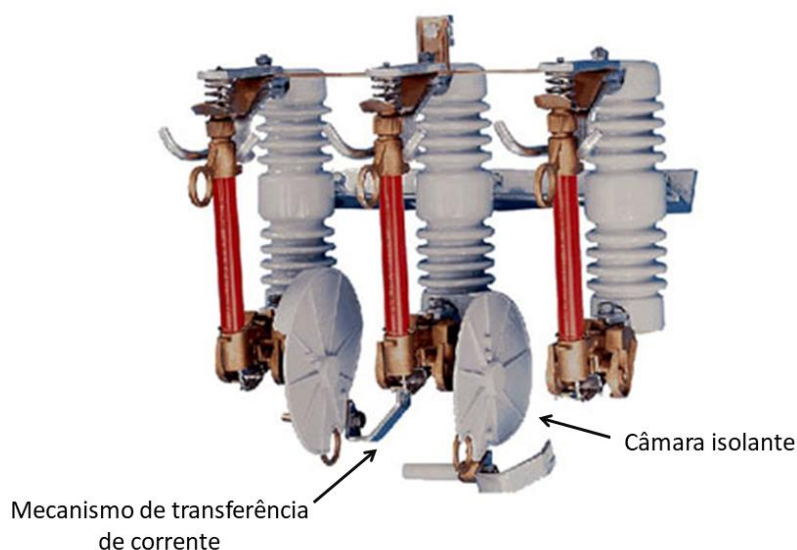
As chaves fusíveis atuam de forma independente nas fases. Portanto, a sua aplicação em redes de distribuição é restrita a locais onde o desequilíbrio de tensão provocado pelo desligamento da carga não provoca a ativação de dispositivos de detecção de faltas a montante na linha (CHENEY et al., 2009).

A principal desvantagem deste equipamento é incapacidade de diferenciar faltas transitórias de faltas permanentes. A operação da chave leva à interrupção definitiva do fornecimento de energia, que só pode ser reestabelecido após a instalação de um novo elo fusível por uma equipe de manutenção.

4.2 CHAVES FUSÍVEIS RELIGADORAS

As chaves fusíveis religadoras são dispositivos de proteção capazes de distinguir faltas transitórias de faltas permanentes, pois são contituídas por três chaves fusíveis, das quais apenas uma conduz a corrente do sistema. Quando ocorre uma sobrecorrente, o elo fusível da primeira chave é queimado e o seu respectivo porta-fusível cai, provocando o acionamento de um mecanismo que transfere a corrente do sistema para a chave seguinte (MAMEDE FILHO, 2013).

Figura 3 – Chave fusível religadora.



Fonte: Adaptado de Santa Fé Transformadores, 2017.

5 RELIGADOR AUTOMÁTICO

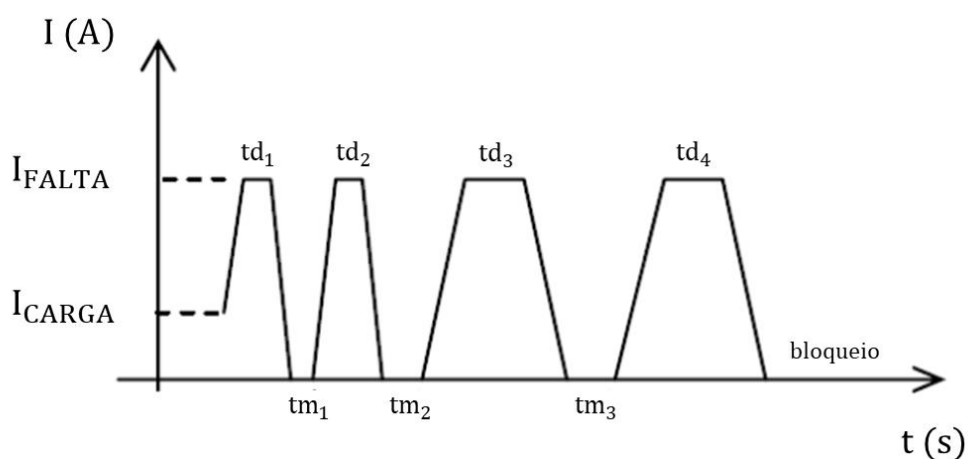
O religador é um dispositivo de interrupção de corrente elétrica capaz de realizar repetidas operações de chaveamento durante a ocorrência de defeitos. Ao contrário de outros dispositivos de proteção, como os fusíveis, os religadores são capazes de diferenciar faltas transitórias de faltas permanentes. As concessionárias de energia elétrica utilizam com frequência esses equipamentos em redes aéreas de distribuição para mitigar faltas transitórias, evitando o deslocamento de pessoal de manutenção para percorrer o alimentador defeituoso e reduzindo o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia (LEITÃO, 2011;

MAMEDE FILHO, 2013).

Os religadores podem ser empregados em subestações, onde são instalados nos alimentadores de barramentos, e nas redes aéreas de sistemas de distribuição (MAMEDE FILHO, 2013).

A figura 4 ilustra o comportamento de um religador automático durante a ocorrência de faltas, caracterizado pela corrente conduzida por ele (I) ao longo do tempo (t). Ao detectar uma corrente de intensidade superior a um valor pré-definido, chamada de corrente de *pick-up*, o religador aguarda um certo intervalo de tempo, chamado de tempo de disparo (td_1), para então abrir o circuito. Quando os seus terminais são abertos, o dispositivo aguarda mais um intervalo de tempo, chamado de tempo de religamento ou tempo morto (tm_1), para então fechar o circuito. Caso a falta persista, o religador aguarda mais um intervalo de tempo (td_2), para então reabrir o circuito e, após mais um período (tm_2), reenergizar o circuito. Caso a falta permaneça, o procedimento de religamento é repetido por mais um número pré-determinado de vezes, ao fim das quais o dispositivo bloqueia a ação religadora, abrindo definitivamente o circuito (LEITÃO, 2011).

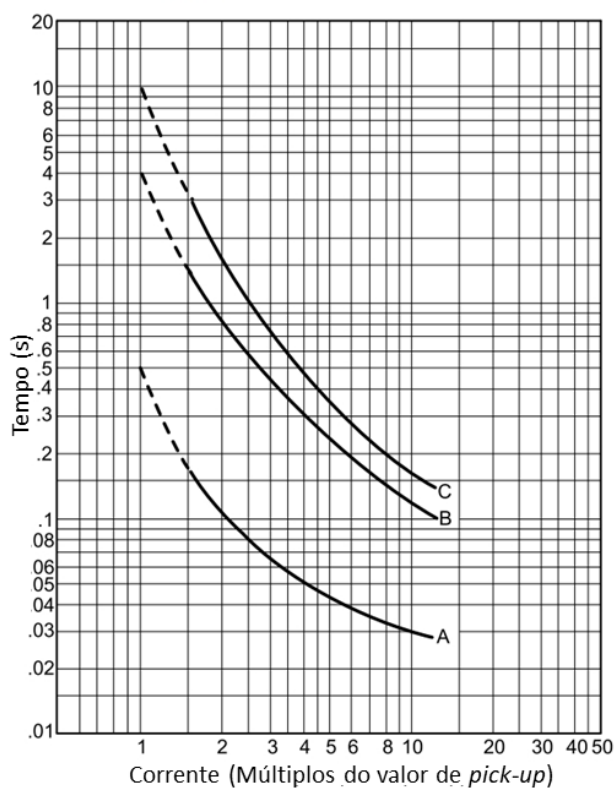
Figura 4 – Curva de atuação do religador.



Fonte: Leitão, 2011.

Se, por outro lado, a falta desaparecer durante os intervalos de tempo morto, o religador fecha o circuito e zera a contagem de religamentos. A duração dos intervalos de tempo morto e de tempo de disparo, bem como a quantidade de religamentos, pode ser configurada em cada dispositivo (LEITÃO, 2011). A figura 5 mostra três possíveis curvas corrente X tempo de um religador.

Figura 5 – Curvas corrente X tempo de um religador automático.



Fonte: Adaptado de Wright e Ayers, 2015.

Religadores automáticos podem ser utilizados de forma independente ou em conjunto com outros equipamentos de proteção, como chaves fusíveis ou outros religadores. No segundo caso, a proteção pode ser feita de forma seletiva, coordenada ou mista. A filosofia de proteção adotada depende das características da carga (SANTOS, 2012).

A proteção seletiva é configurada para que o dispositivo de proteção mais próximo do local de ocorrência da falta atue primeiro para garantir que a menor região possível seja isolada do sistema (SANTOS, 2012; TOLEDO, 2019). Para esta filosofia de proteção geralmente utiliza-se religadores nos alimentadores primários e chaves fusíveis nas derivações. Apresenta a vantagem de reduzir a frequência das interrupções (indicador FEC) e a desvantagem de aumentar a duração das interrupções (indicador DEC), pois, independentemente do tipo de falta, o elo fusível deve atuar antes que o religador (SANTOS, 2012).

A proteção coordenada é configurada para que faltas transitórias sejam eliminadas com os religadores, enquanto as permanentes são eliminadas pelo dispositivo de proteção mais próximo ao local da falta. Desta forma, a frequência de interrupções aumenta, enquanto a

duração diminui (SANTOS, 2012).

Grande parte das concessionárias adotam a proteção seletiva nas subestações e em áreas urbanas, enquanto que nas áreas rurais utilizam a proteção coordenada, em um arranjo chamado de proteção mista (SANTOS, 2012).

6 TIPOS DE RELIGADORES

Os religadores automáticos podem ser classificados quanto ao número de fases em que atuam como monofásicos ou trifásicos. Há também modelos que podem ser configurados para atuar em qualquer um desses modos.

6.1 RELIGADOR MONOFÁSICO

O religador monofásico é empregado na proteção de redes de distribuição monofásicas. Podem também ser utilizados em redes trifásicas, com uma unidade em cada fase. Desta forma, em caso de faltas do tipo fase-terra (faltas monopolares), as outras duas fases permanecerão ligadas, mantendo o fornecimento de energia para as cargas conectadas a elas (MAMEDE FILHO, 2013).

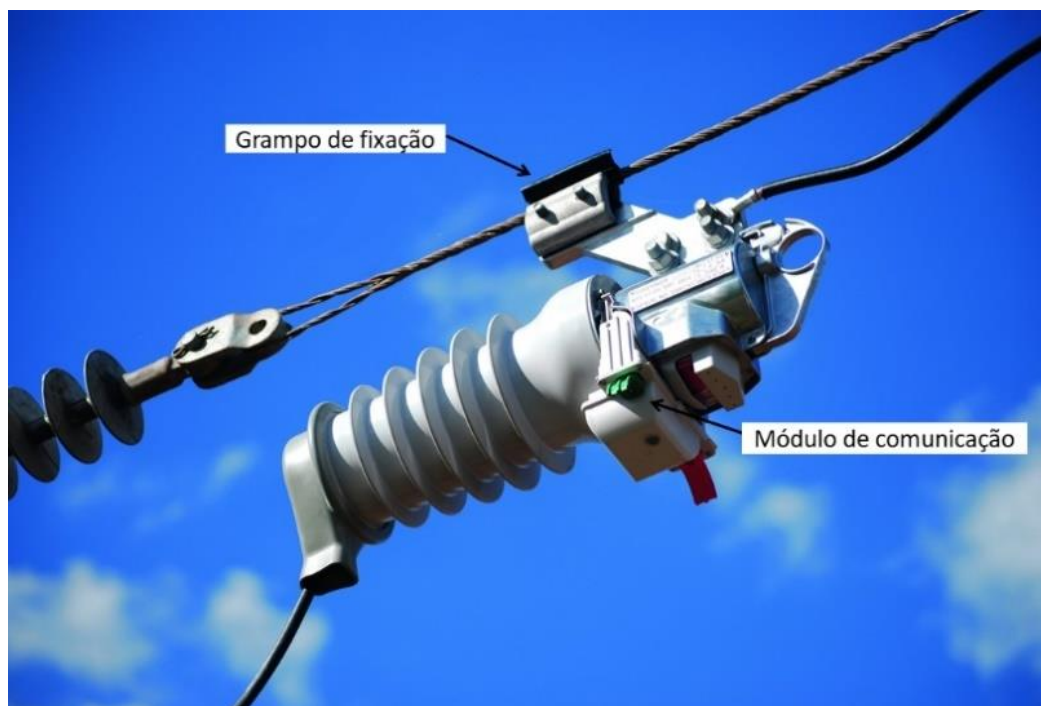
O uso de conjuntos de religadores monofásicos em sistemas trifásicos só é viável em sistemas que não operam com cargas trifásicas conectadas a jusante, e que apresentam baixas correntes residuais de terra (CHENEY et al., 2009).

Há dois tipos de religadores monofásicos bastante difundidos no mercado: o Fusesaver e o Tripsaver.

O Fusesaver é um religador monofásico desenvolvido pela SIEMENS para aplicações em linhas de média tensão. O dispositivo é pendurado no cabo condutor da fase a ser protegida, e utiliza a corrente do sistema elétrico para alimentar os circuitos internos (SIEMENS, 2020).

Fusesavers são equipados com um módulo de comunicação, um dispositivo de comunicação de curta distância sem fio que permite a sincronização entre os religadores monofásicos para atuar como um religador multifásico. O módulo de comunicação também permite que o Fusesaver seja configurado por um operador a partir do solo (SIEMENS, 2020).

Figura 6 – *Fusesaver* de interrupção em vácuo.

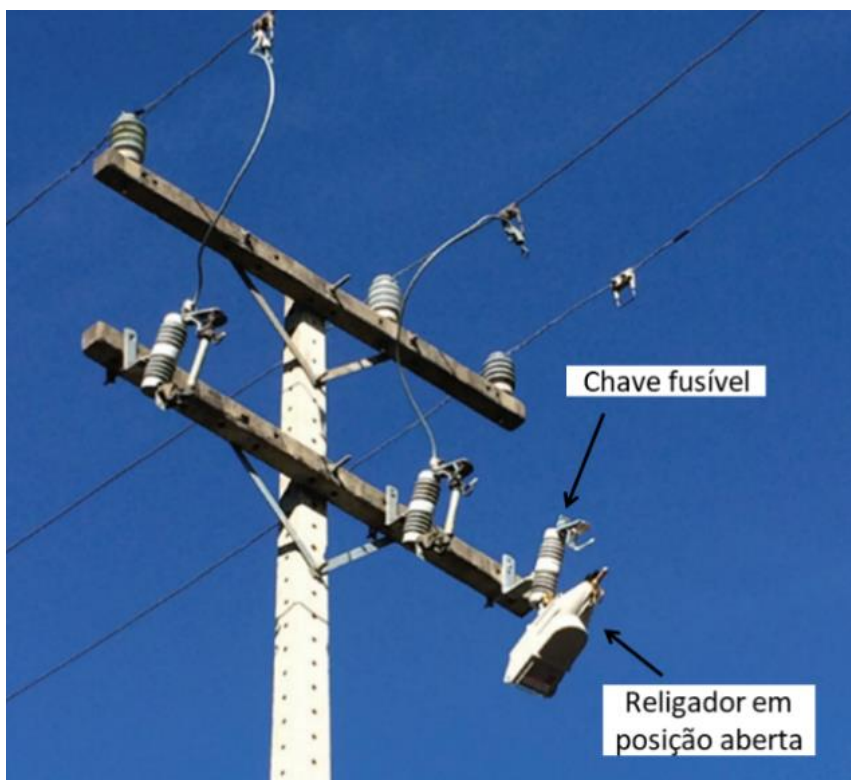


Fonte: Adaptado de Siemens, 2017.

O Fusesaver pode atuar de forma independente ou em conjunto com um fusível. Quando utilizado com um fusível, o religador é capaz de realizar apenas uma operação de religamento. Em caso de uma falta permanente, o fusível é acionado e realiza a abertura do circuito. Desta forma, o Fusesaver atua como uma proteção para o fusível contra faltas transitórias (SIEMENS, 2020).

O TripSaver é um modelo de religador monofásico desenvolvido pela S&C Electric Company. O equipamento é montado em uma chave fusível. Quando ocorre uma falha permanente, após a realização de todas as ações de religamento programadas, a trava superior da chave é aberta, levando à queda do religador. Isso fornece à equipe de manutenção uma indicação visual do isolamento da derivação em falta (S&C ELECTRIC COMPANY, 2023).

Figura 7 – Religador TripSaver montado em chave fusível na posição aberta.



Fonte: Adaptado de S&C Electric Company, 2020.

6.2 RELIGADOR TRIFÁSICO

O religador trifásico, também chamado de religador tripolar, é utilizado na proteção de redes de distribuição trifásicas que não podem operar com apenas duas fases. Assim, em caso de faltas monopulares, a corrente nas três fases é interrompida pelo dispositivo (MAMEDE FILHO, 2013).

Figura 8 – Religador trifásico de distribuição.



Fonte: Eaton, 2024.

As concessionárias evitam sempre que possível o uso de religadores trifásicos, já que este equipamento interrompe o fornecimento de energia a consumidores conectados a fases não afetadas por faltas, o que leva ao aumento desnecessário dos valores dos indicadores DEC e FEC (CHENEY et al., 2009).

6.3 RELIGADOR TRIPLE-SINGLE

Um religador triple-single consiste em três religadores monofásicos que podem ser configurados para atuar em sincronismos ou de forma independente. Desta forma, esse dispositivo pode atuar com três configurações (EATON, 2016a):

- Disparo monofásico e abertura monofásica: nessa configuração, em caso de falta monofásica, apenas a fase afetada pelo defeito é desenergizada;
- Disparo monofásico e abertura trifásica: nessa configuração, em caso de falta monofásica, as três fases são desenergizadas;
- Disparo trifásico e abertura trifásica: nessa configuração, em casa de falta trifásica, as três fases são desenergizadas.

7 TIPOS DE CONTROLE DE RELIGADORES

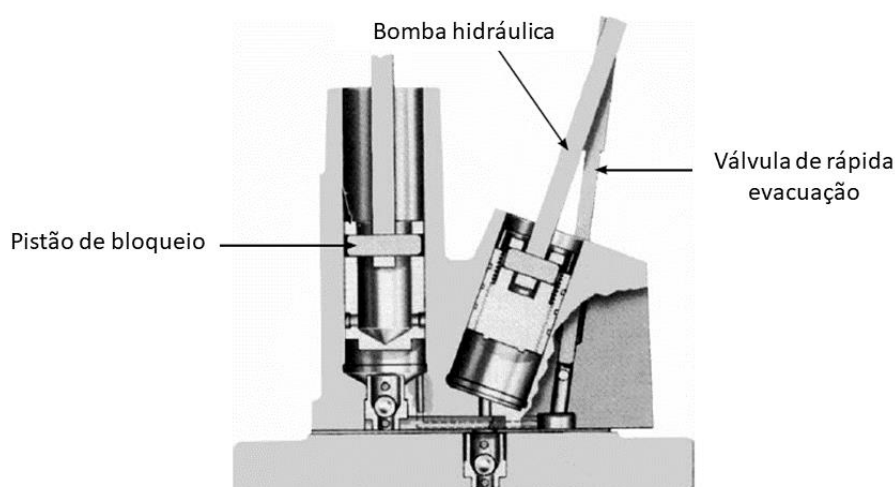
O sistema de controle do religador é responsável por realizar a contagem de religamentos, medir o tempo entre as operações de abertura e fechamento e enviar sinais de comando para o sistema de abertura. Segundo Mamede Filho (2013), os sistemas de controle podem ser classificados como hidráulicos, eletrônicos ou digitais.

7.1 CONTROLADOR HIDRÁULICO

Religadores de controle hidráulico utilizam óleo mineral para o acionamento do mecanismo temporalizador das ações de abertura e religamento, bem como para o mecanismo contador de operações (MAMEDE FILHO, 2013).

As figuras 9 e 10 mostram os dois sistemas hidráulicos de controle dos religadores da série Cooper Power, desenvolvidos pela Eaton. A bomba hidráulica mostrada na figura 9 regula os tempos de disparo e morto, e realiza a contagem de operações de religamento. A bomba é empurrada para baixo por uma bobina a cada operação de abertura, forçando o óleo para baixo do pistão de bloqueio, que por sua vez é empurrado para cima. Quando o circuito é religado, a bobina de acionamento é reenergizada, levando a bomba de volta à posição inicial (EATON, 2016b).

Figura 9 – Bomba hidráulica e pistão de bloqueio de um controlador hidráulico.

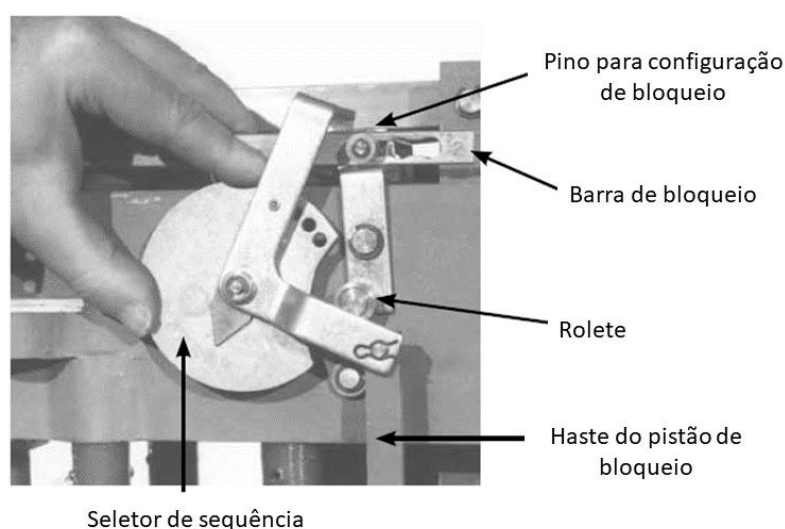


Fonte: Adaptado de Eaton, 2016.

O pistão de bloqueio é ligado a uma haste ao seletor de sequência e à barra de bloqueio

mostrados na figura 10. O disco do seletor gira no sentido anti-horário quando o pistão é movido para cima, e a barra de bloqueio avança um passo. Quando a sequência de religamentos é finalizada, a barra de bloqueio aciona uma trava que abre definitivamente os terminais do religador. Em caso de faltas transitórias, a válvula de rápida evacuação mostrada na figura 9 libera o óleo sob o pistão de bloqueio, que retorna à posição inicial e zera a contagem de religamentos (EATON, 2016b).

Figura 10 – Barra de bloqueio de controlador hidráulico de um religador.



Fonte: Adaptado de Eaton, 2016.

Os religadores de controle hidráulico estão em desuso devido a uma série de limitações técnicas, dentre as quais pode-se destacar (ARAÚJO et al., 2006; WRIGHT e AYERS, 2015):

- A ausência de interface para a implementação de sistemas de automação;
- O alto custo e a alta frequência de manutenção em comparação a religadores mais avançados;
- As dificuldades de coordenação com outros dispositivos de proteção;
- Variações nas curvas tempo X corrente do equipamento devido a variações de viscosidade do óleo.

Além disso, há também os danos ambientais provocados por vazamentos de óleo por este tipo de religado (WRIGHT e AYERS, 2015).

7.2 CONTROLADOR ELETRÔNICO

O controle eletrônico de religadores é realizado com dispositivos estáticos e relés de religamento. Religadores de distribuição com este tipo de controlador possuem uma unidade de controle, onde estão contidos um relé de religamento associado a um circuito lógico, um sensor de corrente e os circuitos de fonte de alimentação e saída (MAMEDE FILHO, 2013).

Para que a ação religadora seja ativada, é necessário que o alimentador seja atravessado por uma corrente de sobrecarga ou curto-circuito com um valor superior à corrente mínima de ativação definida no controle eletrônico. Uma vez ativado, o sensor envia um sinal ao relé de sobrecorrente, iniciando a contagem do tempo de disparo. Em seguida, a bobina de abertura de alta tensão é energizada, desencadeando o movimento da trava que retém a mola de abertura, impulsionando o mecanismo de disparo e permitindo que o núcleo da bobina retorne à sua posição original (MAMEDE FILHO, 2013).

7.3 CONTROLADOR DIGITAL

Também chamado de controlador microprocessado, utiliza um microprocessador para comandar o sistema de proteção, além de realizar as funções de aquisição de dados e de comunicação. As ações de abertura e fechamento são desempenhadas por atuadores magnéticos, dotados de apenas uma bobina que realiza a abertura quando percorrida por uma corrente em um sentido, e o fechamento quando percorrida por uma corrente de sentido contrário (MAMEDE FILHO, 2013).

Os religadores com controlador digital apresentam diversas vantagens em relação a outros modelos, como o armazenamento de dados da rede elétrica, comunicação a distância, a grande variedade de curvas de tempo X corrente e a facilidade de configuração do equipamento (WRIGHT e AYERS, 2015).

8 MEIOS DE INTERRUPÇÃO DO RELIGADOR

Quando dois terminais de um circuito são separados, o meio no qual eles estão imersos é ionizado, permitindo que a corrente elétrica continue fluindo pelo sistema. Para garantir a interrupção completa da corrente, é preciso que o meio sofra um processo de desionização. Para que isso ocorra, o meio ionizado deve ser substituído por um meio não ionizado. A forma como

o meio é substituído varia com a sua composição (MAMEDE FILHO, 2013).

A abertura dos terminais de um religador para a interrupção da corrente pode ser feita em óleo dielétrico ou em vácuo.

8.1 INTERRUPTOR A ÓLEO

A interrupção em óleo é o processo no qual os contatos do religados são separados no interior de um recipiente contendo óleo mineral. Logo após a abertura dos terminais, é formado um arco elétrico devido à ionização das moléculas do óleo. O arco provoca o aumento da temperatura, levando à decomposição das moléculas e, conseqüentemente, à formação de gases. Esses gases tendem a subir à superfície do óleo, arrastando consigo o meio ionizado e extinguindo o arco. Dentre os gases formados, o hidrogênio desempenha o papel mais significativo na extinção do arco. A sua alta condutividade térmica o permite remover rapidamente calor do óleo, reduzindo a temperatura deste e facilitando a deionização do meio (MAMEDE FILHO, 2013).

8.2 INTERRUPTÃO A VÁCUO

A interrupção a vácuo é o processo no qual os contatos do religador são separados no interior de uma câmara evacuada (MAMEDE FILHO, 2013). Interruptores a vácuo apresentam interrupções rápidas de arco e com baixa energia. Quando comparados com interruptores a óleo, possuem algumas vantagens como menor estresse mecânico e maior vida útil dos interruptores e dos contatos, além de ser menos poluente que os a óleo (Leitão, 2011).

O óleo mineral também é utilizado em alguns modelos de religadores a vácuo, exercendo as funções de meio dielétrico e de dissipador de calor. A câmara de extinção do arco é mantida submersa no recipiente contendo o óleo (MAMEDE FILHO, 2013).

9 METODOLOGIA

Para avaliar o desempenho de religadores automáticos e a melhora nos indicadores de continuidade, a escolha dos equipamentos se deu por meio de dados disponibilizados pela concessionária, os quais abarcavam a quantidade de consumidores, leituras e ocorrências, bem como a potência instalada.

Conforme mencionado nos tópicos acima, para realizar o estudo proposto, foram escolhidos dois equipamentos de proteção da Distribuidora Equatorial Alagoas. O primeiro equipamento é uma chave fusível religadora. O mesmo, identificado como Equipamento A, foi substituído por um religador automático (Equipamento C), enquanto o Equipamento B, que é uma chave fusível, também foi substituído por outro religador automático (Equipamento D). As características técnicas de cada equipamento são apresentadas a seguir.

1) CHAVE FUSIVEL RELIGADORA (Equipamento A)

- elo fusível de 25K;
- isolamento a seco;
- quantidade de consumidores: 480

2) CARACATERISTICAS DA CHAVE FUSÍVEL (Equipamento B)

- elo fusível de 25K
- isolamento a seco;
- quantidade de consumidores: 1823

3) RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento C)

- Pick fase: 60A
- Pick neutro: 10A
- aberturas: 4
- possui sistema de telecomando;
- quantidade de consumidores: 533 clientes
- Marca do Equipamento: SCHNEIDER
- data da instalação: 16/06/2022

4) RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento D)

- Pick fase: 600A
- Pick neutro: 15A
- aberturas: 4
- possui sistema de telecomando;

- quantidade de consumidores: 1880 clientes
- Marca do equipamento: ARTECHE
- data da instalação: 11/03/2023

9.3 OBTENÇÃO DOS DADOS

Os dados foram obtidos no período pré-determinado de um ano antes da substituição da chave fusível religadora e chave fusível pelas religadoras automáticas e um ano após os mesmos estarem conectados à rede e devidamente comissionados. Esses valores foram obtidos através do banco de dados da concessionária, na qual apresenta apenas os registros de ocorrências de interrupções que ultrapassem os 3 minutos, de acordo com as exigências estabelecidas pela Aneel.

1) CHAVE FUSÍVEL RELIGADORA (Equipamento A)

Para o período de análise compreendido entre 15/06/2021 até 15/06/2022 a tabela 6 apresenta os eventos ocorridos.

Tabela 6 – Faltas detectadas pelo Equipamento A.

Data	Interrupções	Duração (Horas)	Consumidores atingidos	Consumidores da regional
19/06/2021	1 ^a	8,84	467	753.283
12/10/2021	2 ^a	1,19	473	753.283
20/10/2021	3 ^a	1,13	473	753.283
21/10/2021	4 ^a	5,15	367	753.283
23/10/2021	5 ^a	2,72	473	753.283
24/10/2021	6 ^a	3,83	473	753.283
31/10/2021	7 ^a	1,53	473	753.283
02/11/2021	8 ^a	2,99	474	753.283
03/11/2021	9 ^a	3,74	474	753.283
04/11/2021	10 ^a	2,79	474	753.283
17/11/2021	11 ^a	1,11	474	753.283
08/12/2021	12 ^a	4,21	475	753.283
14/01/2022	13 ^a	3,31	479	753.283
26/01/2022	14 ^a	2,17	479	753.283
01/04/2022	15 ^a	2,62	473	753.283
09/04/2022	16 ^a	0,82	813	753.283
14/04/2022	17 ^a	0,34	473	753.283

16/04/2022	18 ^a	4,07	473	753.283
18/04/2022	19 ^a	4,07	473	753.283
24/04/2022	20 ^a	2,19	473	753.283
24/04/2022	21 ^a	2,93	473	753.283
27/04/2022	22 ^a	3,48	473	753.283
10/05/2022	23 ^a	5,34	359	753.283
10/05/2022	24 ^a	0,63	490	753.283
27/05/2022	25 ^a	3,29	490	753.283

Fonte: O autor, 2024.

2) CHAVE FUSÍVEL (Equipamento B)

Para o período de análise compreendido entre 10/03/2022 até 10/03/2023 a tabela 7 apresenta os eventos ocorridos.

Tabela 7 – Faltas detectadas pelo Equipamento B.

Data	Interrupções	Duração (Horas)	Consumidores atingidos	Consumidores da regional
31/05/2022	1 ^a	0,08	1.712	753.283
02/07/2022	2 ^a	6,28	1.899	753.283
02/07/2022	3 ^a	0,96	1.899	753.283
11/08/2022	4 ^a	2,91	1.880	753.283
15/09/2022	5 ^a	4,15	1.806	753.283
22/09/2022	6 ^a	1,12	1.806	753.283
28/09/2022	7 ^a	1,98	1.806	753.283
12/10/2022	8 ^a	1,39	1.810	753.283
07/11/2022	9 ^a	1,11	1.812	753.283
24/12/2022	10 ^a	2,14	1.806	753.283

Fonte: O autor, 2024.

3) RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento C)

O período para análise dos indicadores do religador automático compreende entre 16/06/2022 e 16/06/2023.

Tabela 8 – Faltas detectadas pelo Equipamento C.

Data	Interrupções	Duração (Horas)	Consumidores atingidos	Consumidores da regional
08/07/2022	1 ^a	0,66	509	753.283
03/10/2022	2 ^a	6,39	506	753.283
19/03/2023	3 ^a	0,38	503	753.283
22/03/2023	4 ^a	2,58	503	753.283
05/04/2023	5 ^a	3,84	504	753.283
13/04/2023	6 ^a	15,38	730	753.283
20/05/2023	7 ^a	8,72	498	753.283
08/06/2023	8 ^a	2,83	514	753.283

Fonte: O autor, 2024.

4) RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento D)

Não houve interrupções/ocorrências no período de estudos.

Com esses valores apresentados nas tabelas 6, 7 e 8 são dimensionados os indicadores de continuidade de serviço DEC e FEC para ambos equipamentos.

5) DEC no ponto

Para calcular o DEC é utilizada a equação 14.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (14)$$

Onde:

NUC – número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão;

DIC(i) – Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora.

6) FEC no ponto

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (15)$$

Onde:

NUC – número de unidades consumidoras, atendidas em média ou baixa tensão;

FIC(i) – Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora.

7) $Ti(médio)$ no ponto

$$ti_{médio} = \frac{\sum di}{n} \quad (24)$$

Onde: $\sum di$ é o somatório da duração das interrupções que teve como ponto de defeito chave fusível religadora e chave fusível e n é a quantidade de interrupções que teve como ponto de defeito a chave fusível religadora e chave fusível.

10 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para realizar a apuração dos resultados obtidos com a implantação dos religadores automáticos, foi baseado em um cenário em que existiam registros de interrupções com fatos geradores que apresentava faltas tanto do tipo transitórios, quanto permanentes. Vale ressaltar que para o presente trabalho, onde NUC é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, foi substituído pela quantidade de consumidores da regional Leste, conforme descrito na metodologia do presente estudo. Com os dados obtidos nas tabelas 6, 7 e 8 e aplicando nas equações 14 e 15, pode-se obter os seguintes resultados.

1) DEC – CHAVE FUSÍVEL RELIGADORA (Equipamento A)

Para o DEC na chave fusível religadora tem 0,05906 horas. Este valor indica o número de horas em média que os consumidores ficaram sem energia elétrica durante o ano de 2021, ano que a chave fusível religadora era o equipamento de proteção da rede.

2) DEC – CHAVE FUSÍVEL (Equipamento B)

Para o DEC na chave fusível tem 0,05015 horas. Este valor indica o número de horas em média que os consumidores ficaram sem energia elétrica durante o ano de 2022, ano que a

chave fusível era o equipamento de proteção da rede.

3) DEC – RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento C)

Para o DEC na religadora automática tem 0,02890 horas. Este valor indica o número de horas em média que os consumidores ficaram sem energia elétrica durante o período de um ano após a instalação do religador.

4) DEC – RELIGADOR AUTOMÁTICO (Equipamento D)

Como não houve interrupções no período de estudos, indica que o DEC dos consumidores é nulo.

5) FEC – CHAVE FUSÍVEL RELIGADORA (Equipamento A)

O valor de 0,01592 indica a quantidade de vezes, em média, que houve interrupção na unidade consumidora

6) FEC – CHAVE FUSÍVEL (Equipamento B)

O valor de 0,02386 indica a quantidade de vezes, em média, que houve interrupção na unidade consumidora

7) FEC – RELIGADORA AUTOMÁTICA (Equipamento C)

O valor de 0,00554 indica a quantidade de vezes, em média, que houve interrupção na unidade consumidora

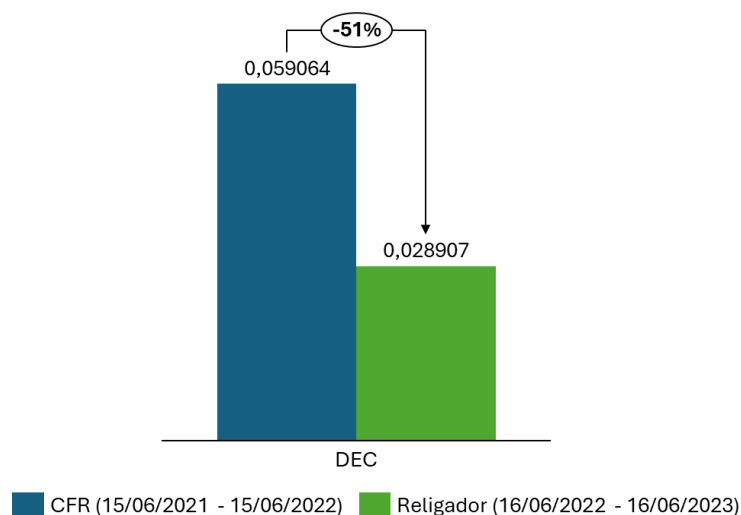
8) FEC – RELIGADORA AUTOMÁTICA (Equipamento D)

Como não houve interrupções no período de estudos, indica que o FEC dos consumidores é nulo.

Na figura 12 é apresentada a comparação dos resultados do indicador de duração

equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) um ano antes e um ano após a instalação do equipamento C. A barra azul representa o valor do DEC no período em que a chave fusível religadora (CFR) estava em operação, enquanto a barra verde representa o valor do DEC no período em que o equipamento C estava instalado.

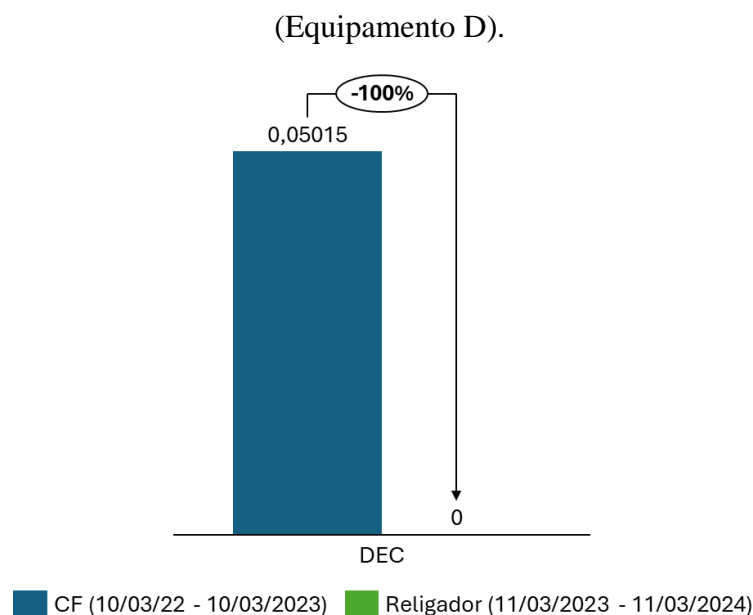
Figura 12 – Comparação do DEC com chave fusível religadora e com religador automático (Equipamento C).



Fonte: O autor, 2024.

Na figura 13 é apresentada a comparação dos resultados do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) um ano antes e um ano após a instalação do equipamento D. A barra azul representa o valor do DEC no período em que a chave fusível (CF) estava em operação, enquanto a barra verde (com altura igual a 0) representa o valor do DEC no período em que o equipamento D estava instalado.

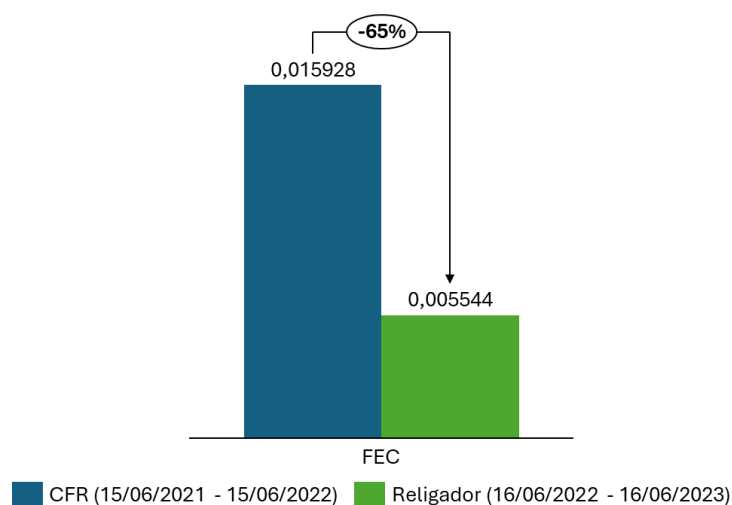
Figura 13 – Comparação do DEC com chave fusível e com religador automático



Fonte: O autor, 2024.

A figura 14 mostra a comparação dos resultados do indicador de frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) um ano antes e um ano após a instalação do equipamento C. A barra azul representa o valor do FEC no período em que a chave fusível religadora (CFR) estava em operação, entre 2021 e 2022, enquanto a barra verde representa o valor do FEC no período em que o equipamento C estava instalado, entre 2022 e 2023.

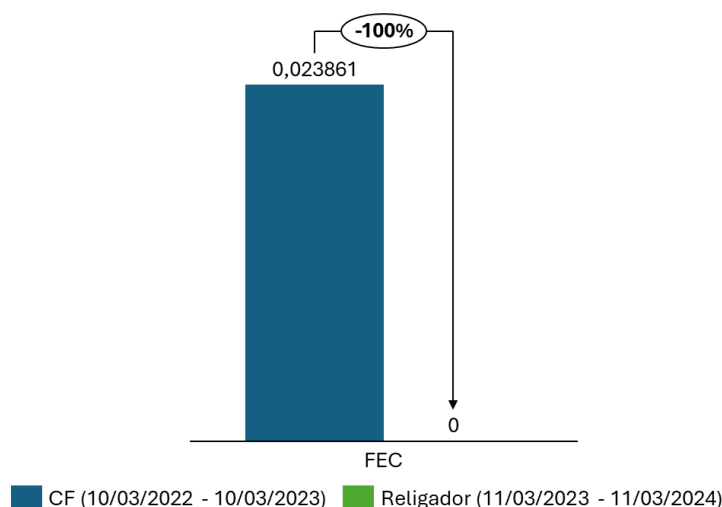
Figura 14 – Comparação do FEC com chave fusível religadora e com religador automático (Equipamento C).



Fonte: O autor, 2024.

A figura 15 mostra a comparação dos resultados do indicador de frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) um ano antes e um ano após a instalação do equipamento D. A barra azul representa o valor do FEC no período em que a chave fusível (CF) estava em operação, entre 2022 e 2023, enquanto a barra verde representa o valor do FEC no período em que o equipamento D estava instalado, entre 2023 e 2024.

Figura 15 – Comparação do FEC com chave fusível e com religador automático (Equipamento D).



Fonte: O autor, 2024.

Ao comparar os resultados obtidos nos cálculos e nas Figuras 12, 13, 14 e 15, é evidente aprimoramento dos índices DEC e FEC para a concessionária, após a implementação dos religadores automáticos em substituição à chave fusível religadora e a chave fusível, conforme demonstrado.

10.1 FALTAS TRANSITÓRIAS DO RELIGADOR AUTOMÁTICO

Para complementar o estudo e demonstrar a amostragem da melhoria dos índices de continuidade da regional, será apresentado a seguir o dimensionamento do DEC e FEC, calculado com base nas ocorrências de interrupções registradas no software de controle do religador.

A comunicação do religador é feita por meio do software de telecomando ELIPSE, do qual foram extraídas as informações do religador. Ambos foram configurados para realizar 3 tentativas de restauração, com um tempo pré-definido de 10, 20 e 60 segundos para cada tentativa, respectivamente.

No entanto, para que o estudo possa ter um impacto efetivo, é necessário fazer uma complementação, considerando também as faltas transitórias dos religadores. Esse acréscimo foi realizado por meio de análise e projeção dos indicadores caso a substituição não tivesse ocorrido, levando em conta as características operacionais do religador. Pois, sem a sua implantação, tanto a chave fusível quanto a chave fusível religadora teriam se rompido, resultando em uma falta permanente no circuito.

Para calcular o indicador DEC considerando a hipótese de que a chave fusível e chave fusível religadora estivessem no lugar dos religadores, levamos em conta as intervenções registradas pelo software para calcular o índice. Portanto, é crucial determinar a média do tempo de resposta às ocorrências antes da instalação dos religadores, considerando que o ponto de defeito eram a chave fusível e chave fusível religadora. Isso nos permite inferir que, caso o religador não tivesse sido implantado, elas teriam essa média de atendimento.

Dessa maneira, com a equação 24, conforme demonstrado na metodologia, podemos calcular o $ti_{médio}$, que representa a média de horas de uma ocorrência com ponto de falha na chave fusível e chave fusível religadora, a qual foram substituídas pelos religadores automáticos.

Para chave fusível religadora, temos:

$$ti_{médio} = \frac{\sum di}{n} \quad (24)$$

$$ti_{médio} = 2,97 \text{ horas}$$

Onde: $\sum di$ é o somatório da duração das interrupções que teve como ponto de defeito chave fusível religadora e n é a quantidade de interrupções que teve como ponto de defeito a chave fusível religadora.

Para chave fusível, temos:

$$ti_{médio} = \frac{\sum di}{n} \quad (24)$$

$$ti_{médio} = 2,21 \text{ horas}$$

Onde: $\sum di$ é o somatório da duração das interrupções que teve como ponto de defeito a chave fusível e η é a quantidade de interrupções que teve como ponto de defeito a chave fusível.

10.2 DIMENSIONAMENTO DEC SEM A INSTALAÇÃO DO RELIGADOR

O Equipamento C teve registrado, através do software SCADA, 33 atuações no período de estudo, descontando-se as 8 interrupções permanente, resultam em 25 acionamentos. Para o Equipamento D, pode-se observar 16 tentativas de normalização da rede, todos com sucessos nos religamento

Os religadores foram configurados para realizarem 3 tentativas de normalização da rede. Ou seja, pode-se considerar que para os 25 acionamentos do Equipamento C divididos em 3 tentativas, resultam no valor de 8,33. Este valor significa que se não houvesse o religador automático instalado na rede, possivelmente ocorreriam mais 8 interrupções de energia para o trecho, além das 8 faltas permanentes que o software registrou.

Em relação ao Equipamento D, considerando os 16 acionamentos e a realização de 3 tentativas de religamento, resultariam no valor de 5,33. Este valor significa que se não houvesse o religador instalado no local, possivelmente ocorreriam 5 interrupções de energia e todas seriam do tipo faltas permanentes que iriam requerer o acionamento das equipes de campo.

Utilizando a equação 14, foi realizado o cálculo do indicador DEC para as possíveis interrupções se não existisse o religador instalado na rede, considerando a operação da chave fusível religadora.

$$DEC = \frac{8 (522 \cdot 2,97)}{522} \quad (14)$$

$$DEC = 23,76 \text{ horas}$$

Este valor indica que, durante o ano de 2021, os consumidores da regional analisada ficariam sem energia elétrica durante 23,76 horas.

Utilizando a equação 14, dessa vez foi realizado o cálculo do indicador DEC para as possíveis interrupções se não existisse o religador instalado na rede, considerando a operação da chave fusível.

$$DEC = \frac{5 (1880 \cdot 2,21)}{1880} \quad (14)$$

$$DEC = 11,05 \text{ horas}$$

Este valor indica que, durante o ano de 2022, os consumidores da regional analisada ficariam sem energia elétrica durante 11,05 horas.

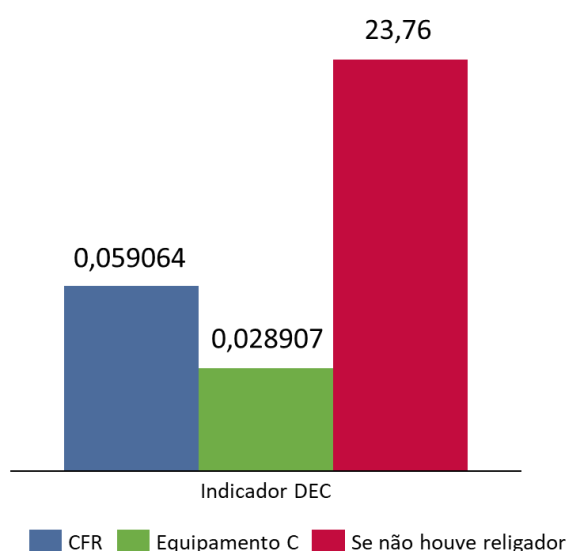
10.3 DIMENSIONAMENTO FEC SEM A INSTALAÇÃO DO RELIGADOR

Para o cálculo do indicador FEC, considera-se que as atuações do equipamento seriam contabilizadas caso o religador automático (Equipamento C) não tivesse instalado. Desta forma, os clientes ficariam sem energia 8 vezes, durante o período escolhido para estudo, além das 8 permanentes que o ELIPSE registrou.

Em relação ao religador automático (Equipamento D) não tivesse instalado, as atuações do equipamento seriam contabilizadas e os clientes ficariam sem energia 5 vezes durante o período escolhido para análise.

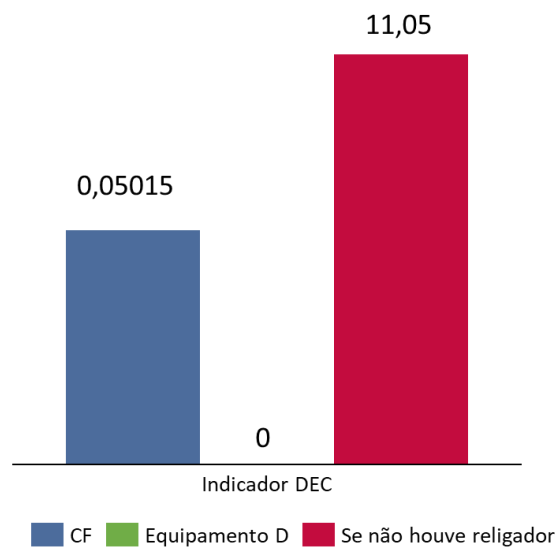
Nas figuras 16, 17, 18 e 19, são comparados os indicadores entre chaves fusíveis religadoras, chaves fusíveis, religadores e condições onde os religadores não estivesse instalado no circuito. Ao analisar e interpretar essas figuras, fica evidente que a escolha dos religadores pela concessionária Equatorial Alagoas para esses trechos da rede foi acertada e adequada.

Figura 16 – Valor estimado do DEC caso a chave fusível religadora não fosse substituída pelo Equipamento C.



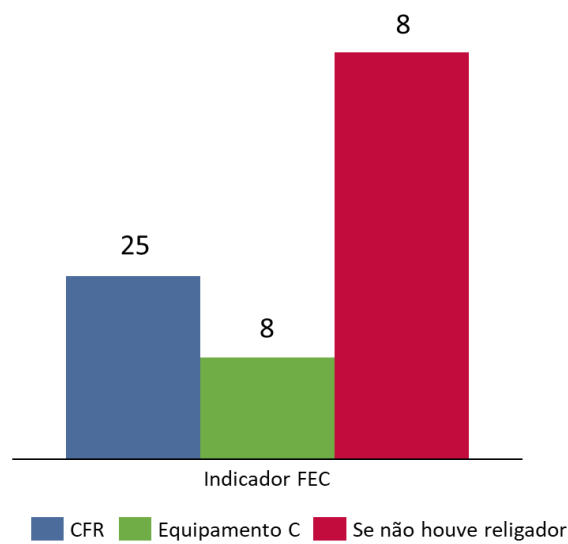
Fonte: O autor, 2024.

Figura 17 – Valor estimado do DEC caso a chave fusível não fosse substituída pelo Equipamento D.



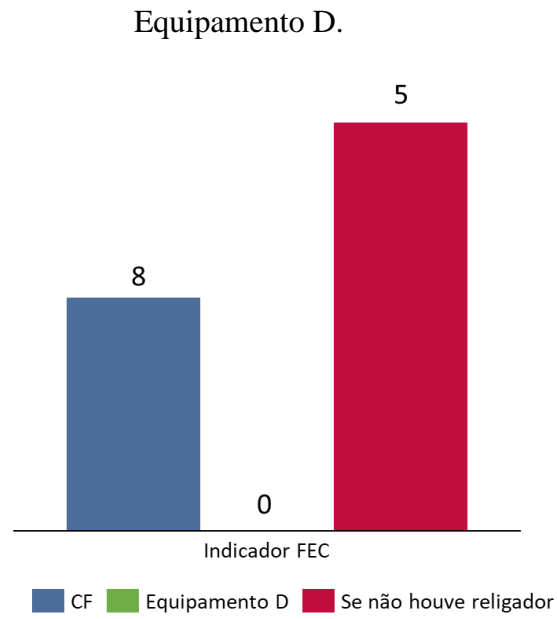
Fonte: O autor, 2024.

Figura 18 – Valor estimado do FEC caso a chave fusível religadora não fosse substituída pelo Equipamento C.



Fonte: O autor, 2024.

Figura 19 – Valor estimado do FEC caso a chave fusível não fosse substituída pelo



Fonte: O autor, 2024.

A escolha do religador automático se revelou apropriada para a rede, como atestado pela redução dos indicadores DEC e FEC, bem como pela prevenção e diminuição de possíveis faltas de energia do tipo permanentes.

11 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou as melhorias e os impactos nos indicadores coletivos DEC e FEC da regional Leste da distribuidora Equatorial Energia através da substituição de uma chave fusível religadora e uma chave fusível por religadores automáticos.

Inicialmente, foi contextualizado os requisitos mínimos para o fornecimento de energia elétrica, conforme determinado pela ANEEL e por meio do PRODIST, através do Módulo 8. A partir disso, é legítimo perceber a fiscalização e regulação da qualidade do fornecimento e serviços prestados pelas demais distribuidoras.

Portanto, de acordo com os resultados obtidos, é possível evidenciar com clareza a relevância do estudo de viabilidade da instalação de religadores automáticos nas distribuidoras de energia elétrica. Esse trabalho considera especialmente áreas onde os principais desafios para ocorrências são relacionados anomalias do tipo vegetação, redes e contato de animais com os cabos energizados.

A análise dos dados mostrou que a substituição da chave fusível religadora por um religador automático resultou em uma redução de 51% do valor do indicador DEC e uma redução de 65% do valor do indicador FEC. Concluiu-se também que a substituição da chave fusível por um religador automático reduziu os valores dos indicadores DEC e FEC a 0.

Além disso, constatou-se que aplicação de religadores automáticos permite à empresa o monitoramento da rede em tempo real, o que proporciona uma maior agilidade no restabelecimento de energia elétrica em possíveis ocorrências, evitando assim acionamento das equipes em campo.

É importante salientar que o autor não conduziu estudos sobre a ultrapassagem dos valores limite de DEC e FEC estabelecidos pela ANEEL, nem investigou os custos financeiros associados a essas ultrapassagens, uma vez que não teve acesso aos dados confidenciais das distribuidoras. Este estudo fica, portanto, delegado a trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 19 de novembro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. **Módulo 5 – Sistemas de medição e procedimentos de leitura**, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_4.pdf>. Acesso em: 14 de maio de 2024.

ARAÚJO, E. R. A.; RESENDE, G. R.; AMARAL, M. B. **Aplicação de Retrofit em Religadores Hidráulicos da Distribuição**. XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, MG, 2006. Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Aplicação-de-Retrofit-em-Religadores-Hidráulicos-da-Distribuição.pdf>>. Acesso em: 28 de março de 2024.

BRASIL. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodint)**. Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodint>>. Acesso em: 19 de novembro de 2023.

BRASIL. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2023**. Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2023>>. Acesso em: 04 de abril de 2024.

CHENEY, R. M.; THORNE, J. T.; HATAWAY, G. **Distribution Single-Phase Tripping and Reclosing: Overcoming Obstacles With Programmable Recloser Controls**. 35th Annual Western Protective Relay Conference, 2009. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6334_TP_DistributionSinglePhase_GH_sek_20090427_Web.pdf?v=20150812-084343>. Acesso em: 01 de abril de 2024.

CPFL ENERGIA. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**. Norma Técnica, N° 2912, 2016. 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>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

EATON. **NOVA triple-single, electronically controlled recloser installation and operation instructions**. Cooper Power Series, Recloser MN280045EN, 2016a. Disponível em: <<https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/reclosers/nova-ts-triple-single-recloser-instructions-mn280045en.pdf.pdf>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

EATON. **Types W, WV27, WV38X, VW, VVW27, and VVW38X, three-phase hydraulically controlled reclosers**. Cooper Power Series, Catálogo CA280005EN, 2016b. Disponível em: <<https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power>>.

distribution-control-systems/reclosers/w-wv27-wv38X-vw-vwv27-vwv38X-three-phase-hydraulically-controlled-recloser-catalog-ca280005en.pdf>. Acesso em: 06 de abril de 2024.

EATON. **Religador trifásico WE, WVE, VWE, VWVE**. 2024. Disponível em: <<https://www.eaton.com/br/pt-br/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/we-wve-vwe-vwve-three-phase-recloser.html#tab-2>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

EDISON TECH CENTER. **Lightning and Fault Suppression**. 2014. Disponível em: <<https://edisontechcenter.org/LightningSuppression.html>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2023: ano base 2022**. Relatório final. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 04 de abril de 2023.

GAERTNER, D. L. M.; GONÇALVES, G. F. **Aplicação de religadores monofásicos em redes de distribuição**. Trabalho de Conclusão de Curso – (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015. Disponível em: <<https://www.eletrica.ufpr.br/p/arquivostccs/350.pdf>>. Acesso em: 29 de março de 2024.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

LEITÃO, E. M. P. **Religador automático para redes de baixa tensão**. Dissertação – (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011. Disponíveis em: <<http://hdl.handle.net/1843/BUOS-8GKPCA>>.

LEME, D. M.; CUNHA, M. A.; PITOCCHO, T. A.; RIZZARDI, W. C. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. Monografia – Bacharelado (Engenharia Elétrica) – Universidade São Francisco, Itatiba, 2013. Disponível em: <<https://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/2587.pdf>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Distúrbios na Energia Elétrica**. In: LOPEZ, Ricardo Aldabó. *Qualidade da Energia Elétrica: efeitos dos distúrbios, diagnósticos e soluções*. 2. ed. São Paulo: Artliber Editora Ltda, 2013. p. 98.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. – 7. ed. – Rio de Janeiro: LTC, 2007.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos elétricos**. – 4. ed. – Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. 2001. Disponível em: <<http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/mehl/posgrad/qualidadeenergia.pdf>>. Acesso em: 04 de outubro de 2023.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o SIN: o sistema em números**. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.

ROCHA, Joaquim Eloir. **QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**. 37 f. Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

SANTA FÉ TRANSFORMADORES. **Chave fusível porcelana religadora 35 kV**. 2017. Disponível em: <<https://santafetransformadores.com.br/chave-fusivel-porcelana-religadora-35-kv/>>. Acesso em: 06 de abril de 2024.

SANTOS, Ricardo Araújo. **Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas de 13,8 kV: Análise do Desempenho do Sistema Atual e Propostas para Melhoria**. Monografia de Especialização – (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) – Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2012. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1843/BUOS-9J3H9X>>. Acesso em: 07 de abril de 2024.

SIEMENS. **Siemens protects UK Power Networks' distribution grid**. Press Release, 2017. Disponível em: <<https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-protects-uk-power-networks-distribution-grid>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

SIEMENS. **Fusesaver™ with reclosing functionality: Outdoor vacuum circuit breaker and Remote Control Unit**. Catálogo. 2020. Disponível em: <<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:0b0c6b6a-ee05-46f2-a79d-3a087536d945/fusesaver-catalogue-jul-2020-web.pdf>>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

SILVA, M. M. D. **Análise de filtros passivos de harmônicos de conversor CA/CC de seis pulsos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2007092501.pdf>>.

S&C ELECTRIC COMPANY. **Religadores Monofásicos da S&C nas Derivações Ajudam Concessionárias a Atender Requisitos Regulatórios no Brasil**. Estudo de caso: Aumento de confiabilidade. 2020. Disponível em: <<https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/public---documents/sales-manual-library---external-view/estudo-de-caso-461-1005p.pdf?dt=638436735993785457>>. Acesso em: 09 de abril de 2024.

S&C ELECTRIC COMPANY. **Religador Montado em Chave Fusível TripSaver® II: Distribuição Aérea (15 kV e 25 kV): Para Sistemas de Distribuição Aérea: Especificações**. Boletim de Especificações 461-33P, 2023. Disponível em: <<https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/public---documents/sales-manual-library---external-view/boletim-de-especificacoes-461-33p.pdf?dt=638364394921706979>>. Acesso em: 09 de abril de 2024.

TOLEDO, Rodrigo Tenório. **Análise da Estratégia de Abertura Monopolar na Proteção de Redes de Distribuição**. Trabalho de Graduação - (Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2019. Disponível em: <<https://bdm.unb.br/handle/10483/29091>>. Acesso em: 07 de abril de 2024.

WRIGHT, Larry; AYERS, Lee. **Mitigation of Undesired Operation of Recloser Controls Due to Distribution Line Inrush**. IEEE Rural Electric Power Conference, Carolina do Norte, Estados Unidos, 2015.

ZAMBONI, Lucca. **Detecção e Localização de Falhas em Sistemas Elétricos de Distribuição Usando Abordagem Inteligente Baseada em Análise Espectral de Sinais**. Tese – Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/T.18.2013.tde-27112013-110022>>. Acesso em: 02 de abril de 2024.