

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WÉLLITON WILVERT

**ANÁLISE DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COM ALOCAÇÃO
DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA
CELESC**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WÉLLITON WILVERT

**ANÁLISE DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COM ALOCAÇÃO
DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA
CELESC**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa
Catarina como parte dos requisitos para
aprovação do título de Engenheiro
Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto,
Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Wilvert, Wélliton

ANÁLISE DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COM ALOCAÇÃO
DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC
/ Wélliton Wilvert; orientação de Edison Antonio
Cardoso Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2022.
113 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Sistemas de Distribuição. 2. Indicadores de Continuidade.
3. Religadores Automáticos. 4. CELESC. I.
Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso. II. Instituto Federal
de Santa Catarina. III. ANÁLISE DOS INDICADORES
DE CONTINUIDADE COM ALOCAÇÃO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS
NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC.

ANÁLISE DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COM ALOCAÇÃO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC

WÉLLITON WILVERT

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 14 de dezembro de 2022.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO
Data: 21/12/2022 19:49:26-0300
CPF: 005.835.469-78
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Orientador/IFSC



Documento assinado digitalmente
JOAO CARLOS MARTINS LUCIO
Data: 22/12/2022 13:05:36-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

João Carlos Martins Lúcio, D. Eng.
IFSC



Documento assinado digitalmente
ROGERIO BENEDICTO
Data: 23/12/2022 00:37:52-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Rogério Benedicto, Eng.
CELESC

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, primeiramente, pelo dom da vida. Agradeço também pelas pessoas que o Senhor colocou em meu caminho, algumas delas me inspiram, me ajudam, me desafiam e me encorajam a ser cada dia melhor. Agradeço por sempre me dar saúde, estar comigo e me ajudar ser quem eu sou e chegar onde cheguei.

Quero agradecer a minha família, que durante esses anos do curso de Engenharia Elétrica sempre me apoiou e incentivou, estando sempre ao meu lado, mesmo nas horas mais difíceis.

Gostaria de agradecer ao IFSC, por ter me acolhido desde o ensino médio até o término da graduação, bem como a todos os seus professores, principalmente o professor Edison Aranha, que me deu todo suporte necessário para a elaboração desta dissertação.

E por último, mas não menos importante, agradeço a Celesc Distribuição e aos meus colegas de trabalho, que há quase 4 anos contribuem para minha trajetória profissional, sendo uma empresa referência no setor com profissionais extremamente capacitados e referência em várias áreas da Engenharia Elétrica.

RESUMO

Os sistemas de distribuição são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica para os pequenos e médios consumidores, como residências, pequenos comércios e indústrias. Com o crescente aumento do consumo de energia elétrica, aumenta-se também a exigência pela sua qualidade e continuidade. As concessionárias de distribuição de energia elétrica são responsáveis por assegurar o fornecimento de energia a todos os consumidores dentro dos indicadores de qualidade e continuidade impostos pelo órgão regulador. Com isso, são necessárias aplicações de novas tecnologias no sistema de distribuição, que tenham aquisição, processamento e análise de dados, permitindo maior controle e agilidade na detecção de falhas e reestabelecimento de energia. Essas tecnologias são encontradas nos religadores automáticos e através de sua alocação nos sistemas de distribuição há possibilidade de redução dos indicadores de continuidade. Assim, dentro deste trabalho, buscou-se identificar três alimentadores de distribuição da CELESC Distribuição S.A. que possuem uma quantidade significativa de atuações e analisar a evolução dos indicadores de continuidade de energia, antes e depois da alocação de religadores automáticos, comparando os dados dos indicadores obtidos com as atuações dos religadores e correlacionando os dados. Ao se fazer esta análise percebeu-se o impacto dos religadores nos indicadores de continuidade, que foram reduzidos significativamente através sistemas de transferência de blocos de cargas de forma automática e de religamentos realizados com sucesso pelos religadores.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição. Indicadores de Continuidade. Religadores Automáticos. CELESC.

ABSTRACT

The distribution systems are responsible for supplying electricity to small and medium-sized consumers, such as homes, small businesses and industries. With the increasing consumption of electrical energy, the demand for its quality and continuity also increases. Electric energy distribution concessionaires are responsible for ensuring the supply of energy to all consumers within the quality and continuity indicators imposed by the regulatory body. As a result, applications of new technologies are needed in the distribution system, which have data acquisition, processing and analysis, allowing greater control and agility in fault detection and power restoration. These technologies are in automatic reclosers and through their allocation in distribution systems there is the possibility of reducing continuity indicators. Thus, within this work, we sought to identify the distribution feeders of CELESC Distribuição S.A. that have a significant number of actuations and to analyze the evolution of the power continuity indicators, before and after the allocation of automatic reclosers, comparing the data of the indicators obtained with the actuations of the reclosers and correlating the data. When carrying out this analysis, the impact of reclosers on continuity indicators was noticed, which were significantly reduced through automatic load block transfer systems and successful reclosing performed by reclosers.

Keywords: Distribution Systems. Continuity Indicators. Automatic Reclosers. CELESC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama unifilar do SEP	17
Figura 2 – Rede de distribuição aérea convencional.....	18
Figura 3 – Rede de distribuição aérea compacta	19
Figura 4 – Rede de distribuição aérea isolada	20
Figura 5 – Rede de distribuição subterrânea	21
Figura 6 – Sistema de distribuição radial	23
Figura 7 – Sistema de distribuição em anel aberto	24
Figura 8 - Seccionamento de rede com falha a jusante de uma chave NF	26
Figura 9 – Manobra entre alimentadores com falha a montante de uma chave NF ..	27
Figura 10 - Sistema porta fusível e chave fusível.....	29
Figura 11 - Religador automático trifásico	32
Figura 12 – Funcionamento do seccionador automático.....	33
Figura 13 - Diagrama de seletividade.....	35
Figura 14 - Curva de proteção de um fusível e um relé	36
Figura 15 - Zonas de proteção dos religadores.....	39
Figura 16 - Curva de atuação dos religadores	40
Figura 17 - Zonas de proteção do relé e do religador	40
Figura 18 - Interface de um sistema SCADA.....	45
Figura 19 – Interface do Sistema SCADA de religadores de rede de distribuição	46
Figura 20 - Redes de distribuição com SGAD.....	47
Figura 21 - Sistema <i>Self-Healing</i> sem comunicação entre os religadores	48
Figura 22 - Sistema <i>Self-Healing</i> sem comunicação entre os religadores em funcionamento.....	49
Figura 23 - <i>Self- Healing</i> sem comunicação entre os religadores completo.....	49
Figura 24 – Sistema <i>Self-Healing</i> com comunicação entre os religadores	50
Figura 25 - <i>Self-Healing</i> com comunicação entre os religadores em funcionamento.....	51
Figura 26 - <i>Self-Healing</i> com comunicação entre os religadores completo.....	51
Figura 27 - Alimentador IIA02.....	65
Figura 28 – Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador IIA02...	66
Figura 29 - Religador 587 no local	66
Figura 30 - Evolução do DIC do religador 587 e da chave fusível 4016.....	73
Figura 31 - Evolução do FIC do religador 587 e da chave fusível 4016	74

Figura 32 - Evolução do DEC do religador 587 e da chave fusível 4016	74
Figura 33 - Evolução do FEC do religador 587 e da chave fusível 4016.....	75
Figura 34 - Quantidade de atuações por causa do religador 587.....	75
Figura 35 - Quantidade de atuações por causa da chave fusível 4016.....	76
Figura 36 - DIC e DIC sem religador 587	79
Figura 37 - FIC e FIC sem o religador 587	79
Figura 38 - DEC e DEC sem o religador 587	80
Figura 39 - FEC e FEC sem o religador 587	80
Figura 40 - Diagrama do alimentador SRS01.....	82
Figura 41 - Alimentador SRS01.....	83
Figura 42 - Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador SRS01.....	84
Figura 43 - Religador 534 no local	84
Figura 44 - Religador 548 no local	85
Figura 45 - Quantidade de atuações por causa do alimentador SRS01	88
Figura 46 - DEC e DEC sem os religadores 534 e 548.....	91
Figura 47 - FEC e FEC sem os religadores 534 e 548.....	91
Figura 48 - DEC conjunto Siderópolis	92
Figura 49 - FEC do conjunto Siderópolis.....	92
Figura 50 - Diagrama do alimentador IAL02	94
Figura 51 - Alimentador IAL02.....	94
Figura 52 - Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador IAL02 ..	95
Figura 53 - Religador 86536 no local	96
Figura 54 - Religador 527 no local	96
Figura 55 - Religador 579 no local	97
Figura 56 - Quantidade de atuações por causa do religador 86536.....	99
Figura 57 - DEC evitados pelos religadores do alimentador IAL02	103
Figura 58 - FEC evitado pelos religadores do alimentador IAL02	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixa de classificação de tensões em regime permanente	54
Tabela 2 - Código das causas de atuações	63
Tabela 3 - Dados das atuações do religador 587	67
Tabela 4 - Dados das atuações da chave fusível 4016	70
Tabela 5 - Indicadores de continuidade do religador 587 e da chave fusível 4016 por ano	72
Tabela 6 - DEC e FEC evitado pelo religador 587	77
Tabela 7 - Possível DIC e FIC sem religador 587	78
Tabela 8 - Possível DEC e FEC sem o religador 587	78
Tabela 9 - Dados das atuações do alimentador SRS01	86
Tabela 10 - DEC e FEC do alimentador SRS01 por ano	88
Tabela 11 – DEC e FEC evitado pela TA	89
Tabela 12 - Possível DEC e FEC sem os religadores 534 e 548	90
Tabela 13 - Dados das atuações do religador 86536	97
Tabela 14 - DEC e FEC causados pela atuação do religador 86536	99
Tabela 15 - DEC e FEC evitado pela TA	100
Tabela 16 - DEC e FEC evitado pelo religador 86536	101
Tabela 17 - DEC e FEC evitados por ano	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
COD	Centro de Operação de Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
IAL	Indaial
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i> (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
IHM	Interface Homem Máquina
IIA	Itajaí Itaipava
MME	Ministério de Minas e Energia
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)

SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
SGAD	Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRS	Siderópolis
TA	Transferência Automática
TC	Transformador de Corrente
UC	Unidade Consumidora
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	13
1.2	Definição do Problema	13
1.3	Objetivo Geral.....	14
1.4	Objetivos Específicos	14
1.5	Estrutura do Trabalho.....	15
2	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	16
2.1	Redes de Distribuição.....	16
2.2	Classificação das Redes de Distribuição.....	18
2.2.1	Redes Aéreas Convencionais	18
2.2.2	Redes Aéreas Compactas	19
2.2.3	Redes Aéreas Isoladas	20
2.2.4	Redes Subterrâneas	21
2.3	Configuração dos Sistemas de Distribuição	22
2.3.1	Sistema Radial	22
2.3.2	Sistema em Anel	23
2.3.3	Sistema em Anel Aberto	24
2.4	Dispositivos de Proteção e de Manobra Utilizados nas Redes de Distribuição	25
2.4.1	Chaves Manuais	26
2.4.2	Chaves Fusíveis.....	27
2.4.3	Disjuntores com Relés	29
2.4.4	Religadores Automáticos	30
2.4.5	Seccionadores automáticos	32
2.5	Características da Proteção das Redes de Distribuição	34
2.5.1	Coordenação entre Chaves Fusíveis	37
2.5.2	Coordenação entre Chaves Fusíveis e Religadores	37
2.5.3	Coordenação entre Religadores	39
2.5.4	Coordenação entre Relés e Religadores	40
2.6	Reconfiguração de Redes de Distribuição	41
2.6.1	<i>Smarts Grids</i> e Automação das Redes de Distribuição	43
2.6.2	Sistema <i>Self-Healing</i>	47
2.6.2.1	<i>Self-Healing sem Comunicação entre os religadores</i>	48
2.6.2.2	<i>Self-Healing com Comunicação entre os Religadores</i>	50
2.7	Confiabilidade e Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica	52
2.7.1	Qualidade do Produto	53
2.7.2	Qualidade do Serviço	54
2.8	Indicadores de Continuidade	55
2.8.1	Conjuntos de Unidades Consumidoras	56
2.8.2	Indicadores de Continuidade Individuais.....	57
2.8.3	Indicadores de Continuidade Coletivos.....	59
3	ESTUDO DE CASOS	61
3.1	A CELESC Distribuição	61
3.2	Escolha dos Alimentadores para o Estudo de Caso	62
3.3	Obtenção dos Dados das Atuações	63
3.4	Alimentador IIA02.....	64

3.4.1	Obtenção dos Dados das Atuações.....	67
3.4.2	Análise dos Dados das Atuações.....	72
3.5	Alimentador SRS01.....	82
3.5.1	Obtenção dos Dados das Atuações.....	85
3.5.2	Análise dos Dados das Atuações.....	87
3.6	Alimentador IAL02	93
3.6.1	Obtenção dos Dados das Atuações.....	97
3.6.2	Análise dos Dados das Atuações.....	98
4	CONCLUSÃO	105
	REFERÊNCIAS	107

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A geração é o segmento responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transmissão e de distribuição. O segmento de transmissão se encarrega pelo transporte de grandes quantidades de energia provinda das usinas geradoras, já o segmento da distribuição, recebe esta energia e é responsável pelo fornecimento para os pequenos e médios consumidores, como residências, pequenos comércios e indústrias (ABRADEE, 2022).

Grande parte das redes de distribuição têm característica radial, tendo um único caminho possível da subestação (SE) até o consumidor final. Esta característica torna a parametrização dos equipamentos de proteção mais fácil, porém se há alguma falha no trecho principal do alimentador ocorrerá a interrupção do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores, trazendo prejuízos financeiros e sociais aos consumidores (SPERANDIO, 2008, p. 1).

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são responsáveis por assegurar o fornecimento de energia a todos os consumidores dentro dos indicadores de qualidade e continuidade, sendo estes indicadores definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL é responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico no Brasil e a cada ano impõe metas mais exigentes para as concessionárias, fazendo com que as mesmas realizem investimentos na rede para o aumento da confiabilidade do sistema.

Desta forma, a preocupação com a qualidade da energia entregue pelas concessionárias aos seus consumidores é crescente, seja pela imagem da empresa perante aos consumidores, pelas penalidades impostas pelo órgão regulador, por multas devido à ultrapassagem dos limites dos índices ou até mesmo pela perda de receita devido à indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica (TENFEN, 2011, p. 25).

1.1 Justificativa

Com o crescente aumento do consumo de energia elétrica, aumenta-se também a exigência pela sua qualidade e continuidade. Para que tais quesitos sejam atendidos, são necessários investimentos em obras de melhorias e expansão, bem como a aplicação de novas tecnologias por parte das distribuidoras de energia elétrica no sistema de distribuição.

Entretanto, antes de qualquer investimento a ser realizado no sistema de distribuição, as distribuidoras devem analisar de forma coerente o histórico dos indicadores de continuidade daquele local, visto que além de ter que atender esses indicadores a distribuidora de energia elétrica também deve atender às metas econômico-financeiras, impostas pela ANEEL (PAULI, 2021).

Dentro desta perspectiva, faz-se necessário desenvolver um sistema elétrico de distribuição mais eficiente e confiável, que tenha aquisição, processamento e análise de dados. Tais condições permitem maior controle e agilidade na detecção de falhas e reestabelecimento de energia, podendo resultar em melhoria nos indicadores de continuidade.

Desta forma, a alocação de religadores automáticos no sistema de distribuição possibilita a redução dos indicadores de continuidade. Além da redução de faltas de energia permanentes em virtude de causas temporárias, a alocação de religadores possibilita a localização do ponto de falha mais precisamente, seccionando um menor trecho do alimentador e por consequência desenergizando um menor número de consumidores.

1.2 Definição do Problema

Os sistemas de distribuição são extremamente dinâmicos, onde obras ocorrem a todo momento, podendo ser mudada a configuração dos alimentadores. Com isso, são necessárias análises para avaliação do cumprimento dos indicadores de continuidade e possíveis melhorias nos sistemas de distribuição, como a alocação de religadores de forma ótima.

Neste contexto, o presente trabalho analisará os indicadores de continuidade de alimentadores do sistema de distribuição da concessionária CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.). Procurou-se verificar alimentadores do sistema de distribuição no qual foram alocados, de maneira otimizada, religadores automáticos buscando a minimização dos indicadores de continuidade. Ademais, verificou-se os indicadores dos mesmos alimentadores antes da alocação dos religadores, podendo assim, obter um resultado real da eficiência operativa dos religadores, bem como analisar os resultados para realização de planos de ações de manutenção, sejam elas corretivas ou preditivas.

1.3 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar a evolução dos indicadores de continuidade de energia, antes e depois da alocação de religadores automáticos, em alimentadores da rede de distribuição da CELESC, comparando os dados dos indicadores obtidos com as atuações dos religadores e correlacionando os dados.

1.4 Objetivos Específicos

Nesse contexto, pode-se elencar os seguintes objetivos específicos:

- a) realizar o levantamento bibliográfico sobre indicadores de continuidade, religadores automáticos, proteção de sistemas de distribuição, reconfiguração de redes de distribuição e as normas referentes à qualidade no fornecimento de energia elétrica;
- b) elencar dentre os alimentadores da CELESC Distribuição S.A. alguns que tenham uma quantidade razoável de dados de ocorrências antes e depois da alocação de religadores automáticos;
- c) coletar nas bases de dados da CELESC Distribuição S.A. os dados de ocorrências e dos indicadores de continuidade dos alimentadores selecionados;
- d) avaliar o impacto nos indicadores de continuidade com e sem a alocação de religadores automáticos;

- e) apresentar um estudo de caso com dados reais de alimentadores da CELESC Distribuição S.A.;
- f) propor soluções para melhoria destes indicadores.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em quatro capítulos. No primeiro capítulo é apresentada a introdução do trabalho, onde são relatadas a importância e relevância do tema, bem como a sua descrição. Neste capítulo também são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos que o trabalho de conclusão de curso almejará.

No segundo capítulo tem-se uma contextualização geral acerca do tema proposto. Inicialmente aborda-se o sistema de distribuição de energia elétrica, elucidando as suas configurações e os dispositivos de proteção e manobra nele encontrados. Neste capítulo também são abordadas as características de proteção das redes de distribuição, a automação no processo de reconfiguração dos alimentadores e conceitos relacionados aos indicadores de continuidade.

O capítulo três apresenta o estudo de caso, onde é feita uma análise dos alimentadores selecionados, contendo sua topologia e os equipamentos presentes. É elaborada uma análise das atuações dos alimentadores e calculado o impacto que os religadores alocados na rede de distribuição causaram nos indicadores de continuidade destes alimentadores.

E por fim, o capítulo quatro traz as principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido e sobre os resultados alcançados. Traz-se ainda sugestões para trabalhos futuros nessa mesma linha de pesquisa que possam complementar o trabalho aqui desenvolvido.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados os conceitos referentes aos objetos de estudo deste trabalho: sistemas de distribuição de energia elétrica, religadores automáticos, proteção e reconfiguração de sistemas de distribuição, indicadores de continuidade e normas referentes à qualidade no fornecimento de energia elétrica.

2.1 Redes de Distribuição

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um conjunto de instalações e equipamentos elétricos operando de modo coordenado, cujo objetivo principal é gerar energia elétrica, transmiti-la e distribuí-la a todos os consumidores, desde pequenos consumidores residenciais até grandes consumidores industriais atendendo a determinados padrões de continuidade e qualidade com o mínimo impacto ambiental e máximo de segurança pessoal (SOUZA, 2014).

Como já citado anteriormente, o SEP possui três grandes subsistemas: geração, transmissão e distribuição. A geração consiste na conversão de uma fonte de energia primária, seja ela hidráulica, térmica, eólica, solar, nuclear ou qualquer outra fonte de energia, em energia elétrica. Segundo Vaz (2017, p. 30), o Brasil possui um sistema de geração hidro-termo-eólico de grande porte com predominância de usinas hidroelétricas.

A transmissão é o segmento responsável pelo transporte de energia das unidades geradoras de energia até as subestações de transmissão. No Brasil, as redes que são consideradas de transmissão são aquelas que possuem tensão igual ou superior a 230 kV. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela operação das redes de transmissão, que formam a Rede Básica.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) apresenta diversas peculiaridades como grandes extensões de linhas de transmissão, tendo como matriz energética principal a geração hidráulica, o que torna a sua operação de grande complexidade, visto que os períodos chuvosos se dão em momentos distintos em diferentes estados. Deste modo, adota-se um modelo interligado para a transmissão de energia, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), que é responsável por

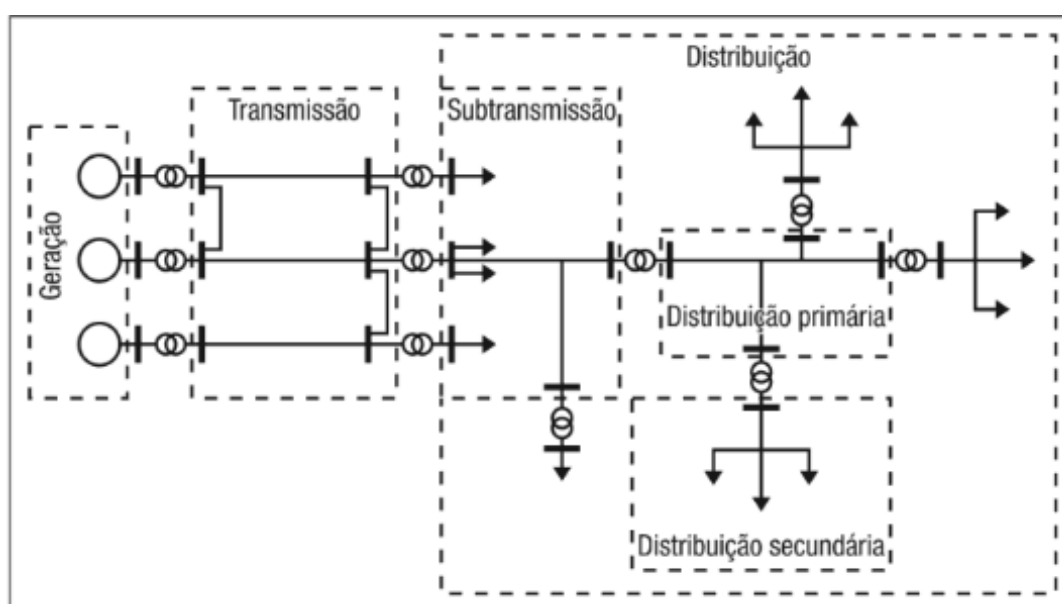
atender mais de 98% da demanda nacional, possibilitando o consumo da energia gerada em qualquer ponto do sistema (VAZ, 2017).

A distribuição é o segmento responsável por receber a energia elétrica da rede de transmissão e a distribuir para os pequenos e médios consumidores, como residências, pequenos comércios e indústrias (ABRADEE, 2022).

Os sistemas de distribuição que possuem tensão de até 1kV são denominados sistemas de distribuição secundários, já os que possuem tensões superiores a 1kV e inferiores a 69 kV são denominados de sistemas de distribuição primários e os que possuem tensões entre 69 kV e abaixo de 230 kV são denominados de sistemas de distribuição de alta tensão ou sistemas de subtransmissão.

Na CELESC Distribuição S.A., concessionária de distribuição de energia elétrica no estado de Santa Catarina e base de dados para o estudo de caso realizado, as tensões tidas como padrão em sistemas de distribuição de alta tensão ou subtransmissão são 69 kV e 138 kV e dos sistemas de distribuição primários são 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV, sendo esta última, utilizada para alimentar pequenas subestações. A Figura 1 apresenta um exemplo de diagrama unifilar de um SEP.

Figura 1 – Diagrama unifilar do SEP



Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2005).

O enfoque deste trabalho é o sistema de distribuição primário, que é onde os religadores telecomandados são instalados.

2.2 Classificação das Redes de Distribuição

As redes de distribuição primárias fazem a conexão entre a subestação de distribuição e os consumidores finais, podendo ser classificadas em função do tipo de isolamento do condutor e da forma de instalação.

Quanto ao tipo de isolamento do condutor, este pode ser nu, protegido ou isolado. A forma de instalação mais comum das redes de distribuições é de forma aérea, porém também podem ser encontradas de forma subterrânea, sendo enterradas ou semi-enterradas. Deste modo, existem alguns tipos de redes de distribuição que são utilizados em maior escala pelas concessionárias de distribuição de energia, sendo estes relatados a seguir.

2.2.1 Redes Aéreas Convencionais

As redes aéreas convencionais possuem menor custo de instalação, comparado as demais redes de distribuição, e são utilizadas em grande escala no Brasil, sendo constituídas por condutores nus de alumínio ou cobre sustentados em isoladores de vidro ou porcelana. Os isoladores são fixados de maneira horizontal, em cruzetas de madeira ou concreto, nos circuitos de média tensão e de maneira vertical nos circuitos de baixa tensão em postes. A Figura 2 apresenta a configuração de uma rede aérea convencional (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2020).

Figura 2 – Rede de distribuição aérea convencional



Fonte: Celesc Distribuição (2020).

Segundo Nakaguishi e Hermes (2011, p. 24), o nível de confiabilidade que este sistema apresenta é baixo, visto que os condutores não são isolados ou

protegidos, fazendo com que qualquer elemento que entre em contato com a rede de distribuição possa provocar o desligamento da mesma. Além disto, a proximidade deste tipo de rede com árvores, sacadas, painéis e marquises aumenta o risco de contatos acidentais com os condutores, podendo causar acidentes graves e até mesmo fatais.

Devido ao grande número de atuações, as intervenções e consertos deste tipo de rede são frequentes, tornando o custo de manutenção e de operação bem elevado e impactando de forma negativa a sociedade em geral. Os impactos negativos são diversos, como por exemplo os desligamentos não programados, queima de equipamentos eletrodomésticos, transtorno em hospitais, perdas de faturamento e gastos elevados em manutenções corretivas (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 24-25).

2.2.2 Redes Aéreas Compactas

As redes aéreas compactas são compostas por condutores cobertos, que além do elemento condutor em alumínio, possuem uma camada polimérica de proteção. Estes condutores são sustentados por um cabo mensageiro e fixados em estruturas compostas por espaçadores losangulares e braços metálicos, diminuindo a distância entre os condutores e, portanto, ocupando menos espaço no poste. A Figura 3 apresenta a configuração de uma rede aérea compacta (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2020).

Figura 3 – Rede de distribuição aérea compacta



Fonte: Celeresc Distribuição (2020).

As redes aéreas compactas sofrem muito menos interferência de elementos externos que entrem em contato com a rede, visto que, tais elementos não provocarão o desligamento da rede em eventuais contatos temporários, aumentando a confiabilidade e a robustez do sistema.

Apesar de apresentar maior custo de instalação em relação as redes aéreas convencionais, esta configuração de rede apresenta muitas vantagens como redução da manutenção das redes, redução nas taxas de falhas, redução nos indicadores de continuidade e uma melhora na imagem da concessionária distribuidora de energia (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 26-27).

Apesar de serem protegidos, os condutores das redes aéreas compactas não podem ser considerados isolados eletricamente pois não possuem seu campo elétrico confinado.

2.2.3 Redes Aéreas Isoladas

As redes aéreas isoladas são compostas por três condutores, isolados e blindados, reunidos helicoidalmente ao redor de um cabo mensageiro de sustentação e fixadas em postes por meio de estruturas metálicas, conforme Figura 4 (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2020).

Figura 4 – Rede de distribuição aérea isolada



Fonte: Celeresc Distribuição (2020).

Este tipo de rede é imune a contatos de elementos externos, mesmo que permanentes, desde que não danifiquem sua isolação. As influências de descargas

atmosféricas neste tipo de rede podem ser diminuídas, visto que os condutores possuem blindagem metálica aterrada, aumentando a confiabilidade e a robustez do sistema (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2020).

Esta topologia de rede apresenta um custo de instalação mais elevado em relação as redes aéreas compactas, sendo recomendada para alimentadores expressos e locais onde são exigidos um nível de confiabilidade mais elevado, pois com estas características construtivas, as redes aéreas isoladas apresentam taxas de falhas menores que todas as outras redes aéreas (convencional e compacta), resultando em menores indicadores de continuidade.

2.2.4 Redes Subterrâneas

As redes subterrâneas são compostas por cabos blindados e isolados dispostos em dutos corrugados enterrados ou em canaletas e galerias enterradas, conforme Figura 5. Esta topologia de rede pode ser dividida em semi-enterradas e totalmente enterradas.

Figura 5 – Rede de distribuição subterrânea



Fonte: Celsc Distribuição (2020).

As redes subterrâneas semi-enterradas possuem os equipamentos instalados sobre o solo e os condutores enterrados, enquanto as redes subterrâneas enterradas possuem os condutores e os equipamentos totalmente enterrados. A utilização deste tipo de tipologia se dá em áreas urbanas, com alta densidade de carga (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 28).

As redes subterrâneas são as que necessitam de maior investimento inicial para sua construção, porém são as que apresentam maior confiabilidade, redução significativa das interferências externas, aumento da segurança da população através da evolução tecnológica de seus equipamentos e instalações, incremento na violação estética, baixos índices de desligamento e menores custos com operação e manutenção ao longo do tempo. (CELESC DISTRIBUIÇÃO, 2020, p. 14).

2.3 Configuração dos Sistemas de Distribuição

Ao se construir um sistema de distribuição, é de extrema importância a análise dos blocos de carga a se alimentar para a definição da configuração dos alimentadores. Os principais fatores que são analisados nesta situação são: investimento inicial, flexibilidade, continuidade de serviço, regulação de tensão, custos operacionais e custos com manutenção (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 30).

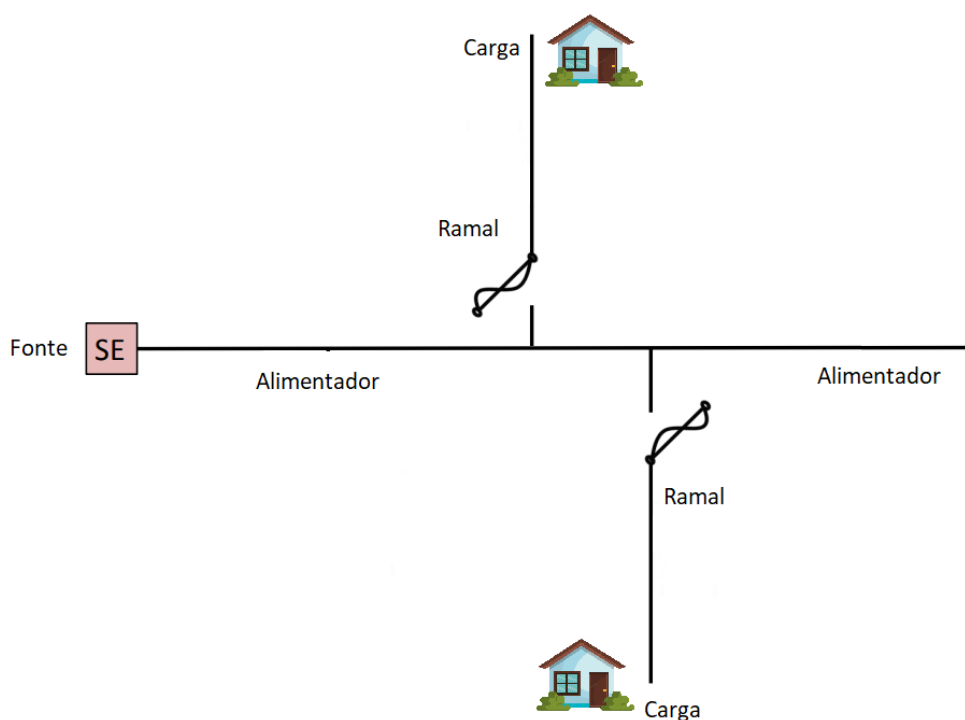
Portanto, busca-se um equilíbrio entre os itens supracitados para que se possa definir qual a configuração é a melhor para o local de implantação. Cada tipo de configuração tem uma determinada finalidade, condição de operação e confiabilidade, o que faz com que os equipamentos e dispositivos de proteção sejam diferentes. As principais configurações dos sistemas de distribuição são: sistema radial, sistema em anel e sistema em anel aberto.

2.3.1 Sistema Radial

Encontrado principalmente nos sistemas de distribuição primários e secundários, os sistemas radiais caracterizam-se pela existência de um único caminho disponível para o fluxo de energia entre subestação de distribuição e o consumidor final. Este sistema é indicado para ser aplicado em áreas rurais, onde se encontram baixas densidades de carga, e locais em que os circuitos tomam direções distintas, tornando pouco econômico o estabelecimento de pontos de interligação. A

Figura 6 apresenta um exemplo de sistema radial. (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 31).

Figura 6 – Sistema de distribuição radial



Fonte: Elaboração própria (2022).

Neste tipo de sistema, caso haja alguma falha no trecho principal do alimentador ocorrerá a interrupção do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores, trazendo prejuízos financeiros e sociais aos consumidores (SPERANDIO, 2008, p. 1).

O sistema radial ainda é o mais utilizado nas redes de distribuição devido a sua simplicidade de construção, planejamento, operação e parametrização dos equipamentos de proteção, o que faz com que este tipo de configuração se torne o mais barato (CARVALHO, 2006, p. 18).

2.3.2 Sistema em Anel

O sistema em anel é caracterizado por ser um circuito fechado, sendo principalmente utilizado em sistemas de transmissão de energia. Este tipo de sistema permite a alimentação do consumidor por meio de duas ou mais fontes, podendo ser de mesma subestação ou de subestações diferentes.

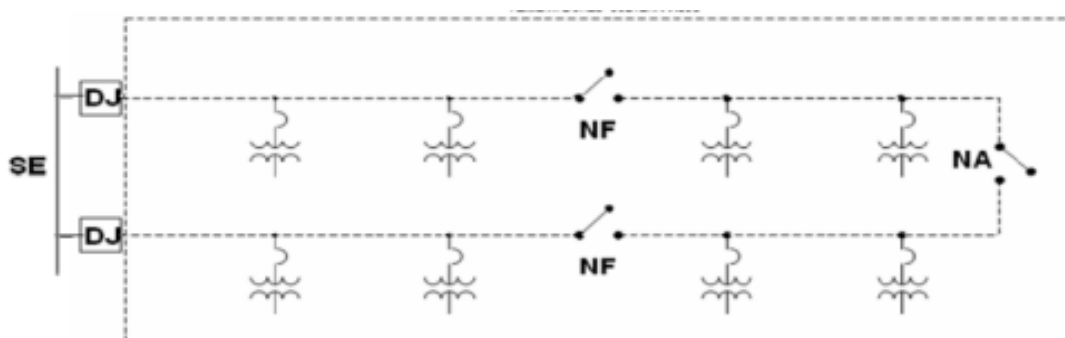
A interligação gerada pelo sistema em anel permite elevado nível de confiabilidade, exigido em grandes centros de consumo, e a possibilidade de intercâmbio entre as áreas (CARVALHO, 2006, p. 17).

A maior vantagem deste tipo de sistema comparado ao sistema radial é o aumento da confiabilidade, pois em caso de falha de um alimentador os consumidores não serão afetados devido a presença de mais de uma fonte no sistema, sendo que este ficará operando como um sistema radial após a falha de um alimentador.

2.3.3 Sistema em Anel Aberto

O sistema em anel aberto é caracterizado pela existência de dois ou mais caminhos disponíveis para o fluxo de energia entre subestação de distribuição e o consumidor final. Este sistema é indicado para ser aplicado em locais que tenham alta densidade de carga ou que exijam um alto grau de confiabilidade, como hospitais, centros de telefonia, centros de computação, etc. Este tipo de sistema é encontrado tanto nos sistemas de distribuição primários e secundários quanto nos sistemas de subtransmissão. A Figura 7 apresenta um modelo de sistema de distribuição em anel aberto.

Figura 7 – Sistema de distribuição em anel aberto



Fonte: Nakagushi e Hermes (2011).

Neste tipo de sistema, caso haja falha em algum alimentador, toda a carga pode ser suprida pelo outro alimentador, porém todos os alimentadores envolvidos neste tipo de sistema devem ser dimensionados para possuir capacidade suficiente de atender todas as cargas conectadas em ambos alimentadores (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 32).

Quando a topologia dos alimentadores permitir, os sistemas de distribuição radiais podem ser interligados por meio de chaves de seccionamento normalmente abertas (NA), sejam telecomandadas ou não. Nesta situação, quando é necessário realizar serviços de manutenção com a rede desenergizada em algum trecho principal do alimentador, é possível reenergizar os consumidores a jusante pelo fechamento desta chave NA. Portanto, a alocação de uma chave NA nos sistemas de distribuição radiais diminui consideravelmente o impacto dos desligamentos sobre os consumidores durante os serviços de manutenção (NAKAGUSHI; HERMES, 2011, p. 32).

2.4 Dispositivos de Proteção e de Manobra Utilizados nas Redes de Distribuição

As redes de distribuição estão susceptíveis a diversos tipos de falhas, por isso, faz-se necessário a presença de equipamentos de proteção ao longo dos alimentadores. Quando há alguma falha na rede de distribuição, seja ela um curto-circuito, descarga atmosférica ou falha em algum equipamento que venha a operar fora dos limites previstos, é necessário que se isole o mais rápido possível todo o trecho do alimentador. Para isso utilizam-se equipamentos de proteção, tais como: chaves fusíveis, disjuntores com relés e religadores automáticos (RUPPENTHAL, 2019, p. 28).

As proteções presentes nas redes de distribuição visam proteger não só os equipamentos presentes, mas também as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com a rede de distribuição.

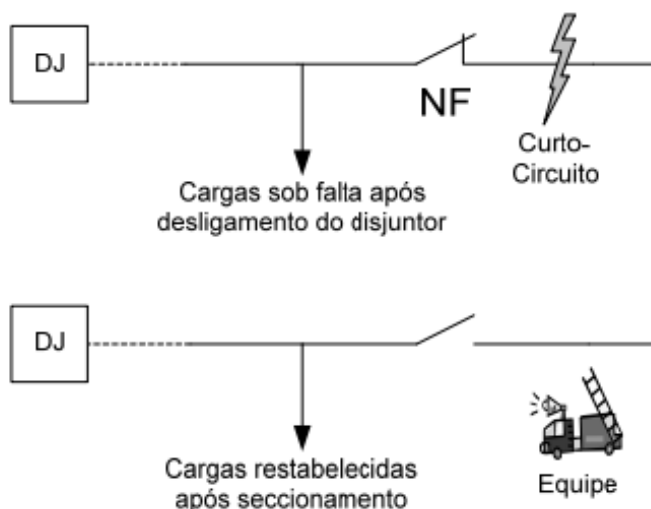
Nas redes de distribuição os equipamentos de proteção e manobra são de fundamental importância na manutenção dos indicadores de continuidade dos alimentadores dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. Quando localizados em posições adequadas e ajustados de forma coordenada e seletiva, os equipamentos de proteção, além de isolar trechos com defeito, podem religar o alimentador em caso de faltas transitórias ou podem auxiliar na transferência de blocos de carga para outro alimentador, juntamente com os equipamentos de manobra. Tais condições permitem uma minimização no tempo de reestabelecimento de energia

elétrica no trecho afetado, bem como na quantidade de unidades consumidoras afetadas por este defeito na rede (PAULI, 2021).

2.4.1 Chaves Manuais

As chaves manuais são dispositivos mecânicos que não realizam a proteção de alimentadores contra correntes de curto-circuito, sendo um ponto de contato entre dois trechos da rede, podendo estar normalmente fechadas (NF) ou normalmente abertas (NA). Em casos de atuações de equipamentos de proteção por defeitos localizados a jusante da chave NF, estas podem ser abertas no local de forma manual por um eletricista. Assim o trecho com defeito é isolado e as cargas a montante da chave NF são reestabelecidas, conforme Figura 8 (SPERANDIO, 2008, p. 78-79).

Figura 8 - Seccionamento de rede com falha a jusante de uma chave NF

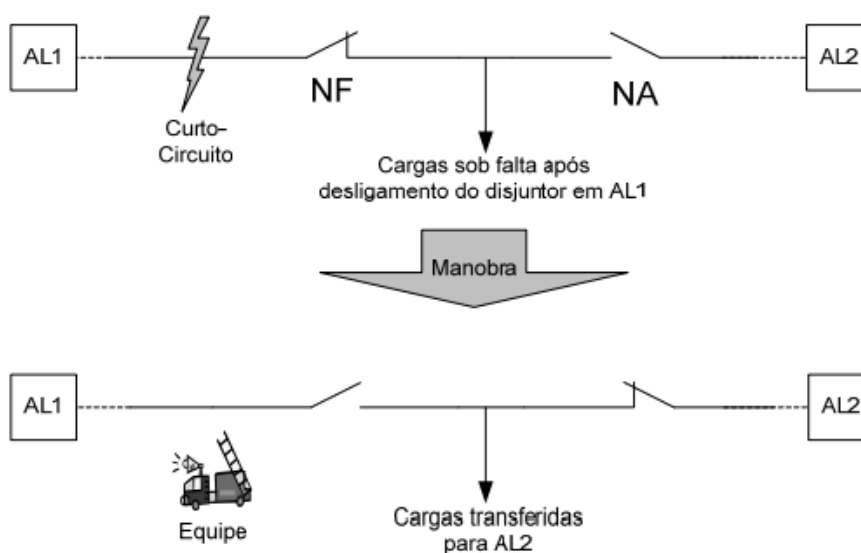


Fonte: Sperandio (2008).

As chaves NA tem como função a transferência de blocos de carga de um alimentador para outro, sendo necessário o seu fechamento e a abertura de uma chave NF a montante, conforme Figura 9. Ao ocorrer a atuação de algum equipamento de proteção devido a algum defeito a montante da chave NF, esta pode ser aberta, isolando o trecho do defeito. Por outro lado, pode-se realizar o fechamento da chave NA de interligação dos alimentadores, reestabelecendo as cargas a montante da chave NF por meio de outro alimentador.

A realização da transferência de blocos de carga deve ser realizada somente quando o alimentador a receber carga tem capacidade disponível suficiente para atender as unidades consumidoras do alimentador a ser. Com isso, percebe-se a importância de um bom posicionamento destas chaves.

Figura 9 – Manobra entre alimentadores com falha a montante de uma chave NF



Fonte: Sperandio (2008).

Apesar de não atuarem na proteção de correntes de curto-circuito, as chaves manuais podem contribuir consideravelmente para a redução dos indicadores de continuidade.

2.4.2 Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis são dispositivos eletromecânicos utilizadas para proteção de sobrecorrentes em redes de distribuição tanto em zonas rurais como urbanas. Devido ao baixo custo e ao desempenho satisfatório para o nível de proteção desejada, as chaves fusíveis são os dispositivos mais utilizados na proteção de redes de distribuição (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

As chaves fusíveis possuem alguns componentes, dentre eles o porta fusível, conforme pode ser observado na Figura 10. O porta fusível é acoplado na chave fusível e no seu interior está instalado o elo fusível, o qual se rompe caso haja alguma sobrecorrente. A ruptura do elo fusível ocorre de acordo com as suas

características, de acordo com a curva tempo de atuação versus corrente. Para garantir a interrupção da corrente elétrica é necessário que o elo fusível possua um pequeno tubo cobrindo o seu elemento ativo que, ao ser queimado pelo arco elétrico produzirá uma substância que ao ser aquecida libere gases deionizantes, fazendo com que não ocorra um arco elétrico entre os terminais do elo fusível rompido (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

As chaves fusíveis normalmente operam de forma monofásica e independente, interrompendo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores a jusante.

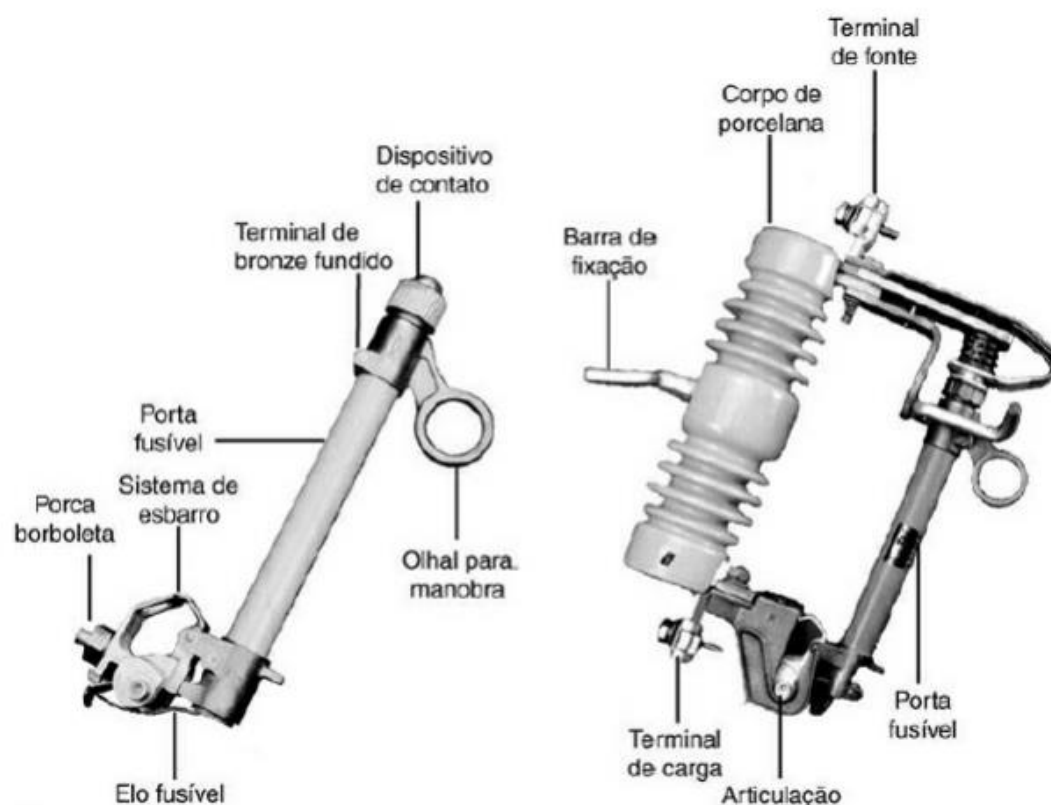
Cada elo fusível possui uma curva característica de corrente versus tempo de atuação, onde é possível verificar para um determinado valor de corrente, o seu tempo de abertura. Os elos fusíveis são classificados em três tipos principais: os elos tipo K, os tipo T e os elos do tipo H.

Os elos do tipo K são de atuação rápida, sendo utilizados na proteção de ramais de alimentadores ou até mesmo na parte final do tronco do alimentador, podendo ser divididos em dois tipos: os elos fusíveis preferenciais e os elos fusíveis não preferenciais. Os elos fusíveis preferenciais possuem correntes nominais de: 6 A, 10 A, 15 A, 25 A, 40 A, 65 A, 100 A, 140 A e 200 A, já os não preferenciais possuem corrente nominais de: 8 A, 12 A, 20 A, 30 A, 50 A e 80 A.

Os elos do tipo T são de atuação lenta, sendo utilizados na proteção de ramais de alimentadores ou até mesmo na parte final do tronco do alimentador, podendo ser divididos em dois tipos: os elos fusíveis preferenciais e os elos fusíveis não preferenciais. Os elos fusíveis do tipo T possuem as mesmas correntes nominais dos elos fusíveis do tipo K, tendo como diferença o tempo de atuação determinado pela curva do tempo de atuação versus corrente.

Os elos do tipo H são de altos surtos, possuindo um tempo de atuação longo, sendo utilizados para proteção de transformadores. São desenvolvidos para proteção contra sobrecarga e não atuam em correntes de surto em curta duração, como por exemplo na energização do transformador. Os elos fusíveis do tipo H possuem correntes nominais de: 0,5 A, 1 A, 2 A, 3 A e 5 A (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Figura 10 - Sistema porta fusível e chave fusível



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2011).

2.4.3 Disjuntores com Relés

Os alimentadores de distribuição devem possuir em sua origem, na saída da subestação, algum equipamento de proteção. Esta proteção geralmente era feita por disjuntores com relés, porém estão sendo substituídos ao longo dos anos por religadores automáticos.

Os disjuntores são equipamentos eletromecânicos destinados a proteger um determinado alimentador contra possíveis danos causados por falhas, deixando-o desenergizado caso estas falhas ocorram. Os disjuntores de distribuição podem ser classificados pelo meio que utilizam para extinguir o arco, como por exemplo: disjuntores a vácuo, disjuntores a óleo, disjuntores a hexafluoreto de enxofre (SF6).

O comando de abertura do disjuntor em caso de falhas é dado através dos relés, que monitoram as correntes dos alimentadores por meio de transformadores de corrente (TCs). Ao ocorrer uma falha ao longo do alimentador a

proteção dos relés opera e envia um sinal para abertura do disjuntor. Quando configurados desta forma, ao mesmo tempo que envia o sinal para abertura do disjuntor, o relé envia um sinal para o relé de religamento, o qual faz a contagem programada do tempo de religamento e envia um sinal para o fechamento do disjuntor (RUPPENTHAL, 2019, p. 33).

Os relés digitais são os mais utilizados atualmente devido à sua eficácia, pois podem monitorar várias grandezas como: corrente, tensão, frequência, etc., podendo realizar diversas funções de proteção, que são caracterizadas por um código numérico. Além da proteção do sistema, os relés digitais são capazes de realizar leituras de grandezas em tempo real, sinalização das falhas, ter maior escala de ajustes em proteções e armazenar dados de falhas e os disponibilizar através de interface ou sistema de supervisão (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

2.4.4 Religadores Automáticos

Os religadores automáticos são equipamentos que tem por objetivo garantir a proteção das redes de distribuição a jusante, podendo ser instalados na saída da subestação ou ao longo do alimentador. Estes equipamentos possuem a capacidade de realizar repetidas operações de abertura e fechamento de um circuito durante a ocorrência de um defeito, com o intuito de eliminar defeitos transitórios, diminuindo assim, o tempo de interrupção do fornecimento de energia (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Ao ocorrer um defeito ao longo do alimentador e este sensibilizar o religador, o religador irá interromper momentaneamente o fornecimento de energia elétrica e iniciará a contagem do tempo de religamento, uma temporização pré-ajustada que varia conforme a topologia do circuito. Ao completar-se o tempo de religamento o religador irá fechar, fornecendo energia elétrica novamente ao circuito. Caso o defeito seja transitório o religador permanecerá fechado, finalizando o seu ciclo de religamento, porém se o defeito for permanente o religador será novamente sensibilizado, interrompendo o fornecimento de energia elétrica. Caso o religador esteja parametrizado para apenas um religamento, esta interrupção será definitiva, se não, o mesmo poderá fazer mais tentativas de fechamento após o tempo de religamento. Após a última tentativa de reenergização o religador permanecerá

aberto, finalizando o seu ciclo de religamento. A quantidade de tentativas de religamentos a ser realizada é pré-estabelecida e varia de acordo com a filosofia de proteção a ser adotada.

A aplicação de religadores automáticos é bastante ampla, porém são utilizados na maioria das vezes em redes aéreas, onde a incidência de defeitos transitórios é bem maior. Nas redes subterrâneas a utilização de religadores não é recomendada, pois geralmente os defeitos são permanentes (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

A utilização de religadores automáticos está se tornando cada vez mais frequente em concessionárias de distribuição. A alocação de religadores é feita em pontos estratégicos afim de melhorar a qualidade no fornecimento de energia elétrica, permitindo que defeitos transitórios sejam eliminados sem a necessidade do deslocamento de uma equipe, bem como a redução dos consumidores afetados em caso de defeitos permanentes (HOSS, 2018).

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011), existem alguns pontos importantes que devem ser adotados para a alocação de religadores automáticos nos sistemas de distribuição aéreos, como nos seguintes casos:

- a) circuitos longos: determina-se alguns pontos devido ao aumento da impedância, onde as correntes de curto-circuito não têm valor expressivo capaz de sensibilizar o equipamento de proteção, disjuntor ou religador, instalado no início do alimentador;
- b) derivação de ramais: que supram cargas relevantes, cuja área apresenta um risco elevado de falhas transitórias;
- c) alimentadores: que possuam dois ou mais ramais;
- d) ponto imediatamente após uma carga ou concentração de carga: que necessite de uma elevada continuidade de serviço;
- e) ramais alimentadores de consumidores primários: em que a proteção do consumidor primário seja feita através de disjuntores dotados apenas de relés de ação direta.

Os religadores podem ser classificados pelo número de fases: monofásicos e trifásicos. A Figura 11 mostra um religador trifásico instalado em uma rede de distribuição.

Figura 11 - Religador automático trifásico



Fonte: Acervo próprio (2022).

Os religadores monofásicos tem sua aplicação à proteção de redes de distribuição monofásicas. Eles podem ser instalados em redes trifásicas que alimentam cargas monofásicas, sendo alocados um em cada fase. Nesse caso, quando ocorrer uma falha permanente entre fase e terra e qualquer unidade monofásica atuar, as fases que não foram afetadas pelo defeito não atuarão, sem afetar os consumidores ligados a essas (MAMEDE, 2013).

Os religadores trifásicos além da proteção permitem o monitoramento de grandezas e comandos a distância e são destinados à proteção onde o seccionamento precisa ser simultâneo nas três fases, evitando que cargas trifásicas ligadas ao alimentador funcionem com apenas duas fases (MAMEDE, 2013).

2.4.5 Seccionadores automáticos

Os seccionadores automáticos, conhecidos também como seccionalizadores, são equipamentos de proteção instalados em redes aéreas de

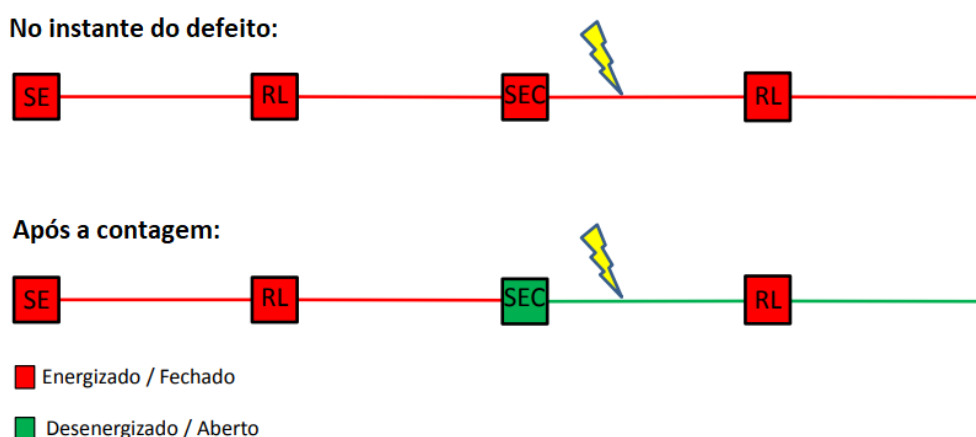
distribuição que têm a função de seccionar um trecho do alimentador. Os seccionadores automáticos operam em conjunto com outro equipamento de proteção de retaguarda, geralmente religadores automáticos, sendo que quando ocorre um defeito a jusante de sua instalação a interrupção do trecho é realizada pelo equipamento de retaguarda (MAMEDE, 2013).

Ao ocorrer um defeito na zona de proteção do seccionador, o religador a montante deverá se sensibilizar e irá interromper o fornecimento de energia elétrica, iniciando o seu ciclo de religamento. Cada vez que o religador interrompe o fornecimento de energia elétrica o seccionador realiza uma contagem e após um pré-determinado número de contagens o seccionador abre seus contatos. A abertura dos contatos do seccionador sempre ocorre com o circuito desenergizado e antes da abertura definitiva do religador, sendo que o religador poderá reestabelecer a parte do alimentador não afetada pelo defeito. A Figura 12 mostra o funcionamento de um seccionador automático.

Os seccionadores automáticos não são capazes de realizar interrupção de correntes de curto-circuito sem o auxílio da proteção de retaguarda, porém podem interromper sua corrente de carga nominal e serem utilizados em operações de abertura e fechamento, proporcionando mais pontos de manobra para possíveis necessidades de manutenção no alimentador ou transferência de cargas.

Estes equipamentos podem ser operados de forma remota, sem a necessidade do deslocamento de um eletricista no local, fazendo com que a recomposição e a transferência de cargas sejam realizadas de forma mais ágil.

Figura 12 – Funcionamento do seccionador automático.



Fonte: Elaboração própria (2022).

2.5 Características da Proteção das Redes de Distribuição

Segundo Leme *et al.* (2013), falta é o termo aplicado a qualquer fenômeno acidental que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico. Nos sistemas de distribuição as faltas podem ser classificadas em dois tipos: transitórias e permanentes.

As faltas transitórias são geralmente causadas por toques acidentais de vegetações ou animais na rede de distribuição. Este tipo de falta é eliminado por meio da atuação do equipamento de proteção do circuito e não gera nenhum dano a rede de distribuição, sendo possível reestabelecer o fornecimento de energia elétrica de forma automática, sem a necessidade do deslocamento de uma equipe para manutenção. De acordo com Leme *et al.* (2013), cerca de 84% das ocorrências em redes de distribuição são transitórias. Já as faltas permanentes necessitam de algum reparo na rede de distribuição por parte de uma equipe de manutenção para o reestabelecimento do fornecimento de energia.

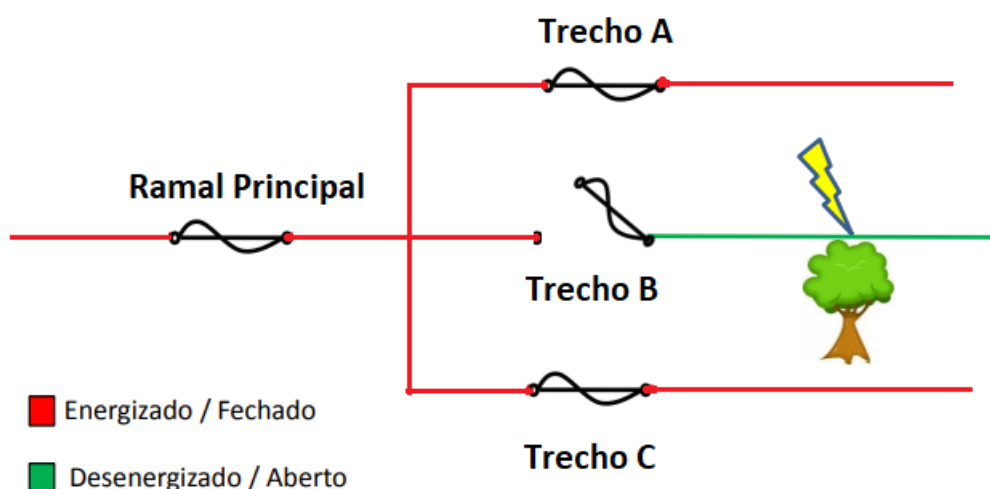
Um sistema de proteção em uma rede de distribuição tem por finalidade detectar falhas e isolá-las o mais rapidamente a fim de reduzir os possíveis danos causados a condutores e equipamentos. Além disso, o sistema de proteção deve possuir características afim de se desenergizar o menor trecho possível do alimentador em caso de faltas permanentes. Segundo Sperandio (2008), as principais características utilizadas na proteção de redes de distribuição são: religamento, seletividade e proteção.

O religamento está presente em religadores e disjuntores com relés. Após a detecção de uma falha e a abertura do circuito estes equipamentos realizam automaticamente uma ou mais tentativas de religar o alimentador, visando restabelecer o fornecimento de energia em caso de faltas transitórias.

A seletividade é a capacidade dos equipamentos do sistema de proteção de reconhecer e selecionar em quais condições devem operar, afim de evitar operações desnecessárias. Através do reconhecimento das condições em que devem operar, quando há alguma falha no alimentador apenas o equipamento de proteção mais próximo da falha irá atuar, isolando o trecho antes que o equipamento de retaguarda o faça.

A seletividade nos dispositivos de proteção nas redes de distribuição é de extrema importância, pois faz com que um menor trecho do alimentador seja seccionado, deixando energizados demais trechos não afetados pela falha. A Figura 13 apresenta um exemplo de sistema seletivo. Na ocorrência de uma falha no trecho B, a seletividade de proteção deverá isolar somente o mesmo, mantendo os trechos A e C energizados.

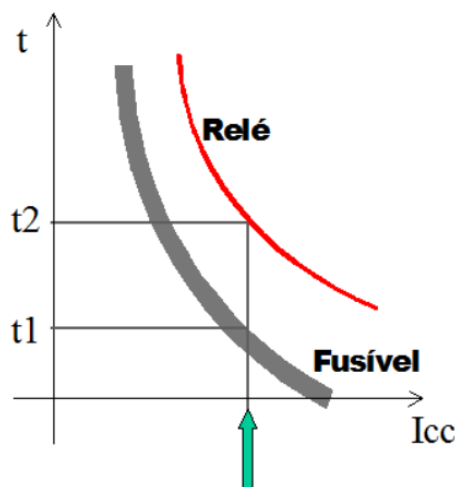
Figura 13 - Diagrama de seletividade



Fonte: Elaboração própria (2022).

A seletividade entre os equipamentos de proteção de um determinado alimentador é realizada através das curvas características do tempo em função da corrente dos equipamentos. A Figura 14 apresenta um exemplo de curvas de proteção, sendo que nesse caso, a curva de atuação do fusível é mais sensível que a curva do relé, fazendo com que na ocorrência de uma falta no sistema de distribuição, que contenha esses equipamentos instalados em série, o fusível atuará mais rápido que o relé (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Figura 14 - Curva de proteção de um fusível e um relé



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2011).

Os religadores e relés permitem ajustes mais precisos para definição da curva de atuação, podendo definir a curva de atuação e a sequência de operação conforme disposição destes equipamentos na rede, a fim de manter a coordenação entre os mesmos (RUPPENTHAL, 2019, p. 34).

A coordenação se dá quando determinado equipamento de proteção opera de maneira coordenada com outros dispositivos de proteção, instalados a jusante do mesmo, fazendo com que este altere suas operações. O objetivo da coordenação é evitar que faltas transitórias causem a atuação de dispositivos de proteção que não possuem religamento automático e que, em faltas permanentes, o menor trecho possível do alimentador fique desenergizado (SPERANDIO, 2008, p. 75).

Segundo Pauli (2021), cada equipamento de proteção instalado na rede de distribuição possui a sua zona de proteção primária, onde ele deve ser o primeiro equipamento a atuar caso ocorra alguma falta. Nas zonas adjacentes a esta, ele faz o papel de proteção de retaguarda, atuando em caso de falha no equipamento de proteção primário.

Como exemplo, pode-se observar a Figura 13. No caso de falha no ponto indicado, apenas o ramal do Trecho B deve atuar, pois essa é sua zona de proteção primária. O Ramal Principal atuaria apenas em caso de falha do ramal do Trecho B, atuando como proteção de retaguarda, ou em caso de alguma falta localizada na

sua zona de proteção primária (no trecho a jusante de sua instalação e a montante dos ramais do Trechos A, B e C).

A coordenação entre os equipamentos de proteção de um determinado alimentador é realizada através da superposição das curvas características tempo x corrente, tendo como objetivo definir o tempo mais adequado de ação de cada equipamento. Pode-se citar como exemplo de coordenação entre equipamentos de proteção de redes de distribuição a coordenação entre chaves fusíveis, a coordenação entre chaves fusíveis e religadores, a coordenação entre religadores e a coordenação entre relés e religadores (LEME *et al.*, 2013).

2.5.1 Coordenação entre Chaves Fusíveis

Conforme exemplificado na Figura 13, quando duas ou mais chaves fusíveis são instaladas em série ao longo do alimentador, a chave fusível mais próxima da fonte atua como proteção de retaguarda das demais chaves fusíveis. Caso haja alguma falta na zona de primária de proteção da chave fusível (elo protetor) e esta não atuar por algum defeito, a chave de proteção de retaguarda (elo protegido) garantirá a proteção do circuito, isolando o trecho com defeito, porém desenergizará um maior número de consumidores em relação a chave fusível de zona de proteção primária, mas garantindo o não desligamento de todo o alimentador (PAULI, 2021).

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011), para que exista coordenação entre elos fusíveis é necessário que o tempo de atuação do elo fusível protetor seja no máximo 75% do menor de tempo de atuação do elo fusível protegido. Assim, eventuais alterações da curva tempo de atuação x corrente do elo protegido que podem ser provocadas por elevadas temperaturas ambientes ou aquecimento devido às faltas de curta duração não irão causar a atuação do elo protegido.

2.5.2 Coordenação entre Chaves Fusíveis e Religadores

A coordenação entre religadores e chaves fusíveis pode ser executada de diferentes formas, dependendo da disposição destes equipamentos na rede de

distribuição. Existem casos onde a coordenação deve ser feita com uma chave fusível a montante do religador e casos em que a chave fusível fica a jusante do religador. Os alimentadores tomados como referência para o estudo de caso do presente trabalho apresentam somente a coordenação em que a chave fusível fica a jusante do religador.

Para este tipo de situação, podem ser adotados dois métodos de proteção: *Fuse Saving* e *Fuse Clearing*. O método *Fuse Saving* visa proteger o elo fusível, evitando a sua queima em faltas transitórias. Neste caso, o tempo de atuação da curva rápida do religador é inferior a curva de tempo mínimo de atuação do elo fusível, fazendo com que o religador efetue as operações de abertura e fechamento buscando a extinção do defeito e a continuidade do fornecimento de energia elétrica na zona de proteção do elo fusível (PAULI, 2021).

O método *Fuse Clearing*, também conhecido como *fuse blowing*, visa a queima do elo fusível para proteção de sua zona de proteção. Neste caso, a curva de atuação rápida do religador é desabilitada, e na ocorrência de alguma falha a jusante da chave fusível, seja ela transitória ou permanente, a queima do elo fusível ocorrerá sem a atuação do religador (PAULI, 2021).

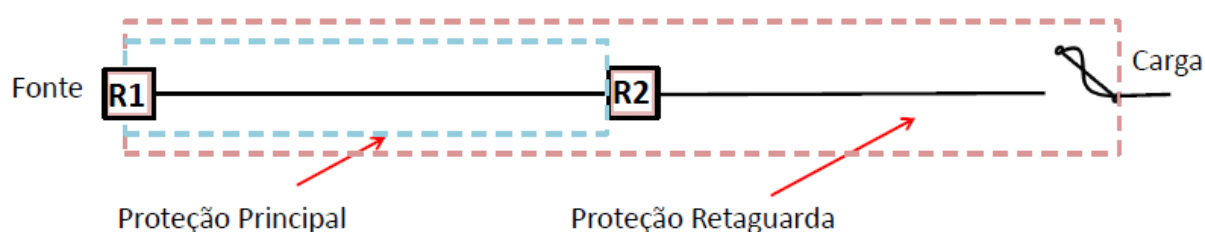
Nos alimentadores tomados como referência para o estudo de caso do presente trabalho, o método de proteção aplicado é o *Fuse Saving*, sendo que os religadores operam numa sequência de duas operações rápidas e uma operação temporizada. As operações temporizadas permitem que o elo fusível atue na ocorrência de faltas permanentes, fazendo com que o religador restabeleça a energia elétrica para os consumidores a montante da chave fusível. Esta temporização das operações lentas deve ser muito bem ajustada, pois o religador deve dar tempo suficiente para que o elo fusível atinja seu limite térmico e queime, evitando a fusão parcial do mesmo bem como a abertura definitiva do religador (CEMIG, 2017).

Na ocorrência de faltas transitórias o elo fusível deve suportar, sem danificações, todas as operações de abertura e fechamento do religador, sendo este responsável pela eliminação da falta e garantindo o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores.

2.5.3 Coordenação entre Religadores

Quando dois ou mais religadores são instalados em série ao longo do alimentador, os religadores a montante atuam como proteção de retaguarda na zona de proteção primária dos demais religadores, como pode ser observado na Figura 15. Caso haja alguma falta na zona de primária de proteção de algum religador e este não atuar por algum defeito, o religador de retaguarda garantirá a proteção do circuito, isolando o trecho com defeito, porém um maior número de consumidores será desenergizado.

Figura 15 - Zonas de proteção dos religadores

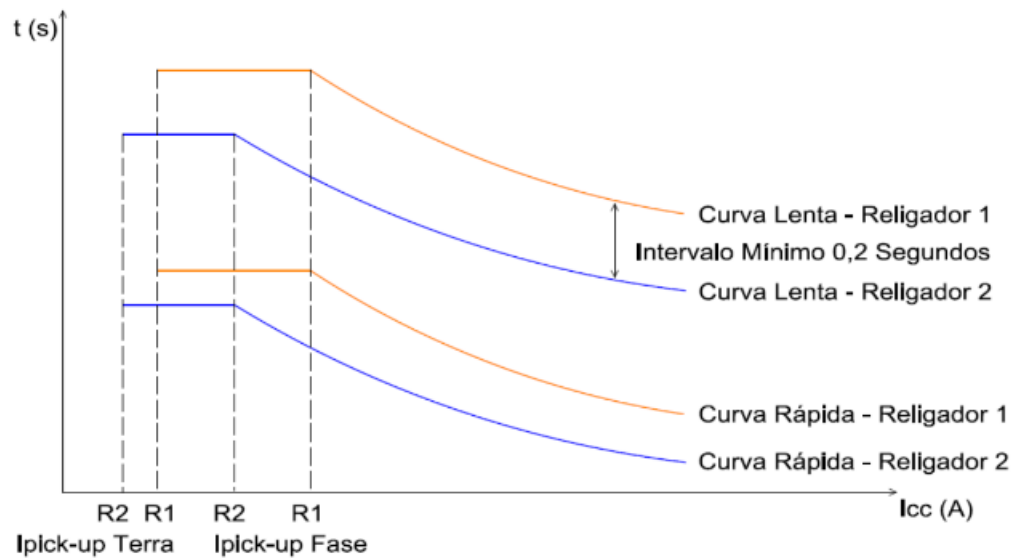


Fonte: Elaboração própria (2022).

Para que se tenha uma coordenação entre religadores instalados em série é necessário que para qualquer falta, transitória ou permanente, localizada em uma zona de proteção mútua, o religador mais próximo da falta atue.

Portanto, para se obter esta coordenação, a diferença entre os tempos de operação das curvas lentas dos religadores deverá ser maior que 0,2 segundos para a faixa de corrente da zona de proteção mútua. Nas curvas rápidas, os religadores deverão atuar em tempos distintos, atuando primeiro o religador mais próximo a falha, e em seguida o religador de retaguarda. A Figura 16 mostra um exemplo de curva de atuações de religadores em série (CEMIG, 2017).

Figura 16 - Curva de atuação dos religadores



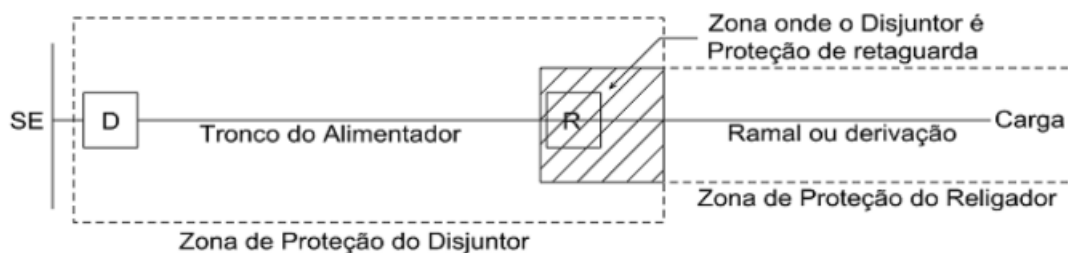
Fonte: CEMIG (2017).

2.5.4 Coordenação entre Relés e Religadores

Para se obter uma coordenação entre relés e religadores, os relés de proteção do disjuntor não deverão operar enquanto o religador realiza sua sequência de operação ou até que a falta seja extinta. Para isto, é necessário que as correntes de atuação do religador sejam menores que as correntes de atuação do relé e a curva acumulada do religador, estejam abaixo da curva do relé em toda a faixa de coordenação em pelo menos 0,2 s (CEMIG, 2017).

Neste tipo de coordenação, o religador é instalado na zona de proteção da unidade temporizada do relé do disjuntor, conforme Figura 17.

Figura 17 - Zonas de proteção do relé e do religador



Fonte: CEMIG (2017).

2.6 Reconfiguração de Redes de Distribuição

A reconfiguração pode ser definida como a alteração da configuração das redes de distribuição através do procedimento de manobras na rede com objetivo de melhorar os indicadores de qualidade e continuidade de energia. Tal procedimento pode ser executado através da operação de chaves NA e NF, permitindo a alteração do fluxo de potência e a transferência de carga entre alimentadores adjacentes (NOGUEIRA, 2016, p. 24).

Segundo Pfitscher (2013), a reconfiguração de uma Rede de Distribuição pode ocorrer em três situações distintas:

- a) em casos emergenciais, quando há alguma falha permanente, causando a atuação de algum equipamento de proteção, e a topologia da rede muda para atender a consumidores que estão sem energia;
- b) em casos de manutenção programada, quando a topologia da rede muda para atender consumidores a jusante de um determinado trecho que precisará ser desenergizado;
- c) em condições normais de operação, quando a topologia da rede muda para melhorar parâmetros de desempenho da rede, como carregamento de alimentadores e níveis de tensão, por exemplo.

De acordo com Fonseca (2016), as redes aéreas de distribuição são projetadas normalmente de forma radial, com a instalação de equipamentos de seccionamento em pontos estratégicos, em termos de operação, manutenção e proteção contra curto-circuitos, tais como chaves manuais, chaves fusíveis, seccionadores automáticos ou religadores automáticos. A instalação de tais equipamentos nas redes de distribuição permite que trechos do circuito que apresentem uma falha sejam detectados e isolados, enquanto o restante dos consumidores não é afetado.

As manobras de reconfiguração necessitam ser executadas em um curto espaço de tempo e manter a estrutura radial da rede, com o objetivo facilitar a localização de falhas, isolamento e coordenação dos dispositivos de proteção (NOGUEIRA, 2016, p. 25).

A reconfiguração de redes de distribuição visa o fornecimento de energia elétrica a maior quantidade de consumidores possível sem violar quaisquer tipos de restrições operacionais, porém Pfitscher (2013) diz que tais mudanças na configuração das redes de distribuição geram impactos nos indicadores da rede, sendo que os principais aspectos impactados são:

- a) carregamento dos alimentadores: o alimentador a receber carga deve ser compatível com esse aumento de demanda, visto que este poderá ficar sobrecarregado, gerando perdas Joule e diminuição da vida útil;
- b) perdas de energia: as cargas transferidas de alimentador passam a ser atendidas através de um circuito mais extenso (e com maior impedância), por exemplo, implicando num aumento de perdas na rede;
- c) níveis de tensão: a corrente elétrica percorrendo um condutor produz uma queda de tensão sobre o condutor, entre o alimentador e a carga. Com a mudança de carga os níveis de tensão na rede variam e podem extrapolar os limites adequados;
- d) confiabilidade: alguns trechos de alimentadores possuem, historicamente, maior índice de ocorrência de interrupções. Além disso, quanto maior a distância entre o alimentador e a carga, maior é a probabilidade de que a carga seja desligada em caso de uma falta, sendo assim, os indicadores de confiabilidade podem mudar quando há transferência de cargas entre alimentadores.

Devido ao elevado número de dispositivos de manobras existentes em uma rede de distribuição, ao se realizar uma reconfiguração dos alimentadores tem-se uma grande quantidade de possibilidades diferentes de configurações a serem analisadas. Tal fato é vantajoso pelo número de opções de recursividade, porém aumenta a complexidade do problema, sendo necessário métodos de otimização que reduzam o espaço de busca da solução ótima (PFITSCHER, 2013).

2.6.1 *Smarts Grids* e Automação das Redes de Distribuição

As concessionárias de energia elétrica possuem grande interesse em melhorar os seus indicadores de qualidade e continuidade sob pressão do órgão regulador, a ANEEL. Para tal, é necessária a realização de investimentos em sistemas modernos de aquisição, processamento e análise de dados da rede de distribuição. Assim, uma nova perspectiva para a automação do setor elétrico são as *Smart Grids* ou redes inteligentes.

Existe uma dificuldade em definir o conceito de *Smart Grids*, por tratar-se de um tema atual e infinitamente amplo, porém todas definições convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes de transmissão e distribuição de energia. A utilização de tais elementos possibilita a aquisição de dados por parte dos centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo (MME, 2021).

A expressão Smart Grid deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. Baseia-se na utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitirão a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso (FALCÃO, 2010).

Para se adicionar inteligência a um sistema elétrico e automatizar o mesmo, faz-se necessário ter processadores independentes em cada componente do sistema. Estes processadores necessitam de sistemas operacionais capazes de atuar como agentes independentes, realizando a comunicação com os demais, de modo que possam avaliar suas próprias condições de funcionamento e comunica-los para os seus vizinhos através dos links de comunicação (LAMBIASE, 2012).

Para o monitoramento e controle em tempo real das redes de distribuição são necessários sistemas de gerenciamento, como por exemplo o SCADA (*Supervisory Control and Data Aquisition*). O sistema SCADA é responsável pela supervisão e controle, cujo objetivo é o aperfeiçoamento da operação do sistema elétrico visando a redução de custos operativos.

De acordo com Vaz (2017), o sistema SCADA integra os principais componentes da infraestrutura de automação, dentre eles:

- a) Unidade Terminal Remota (UTR): equipamento responsável pela aquisição dos dados de campo, repassando-os para a estação mestre. Distribui os sinais de comando enviados pela estação mestre;
- b) estação mestre: equipamentos responsáveis pela aquisição e formação de bancos de dados através dos dados coletados pelos equipamentos de campo, como as UTRs;
- c) Interface Homem Máquina (IHM): equipamento utilizado para visualizar dados de medição, estados das chaves e disjuntores e efetuar comandos, sendo responsável pela interação entre o operador e o sistema controlado;
- d) sistema de comunicação canais de comunicação entre a estação mestre e as UTRs.

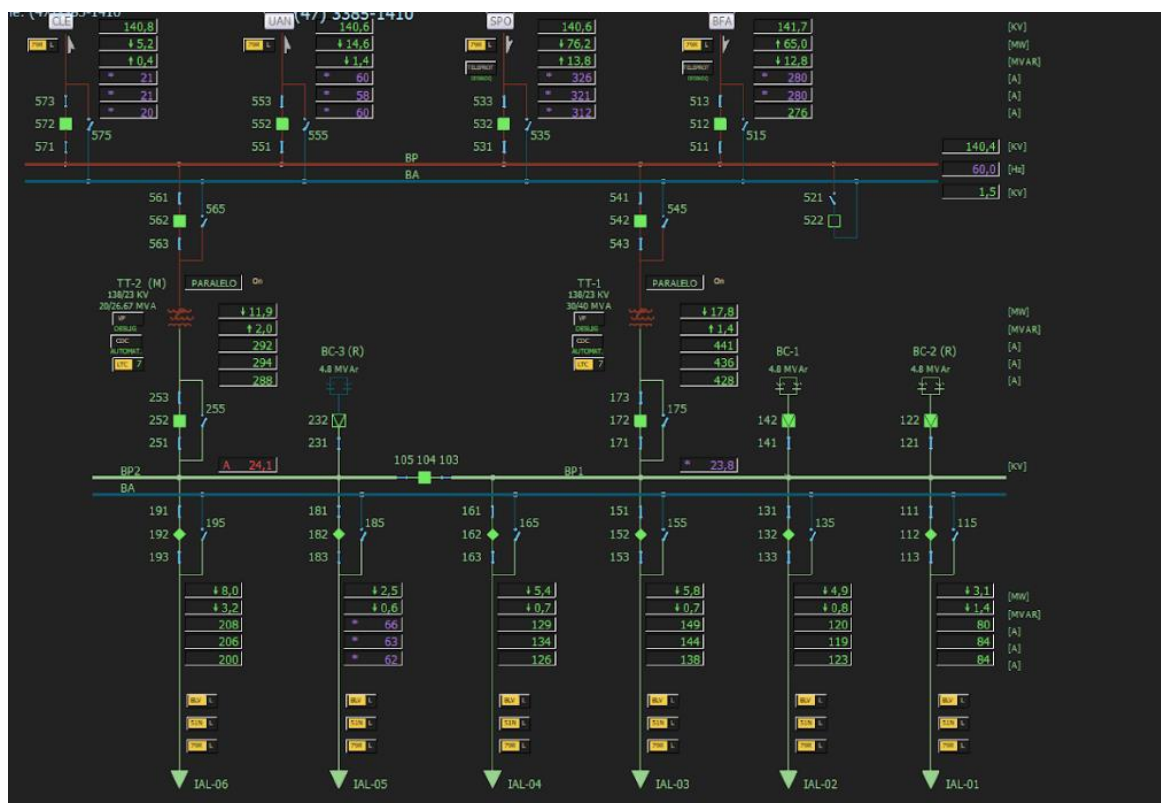
Para o desenvolvimento da automação do sistema de distribuição é necessário que a comunicação tenha um nível de confiabilidade alto, de modo que se tenha a disponibilidade e transferência dos dados e a operação dos equipamentos em tempo real. Além disso, é necessário que se tenha procedimentos de segurança em relação aos dados dos IEDs (*Intelligent Electronic Devices*). De acordo com a norma técnica IEC 61850-1, um IED é qualquer dispositivo que incorpore um ou mais processos com a capacidade de receber e enviar dados para uma fonte externa (VAZ, 2017).

Segundo Sperandio (2008), a automação do sistema de distribuição pode ser dividida em níveis: automação da subestação, automação de chaves de manobra e a integração total. Devido a substituição de relés eletromecânicos por IEDs é possível realizar diversas automações nas subestações, como por exemplo: o monitoramento da tensão e corrente no barramento e na saída dos alimentadores, o controle de tensão e reativos por meio de abertura e fechamento de banco de capacitores e ajuste de tap de transformadores.

A Figura 18 mostra uma interface do sistema SCADA utilizado pela CELESC nas subestações. Esse sistema proporciona uma visualização dinâmica em tempo real da topologia e estado físico de todos os equipamentos das subestações. Além disto, o sistema faz o monitoramento de grandezas elétricas em tempo real,

gerando alarmes ao operador do COD (Centro de Operação de Distribuição) que indicam quando estas estão fora dos limites de operação preestabelecidos.

Figura 18 - Interface de um sistema SCADA



Fonte: Acervo CELESC (2022).

A automação das chaves de manobra se dá com a distribuição de religadores e seccionadores automáticos ao longo do alimentador permitindo a extinção de defeitos, sem afetar o fornecimento de energia elétrica em casos de faltas temporárias, e isolando um trecho menor sob defeito em caso de faltas permanentes. Estes equipamentos permitem a realização de abertura e fechamento de forma remota ou local ou remotamente, visto que muitos muitas já possuem IEDs, permitindo a aferição de parâmetros de rede que são transmitidos ao COD pelas UTRs.

A utilização de sistemas em anel aberto em redes de distribuição permite a diminuição de consumidores afetados em casos de faltas permanentes, sendo a configuração mais empregada em automação de redes de distribuição. O sistema é baseado em um circuito com duas fontes de alimentação possuindo equipamentos NF e NA, como mostrado na Figura 7, podendo partir de uma mesma subestação ou

de subestações diferentes, sendo que o primeiro caso confere menor confiabilidade, visto que, caso haja uma falha na própria subestação ambos os alimentadores ficarão sem suprimento (SPERANDIO, 2008, p. 20).

Os religadores automáticos possuem relés de detecção de sobrecorrente e de falta de tensão e podem operar tanto de forma NA ou NF. A Figura 19 apresenta a interface do sistema SCADA utilizado pela CELESC nos religadores e seccionadores instalados nas redes de distribuição. Com base nestas informações, geradas em tempo real, os operadores podem realizar manobras nos circuitos dos alimentadores a fim de isolar trechos com defeito, alimentar trechos desenergizados através de outro alimentador ou para melhorar parâmetros da rede.

Figura 19 – Interface do Sistema SCADA de religadores de rede de distribuição



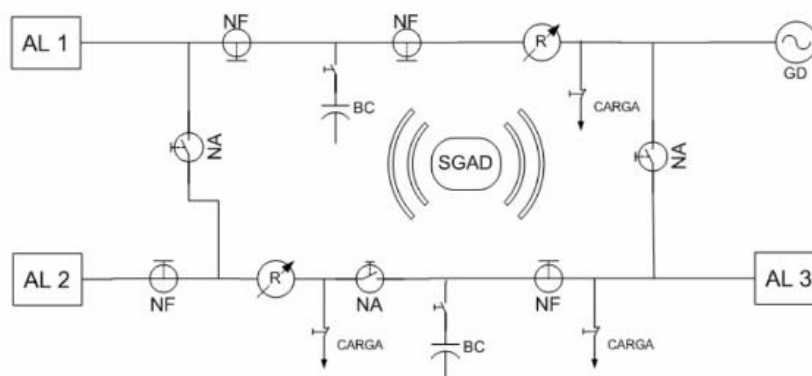
Fonte: Acervo CELESC (2022).

Através deste sistema SCADA é possível gerar gráficos das grandezas elétricas, possibilitando o acompanhamento online dos equipamentos ou até mesmo a pesquisa de um determinado período, como foi realizado neste estudo. Esta funcionalidade do sistema permite a análise de demandas em diferentes dias e horários, bem como a qualidade de energia que está sendo fornecida aos consumidores.

A integração total da automação consiste um Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição (SGAD), como pode ser observado na Figura 20 contendo diversos equipamentos presentes nas redes de distribuição, possibilitando a integração de manobras entre vários sistemas em anel garantindo assim a transferência de carga em situações diversas de carregamento. Este nível de

automação possibilita também a incorporação de controle de tensão através do gerenciamento e controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão, além do controle e monitoramento do consumo de energia de cada consumidor (SPERANDIO, 2008, p. 20).

Figura 20 - Redes de distribuição com SGAD



Fonte: Sperandio (2008).

2.6.2 Sistema *Self-Healing*

O sistema *Self-Healing* é dependente da automação dos equipamentos instalados na rede distribuição, pois trata-se de um sistema que recebe as informações em tempo real. Estas informações são processadas e na ocorrência de uma falta permanente, o sistema é capaz de isolar trechos defeituosos e reconfigurar a rede de distribuição forma automática, sem a necessidade da ação de operadores (NOGUEIRA, 2016).

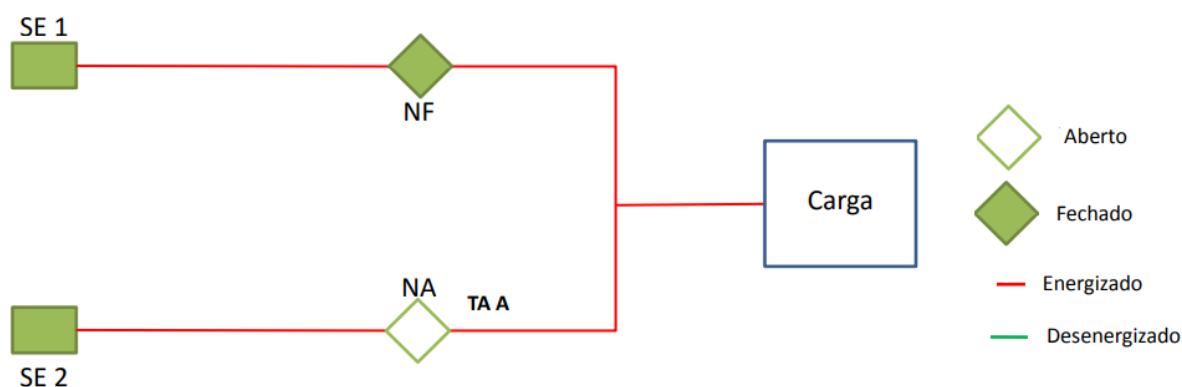
O sistema *Self-Healing* deve realizar transferências de blocos de carga, de forma a restabelecer o fornecimento de energia aos consumidores, considerando as restrições de operação e carregamento dos componentes da rede, a fim de garantir a integridade do sistema e a qualidade da energia. Por isso, antes de ser implementado, este sistema deve ser planejado de forma a avaliar a nova coordenação da proteção do sistema após transferência de carga, bem como a não violação nos limites operacionais.

Para implementação do *Self-Healing* é necessário a utilização de um sistema SCADA, podendo ocorrer com comunicação entre os religadores ou sem comunicação entre os religadores.

2.6.2.1 Self-Healing sem Comunicação entre os religadores

A aplicação de um sistema com *Self-Healing* sem comunicação entre os religadores pode ser observada analisando o exemplo de rede de distribuição apresentado na Figura 21, com dois circuitos distintos provenientes de subestações diferentes interligados por um religador NA e com um religador de proteção NF no circuito da SE1.

Figura 21 - Sistema *Self-Healing* sem comunicação entre os religadores

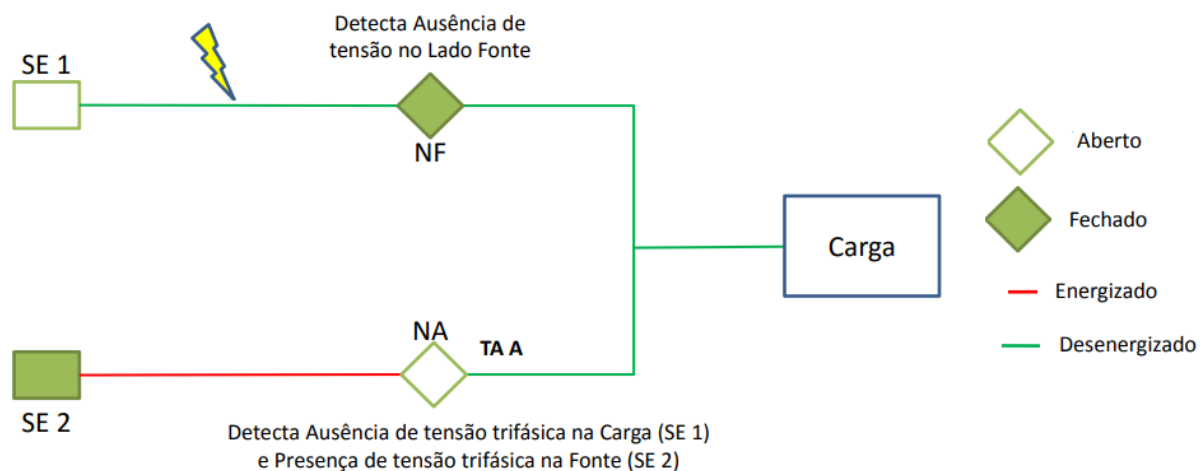


Fonte: Elaboração própria (2022).

Na ocorrência de uma falta permanente a montante do religador NF a proteção da SE 1 atua, interrompendo o fornecimento de energia a todos os consumidores deste alimentador. Após a abertura da proteção da SE 1, o religador NF detecta a ausência de tensão do lado fonte e o religador detecta a ausência de tensão trifásica do lado da carga (SE 1) e a presença de tensão de tensão trifásica na fonte (SE 2), conforme apresentado na Figura 22.

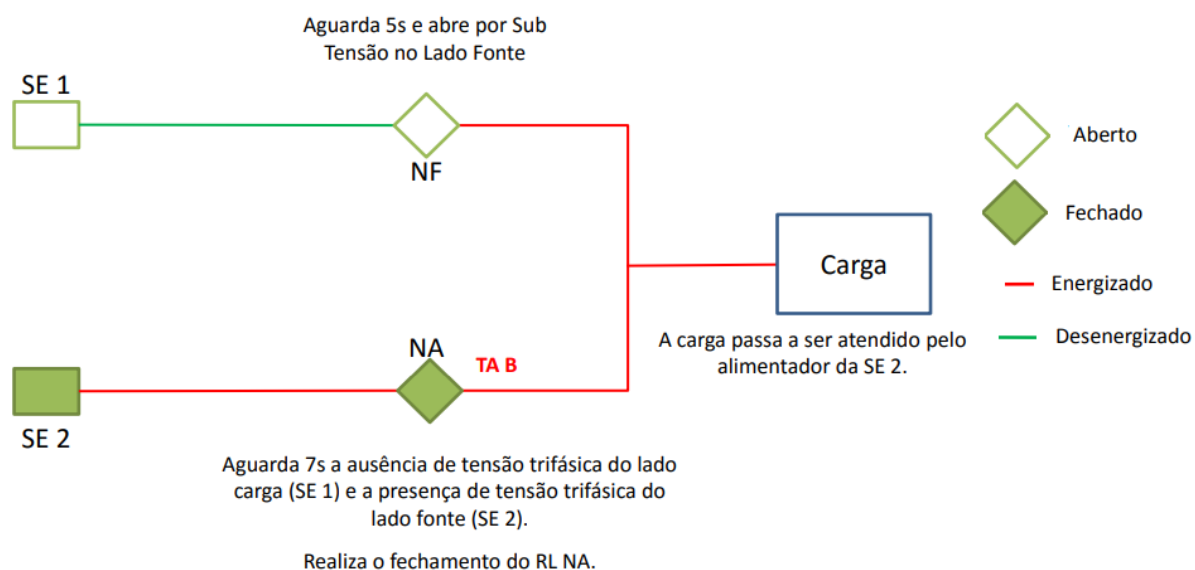
Após um tempo pré-determinado, geralmente 5 segundos, o religador NF realiza a abertura. O tempo pré-determinado para a abertura do religador NF deve ser superior ao tempo total do ciclo de religamento dos religadores a montante. O religador NA, por sua vez, aguarda um tempo pré-determinado, geralmente 7 segundos, e realiza o fechamento. Este tempo deve ser superior ao tempo total do ciclo de religamento dos religadores a montante e a jusante. Com isso, a carga interrompida após o religador NF passa a ser atendida pelo alimentador da SE 2, como mostra a Figura 23.

Figura 22 - Sistema *Self-Healing* sem comunicação entre os religadores em funcionamento



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 23 - *Self-Healing* sem comunicação entre os religadores completo



Fonte: Elaboração própria (2022).

Neste esquema de transferência, como não existe comunicação entre os religadores, a coordenação é feita através do tempo de atuação (abertura do religador NF e fechamento do religador NA) de cada religador. Nos casos de defeitos à jusante do religador NF, haverá uma tentativa de religamento pelo religador NA, não havendo a transferência do bloco de carga.

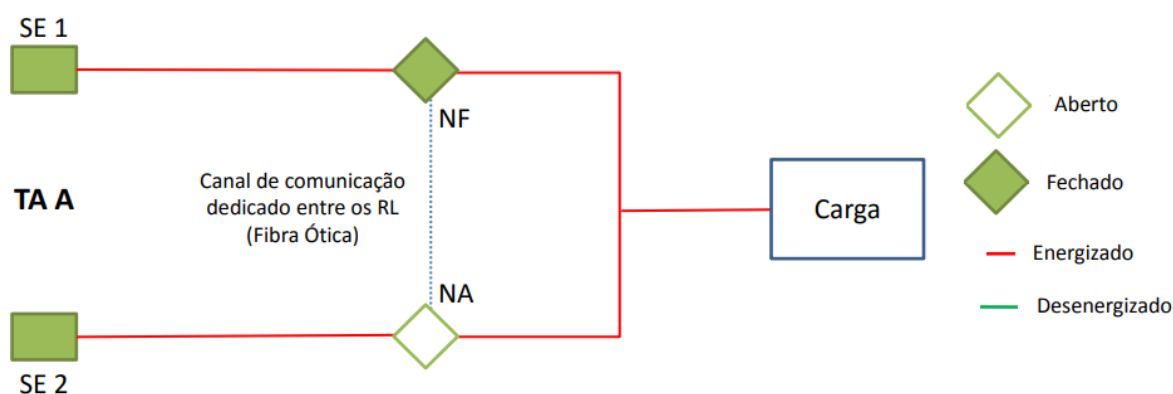
A lógica de transferência de carga é por equipamento. Desta forma, será automaticamente desabilitada nos casos abaixo, individualmente em cada equipamento:

- a) alteração da configuração inicial dos religadores de modo chave para modo proteção ou modo proteção para modo chave;
- b) linha viva ativada;
- c) bloqueio do religamento automático;
- d) operação de abertura ou fechamento dos religadores (telecomando ou via painel).

2.6.2.2 Self-Healing com Comunicação entre os Religadores

A aplicação de um sistema com *Self-Healing* com comunicação entre os religadores pode ser observada analisando o exemplo de rede de distribuição apresentado na Figura 24, com dois circuitos distintos provenientes de subestações diferentes interligados por um religador NA e com um religador de proteção NF no circuito da SE1.

Figura 24 – Sistema *Self-Healing* com comunicação entre os religadores

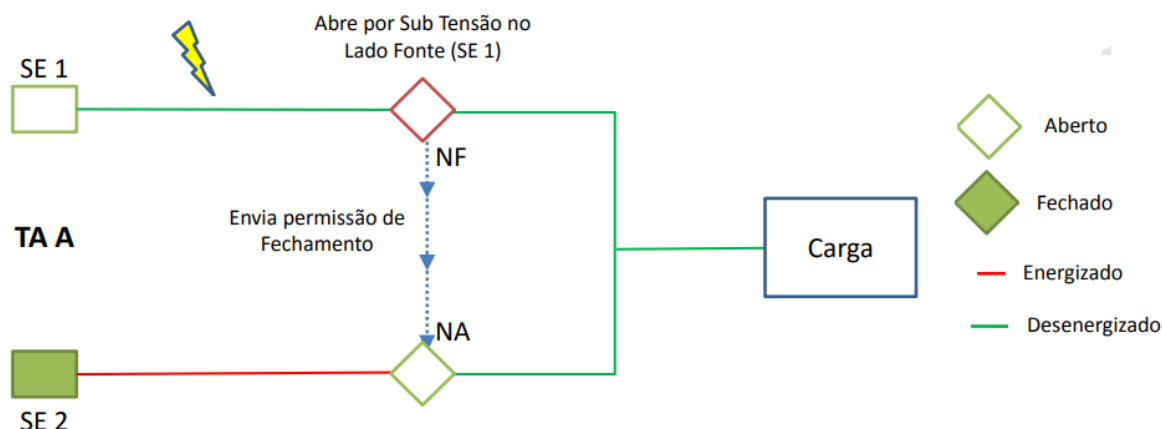


Fonte: Elaboração própria (2022).

Na ocorrência de uma falta permanente a montante do religador NF a proteção da SE 1 atua, interrompendo o fornecimento de energia a todos os consumidores deste alimentador. Após a abertura da proteção da SE 1, o religador NF detecta a ausência de tensão do lado fonte, abre por sub tensão e envia a permissão de fechamento para o religador NA, conforme apresentado na Figura 25.

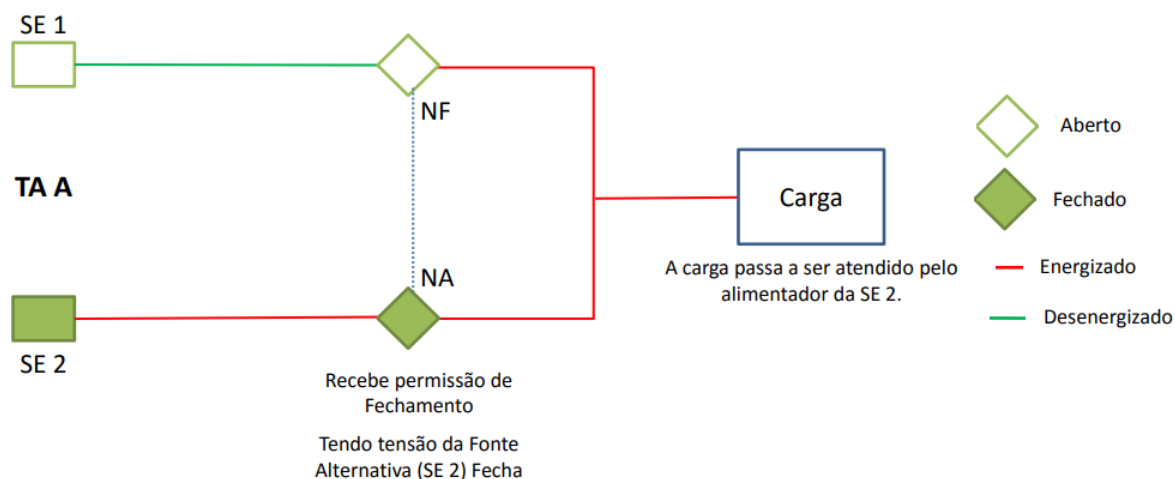
Pelo canal de comunicação dedicado entre os religadores, o religador NA recebe o comando para iniciar processo de fechamento. Caso a função de transferência automática esteja habilitada, o mesmo realizará operação de fechamento, fazendo com que a carga interrompida após o religador NF passa a ser atendida pelo alimentador da SE 2, como mostra a Figura 26.

Figura 25 - Self-Healing com comunicação entre os religadores em funcionamento



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 26 - Self-Healing com comunicação entre os religadores completo



Fonte: Elaboração própria (2022).

Neste esquema de transferência, como existe comunicação entre os religadores, em casos de faltas permanentes à jusante do religador NF, não haverá uma tentativa de religamento pelo religador NA, pois este não terá recebido a permissão de fechamento pelo religador NF. A transferência de carga será automaticamente desabilitada nos seguintes casos:

- a) caso ocorra uma falta no bloco de carga a jusante do religador NF;
- b) perda do *link* de comunicação de qualquer religador dentro um determinado sistema de transferência de cargas;
- c) falha interna de um dos religadores;
- d) alteração da configuração inicial dos religadores de modo chave para modo proteção ou modo proteção para modo chave;
- e) linha viva ativada;
- f) bloqueio do disparo à terra;
- g) bloqueio do religamento automático;
- h) operação de abertura ou fechamento dos religadores (telecomando ou via painel).

2.7 Confiabilidade e Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica

“Confiabilidade em engenharia pode ser definida como a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento executar funções pré-fixadas, durante um determinado período de tempo e sob certas condições operativas” (ANDRADE, 2007, p. 10).

Para Brown (2002), a confiabilidade da distribuição é um problema particular da qualidade da energia. Segundo ele, a qualidade da energia é reduzida quando há presença de perturbações como: distorções harmônicas, cintilação, variações temporárias de amplitude da tensão (*sag* e *swell*), ruídos, transitórios, variações de frequência. Uma possibilidade de mensuração da confiabilidade é o cálculo de indicadores de confiabilidade.

A qualidade de energia é um termo ambíguo que significa muitas coisas para muitas pessoas. Do ponto de vista do cliente, um problema de qualidade de energia pode ser definido como qualquer condição de fornecimento de energia elétrica que cause mau funcionamento dos aparelhos elétricos ou que impeça o seu uso. Do ponto de vista da concessionária, um problema de qualidade de energia

pode ser percebido como não conformidade com alguns padrões, como por exemplo: tensão eficaz ou harmônicos (BROWN, 2002).

Conforme Pazzini (2002, p. 9) relata em seu trabalho, “o agente regulador deve estabelecer indicadores que retratem o sentimento do cliente quanto ao produto que está recebendo” de modo a aferir a qualidade da energia elétrica. Segundo ele, devem ser estabelecidos padrões de comparação para avaliar e/ou punir se não for apresentado um nível mínimo de qualidade.

Por meio dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), especificamente o Módulo 8, a ANEEL estabelece os procedimentos relativos à qualidade do produto oferecido e a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras.

2.7.1 Qualidade do Produto

A qualidade do produto define os conceitos envolvidos, estabelece os indicadores e limites ou valores de referência, além de definir a metodologia de medição e a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e transitório (ANEEL, 2021b).

As concessionárias de distribuição de energia elétrica necessitam manter estes indicadores sempre dentro das metas estabelecidas pela ANEEL com a finalidade de evitar multas e ressarcimentos aos consumidores.

A Tabela 1 traz as faixas de classificação de tensões em regime permanente para os pontos de conexão em tensão nominal inferior a 2,3 kV atendidos em 380/220V, que é o caso dos consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição pela CELESC, concessionária de energia responsável pelos alimentadores do estudo de caso.

Tabela 1 – Faixa de classificação de tensões em regime permanente

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b).

2.7.2 Qualidade do Serviço

A qualidade do serviço define os conjuntos de unidades consumidoras, define os conceitos envolvidos, define os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades (ANEEL, 2021b).

A ANEEL (2021b) considera que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% (setenta por cento) da tensão nominal. Dentro desta visão a ANEEL (2021a) segmenta os conceitos de interrupção em:

- a) interrupção momentânea de tensão: toda interrupção do sistema elétrico com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos;
- b) interrupção temporária de tensão: toda interrupção do sistema elétrico com duração superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos;
- c) interrupção de longa duração: toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos;
- d) interrupção programada: interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da distribuidora ou transmissora;
- e) interrupção não programada: interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores motivada por desligamentos não programados de componentes do sistema elétrico;

- f) interrupção de emergência: desligamento manual de equipamento ou linha quando não há tempo hábil para comunicação com o centro de operação, realizado para evitar danos ao equipamento ou à linha e risco para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o meio ambiente ou para o sistema;
- g) interrupção de urgência: interrupção deliberada no sistema elétrico da distribuidora, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços;
- h) interrupção em situação de emergência: interrupção originada no sistema de distribuição, motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela distribuidora.

Os dados relativos às ocorrências emergenciais devem ser apurados através de meios auditáveis, sendo necessário se ter disponível a data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência, da autorização do deslocamento da equipe de atendimento, da chegada da equipe e do reestabelecimento do fornecimento de energia para UC. Também se faz necessário se ter um número identificador de ordem da ocorrência, a identificação da forma que a empresa tomou conhecimento da ocorrência, o fato gerador da interrupção e coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência (ANEEL, 2021b).

Tais informações relativas de cada ocorrência emergencial devem ser armazenadas, em meio digital, por um período mínimo de 10 (dez) anos

2.8 Indicadores de Continuidade

Por meio dos indicadores de continuidade pode ser verificada a qualidade do fornecimento de energia elétrica. As distribuidoras devem assegurar o fornecimento de energia a todos os consumidores dentro dos indicadores de continuidade impostos pelo órgão regulador. A ANEEL, os consumidores e as distribuidoras podem avaliar a qualidade e continuidade do serviço prestado através do controle das interrupções, cálculo e divulgação dos indicadores (ANEEL, 2021b).

De acordo com a ANEEL (2021a) os indicadores de continuidade são uma representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a análise comparativa dos padrões estabelecidos com a continuidade apurada.

Os indicadores de continuidade mais utilizados no Brasil podem ser divididos em dois grupos: os indicadores individuais e indicadores coletivos. Eles são calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais.

2.8.1 Conjuntos de Unidades Consumidoras

Os indicadores de continuidade coletivos são mensurados e avaliados pela ANEEL em conjuntos de unidades consumidoras (UCs) pré-definidos. Segundo ANEEL (2021b), os conjuntos elétricos de unidades consumidoras são definidos por Subestação de Distribuição (SED) e contemplam as redes de média tensão da distribuidora a jusante da SED.

Conforme ANEEL (2021b), alguns preceitos para o agrupamento das unidades consumidoras em conjuntos devem ser respeitados também. São eles:

- a) as SEDs com número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 (mil) consumidores devem ser agregadas a outros conjuntos;
- b) as SEDs com número de unidades consumidoras entre 1000 (mil) e 10.000 (dez mil) consumidores podem ser agregadas a outros conjuntos;
- c) é vedada a agregação de duas ou mais SEDs com número de unidades consumidoras acima 10.000 (dez mil) consumidores;
- d) só podem ser agrupadas SEDs que sejam adjacentes;
- e) poderão ser divididas em diferentes conjuntos, conforme aprovação da ANEEL, SEDs com redes subterrâneas e SEDs com redes aéreas, desde que os conjuntos apresentem mais que 1.000 (mil) unidades consumidoras;
- f) para as redes em média tensão que não possuam subestação com primário em alta tensão, o conjunto deve englobar as redes de média

tensão da propriedade da distribuidora até o ponto de conexão com o agente supridor;

- g) todos os consumidores e centrais geradoras atendidos em baixa e média tensão devem pertencer ao mesmo conjunto em que a sua SED está designada.

2.8.2 Indicadores de Continuidade Individuais

Os indicadores de continuidade mais conhecidos são o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) e o DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão).

O DIC e o FIC indicam o número de horas e o número de vezes que uma unidade determinada consumidora permaneceu sem o fornecimento de energia elétrica durante um período de tempo considerado. Já o DMIC é um indicador que estabelece o tempo da máxima interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo.

De acordo com ANEEL (2021b), o DIC, FIC e o DMIC podem ser definidos conforme as Equações (1), (2) e (3), respectivamente.

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

$$FIC = n \quad (2)$$

$$DMIC = t(i)_{\max} \quad (3)$$

Onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i)max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

Outro indicador de continuidade individual importante é o DICRI (Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) que representa o número de horas que uma unidade determinada consumidora permaneceu sem o fornecimento de energia elétrica durante um período de tempo em um dia crítico.

Segundo ANEEL (2021a), o dia crítico é definido como aquele no qual a quantidade de ocorrências emergenciais em um determinado conjunto elétrico ultrapasse determinado limite, estabelecido como a média mais três desvios padrões, dos valores diários verificados nos 24 meses anteriores. O DICRI pode ser calculado conforme a Equação (4).

$$\text{DICRI} = t_{\text{crítico}} \quad (4)$$

Onde:

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

2.8.3 Indicadores de Continuidade Coletivos

Os indicadores de continuidade coletivos mais conhecidos são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). O DEC indica o número de horas que, em média, uma unidade consumidora permaneceu sem o fornecimento de energia elétrica durante um período. Já o FEC indica o número de interrupções que, em média, ocorreu em determinada unidade consumidora.

Estes indicadores são calculados de forma mensal e integralizados no período de um ano. De acordo com ANEEL (2021b), o DEC e o FEC podem ser definidos conforme as Equações (5) e (6), respectivamente.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (5)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (6)$$

Onde:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

NUC = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de hora; e

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

De acordo com a ANEEL (2021b), na apuração dos indicadores DEC, FEC, DIC e FIC 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 e que afete somente sua unidade consumidora;
- c) interrupção em Situação de Emergência;
- d) suspensão por inadimplemento do consumidor;
- e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora 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.

3 ESTUDO DE CASOS

Neste capítulo serão apresentados os efeitos da alocação dos religadores automáticos em três alimentadores da CELESC Distribuição S.A., sob o ponto de vista de melhoria dos indicadores de continuidade. Será analisada a evolução dos indicadores de continuidade, antes e depois da alocação de religadores automáticos, comparando os dados dos indicadores obtidos com as atuações dos religadores e correlacionando os dados.

3.1 A CELESC Distribuição

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) é uma sociedade de economia mista nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. Fundada em 1955, consolidou-se ao longo dos anos como uma das maiores empresas do setor elétrico brasileiro, com reconhecimento nacional e internacional pela qualidade dos seus serviços e por suas ações nos campos técnico, econômico, ambiental e social (CELESC, 2022d).

A CELESC Distribuição foi criada em outubro de 2006, a partir da desverticalização das atividades de geração e distribuição de energia elétrica exercidas pela CELESC, em atendimento ao marco regulatório do Setor Elétrico Nacional. Naquele ano, a CELESC passou a operar no formato de *holding*, com duas subsidiárias integrais: a CELESC Geração S.A e a CELESC Distribuição S.A. (CELESC, 2022d).

A CELESC é responsável pelo atendimento total ou parcial de distribuição de energia elétrica a 285 municípios, sendo que 264 municípios constam no contrato de concessão e os demais se localizam em áreas de concessões de outras distribuidoras. Com isso, a CELESC fornece energia elétrica a 3.273.375 unidades consumidoras (julho/2022). A empresa mantém parceria com cooperativas de eletrificação rural e outras concessionárias que atuam no Estado, sendo quatro concessionárias e 20 permissionárias (CELESC, 2022a).

A empresa também é responsável por administrar um sistema elétrico de alta tensão que possui aproximadamente 5 mil quilômetros de linhas de distribuição de 138 kV e 69 kV. Além disto, conta com cerca de 318 transformadores de potência

e uma capacidade instalada de 7,8 GVA. Contudo a demanda máxima registrada foi de 5,37 GVA (CELESC, 2022a).

3.2 Escolha dos Alimentadores para o Estudo de Caso

A escolha dos alimentadores para os quais foram realizados o estudo de casos foi feita de forma minuciosa, de modo a garantir a maior confiabilidade possível dos dados aqui apresentados. Um dos motivos que levaram a escolha destes alimentadores foi o fato deles apresentarem uma quantidade significativa de atuações ao longo dos anos, tanto antes como depois da alocação de religadores automáticos, o que nos faz fugir de situações mais esporádicas.

Buscou-se também fazer a análise de um período de tempo de no mínimo dois anos, suficiente para evitar situações específicas, como por exemplo no verão, onde o índice de tempestades e descargas atmosféricas é mais elevado, podendo provocar mais faltas na rede de distribuição do que em outras épocas do ano.

Outro fator que foi levado em conta na hora da escolha dos alimentadores foi a permanência dele no mesmo conjunto de unidades consumidoras durante o período de dados apurados, fato que dá mais clareza na análise desenvolvida, pois uma grande variação no número de UCs do conjunto resultaria em um DEC e FEC bem diferente do apurado, podendo dar uma distorção do real impacto nos indicadores.

A disponibilidade da variação do número de UCs do conjunto ao qual os alimentadores selecionados pertencem também foi levada em consideração para a escolha dos alimentadores, visto que tais números impactam diretamente no DEC e FEC e possibilitam uma análise mais coerente.

Também se verificou aqueles alimentadores e religadores que possuíam a quantidade exata de consumidores no momento da ocorrência, afim de se fazer uma estimativa mais próxima da realidade possível do impacto causado pela alocação de religadores automáticos na rede de distribuição.

A alteração no percurso dos alimentadores altera a confiabilidade dos mesmos, visto que alguns trechos de alimentadores possuem, historicamente, maior

índice de ocorrência de interrupções. Portanto, buscou-se alimentadores que não sofreram mudanças significativas em seus traçados nos últimos anos.

Por fim, levando em conta todos os motivos supracitados, foram selecionados três alimentadores com topologias diferentes e em locais distintos, de modo a se verificar o comportamento dos indicadores de continuidade após a alocação de religadores automáticos em diferentes situações. Os alimentadores selecionados foram: Itajaí Itaipava 02 (IIA02), Siderópolis 01 (SRS01) e Indaial 02 (IAL02).

3.3 Obtenção dos Dados das Atuações

Os dados das atuações dos alimentadores que são objetos de estudo deste trabalho foram obtidos através da base de dados da CELESC. Nele são encontrados dados de todas as ocorrências de no mínimo 10 anos atrás, contendo todos os dados exigidos pela ANEEL. As causas das atuações são tratadas com códigos, sendo os principais apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Código das causas de atuações

Código	Causa	Descrição
2	Acidental - Alta Tensão de Distribuição CELESC	São as interrupções motivadas por falhas ou ocorrências em componentes situados na rede básica da Celesc, SEs e linhas em tensões típicas acima de 69 kV e inferior a 230 kV.
4	Programada - Manutenção Corretiva	São interrupções programadas efetuadas no Sistema de Distribuição com a finalidade de se proceder ao restabelecimento das condições normais dos equipamentos ou instalações, corrigindo ou adequando aos padrões técnicos da Celesc.
5	Programada - Alteração para ampliação	São as interrupções programadas efetuadas com a finalidade de expansão e reforço do Sistema Elétrico de Distribuição.
6	Programada - Alteração para melhoria	São as interrupções programadas efetuadas no Sistema de Distribuição que visem alterar ou sustentar as características técnicas da rede através de modificações parciais ou totais no sistema elétrico existente.
9	Acidental- AT Externa Sistema Distribuição CELESC	São as interrupções motivadas por falhas ou ocorrências em componentes situados fora do sistema de distribuição da Celesc.
60	Poste Avariado	São interrupções ou intervenções ocasionadas por poste caído, podre, fora de prumo etc.
61	Abalroamento	São interrupções ou intervenções ocasionadas por abalroamento em postes.
62	Vegetação na Rede	São interrupções ou intervenções ocasionadas por vegetação em geral (árvores, arbustos, galhos, trepadeiras, etc.).

67	Jamper ou Fly-Tap Partido	São interrupções ou intervenções ocasionadas por jamper ou fly-tap partido.
69	Isolador com Defeito ou Avariado	São interrupções ou intervenções ocasionadas por isolador quebrado, vazamento, perfurado e trincado em redes e linhas de distribuição.
70	Descarga Atmosférica	São interrupções ocasionadas por surtos de tensão no Sistema de Distribuição devido às descargas atmosféricas nas linhas ou em suas proximidades.
72	Meio Ambiente Animal	São interrupções ou intervenções ocasionadas por animais que acarretam fugas de correntes para a terra, curto circuito entre fases, desligamento de chave fusível, etc.
73	Terceiros	São interrupções ou intervenções ocasionadas por atos voluntários (vandalismo) ou involuntários, de pessoas estranhas as empresas e devido a erros na execução de serviços específicos na rede e/ou linhas de distribuição por elementos da empresa (linha viva e outros) ou empreiteiras contratadas. Exemplos: (bola, pipa).
74	Defeito em Condutor	São interrupções ou intervenções ocasionadas somente por fadiga do material.
76	Falha em Chave Fusível	São interrupções ou intervenções ocasionadas somente por falha do material ou dos componentes que compõem a chave-fusível.
78	Outros Componentes	São interrupções ou intervenções ocasionadas por defeito ou falha em componentes não contemplados anteriormente e pertencentes a redes e linhas de distribuição (regulador de tensão, religador, seccionizador, capacitor, fio de amarração, estai, etc.).
79	Não Identificada	São interrupções ocasionadas por causas de natureza desconhecida.
80	Vegetação Fora da Faixa	São interrupções ou intervenções ocasionadas por vegetação (árvores, arbustos, galhos, eucalipto, etc.) fora da faixa de passagem da rede de distribuição.
81	Outros, Ocorrências em Rede	São interrupções ou intervenções ocasionadas por causas cuja natureza seja conhecida e não se enquadra nas anteriores.
82	Isolador Sujo	São interrupções ou intervenções por poluição no isolador.
83	Isolador - Meio Ambiente Clima (salitre, neve)	São interrupções ou intervenções por salitre ou neve.
87	Condição Climática Adversa	São interrupções ocasionadas por vento tempestade, tufão, temporal, ciclone.
90	Má Conexão na Rede Primária	São interrupções ou intervenções ocasionadas por má conexão em componentes que fazem parte da rede média tensão do sistema de distribuição. Ex.: Má conexão na entrada de chave,
95	Abalroamento Cabo Telefônico	São interrupções ou intervenções ocasionadas por abalroamento em cabo telefônico.

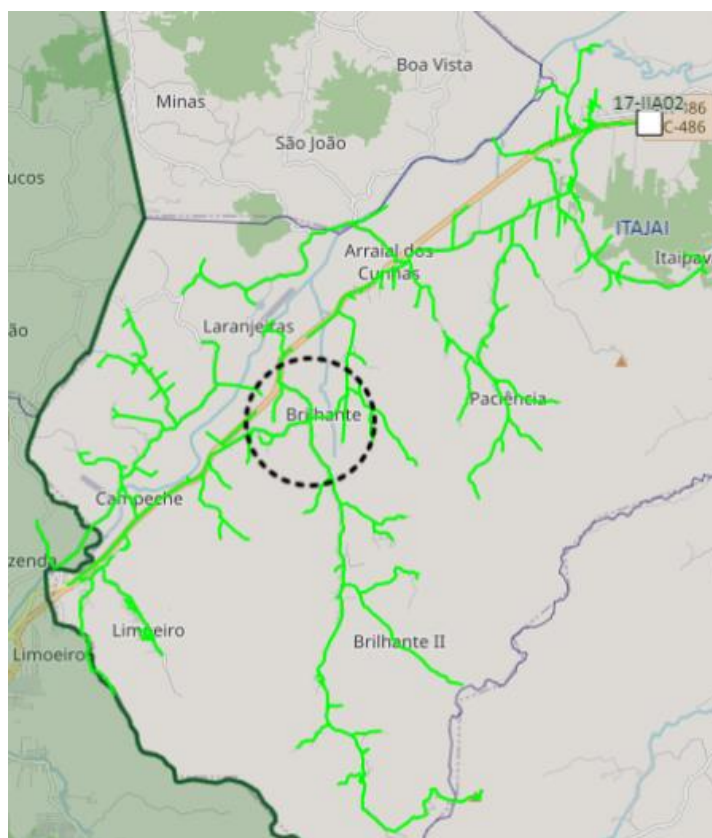
Fonte: Adaptado de CELESC (2022c)

3.4 Alimentador IIA02

O alimentador IIA02 está localizado no município de Itajaí e atende alguns bairros, como por exemplo: Laranjeiras, Paciência, Brilhante I, Brilhante II, Campeche, Arraial dos Cunhas, entre outros. Este alimentador pertence ao conjunto

de UCs Itajaí Itaipava. Neste alimentador foram avaliadas as atuações do religador 587, que possui atualmente 530 UCs conectadas em seu trecho. O religador 587 foi instalado em novembro de 2017, no bairro Brilhante, no local onde se encontrava instalada a chave fusível 4016. A Figura 27 apresenta o trajeto do alimentador IIA02, tendo como ponto destacado em círculo a localização do religador 587.

Figura 27 - Alimentador IIA02



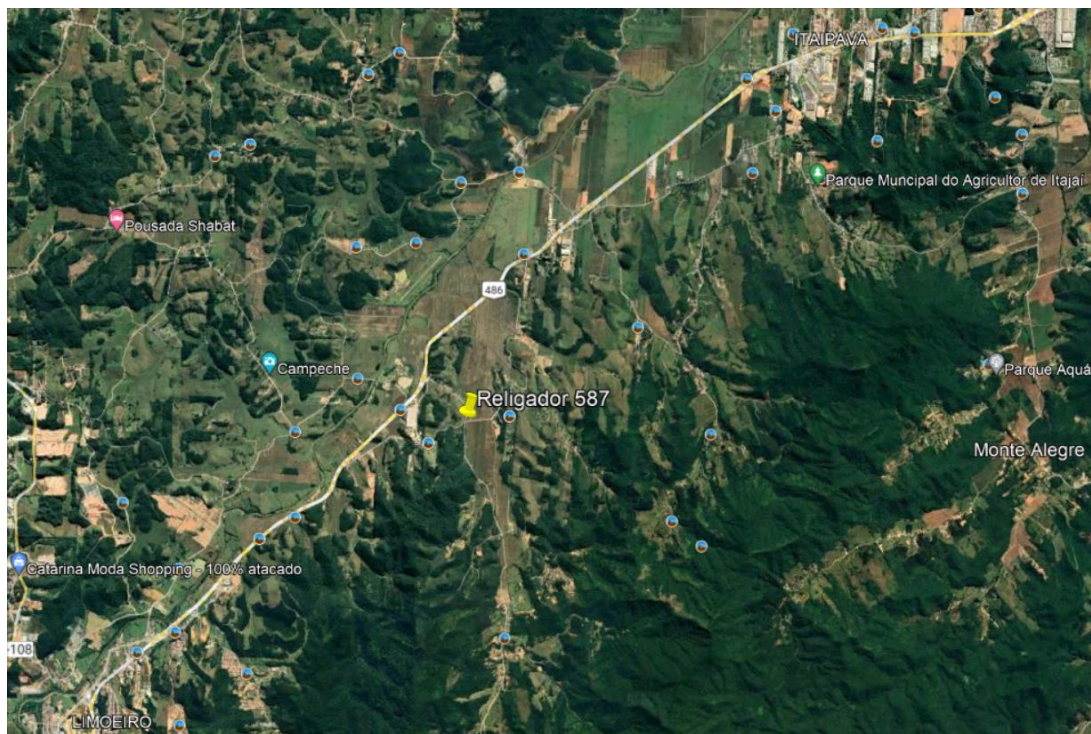
Fonte: Adaptado de CELESC (2022b).

Como é possível observar na Figura 27 o alimentador IIA02 é bem ramificado e longo. O circuito do religador 587 é um sistema radial, possuindo apenas chaves fusíveis nos ramais a jusante. A Figura 28 exibe uma imagem de satélite da região onde se localiza o alimentador IIA02, bem como o curso dos grandes rios, relevo, algumas estradas principais, zonas com vegetação densa e áreas rurais do município. A Figura 29 apresenta o religador instalado no local.

Por meio da Figura 28 e da Figura 29 percebe-se que a região é predominantemente rural com forte presença de vegetação nativa em alguns pontos. Nota-se também que a rede de distribuição é aérea convencional, com condutores

nus. Pode-se observar também que as estradas se encontram asfaltadas, o que facilita o acesso das equipes emergenciais em atendimentos de ocorrências.

Figura 28 – Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador IIA02



Fonte: Adaptado de Google (2022a).

Figura 29 - Religador 587 no local



Fonte: Adaptado de Google (2022d).

3.4.1 Obtenção dos Dados das Atuações

Como já supracitado, no alimentador IIA02 foram analisados os dados das atuações do religador 587, que foi instalado no local onde se encontrava a chave fusível 4016. A Tabela 3 apresenta os dados de todas as atuações do religador 587, desde a sua instalação em novembro de 2017 até outubro de 2022.

Tabela 3 - Dados das atuações do religador 587

Início da Ocorrência	Final da Ocorrência	Causa	Dia Crítico	UCs Afetadas	UCs Conjunto	DEC (h)	FEC
17/06/2022 07:06	17/06/2022 08:08	80	NÃO	511	49.486	0,01067	0,01032
05/02/2022 16:48	05/02/2022 20:04	87	NÃO	491	48.879	0,03281	0,01004
18/01/2022 02:11	18/01/2022 02:43	67	NÃO	489	48.737	0,00535	0,01003
17/01/2022 20:05	17/01/2022 22:45	87	SIM	489	48.737	0,02675	0,01003
19/11/2021 21:16	19/11/2021 21:51	82	SIM	486	47.213	0,006	0,01029
19/11/2021 19:56	19/11/2021 21:01	62	SIM	486	47.213	0,01115	0,01029
09/10/2021 06:25	09/10/2021 09:27	83	NÃO	477	47.087	0,03072	0,01013
20/09/2021 05:47	20/09/2021 09:40	74	NÃO	473	46.849	0,03921	0,01010
18/08/2021 15:19	18/08/2021 16:01	79	NÃO	465	46.528	0,00699	0,00999
09/06/2021 02:59	09/06/2021 11:06	87	SIM	465	46.417	0,08131	0,01002
08/06/2021 23:12	09/06/2021 01:58	62	NÃO	464	46.417	0,02765	0,00999
14/04/2021 05:48	14/04/2021 07:37	62	NÃO	459	46.138	0,01807	0,00994
08/03/2021 14:01	08/03/2021 19:11	61	NÃO	455	45.984	0,05112	0,00989
08/03/2021 22:24	08/03/2021 23:12	61	NÃO	455	45.984	0,00791	0,00989
26/02/2021 10:46	26/02/2021 22:38	62	NÃO	449	45.842	0,11622	0,00979
23/02/2021 16:38	23/02/2021 23:12	62	SIM	449	45.842	0,06431	0,00979
15/02/2021 18:43	15/02/2021 22:14	87	NÃO	449	45.842	0,03444	0,00979
06/01/2021 09:25	06/01/2021 11:00	73	NÃO	449	45.706	0,01555	0,00982
13/12/2020 23:52	14/12/2020 04:49	87	NÃO	451	45.573	0,04899	0,00990
03/11/2020 19:20	03/11/2020 21:10	87	NÃO	448	45.440	0,01807	0,00985
15/08/2020 05:24	15/08/2020 19:12	87	SIM	433	44.585	0,13402	0,00971
30/06/2020 15:55	01/07/2020 01:35	87	NÃO	433	44.262	0,09457	0,00978
20/06/2020 10:56	20/06/2020 15:14	61	NÃO	426	44.262	0,04146	0,00961
02/06/2020 15:28	02/06/2020 15:43	79	SIM	426	44.262	0,0024	0,00962
20/04/2020 16:19	20/04/2020 16:57	95	NÃO	419	44.220	0,006	0,00947
24/03/2020 17:40	24/03/2020 18:15	67	NÃO	417	44.029	0,00552	0,00947

09/02/2020 14:30	09/02/2020 20:00	62	NÃO	414	43.919	0,05184	0,00942
24/05/2019 05:19	24/05/2019 10:25	79	NÃO	414	43.215	0,04885	0,00958
16/05/2019 04:48	16/05/2019 08:01	79	NÃO	412	43.215	0,03066	0,00953
09/05/2019 04:41	09/05/2019 08:10	79	NÃO	409	43.215	0,03296	0,00946
06/05/2019 07:48	06/05/2019 09:59	61	NÃO	409	43.215	0,02066	0,00946
06/05/2019 15:04	06/05/2019 17:00	61	NÃO	409	43.215	0,01829	0,00946
02/05/2019 02:34	02/05/2019 05:45	79	NÃO	409	43.215	0,03012	0,00946
28/04/2019 09:44	28/04/2019 10:37	62	NÃO	408	42.979	0,00838	0,00949
07/04/2019 04:21	07/04/2019 08:49	81	NÃO	408	42.979	0,0424	0,00949
06/04/2019 20:50	06/04/2019 21:23	79	NÃO	408	42.979	0,00522	0,00949
04/03/2019 00:10	04/03/2019 01:14	78	NÃO	408	42.766	0,01017	0,00954
20/02/2019 12:39	20/02/2019 15:28	62	NÃO	409	42.760	0,02694	0,00956
17/02/2019 09:05	17/02/2019 10:30	79	NÃO	409	42.760	0,01355	0,00956
11/02/2019 19:58	11/02/2019 21:36	80	SIM	407	42.760	0,01554	0,00951
24/01/2019 10:05	24/01/2019 15:36	70	NÃO	406	42.565	0,05261	0,00953
10/01/2019 06:19	10/01/2019 07:22	79	NÃO	406	42.565	0,01001	0,00953
20/12/2018 00:58	20/12/2018 04:17	87	NÃO	398	41.525	0,03178	0,00958
17/11/2018 05:39	17/11/2018 08:17	72	NÃO	395	41.541	0,02503	0,0095
06/10/2018 22:51	07/10/2018 00:15	79	NÃO	393	41.534	0,01324	0,00946
22/08/2018 18:24	22/08/2018 21:04	80	NÃO	392	41.297	0,02531	0,00949
16/08/2018 07:49	16/08/2018 09:19	72	NÃO	392	41.297	0,01423	0,00949
09/08/2018 17:05	09/08/2018 19:14	90	NÃO	392	41.297	0,0204	0,00949
19/05/2018 16:55	19/05/2018 17:48	67	SIM	384	41.020	0,00827	0,00936
19/05/2018 01:03	19/05/2018 09:20	62	SIM	384	41.020	0,07754	0,00936
01/05/2018 20:00	01/05/2018 21:13	62	NÃO	383	41.020	0,01135	0,00933
26/04/2018 10:41	26/04/2018 15:04	61	NÃO	386	40.951	0,04131	0,00942
24/03/2018 02:45	24/03/2018 03:07	67	NÃO	388	40.808	0,00348	0,0095
23/03/2018 17:22	23/03/2018 19:58	79	NÃO	388	40.808	0,02472	0,0095
03/11/2017 09:38	03/11/2017 13:38	79	NÃO	389	41.005	0,03794	0,00948

Fonte: Elaboração própria (2022).

Observa-se que a Tabela 3 apresenta a evolução das UCs conectados no trecho a jusante do religador, bem como a evolução da quantidade de UCs do conjunto ao qual o alimentador pertence. Também é apresentada a data e hora do início da ocorrência e do seu final, bem como a causa desta ocorrência. Através destes dados é possível realizar o cálculo do DEC, conforme a Equação (5).

Como exemplo de cálculo toma-se a ocorrência do dia 18/01/2022. Esta ocorrência teve início às 02h11min e final às 02h43min, totalizando 32min de interrupção do fornecimento de energia elétrica. Como o DEC é calculado em horas deve-se fazer esta conversão dos minutos em horas, conforme a Equação (7).

$$h = \text{min} / 60 \quad (7)$$

Onde:

h = duração da ocorrência, em horas;

min = duração da ocorrência, em minutos;

Com isso, tem-se:

$$h = 32 / 60$$

$$h = 0,5333 \text{ horas}$$

Nesta ocorrência 489 UCs, de um total de 48.737 UCs, ficaram sem energia elétrica durante um período de 0,5333 horas. Aplicando isto na Equação (5) tem-se

$$DEC = \frac{(489 * 0,5333)}{48.737}$$

$$DEC = 0,00535 \text{ horas}$$

Realizando o mesmo procedimento supracitado, foi calculado o DEC para as demais ocorrências, cujos resultados estão na Tabela 3. A Tabela 3 também apresenta se ocorrência aconteceu em dia crítico, e em caso afirmativo os indicadores desta ocorrência são expurgados, de acordo com ANEEL (2021b).

Para o cálculo do FEC utilizou-se a Equação (6), portanto para a ocorrência do dia 18/01/2022 tem-se:

$$FEC = \frac{489}{48.737}$$

$$FEC = 0,01003$$

Realizando o mesmo procedimento supracitado, foi calculado o FEC para as demais ocorrências, cujos resultados estão na Tabela 3. A Tabela 4 apresenta os dados das atuações da chave fusível 4016 do período de 2014 até a sua retirada de operação, em novembro de 2017, para a sua substituição pelo religador 587.

Tabela 4 - Dados das atuações da chave fusível 4016

Início da Ocorrência	Final da Ocorrência	Causa	Dia Crítico	UCs Afetadas	UCs Conjunto	DEC (h)	FEC
26/10/2017 10:33	26/10/2017 15:32	72	NÃO	368	40.744	0,04501	0,00903
13/10/2017 18:08	13/10/2017 23:20	79	NÃO	368	40.744	0,04697	0,00903
08/10/2017 07:48	08/10/2017 10:35	79	NÃO	366	40.744	0,02500	0,00898
02/10/2017 19:18	02/10/2017 21:28	79	NÃO	366	40.744	0,01946	0,00898
02/10/2017 05:44	02/10/2017 08:31	79	NÃO	366	40.744	0,02500	0,00898
09/07/2017 14:05	09/07/2017 15:24	67	NÃO	379	39.968	0,01248	0,00948
08/07/2017 18:07	08/07/2017 20:31	79	NÃO	367	39.968	0,02203	0,00918
16/06/2017 14:23	16/06/2017 16:44	5	NÃO	378	39.900	0,02226	0,00947
27/05/2017 14:02	27/05/2017 16:51	62	NÃO	295	39.874	0,02083	0,00739
07/04/2017 07:31	07/04/2017 09:01	79	NÃO	295	39.821	0,01111	0,00740
18/03/2017 14:40	18/03/2017 17:44	76	NÃO	216	39.740	0,01666	0,00543
20/11/2016 04:28	20/11/2016 06:07	72	NÃO	273	38.607	0,01166	0,00707
17/10/2016 21:49	18/10/2016 01:45	62	NÃO	215	38.524	0,02195	0,00558
30/09/2016 03:24	30/09/2016 08:30	62	NÃO	272	38.562	0,03597	0,00705
20/07/2016 21:45	20/07/2016 23:42	79	NÃO	366	38.435	0,01856	0,00952
26/05/2016 08:07	26/05/2016 12:04	61	NÃO	365	38.193	0,03774	0,00955
26/04/2016 19:34	26/04/2016 21:17	87	NÃO	370	38.248	0,01660	0,00967
10/04/2016 15:45	10/04/2016 17:30	70	NÃO	370	38.248	0,01692	0,00967
22/03/2016 09:20	22/03/2016 10:40	87	NÃO	370	37.998	0,01298	0,00973
03/03/2016 17:08	03/03/2016 22:05	60	NÃO	370	37.998	0,04819	0,00973
05/02/2016 16:15	05/02/2016 17:50	62	NÃO	370	37.821	0,01548	0,00978
27/01/2016 09:30	27/01/2016 10:42	62	NÃO	370	37.785	0,01175	0,00979
28/12/2015 05:46	28/12/2015 08:30	87	NÃO	369	37.623	0,02680	0,00980
26/12/2015 12:06	26/12/2015 13:40	79	NÃO	369	37.623	0,01536	0,00980
23/12/2015 20:55	24/12/2015 00:05	72	NÃO	369	37.623	0,03105	0,00980
17/12/2015 14:17	17/12/2015 15:41	81	NÃO	369	37.623	0,01373	0,00980
09/11/2015 02:44	09/11/2015 09:10	72	NÃO	367	37.513	0,06293	0,00978
08/11/2015 20:57	09/11/2015 00:27	79	NÃO	367	37.513	0,03424	0,00978
25/10/2015 01:25	25/10/2015 04:46	79	NÃO	367	37.380	0,03289	0,00981
09/10/2015 17:55	09/10/2015 21:19	87	NÃO	367	37.380	0,03338	0,00981
09/10/2015 09:23	09/10/2015 13:50	62	NÃO	367	37.380	0,04369	0,00981
25/09/2015 06:57	25/09/2015 10:10	79	NÃO	362	36.965	0,03150	0,00979

08/09/2015 06:15	08/09/2015 09:00	70	NÃO	362	36.965	0,02693	0,00979
15/07/2015 15:40	15/07/2015 17:00	62	NÃO	341	36.413	0,01248	0,00936
07/07/2015 17:47	07/07/2015 21:57	79	NÃO	361	36.413	0,04130	0,00991
18/06/2015 10:25	18/06/2015 11:30	79	NÃO	360	36.345	0,01073	0,00990
25/05/2015 00:49	25/05/2015 03:00	62	NÃO	360	36.378	0,02160	0,00989
18/04/2015 03:20	18/04/2015 09:09	79	NÃO	359	36.382	0,05739	0,00986
17/04/2015 23:35	18/04/2015 02:20	79	NÃO	359	36.382	0,02713	0,00986
17/04/2015 20:35	17/04/2015 21:49	79	NÃO	359	36.382	0,01216	0,00986
22/03/2015 07:40	22/03/2015 09:50	79	NÃO	358	36.081	0,02149	0,00992
05/03/2015 21:42	05/03/2015 23:35	62	NÃO	355	36.081	0,01853	0,00984
16/02/2015 14:16	16/02/2015 20:48	61	NÃO	355	36.035	0,06436	0,00985
11/02/2015 22:10	12/02/2015 00:57	70	NÃO	355	36.035	0,02742	0,00985
29/01/2015 19:35	29/01/2015 22:03	62	NÃO	355	35.765	0,02448	0,00992
17/01/2015 19:19	17/01/2015 21:39	62	NÃO	354	35.765	0,02309	0,00989
10/01/2015 21:30	10/01/2015 23:39	79	NÃO	354	35.765	0,02128	0,00989
09/01/2015 01:37	09/01/2015 09:00	87	NÃO	354	35.765	0,07308	0,00989
01/12/2014 06:31	01/12/2014 07:35	62	NÃO	347	35.512	0,01042	0,00977
22/11/2014 13:44	22/11/2014 16:13	79	NÃO	347	35.461	0,02430	0,00978
22/10/2014 12:58	22/10/2014 15:51	62	NÃO	345	35.217	0,02824	0,00979
29/09/2014 17:02	29/09/2014 20:58	61	NÃO	336	35.133	0,03761	0,00956
16/09/2014 19:18	16/09/2014 21:42	79	NÃO	336	35.133	0,02295	0,00956
11/06/2014 18:30	11/06/2014 21:00	79	NÃO	337	34.770	0,02423	0,00969
08/06/2014 21:15	08/06/2014 23:52	70	NÃO	337	34.770	0,02536	0,00969
13/02/2014 21:27	14/02/2014 01:08	87	NÃO	323	34.036	0,03495	0,00948
24/01/2014 19:41	24/01/2014 21:29	76	NÃO	321	33.965	0,01701	0,00945
02/01/2014 07:41	02/01/2014 08:50	72	SIM	321	33.965	0,01086	0,00945

Fonte: Elaboração própria (2022).

Observa-se que a Tabela 4 apresenta a evolução das UCs conectados no trecho a jusante da chave fusível, bem como a evolução da quantidade de UCs do conjunto ao qual o alimentador pertence. Também é apresentada a data e hora do início da ocorrência e do seu final, bem como a causa desta ocorrência. Através destes dados é possível realizar o cálculo do DEC, conforme a Equação (5).

3.4.2 Análise dos Dados das Atuações

Como foi visto anteriormente no Capítulo 2, chaves fusíveis são dispositivos que atuam de maneira súbita e necessitam de manutenção presencial, não diferenciando faltas de energia transitórias de faltas de energia permanentes.

Com a verificação da quantidade significativa de faltas de energia que estavam ocorrendo por meio da utilização da chave fusível 4016, a CELESC optou por fazer a substituição da mesma pelo religador 587. A instalação do religador no local possibilita o decréscimo do número de faltas de energia, bem como dos indicadores de continuidade, já que o equipamento consegue reverter condições de falta por motivo transitório e também ser operado de forma remota.

Analisando as atuações da chave fusível 4016 e do religador 587, que foi instalado em novembro de 2017, foi possível construir a Tabela 5, que contém os indicadores de continuidade do religador 587 e da chave 4016 por ano.

Tabela 5 - Indicadores de continuidade do religador 587 e da chave fusível 4016 por ano

Ano	DIC (h)	FIC	DEC (h)	FEC
2022	4,83	3	0,04883	0,03039
2021	35,13	10	0,34788	0,09933
2020	20,35	7	0,26644	0,06750
2019	36,87	14	0,35082	0,13314
2018	23,90	10	0,21085	0,09476
2017	35,37	12	0,30474	0,13129
2016	29,12	11	0,24780	0,09714
2015	82,23	26	0,80902	0,25547
2014	23,37	9	0,22507	0,08677

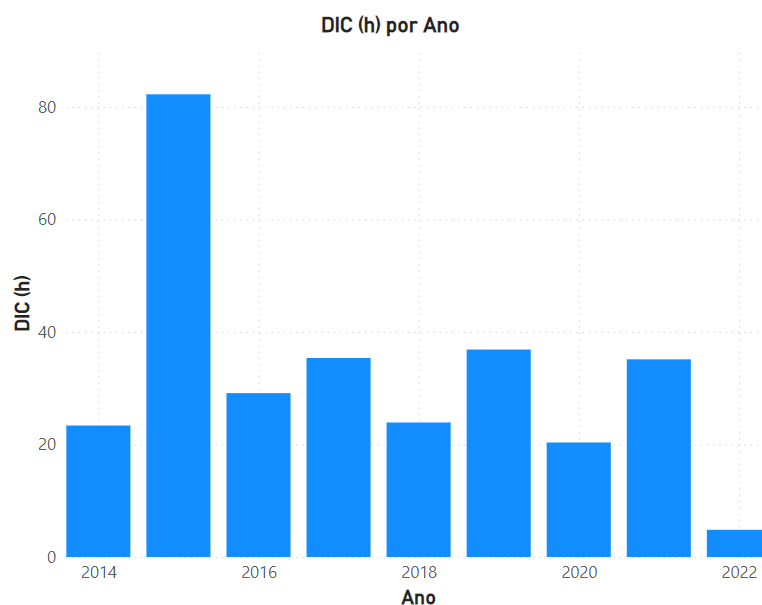
Fonte: Elaboração própria (2022).

O DIC anual foi obtido somando as durações das interrupções no ano, já o FIC foi obtido somando-se a quantidade de atuações que os equipamentos tiveram em cada ano. O DEC de cada ano foi calculado através da soma dos DEC's de cada atuação no respectivo ano e o FEC anual através da soma dos FEC's de cada atuação no ano analisado. Para obtenção destes dados foram excluídas as ocorrências que aconteceram em dia crítico.

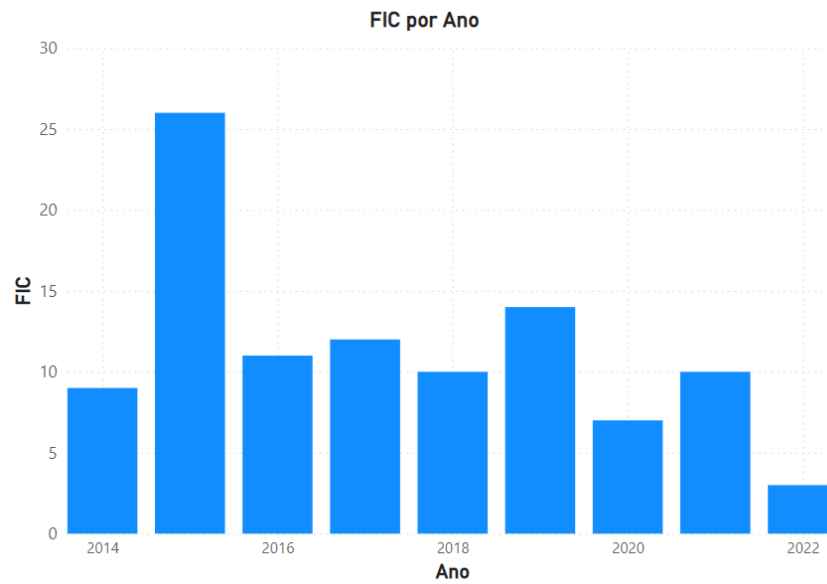
Através da Tabela 5 pode-se fazer uma análise gráfica da evolução dos indicadores DIC, FIC, DEC e FEC que são apresentados na Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33, respectivamente. Observa-se que mesmo após a alocação do religador na rede os indicadores de continuidade não sofreram grande impacto, ocorrendo variações de um ano para o outro, sem demonstrar um comportamento definido de melhora ou piora dos indicadores de continuidade.

Ao analisar os documentos de atuação do religador 587, constatou-se que nas ocorrências do dia 13/12/2020 e 30/06/2020 houve descoordenação do mesmo com o religador a montante, porém como ambos possuem o comando de forma remota, sendo possível reestabelecer o fornecimento de energia para os consumidores a montante do religador 587. O reestabelecimento no trecho referido foi executado em menos de três minutos em ambas as situações, sendo classificado pela ANEEL como interrupção temporária de tensão e não sendo contabilizado nos indicadores continuidade.

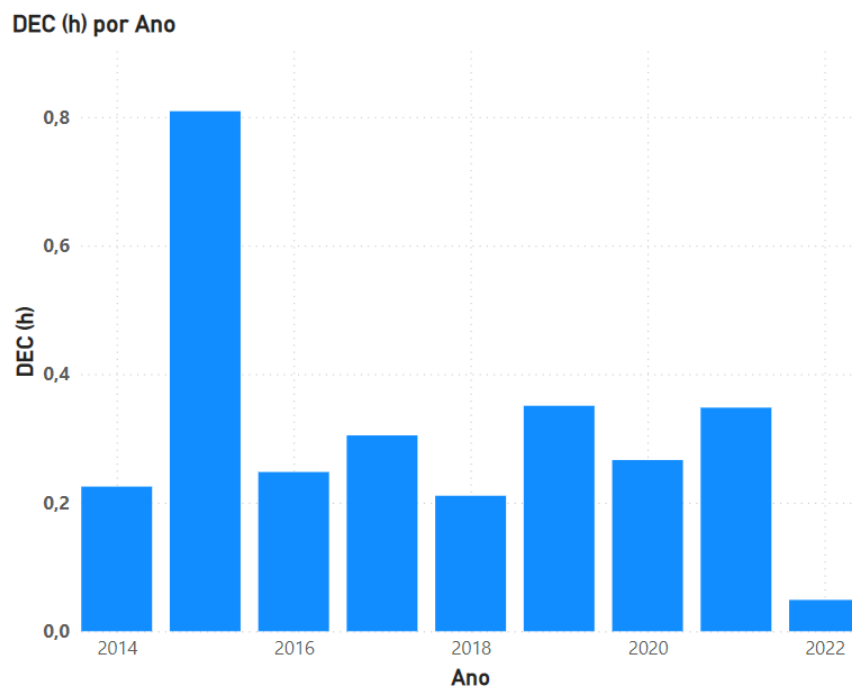
Figura 30 - Evolução do DIC do religador 587 e da chave fusível 4016



Fonte: Elaboração própria (2022).

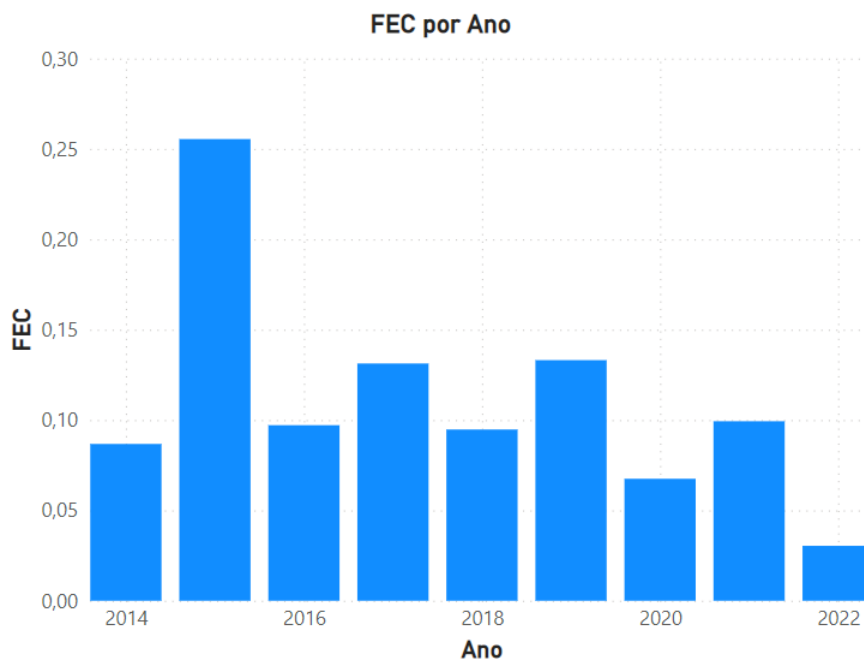
Figura 31 - Evolução do FIC do religador 587 e da chave fusível 4016

Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 32 - Evolução do DEC do religador 587 e da chave fusível 4016

Fonte: Elaboração própria (2022).

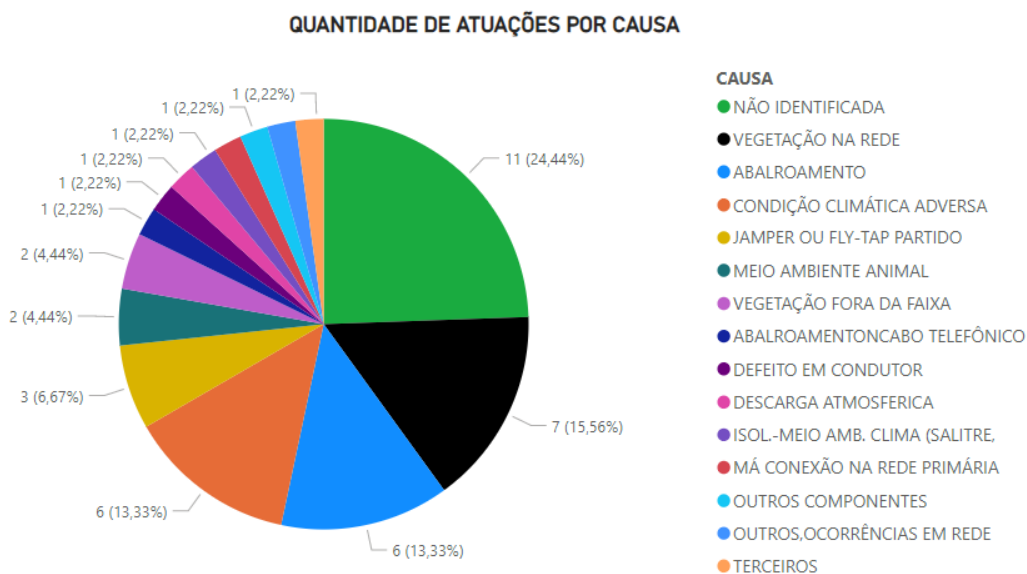
Figura 33 - Evolução do FEC do religador 587 e da chave fusível 4016



Fonte: Elaboração própria (2022).

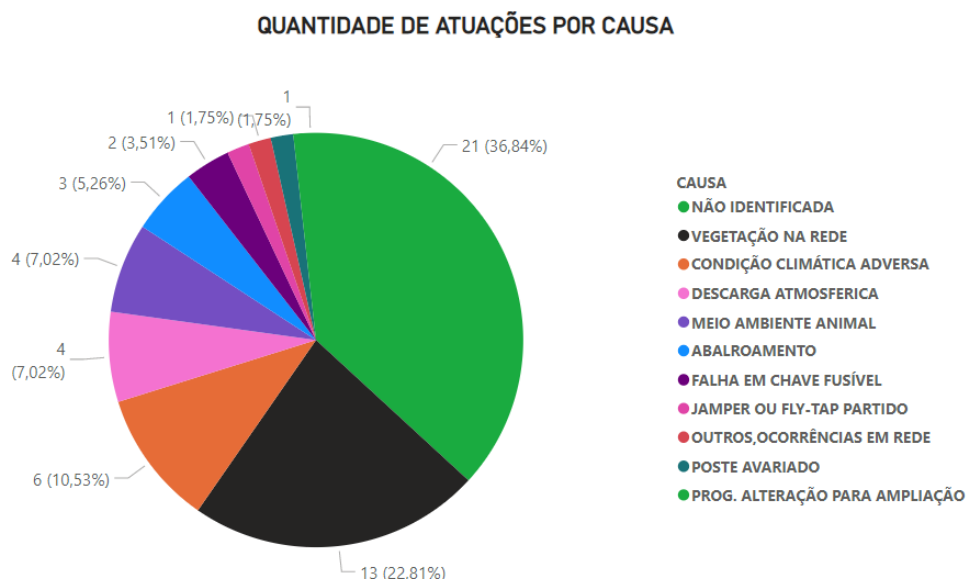
Ademais, foram analisadas as causas das atuações no religador 587 e na chave fusível 4016, que são apresentadas na Figura 34 e na Figura 35, respectivamente.

Figura 34 - Quantidade de atuações por causa do religador 587



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 35 - Quantidade de atuações por causa da chave fusível 4016



Fonte: Elaboração própria (2022).

Em ambos os equipamentos, a principal causa das atuações não foi identificada, porém houve uma redução significativa desta causa nas atuações do religador em comparação com a chave fusível.

A análise comparativa entre os indicadores de continuidade antes e depois da alocação do religador 587 no trecho do alimentador IIA02 mostra que não há um comportamento padrão dos valores ao longo dos anos, não sendo possível afirmar se houve melhoria ou não nos indicadores. A substituição da chave fusível pelo religador possibilita a opção do religamento automático para eliminação de faltas transitórias, fazendo com que os consumidores permaneçam com energia elétrica neste tipo de falta.

A fim de avaliar qual seria o verdadeiro impacto da alocação do religador nos indicadores de continuidade buscou-se uma forma de verificar quais seriam os indicadores de continuidade se não houvesse a substituição da chave fusível pelo religador.

Primeiramente buscou-se na base de dados do sistema SCADA dos religadores de rede distribuição o histórico de religamentos com sucesso realizados pelo religador 587, onde foram encontrados 24 religamentos com sucesso no período de julho de 2019 até outubro de 2022. Alguns religamentos com sucesso ocorreram segundos antes de uma abertura do religador, fazendo com que estes

fossem excluídos da análise, resultando assim em 12 religamentos com sucesso. Os dados referentes ao período de novembro de 2017 até julho de 2019 não se encontram disponíveis devido a não integralização do religador no sistema SCADA neste período.

Para se determinar o tempo que os consumidores iriam ficar sem energia caso houvesse atuação nesses 12 religamentos com sucesso, foi feita uma análise do tempo médio de atendimento das ocorrências na chave fusível 4016 que tiveram a causa descrita como não identificada, chegando a um tempo médio de 2,7222 horas. As causas não identificadas geralmente são defeitos transitórios na rede de distribuição, que são eliminados em boa parte pela atuação dos religadores.

Para se verificar quantidade de consumidores que seriam afetados com essa possível atuação, buscou-se a quantidade de UCs conectadas no trecho do religador no mês da possível atuação. Pesquisou-se também, a quantidade de UCs do conjunto ao qual o alimentador pertence no mês da possível atuação, para poder se estimular um possível DEC e FEC. Com isso foi possível elaborar a Tabela 6, que apresenta o DEC e FEC evitados pelo religador 587, bem como os demais dados utilizados para o cálculo destes indicadores. O cálculo do DEC e do FEC evitados foram calculados de acordo com as Equações (5) e (6), respectivamente.

Tabela 6 - DEC e FEC evitado pelo religador 587

Data do Religamento	UCs Possivelmente Afetadas	UCs do Conjunto	Duração (h)	DEC Evitado (h)	FEC Evitado
11/08/2022 05:52:05	511	49.486	2,7222	0,02811	0,01033
05/02/2022 16:48:33	491	48.879	2,7222	0,02735	0,01005
19/06/2021 07:29:13	465	46417	2,7222	0,02727	0,01002
04/02/2021 10:30:47	449	45842	2,7222	0,02666	0,00979
18/12/2020 06:40:44	451	45.573	2,7222	0,02694	0,00990
09/10/2020 05:27:12	448	45.440	2,7222	0,02684	0,00986
24/03/2020 11:56:13	417	44.029	2,7222	0,02578	0,00947
10/01/2020 22:44:03	414	43.919	2,7222	0,02566	0,00943
06/01/2020 21:58:31	414	43.919	2,7222	0,02566	0,00943
03/01/2020 22:40:28	414	43.919	2,7222	0,02566	0,00943
26/12/2019 22:24:12	414	43902	2,7222	0,02567	0,00943
17/07/2019 15:46:41	414	43.215	2,7222	0,02608	0,00958

Fonte: Elaboração própria (2022).

Através dos dados obtidos na Tabela 6, pode-se calcular um possível DIC e um possível FIC anual que seriam registrados sem a presença do religador 587. O cálculo do possível DIC foi obtido pela soma DIC anual, apresentado na Tabela 5, com a duração das possíveis atuações do respectivo ano. O cálculo do possível FIC foi obtido pela soma FIC anual, apresentado na Tabela 5, com a quantidade de possíveis atuações do respectivo ano. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 - Possível DIC e FIC sem religador 587

Ano	DIC (h)	FIC	Quantidade de Religamentos com Sucesso	Possível DIC sem o Religador (h)	Possível FIC sem o Religador
2022	4,83	3	2	10,28	5
2021	35,13	10	2	40,58	12
2020	20,35	7	6	36,68	13
2019	36,87	14	2	42,31	16

Fonte: Elaboração própria (2022).

Com os dados obtidos pode-se calcular um possível DEC e um possível FEC anual que seriam registrados sem a presença do religador 587. O cálculo do possível DEC foi obtido pela soma DEC anual, apresentado na Tabela 5, com os DEC's das possíveis atuações do respectivo ano, calculados na Tabela 6. O cálculo do possível FEC foi obtido pela soma FEC anual, apresentado na Tabela 5, com os FEC's das possíveis atuações do respectivo ano, calculados na Tabela 6. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8 - Possível DEC e FEC sem o religador 587

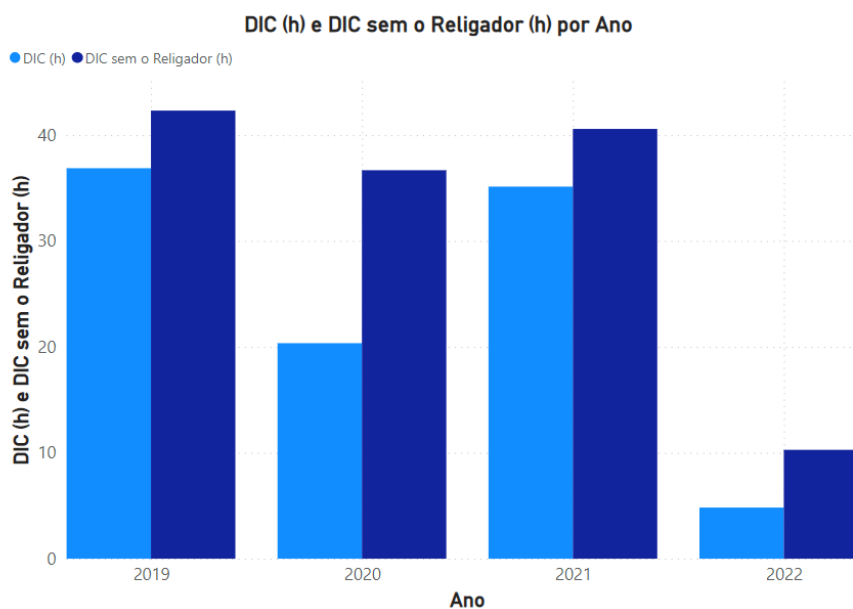
Ano	DEC (h)	FEC	Quantidade de Religamentos com Sucesso	Possível DEC sem o Religador (h)	Possível FEC sem o Religador
2022	0,04883	0,03039	2	0,10429	0,05076
2021	0,34788	0,09933	2	0,40181	0,11914
2020	0,26644	0,06750	6	0,42299	0,12500
2019	0,35082	0,13314	2	0,40257	0,15215

Fonte: Elaboração própria (2022).

Através dos dados obtidos na Tabela 7 e na Tabela 8, pode-se fazer uma análise gráfica comparativa dos indicadores de continuidade apurados com os

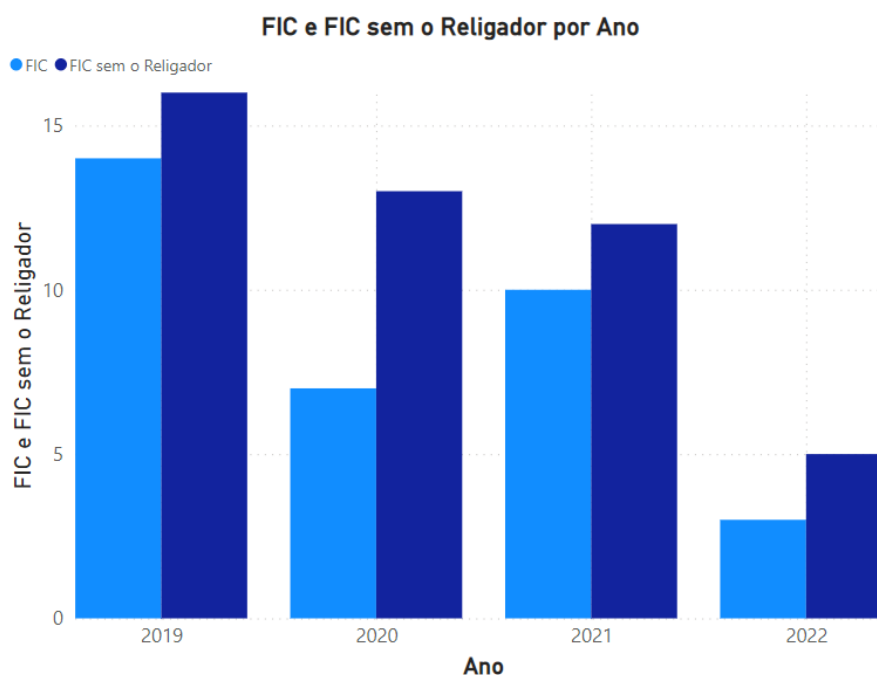
possíveis indicadores sem a presença do religador 587. A Figura 36, Figura 37, Figura 38 e Figura 39 apresentam a comparação entre os DICs, FICs, DECs e FECs apurados e sem a presença do religador 587, respectivamente.

Figura 36 - DIC e DIC sem religador 587

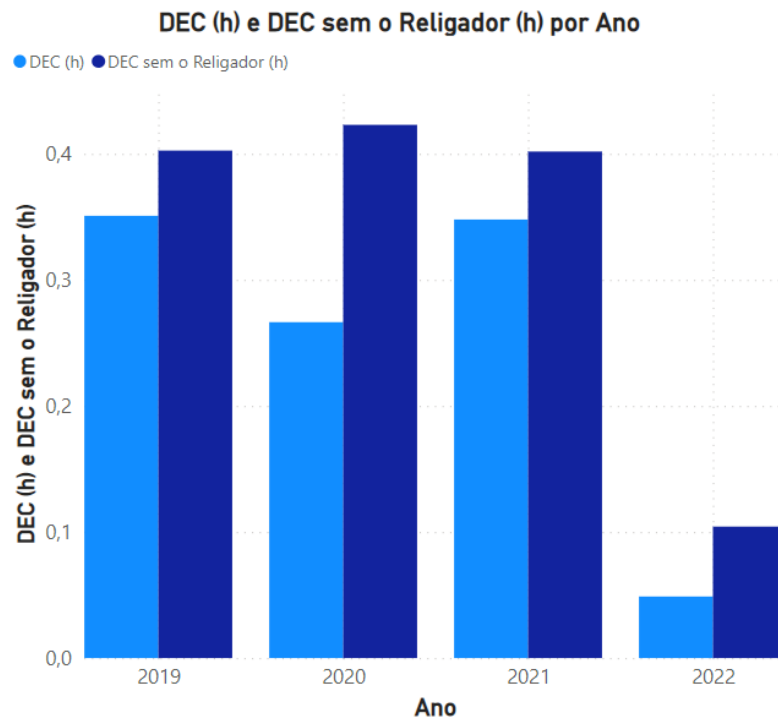


Fonte: Elaboração própria (2022).

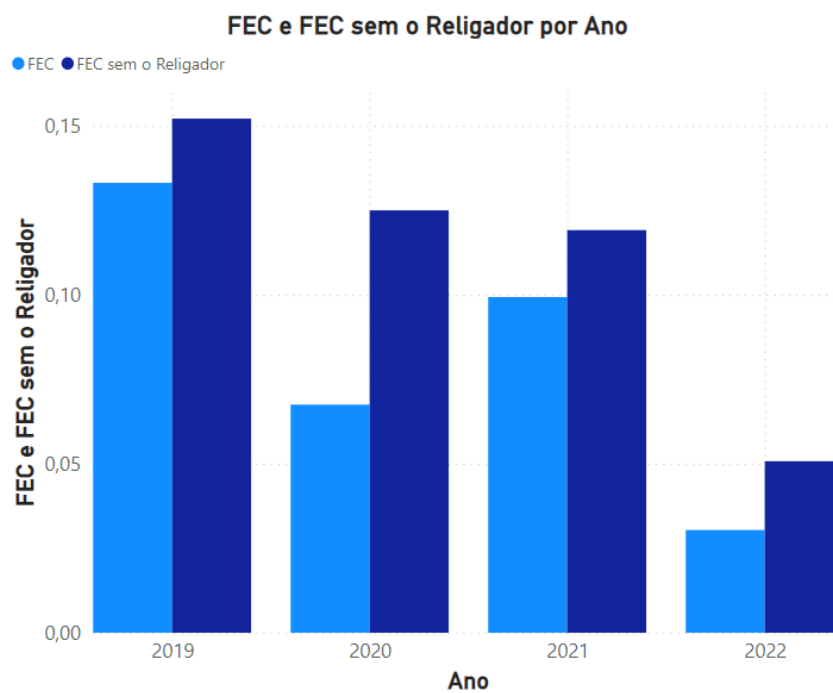
Figura 37 - FIC e FIC sem o religador 587



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 38 - DEC e DEC sem o religador 587

Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 39 - FEC e FEC sem o religador 587

Fonte: Elaboração própria (2022).

Nota-se que sem a presença do religador 587 haveria um incremento significativo nos indicadores de continuidade, principalmente no ano de 2020, ano em que o religador teve mais religamentos com sucesso realizado. Além disso, a alocação de religadores automáticos na rede distribuição reforça a percepção tecnológica do cliente quanto à concessionária, pois as faltas transitórias são solucionadas automaticamente pela atuação do religador, enquanto com a chave fusível se transformariam em faltas permanentes.

Outro fato que vale ressaltar é que no ano de 2018 provavelmente o religador também obteve religamentos com sucesso realizados, o que ajudou a reduzir os indicadores deste ano, porém tais dados de religamentos não estavam disponíveis para uma possível análise.

Visto que a região onde o religador 587 está instalado é uma região de muita vegetação e a segunda principal causa das atuações do mesmo é vegetação na rede, sugere-se que sejam feitas podas constantes ao longo do trecho do religador a fim de minimizar as atuações do religador causadas por este motivo.

Outra melhoria que pode ser aplicada é a alteração e substituição da rede aérea convencional por rede aérea compacta no trecho do tronco do religador. Essa substituição, conforme descrita na seção 2.2.2, reduz a taxa de falhas do trecho substituído significativamente, e conseqüentemente, provoca uma redução nos indicadores de continuidade. Entretanto, essa alteração de topologia de rede demanda obras para a substituição de equipamentos da rede, além de envolver desligamentos programados, se tendo um custo atrelado a tudo isto. Portanto, qualquer alteração drástica desta maneira, deve ser pensada e muito bem elaborada pelo departamento de planejamento e construção antes de ser executada.

A principal causa de atuações do religador 587 são causas não identificadas. Geralmente estas causas provém de defeitos transitórios, os quais os religadores são capazes de eliminar por meio de sua atuação. Porém, como esta causa ainda está causando diversas atuações no religador, sugere-se uma revisão na curva de atuação do religador afim de que este venha eliminar uma maior quantidade de faltas transitórias.

3.5 Alimentador SRS01

O alimentador SRS01 está localizado no município de Siderópolis, porém se estende até o município de Criciúma, atendendo alguns bairros, como por exemplo: Mina do Toco, Mina do Mato, Napolini, entre outros. Este alimentador pertence ao conjunto de UCs Siderópolis. Neste caso, foram analisadas as atuações do alimentador SRS01 que possui atualmente 2410 UCs conectadas em seu trecho.

Este alimentador possui um sistema *Self-Healing* instalado em seu trecho, contento o religador 534 (NF) e o religador 548 (NA), como pode ser observado na Figura 55. O religador 534 foi instalado em setembro de 2017, no bairro Napolini e o religador 548 foi instalado em agosto de 2019 no Centro de Criciúma, ocorrendo o comissionamento do sistema *Self-Healing* em novembro de 2020.

A Figura 41 apresenta o trajeto dos alimentadores SRS01 (em amarelo) e Criciúma Floresta 03 (em azul), que é o alimentador que assume a carga na realização do sistema *Self-Healing*, tendo como pontos destacados em círculo a localização dos religadores 534 e 548.

Figura 40 - Diagrama do alimentador SRS01

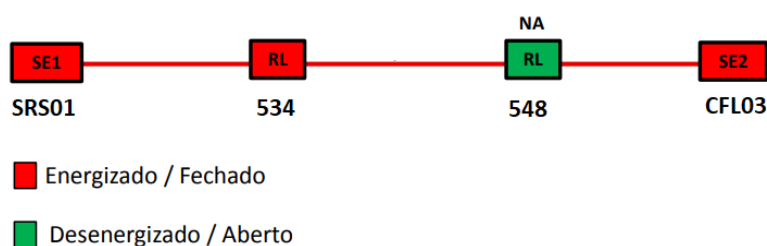
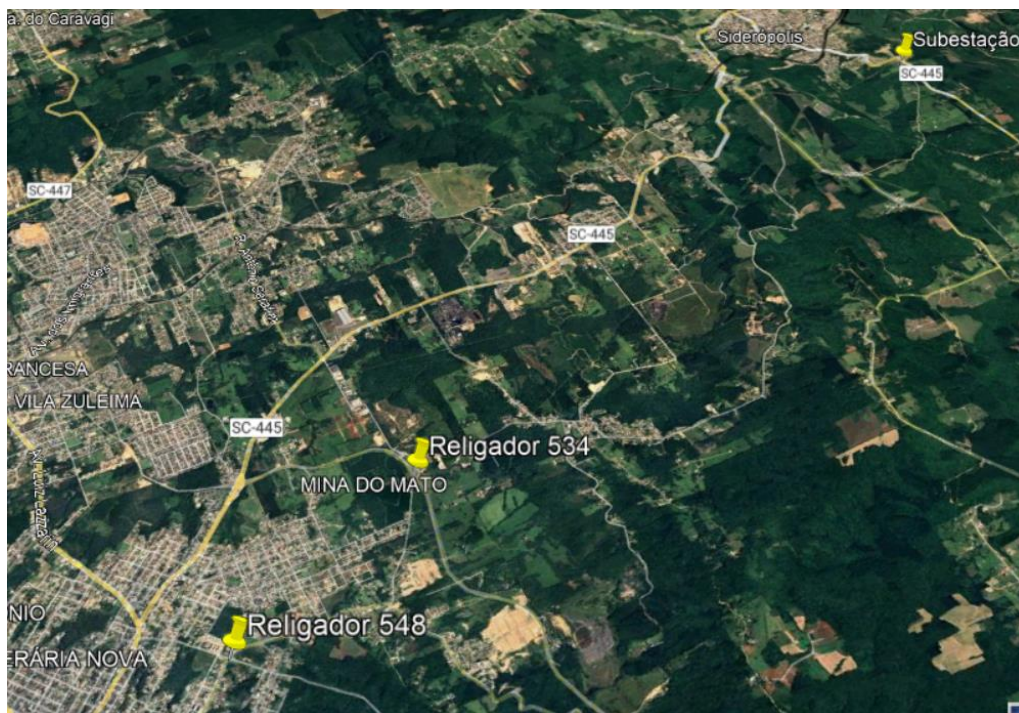


Figura 42 - Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador SRS01



Fonte: Adaptado de Google (2022b).

Figura 43 - Religador 534 no local



Fonte: Adaptado de Google (2022e).

Figura 44 - Religador 548 no local



Fonte: Adaptado de Google (2022f).

Através da Figura 42, da Figura 43 e da Figura 44 percebe-se que a região é predominantemente urbana na parte final do alimentador, que fica compreendida entre os dois religadores. No início do alimentador encontra-se forte presença de vegetação nativa em alguns pontos. Nota-se também que a rede de distribuição é aérea convencional, com condutores nus. Pode-se observar também que as estradas se encontram asfaltadas, o que facilita o acesso das equipes emergenciais em atendimentos de ocorrências.

3.5.1 Obtenção dos Dados das Atuações

Como citado anteriormente, no alimentador SRS01 foram analisados os dados das atuações do próprio alimentador. A Tabela 9 apresenta os dados de todas as atuações deste alimentador, desde a instalação do religador NA 548, em outubro de 2019 até outubro de 2022.

Tabela 9 - Dados das atuações do alimentador SRS01

Horário da Atuação	Início da Recomposição local	Causa	Dia Crítico	UCs Alimentador	UCs Conjunto	DEC (h)	FEC
10/08/2022 10:18	10/08/2022 11:25	62	SIM	2.943	4.621	0,23553	0,51568
06/08/2022 22:08	06/08/2022 23:37	62	NÃO	2.378	4.621	0,17975	0,12118
18/05/2022 05:24	18/05/2022 06:25	62	NÃO	2.360	4.615	0,11895	0,117
08/03/2022 17:09	08/03/2022 17:45	87	NÃO	2.973	4.582	0,19588	0,25512
07/03/2022 17:02	07/03/2022 19:23	87	SIM	2.973	4.582	0,98603	0,64817
05/03/2022 20:45	05/03/2022 21:23	74	SIM	2.973	4.582	1,26723	0,8247
31/01/2022 15:49	31/01/2022 16:19	62	NÃO	2.969	4.579	0,17538	0,25376
23/11/2021 02:14	23/11/2021 02:48	62	NÃO	2.962	3.975	0,13231	0,13508
08/10/2021 04:56	08/10/2021 05:47	79	NÃO	2.957	3.975	0,16297	0,13433
30/08/2021 16:34	30/08/2021 17:08	79	NÃO	2.948	3.960	0,14737	0,13459
18/07/2021 22:13	18/07/2021 23:04	87	NÃO	2.939	3.952	0,20993	0,13486
28/05/2021 11:28	28/05/2021 11:33	2	ERAC	2.931	3.949	0,04885	0,58622
23/05/2021 07:55	23/05/2021 08:57	62	NÃO	2.931	3.949	0,1773	0,13471
23/05/2021 05:21	23/05/2021 06:21	62	NÃO	2.931	3.949	0,13471	0,13471
11/04/2021 11:28	11/04/2021 13:16	79	NÃO	2.913	3.932	0,24063	0,13453
26/11/2020 17:41	26/11/2020 18:09	80	NÃO	2.922	3.927	0,14989	0,13495
12/11/2020 15:53	12/11/2020 16:49	70	NÃO	2.302	3.927	0,46746	0,58543
28/04/2020 11:33	28/04/2020 11:55	79	NÃO	2.300	3.905	0,08869	0,58847
27/04/2020 23:03	28/04/2020 00:20	80	NÃO	2.300	3.905	0,19523	0,58847
03/04/2020 16:07	03/04/2020 16:55	80	SIM	2.300	3.905	0,14538	0,58821
25/03/2020 17:59	25/03/2020 18:31	9	NÃO	2.292	3.911	0,31255	0,58603
31/01/2020 23:21	31/01/2020 23:24	79	NÃO	2.290	3.956	0,02891	0,57836
18/01/2020 15:34	18/01/2020 16:24	79	NÃO	2.290	3.956	0,36291	0,5781
02/01/2020 06:40	02/01/2020 07:43	62	NÃO	2.290	3.956	0,20645	0,57882
30/10/2019 19:26	30/10/2019 20:30	62	NÃO	2.320	3.955	0,17333	0,58609

Fonte: Elaboração própria (2022).

Observa-se que a Tabela 9 apresenta a evolução das UCs conectados no trecho do alimentador, bem como a evolução da quantidade de UCs do conjunto ao qual o alimentador pertence. Também é apresentada a data e hora do início da ocorrência e do início da recomposição do alimentador no local, a sua causa e se o

fato ocorrido aconteceu em dia crítico, e em caso afirmativo os indicadores desta ocorrência são expurgados, de acordo com ANEEL (2021b).

Para os indicadores DEC e FEC, presentes na Tabela 9, foram utilizados os dados já calculados através da base de dados da CELESC, visto que cada ocorrência apresenta uma particularidade, onde foram isolados trechos diferentes, através da abertura de chaves manuais, e por consequência a recomposição do alimentador é feita de outra forma, afetando determinados consumidores em períodos diferentes.

3.5.2 Análise dos Dados das Atuações

Analisando os dados das atuações do alimentador SRS01 verificou-se que anteriormente a implantação do sistema *Self-Healing* no alimentador, a reconfiguração do alimentador era feita de forma manual, onde operador dava o comando de abertura do religador 534 (NF) e de fechamento do religador 548 (NA). Este processo pode demorar um certo tempo, fazendo com que o período entre a abertura do alimentador e o fechamento do religador NF seja maior que 3 minutos, sendo assim, esta interrupção é classificada como de longa duração, sendo contabilizada para os indicadores de continuidade.

Observou-se também, que na ocorrência do dia 07/03/2022 mesmo com a Transferência Automática (TA) de carga habilitada, os religadores não realizaram a transferência de carga. No dia 28/05/2021 ocorreu um ERAC, sendo que os indicadores de continuidade relativos a esta ocorrência não são contabilizados bem como os dos dias 10/08/2022, 07/03/2022, 05/03/2022 e 03/04/2020 que ocorreram em dia crítico.

Ao verificar o número de UCs conectadas ao alimentador, notou-se que a partir de novembro de 2020 houve um aumento significativo. Tal fato se deu devido a uma transferência de carga de outro alimentador para o alimentador SRS01. Porém tal transferência de carga não interfere na análise, visto que este trecho fica a montante do religador 534 e as UCs que neste trecho estão conectadas pertencem a outro conjunto. Esta transferência de carga foi desfeita por volta de maio de 2022,

quando o número de UCs conectadas ao alimentador SRS01 reduz significativamente.

Analisando as atuações do alimentador SRS01 pode-se elaborar a

Tabela 10, que contém os indicadores de continuidade do alimentador SRS01 por ano. O DEC de cada ano foi calculado através da soma dos DEC's de cada atuação no respectivo ano e o FEC anual através da soma dos FEC's de cada atuação no ano analisado. Para obtenção destes dados foram excluídas as ocorrências que aconteceram em dia crítico bem como a ocorrência causada devido ao ERAC.

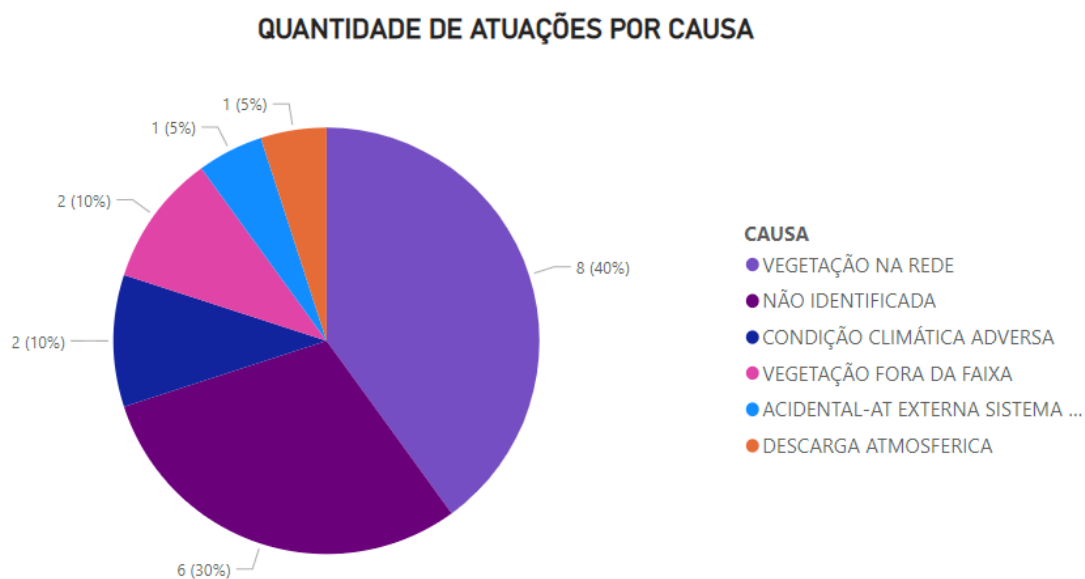
Tabela 10 - DEC e FEC do alimentador SRS01 por ano

Ano	DEC (h)	FEC
2022	0,66996	0,74706
2021	1,20522	0,94281
2020	1,81209	4,21863

Fonte: Elaboração própria (2022).

Ademais, foram analisadas as causas das atuações no alimentador SRS01, que são apresentadas na Figura 45. Nela observa-se a maior parte das atuações é causada por vegetação na rede e tendo ainda uma grande parte das causas não identificada.

Figura 45 - Quantidade de atuações por causa do alimentador SRS01



Fonte: Elaboração própria (2022).

Afim de verificar o verdadeiro impacto da alocação dos religadores e do sistema *Self-Healing* nos indicadores de continuidade buscou-se uma forma de verificar quais seriam os indicadores de continuidade se não houvessem os religadores instalados no alimentador.

Inicialmente verificou-se em cada ocorrência qual horário foi realizada transferência de carga do religador 534 para o religador 548, seja ela de forma automática ou manual. Pesquisou-se também em cada ocorrência o momento em que as cargas do alimentador começaram a ser reestabelecidas, afim de verificar o tempo em que o religador 548 forneceu energia as UCs que estariam sem energia se o mesmo não estivesse no local.

Para se verificar quantidade de consumidores que seriam afetados caso não houvesse a transferência de carga, buscou-se a quantidade de UCs conectadas no trecho do religador 534 no mês da atuação. Com isso, foi possível elaborar a Tabela 11, que apresenta o DEC e FEC evitados pela TA, bem como os demais dados utilizados para o cálculo destes indicadores. O cálculo do DEC e do FEC evitados foram calculados de acordo com as Equações (5) e (6), respectivamente.

Tabela 11 – DEC e FEC evitado pela TA

Horário da Atuação	Horário da Realização da TA	Início da Recomposição local	Tempo energizado pela TA (h)	UCs com TA	DEC evitado pela TA (h)	FEC evitado pela TA
06/08/2022 22:08	06/08/2022 22:08	06/08/2022 23:37	1,48334	1.818	0,58358	0,39342
18/05/2022 05:24	18/05/2022 05:24	18/05/2022 06:25	1,01667	1.810	0,39874	0,39220
08/03/2022 17:09	08/03/2022 17:09	08/03/2022 17:45	0,60000	1.802	0,23597	0,39328
31/01/2022 15:49	31/01/2022 15:49	31/01/2022 16:19	0,50000	1.807	0,19731	0,39463
23/11/2021 02:14	23/11/2021 02:14	23/11/2021 02:48	0,56667	1.802	0,25689	0,45333
08/10/2021 04:56	08/10/2021 04:56	08/10/2021 05:47	0,85000	1.797	0,38426	0,45208
30/08/2021 16:34	30/08/2021 16:34	30/08/2021 17:08	0,56667	1.794	0,25672	0,45303
18/07/2021 22:13	18/07/2021 22:13	18/07/2021 23:04	0,85000	1.789	0,38478	0,45268
28/05/2021 11:28	NÃO REALIZOU	28/05/2021 11:33	0,00000	1.788	0,00000	0,00000
23/05/2021 07:55	23/05/2021 07:55	23/05/2021 08:57	1,03334	1.787	0,46760	0,45252
23/05/2021 05:21	23/05/2021 05:21	23/05/2021 06:21	1,00000	1.786	0,45227	0,45227
11/04/2021 11:28	11/04/2021 11:28	11/04/2021 13:16	1,80000	1.775	0,81257	0,45142
26/11/2020 17:41	26/11/2020 17:41	26/11/2020 18:09	0,46667	1.773	0,21070	0,45149

12/11/2020 15:53	NÃO REALIZOU	12/11/2020 16:49	0,00000	1.769	0,00000	0,00000
28/04/2020 11:33	28/04/2020 11:33	28/04/2020 11:55	0,36667	1.773	0,16648	0,45403
27/04/2020 23:03	28/04/2020 23:03	28/04/2020 00:20	1,28334	1.773	0,58268	0,45403
25/03/2020 17:59	25/03/2020 17:59	25/03/2020 18:31	0,53333	1.770	0,24137	0,45257
31/01/2020 23:21	NÃO REALIZOU	31/01/2020 23:24	0,00000	1.763	0,00000	0,00000
18/01/2020 15:34	18/01/2020 16:08	18/01/2020 16:24	0,26667	1.763	0,11884	0,44565
02/01/2020 06:40	02/01/2020 06:49	02/01/2020 07:43	0,90000	1.764	0,40132	0,44590
30/10/2019 19:26	30/10/2019 19:30	30/10/2019 20:30	1,06667	1.787	0,48196	0,45183

Fonte: Elaboração própria (2022).

Através dos dados obtidos na Tabela 11 e na Tabela 10, pode-se calcular um possível DEC e um possível FEC anual que seriam registrados sem a presença dos religadores 534 e 548 e da TA. O cálculo do possível DEC anual foi obtido pela soma do DEC anual, apresentado na

Tabela 10, com os DEC's evitados do respectivo ano. O cálculo do possível FEC anual foi obtido pela soma do FEC anual, apresentado na

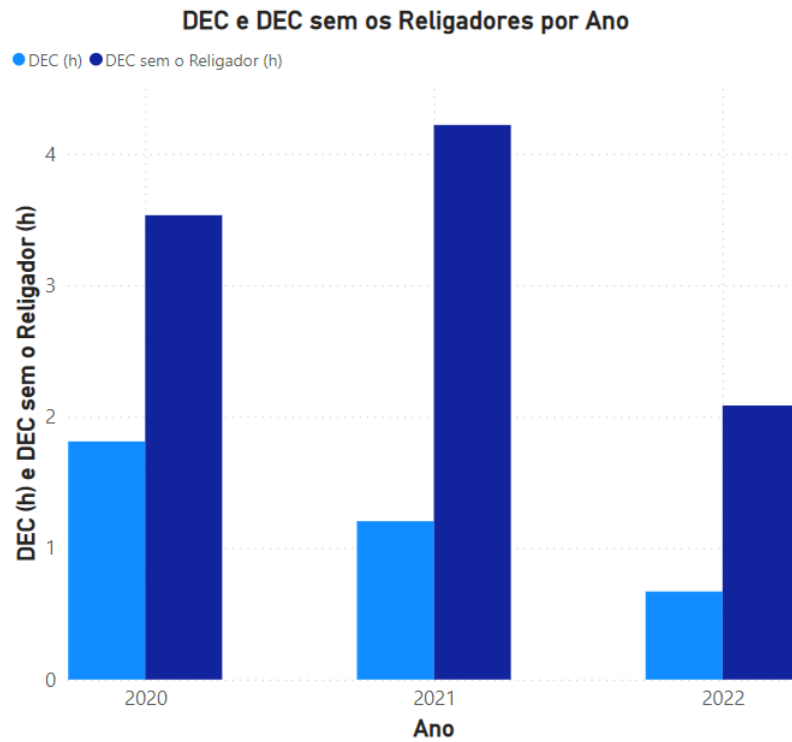
Tabela 10, com os FEC's evitados do respectivo ano. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 12.

Tabela 12 - Possível DEC e FEC sem os religadores 534 e 548

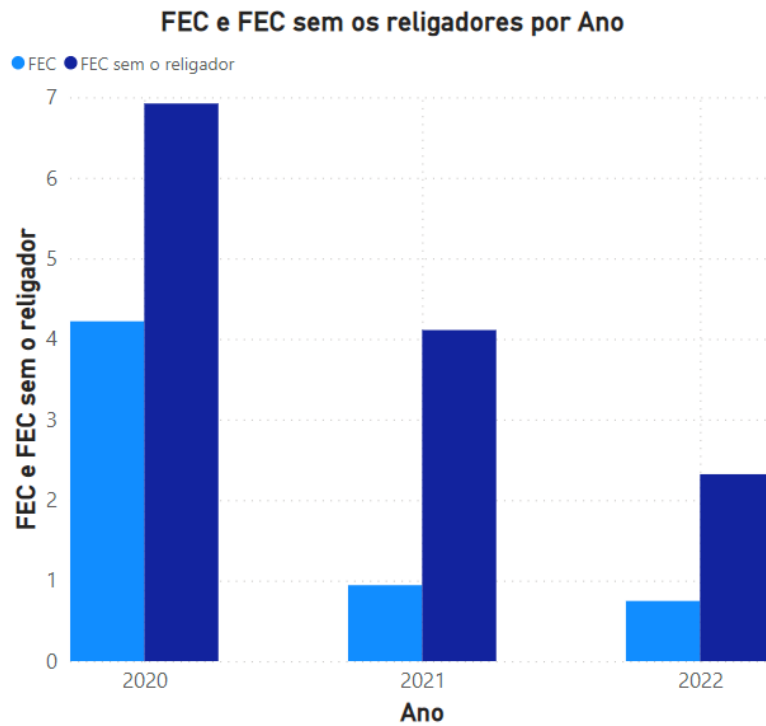
Ano	Possível DEC sem os Religadores (h)	Possível FEC sem os religadores
2022	2,08555	2,32059
2021	4,22031	4,11014
2020	3,53347	6,92231

Fonte: Elaboração própria (2022).

Através dos dados obtidos na Tabela 12 pode-se fazer uma análise gráfica comparativa dos indicadores de continuidade apurados com os possíveis indicadores sem a presença dos religadores 534 e 548. A Figura 46 e a Figura 47 apresentam a comparação entre os DEC's e FEC's apurados e sem a presença dos religadores, respectivamente.

Figura 46 - DEC e DEC sem os religadores 534 e 548

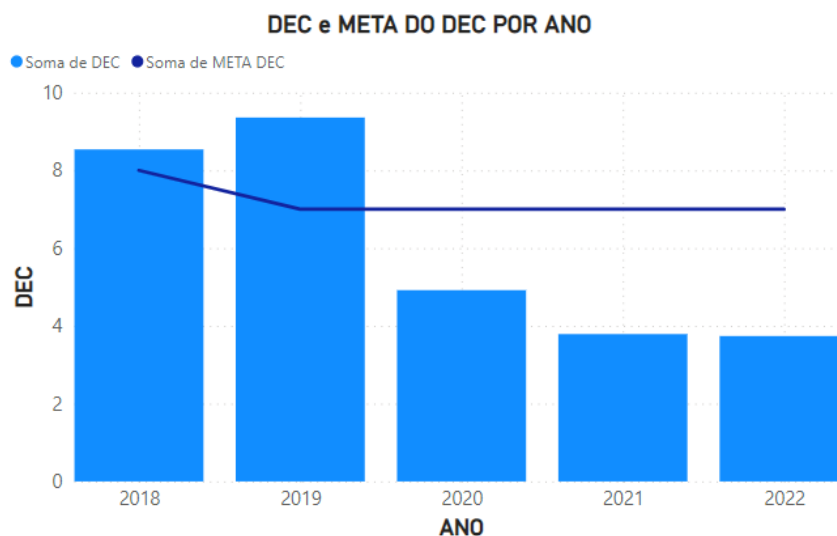
Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 47 - FEC e FEC sem os religadores 534 e 548

Fonte: Elaboração própria (2022).

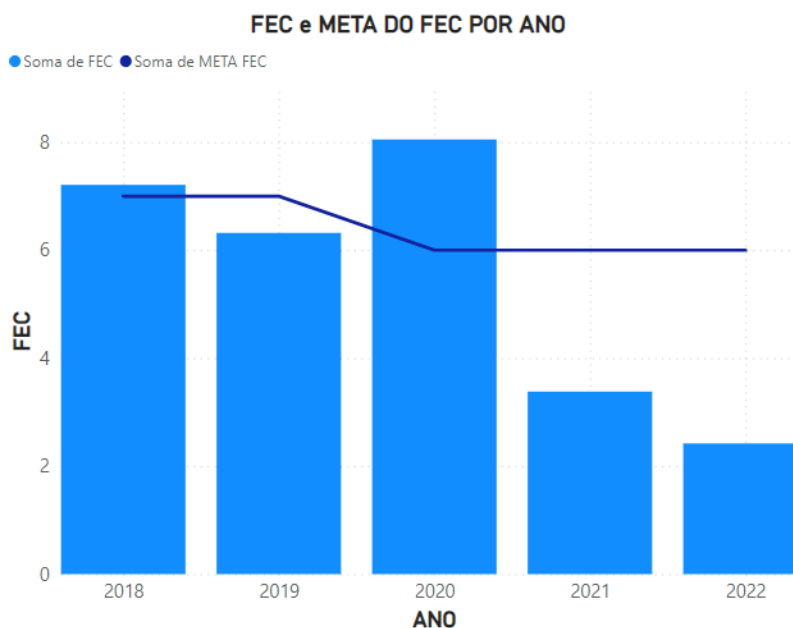
Fazendo uma análise na base de dados da CELESC consultou-se os indicadores de continuidade de conjunto Siderópolis, visto que o alimentador SRS01 contém 50% das UCs do conjunto, impactando diretamente nos indicadores do conjunto. A Figura 48 e Figura 49 apresentam o DEC e FEC do conjunto Siderópolis, respectivamente.

Figura 48 - DEC conjunto Siderópolis



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 49 - FEC do conjunto Siderópolis



Fonte: Elaboração própria (2022).

Nota-se que houve um decréscimo significativo no DEC no ano de 2020, primeiro ano completo que o religador 548 esteve em operação. O FEC obteve um decréscimo significativo a partir de 2021, pois em 2020 a TA entrou em operação somente em novembro, não impactando os indicadores daquele ano. Outro fato que vale ressaltar, é que mesmo com o religador 548 instalado em 2020, o FEC deste ano extrapolou a meta. Isto se dá porque diversas transferências de cargas realizadas entre os religadores 534 e 548 ocorreram após períodos de tempos superiores a 3 minutos, sendo contabilizados nos indicadores.

Além do impacto nos indicadores de continuidade, a alocação dos religadores e do sistema *Self-Healing* trouxe ganhos financeiros para a empresa, visto que a partir do ano de 2021 os indicadores de continuidade permaneceram dentro da meta estipulada, evitando com que a empresa tivesse que pagar compensações aos consumidores afetados.

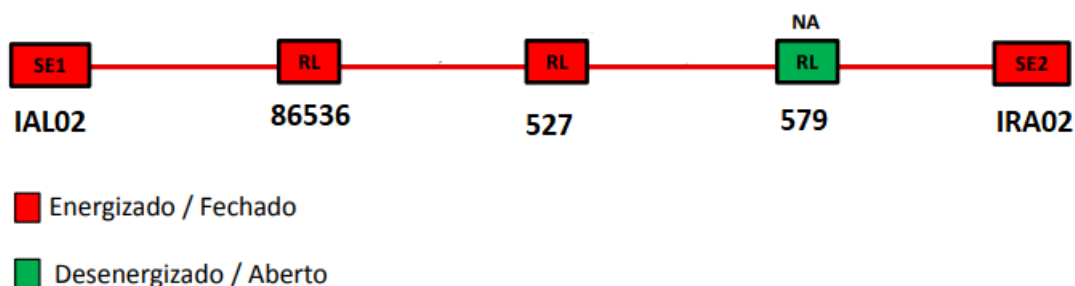
Como sugestão de melhoria também se sugere a realização de frequentes podas ao longo do trecho do alimentador, visto que a região onde o alimentador percorre é abundante em vegetação e esta é a principal causa das atuações do alimentador.

3.6 Alimentador IAL02

O alimentador IAL02 está localizado no município de Indaial, porém se estende até os municípios de Ascurra e Apiúna, atendendo alguns bairros, como por exemplo: Centro de Apiúna, São Pedro, Ribeirão Santa Bárbara, entre outros. Este alimentador pertence ao conjunto de UCs Indaial. Neste alimentador foram analisadas as atuações do religador 86536, que foi instalado em junho de 2019 no bairro Estação, em Apiúna, e possui atualmente 3751 UCs conectadas em seu trecho.

Este alimentador também possui um sistema *Self-Healing* instalado a jusante do religador 86536, contento o religador 527 (NF) e o religador 579 (NA). A Figura 50 apresenta o diagrama do alimentador IAL02, mostrando a disposição dos religadores ao longo do alimentador.

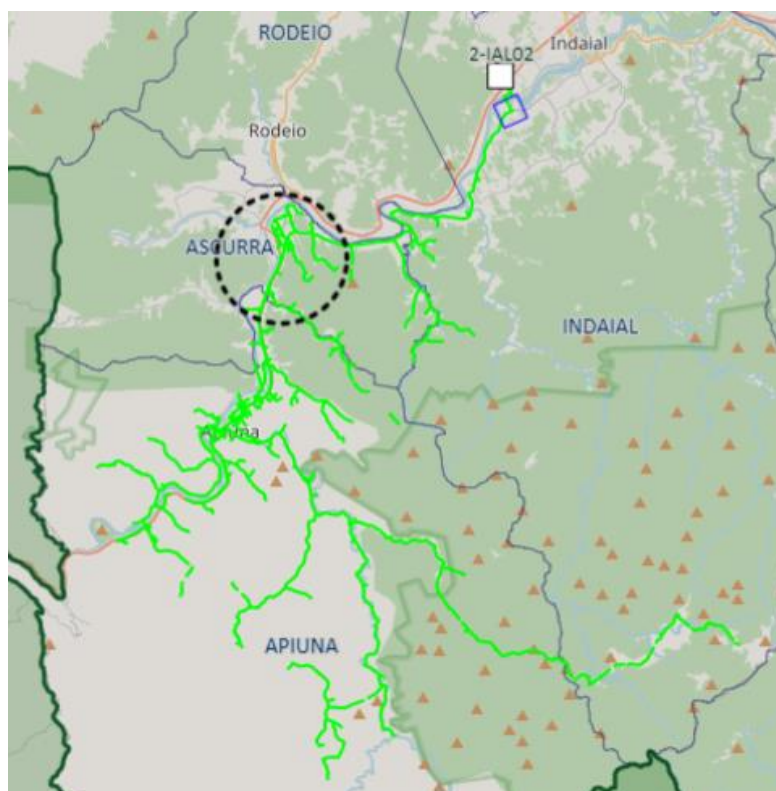
Figura 50 - Diagrama do alimentador IAL02



Fonte: Elaboração própria (2022).

A Figura 51 apresenta o trajeto do alimentador IAL02, tendo como ponto destacado em círculo a localização do religador 86536.

Figura 51 - Alimentador IAL02



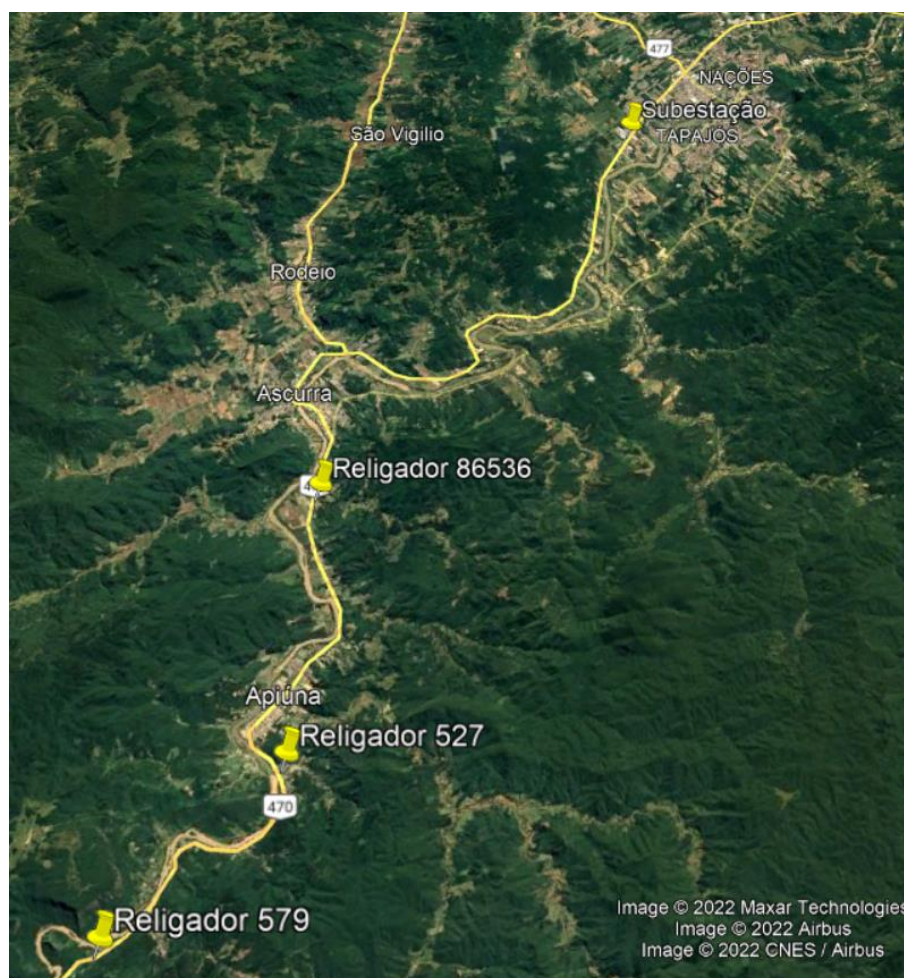
Fonte: Adaptado de CELESC (2022b).

Como é possível verificar na Figura 51, o alimentador IAL02 é longo, partindo de uma cidade em direção a outras, apresentando algumas ramificações. A Figura 52 exibe uma imagem de satélite da região onde o alimentador IAL02 percorre, bem como o relevo, rios, algumas estradas principais, zonas com vegetação densa e áreas rurais e urbanas dos municípios. A Figura 53, a Figura 54

e a Figura 55 apresentam os religadores 86536, 527 e 579 instalados no local, respectivamente.

Através da Figura 52, da Figura 53, da Figura 54 e da Figura 55 percebe-se que a região que o alimentador percorre varia em trechos urbanos e rurais, porém todos com forte presença de vegetação nativa. Nota-se também que a rede de distribuição é aérea convencional, com condutores nus. Pode-se observar também que as estradas se encontram asfaltadas, o que facilita o acesso das equipes emergenciais em atendimentos de ocorrências, porém em alguns pontos o trajeto do alimentador diverge do da estrada, o que pode dificultar a localização de defeitos.

Figura 52 - Imagem de satélite da região em que se localiza o alimentador IAL02



Fonte: Adaptado de Google (2022c).

Figura 53 - Religador 86536 no local



Fonte: Adaptado de Google (2022g).

Figura 54 - Religador 527 no local



Fonte: Adaptado de Google (2022h).

Figura 55 - Religador 579 no local

Fonte: Adaptado de Google (2022i).

3.6.1 Obtenção dos Dados das Atuações

Como já supracitado, no alimentador IAL02 foram analisados os dados das atuações do religador 86536. A Tabela 13 apresenta os dados das atuações deste religador, desde a sua instalação em junho de 2019 até outubro de 2022.

Tabela 13 - Dados das atuações do religador 86536

Horário da Atuação	Início da Recomposição local	Causa	Dia Crítico	UCs Afetadas	UCs Conjunto	DEC (h)	FEC
26/06/2022 10:00	26/06/2022 10:41	79	NÃO	3.211	30.371	0,07224	0,10572
08/06/2022 20:29	08/06/2022 21:24	69	NÃO	2.666	30.371	0,1177	0,10685
09/05/2022 10:13	09/05/2022 10:36	73	NÃO	3.209	30.298	0,08347	0,15541
21/12/2021 17:51	21/12/2021 18:11	79	NÃO	3.177	29.682	0,03567	0,10703
13/10/2021 10:55	13/10/2021 11:00	73	NÃO	3.173	29.547	0,03619	0,12389
17/04/2021 18:45	17/04/2021 19:00	6	NÃO	3.151	29.132	0,02704	0,10816
16/02/2021 10:03	16/02/2021 10:10	4	NÃO	3.624	28.548	0,01481	0,12694
31/12/2020 10:28	31/12/2020 10:50	72	NÃO	3.132	28.460	0,04035	0,11004
11/12/2020 14:35	11/12/2020 14:46	79	NÃO	3.132	28.460	0,02017	0,11004
06/12/2020 07:37	06/12/2020 08:30	78	NÃO	3.118	28.460	0,09677	0,10955
16/11/2020 20:00	16/11/2020 21:48	62	NÃO	3.122	28.397	0,21363	0,10994

07/09/2020 13:03	07/09/2020 13:57	61	NÃO	3.120	28.254	0,50747	0,15371
20/05/2020 11:45	20/05/2020 12:52	61	NÃO	3.594	27.876	0,25772	0,1289
01/01/2020 15:40	01/01/2020 16:08	62	NÃO	3.604	27.951	0,06045	0,12893
27/11/2019 00:17	27/11/2019 02:36	62	NÃO	3.133	27.894	0,2602	0,11231

Fonte: Elaboração própria (2022).

Observa-se que a Tabela 13 apresenta a evolução das UCs conectados no trecho do religador, que foram afetadas com a sua atuação, bem como a evolução da quantidade de UCs do conjunto ao qual o alimentador pertence. Também é apresentada a data e hora do início da ocorrência e do início da recomposição do alimentador no local, a sua causa e se o fato ocorrido aconteceu em dia crítico, e em caso afirmativo os indicadores desta ocorrência são expurgados, de acordo com ANEEL (2021b).

Para os indicadores DEC e FEC, presentes na Tabela 13, foram utilizados os dados já calculados através da base de dados da CELESC, visto que cada ocorrência apresenta uma particularidade, onde foram isolados trechos diferentes, através da abertura de chaves manuais, e por consequência a recomposição do alimentador é feita de outra forma, afetando determinados consumidores em períodos diferentes.

3.6.2 Análise dos Dados das Atuações

Analisando os dados das atuações do religador 86536, pertencente ao alimentador IAL02, verificou-se que nas ocorrências dos dias 16/02/2021 e 01/01/2020 mesmo com a TA de carga entre os religadores 527 e 579 habilitada, esta não foi realizada.

Observou-se também, que na ocorrência do dia 13/10/2021 ocorreu uma descoordenação entre os religadores 527 e 86536, fazendo com que um defeito a jusante do religador 527 causasse a abertura do religador 86536. Porém, como ambos são operados de forma remota foi possível reestabelecer o fornecimento de energia elétrica aos consumidores a montante do religador 527 de forma rápida, porém não menor que 3 minutos, fazendo com que estes indicadores fossem contabilizados.

Analisando as atuações do religador 86536 pode-se elaborar a Tabela 14, que contém os indicadores de continuidade causados pela atuação do mesmo. O DEC de cada ano foi calculado através da soma dos DEC's de cada atuação no respectivo ano e o FEC anual através da soma dos FEC's de cada atuação no ano analisado.

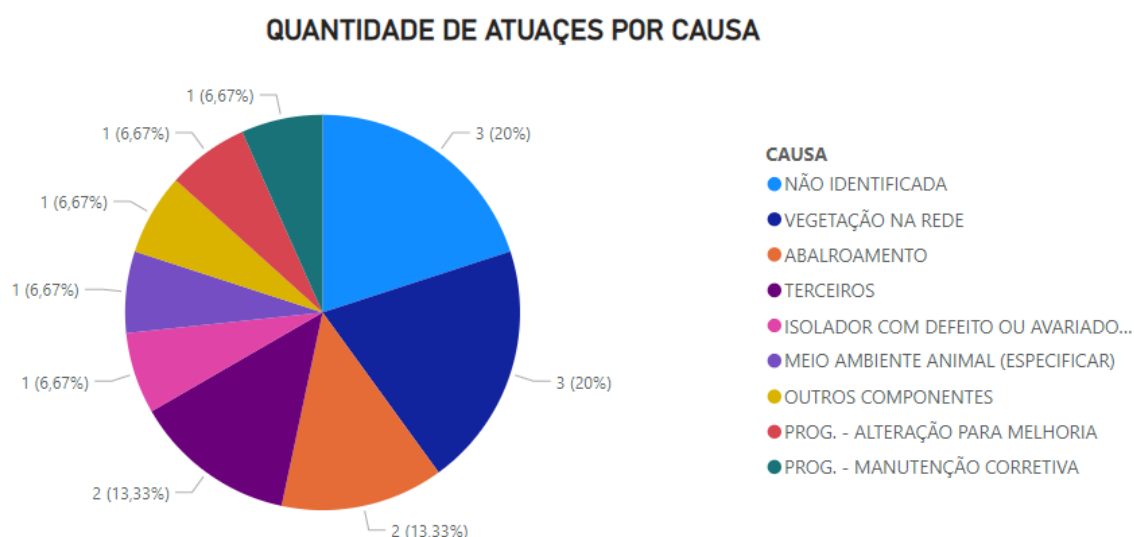
Tabela 14 - DEC e FEC causados pela atuação do religador 86536

Ano	DEC (h)	FEC
2022	0,27341	0,36798
2021	0,11371	0,46602
2020	1,19656	0,85111
2019	0,2602	0,11231

Fonte: Elaboração própria (2022).

Ademais, foram analisadas as causas das atuações no religador 86536, que são apresentadas na Figura 56. Nela observa-se a maior parte das atuações é causada por causas não identificadas e vegetação na rede.

Figura 56 - Quantidade de atuações por causa do religador 86536



Fonte: Elaboração própria (2022).

A fim de verificar o verdadeiro impacto da alocação dos religadores 527 e 579 e do sistema *Self-Healing* nos indicadores de continuidade buscou-se uma forma de verificar quais seriam os indicadores de continuidade se não houvessem os religadores instalados no alimentador.

Inicialmente verificou-se em cada ocorrência qual horário foi realizada transferência de carga do religador 527 para o religador 579, seja ela de forma automática ou manual. Pesquisou-se também em cada ocorrência o momento em que as cargas do religador começaram a ser reestabelecidas, afim de verificar o tempo em que o religador 579 forneceu energia as UCs que estariam sem energia se o mesmo não estivesse no local.

Para se verificar quantidade de consumidores que seriam afetados caso não houvesse a transferência de carga, buscou-se a quantidade de UCs conectadas no trecho do religador 527 no mês da atuação. Com isso, foi possível elaborar a Tabela 15, que apresenta o DEC e FEC evitados pela TA, bem como os demais dados utilizados para o cálculo destes indicadores. O cálculo do DEC e do FEC evitados foram calculados de acordo com as Equações (5) e (6), respectivamente.

Tabela 15 - DEC e FEC evitado pela TA

Horário da Atuação	Horário da Realização da TA	Início da Recomposição local	Tempo energizado pela TA (h)	UCs com TA	DEC evitado pela TA (h)	FEC evitado pela TA
26/06/2022 10:00	26/06/2022 10:00	26/06/2022 10:41	0,6833	488	0,01098	0,01607
08/06/2022 20:29	08/06/2022 20:29	08/06/2022 21:24	0,9167	488	0,01473	0,01607
09/05/2022 10:13	09/05/2022 10:13	09/05/2022 10:36	0,3833	488	0,00617	0,01611
21/12/2021 17:51	21/12/2021 17:51	21/12/2021 18:11	0,3333	486	0,00546	0,01637
13/10/2021 10:55	13/10/2021 10:55	13/10/2021 11:00	0,0833	488	0,00138	0,01652
17/04/2021 18:45	17/04/2021 18:45	17/04/2021 19:00	0,2500	491	0,00421	0,01685
16/02/2021 10:03	NÃO REALIZOU	16/02/2021 10:10	0,0000	489	0,00000	0,00000
31/12/2020 10:28	31/12/2020 10:28	31/12/2020 10:50	0,3667	489	0,00630	0,01718
11/12/2020 14:35	11/12/2020 14:35	11/12/2020 14:46	0,1833	489	0,00315	0,01718
06/12/2020 07:37	06/12/2020 07:37	06/12/2020 08:30	0,8833	489	0,01518	0,01718
16/11/2020 20:00	16/11/2020 20:00	16/11/2020 21:48	1,8000	488	0,03093	0,01718
07/09/2020 13:03	07/09/2020 13:03	07/09/2020 13:57	0,9000	487	0,01551	0,01724
20/05/2020 11:45	20/05/2020 11:45	20/05/2020 12:52	1,1167	488	0,01955	0,01751
01/01/2020 15:40	NÃO REALIZOU	01/01/2020 16:08	0,0000	488	0,00000	0,00000
27/11/2019 00:17	27/11/2019 00:17	27/11/2019 02:36	2,3167	485	0,04028	0,01739

Fonte: Elaboração própria (2022).

A fim de verificar o real impacto do religador 86536 nos indicadores de continuidade buscou-se fazer uma análise dos possíveis indicadores sem a sua

presença na rede de distribuição. Sem a presença do religador 86536, possivelmente a proteção do alimentador iria atuar, fazendo com que o mesmo abrisse, deixando todas as UCs conectadas ao mesmo sem energia.

Inicialmente verificou-se em cada ocorrência o momento em que as cargas do religador começaram a ser reestabelecidas, afim de verificar o tempo que os consumidores a montante do religador 86536 ficariam sem energia em uma possível atuação do alimentador.

Para se verificar quantidade de consumidores que seriam afetados caso houvesse uma atuação do alimentador, buscou-se a quantidade de UCs conectadas a montante do religador 86536 no mês da atuação. Com isso, foi possível elaborar a Tabela 16, que apresenta o DEC e FEC evitados pelo religador 86536, bem como os demais dados utilizados para o cálculo destes indicadores. O cálculo do DEC e do FEC evitados foram calculados de acordo com as Equações (5) e (6), respectivamente.

Tabela 16 - DEC e FEC evitado pelo religador 86536

Horário da Atuação	Início da Recomposição local	Duração(h)	UCs a montante do Religador	DEC evitado pelo Religador (h)	FEC evitado pelo Religador
26/06/2022 10:00	26/06/2022 10:41	0,6833	1521	0,03422	0,05008
08/06/2022 20:29	08/06/2022 21:24	0,9167	1521	0,04591	0,05008
09/05/2022 10:13	09/05/2022 10:36	0,3833	1529	0,01935	0,05047
21/12/2021 17:51	21/12/2021 18:11	0,3333	1513	0,01699	0,05097
13/10/2021 10:55	13/10/2021 11:00	0,0833	1510	0,00426	0,05111
17/04/2021 18:45	17/04/2021 19:00	0,2500	1488	0,01277	0,05108
16/02/2021 10:03	16/02/2021 10:10	0,0000	1476	0,00000	0,05170
31/12/2020 10:28	31/12/2020 10:50	0,3667	1480	0,01907	0,05200
11/12/2020 14:35	11/12/2020 14:46	0,1833	1480	0,00953	0,05200
06/12/2020 07:37	06/12/2020 08:30	0,8833	1494	0,04637	0,05249
16/11/2020 20:00	16/11/2020 21:48	1,8000	1478	0,09369	0,05205
07/09/2020 13:03	07/09/2020 13:57	0,9000	1459	0,04647	0,05164
20/05/2020 11:45	20/05/2020 12:52	1,1167	1432	0,05736	0,05137
01/01/2020 15:40	01/01/2020 16:08	0,0000	1442	0,00000	0,05159
27/11/2019 00:17	27/11/2019 02:36	2,3167	1458	0,12109	0,05227

Fonte: Elaboração própria (2022).

Através dos dados obtidos na Tabela 13, na Tabela 15 e na Tabela 16 , pode-se calcular um possível DEC e um possível FEC anual que seriam registrados sem a presença dos religadores ao longo do alimentador IAL02. O cálculo do possível DEC anual foi obtido pela soma do DEC anual, apresentado na Tabela 14, com os DEC's evitados pela TA e pelo religador 86536 do respectivo ano. O cálculo do possível FEC anual foi obtido pela soma do FEC anual, apresentado na Tabela 14, com os FEC's evitados pela TA e pelo religador 86536 do respectivo ano. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 17

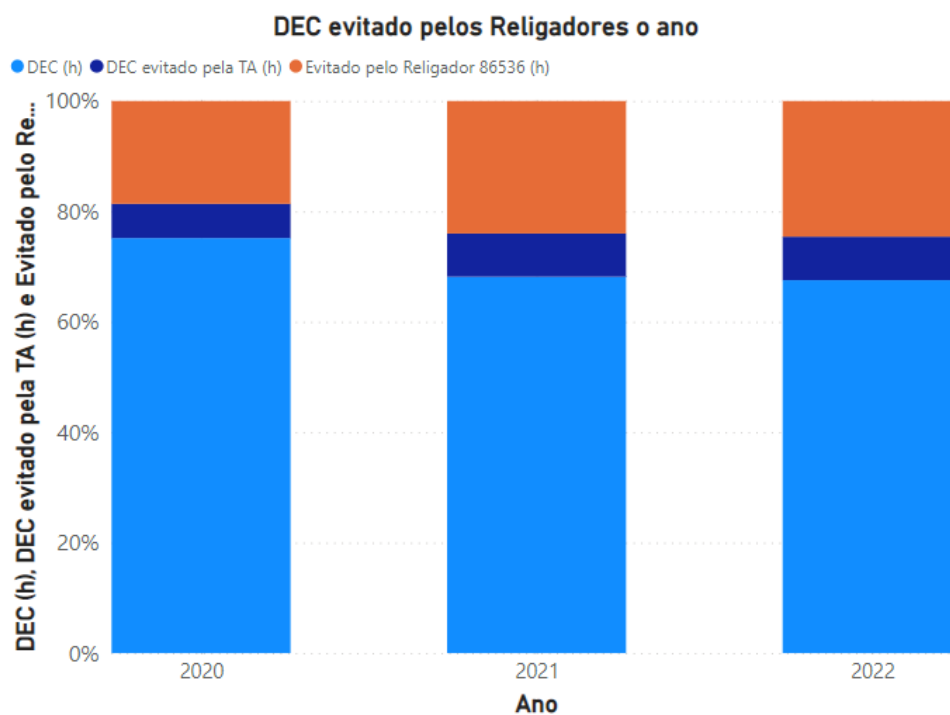
Tabela 17 - DEC's e FEC's evitados por ano

Ano	DEC (h)	FEC	DEC Evitado pelo Religador 86536 (h)	FEC Evitado pelo Religador 86536	DEC evitado pela TA (h)	FEC evitado pela TA
2022	0,27341	0,36798	0,09947	0,15063	0,03188	0,04824
2021	0,11371	0,46602	0,04005	0,20486	0,01105	0,04974
2020	1,19656	0,85111	0,29657	0,36315	0,09062	0,10347

Fonte: Elaboração própria (2022).

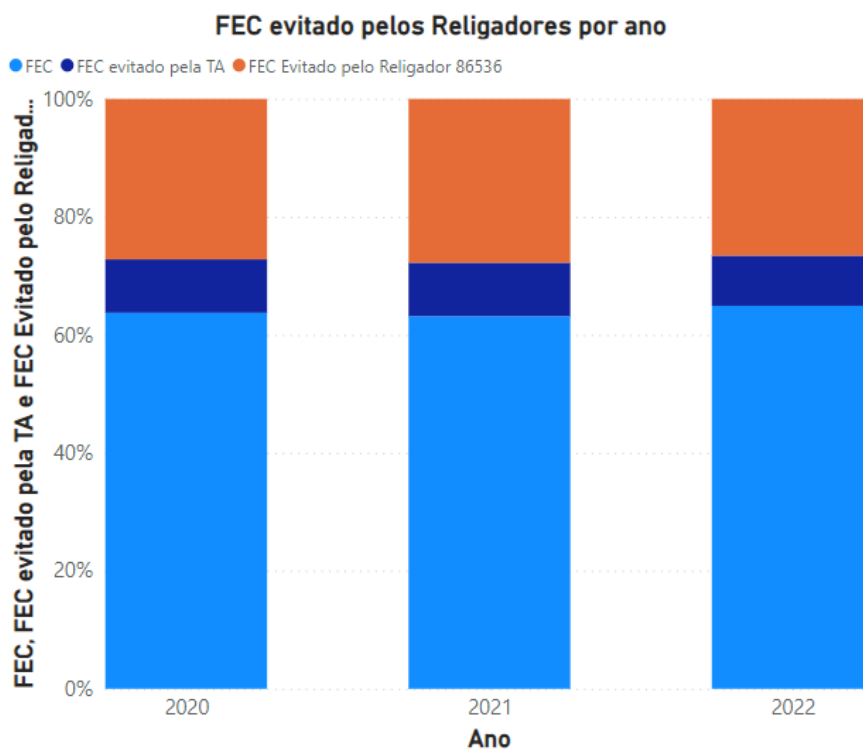
Através dos dados obtidos na Tabela 17, pode-se fazer uma análise gráfica comparativa os indicadores de continuidade apurados com os possíveis indicadores sem a presença dos religadores no trecho do alimentador IAL02. A Figura 57 e a Figura 58 apresentam a comparação entre os DEC's e FEC's apurados e sem a presença dos religadores, respectivamente.

Figura 57 - DEC evitados pelos religadores do alimentador IAL02



Fonte: Elaboração própria (2022).

Figura 58 - FEC evitado pelos religadores do alimentador IAL02



Fonte: Elaboração própria (2022).

Nota-se que com a presença dos religadores no trecho do alimentador o DEC e o FEC foram reduzidos em mais de 30%, além dos religamentos com sucesso realizados, mostrando que a alocação de religadores automáticos na rede de distribuição foi uma escolha adequada.

Visto que a região onde o religador 86536 está instalado é uma região que contém trechos de muita vegetação e a principal causa das atuações do mesmo é vegetação na rede, juntamente com causas não identificadas, sugere-se que sejam feitas podas constantes ao longo do trecho do religador a fim de minimizar as atuações do religador causadas por este motivo.

Outra melhoria que pode ser aplicada é a alteração e substituição da rede aérea convencional por rede aérea compacta nos trechos que apresentam maior densidade de vegetação. Essa substituição, conforme descrito na seção 2.2.2, reduz a taxa de falhas do trecho substituído significativamente, e consequentemente, provoca uma redução nos indicadores de continuidade. Entretanto, essa alteração de topologia de rede demanda obras para a substituição de equipamentos da rede, além de envolver desligamentos programados, se tendo um custo atrelado a tudo isto. Portanto, qualquer alteração drástica desta maneira, deve ser pensada e muito bem elaborada pelo departamento de planejamento e construção antes de ser executada.

4 CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo principal analisar a evolução dos indicadores de continuidade após a alocação de religadores automáticos na rede de distribuição, seja em redes radiais ou em troncos de alimentadores com opção de manobras de reconfiguração.

A metodologia foi baseada nas especificações e procedimentos das concessionárias de distribuição de energia estabelecidas no PRODIST. O PRODIST é definido pela ANEEL, a qual é responsável por regulamentar e fiscalizar a atuação das concessionárias de distribuição elétrica, incluindo nesse contexto os indicadores de continuidade, objeto do estudo de casos deste trabalho.

Com a análise realizada, verificou-se o que se esperava no início do trabalho, ou seja, a alocação de religadores automáticos nas redes de distribuição geram a diminuição nos indicadores de continuidade. Tal fato foi constatado nos três alimentadores que foram objetos do estudo de casos. No alimentador IIA02 a melhoria se deu por meio dos religamentos automáticos com sucesso realizados pelo religador, possibilitando que os consumidores não tivessem o fornecimento de energia elétrica interrompido apesar de ter havido uma falta transitória na rede.

No alimentador SRS01 a melhoria dos indicadores de continuidade se deu não somente pela alocação dos religadores na rede, mas principalmente pela tecnologia empregada neles, o sistema *Self-Healing*. Tal tecnologia permitiu não só a diminuição dos indicadores de continuidade, bem como a redução do gasto com compensações pagas aos consumidores por violações nos indicadores de continuidade. No alimentador IAL02 a melhoria dos indicadores de continuidade se deu por meio da alocação de religadores automáticos no tronco do alimentador e também do emprego do sistema *Self-Healing*.

Com a redução das ocorrências de interrupções, bem como dos indicadores de continuidade surge a possibilidade da concessionária realizar desligamentos programados, onde o consumidor é informado previamente da interrupção do fornecimento de energia, para manutenção e melhoria das redes de distribuição, aumentando a confiabilidade da mesma.

Através da automação das redes de distribuição, como a alocação de religadores, acredita-se que os indicadores de continuidade possam sofrer ainda maiores reduções, pois a presença destes equipamentos nas redes de distribuição permite uma localização mais precisa do defeito ocorrido, diminuindo o tempo que as equipes de emergência levam para encontra-lo.

Como proposta para trabalhos futuros, pode-se, a partir deste trabalho, verificar a relação entre o valor investido pela concessionária para a instalação e automatização do religador e os custos que demandariam o deslocamento das equipes de atendimento para as possíveis ocorrências, incluindo as possíveis penalidades monetárias devido à ultrapassagem dos limites dos indicadores impostos pela ANEEL.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Setor Elétrico**. 2022. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>. Acesso em: 19 maio 2022.

ANDRADE, W. dos S. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-transmissão Considerando Geração Distribuída**. 2007. 215 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007. Acesso em: 24 out. 2022.

ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>. Acesso em: 15 jun. 2022.

ANEEL. **Módulo 1 - Glossário de termos técnicos do Prodist**. 2021a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_1_v11.pdf. Acesso em: 15 jun. 2022.

ANEEL. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2021b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 15 jun. 2022.

ARANHA NETO, E. A. C. **Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios**. 2006. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, CTC, UFSC, Florianópolis, 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/89441/232412.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 16 jun. 2022.

BROWN, Richard E. **Electric Power Distribution Reliability**. Carolina: Marcel Dekker, 2002. 379 p.

CARVALHO, Marcus Rodrigo. **Estudo comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial**. 2006. 104 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18133/tde-27072006-164213/publico/Dissertacao_Marcus_corrigida_vs_final.pdf. Acesso em: 31 ago. 2022.

CELESC. **Celesc Distribuição**. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/a-celesc-distribuicao>. Acesso em: 25 out. 2022a.

CELESC. **Celmapas**. Disponível em: <https://celmapas.celesc.com.br>. Acesso em: 25 out. 2022b.

CELESC. **DVPO**. Disponível em: <https://celesc.com.br/sharepoint.com/sites/celnet>. Acesso em: 05 dez. 2022c.

CELESC. **História: Novo Milênio**. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/home/historia#novo-milenio>. Acesso em: 25 out. 2022d

CELESC DISTRIBUIÇÃO I-313.0021: Critérios Para Utilização de Redes de Distribuição. 1 ed. Florianópolis: DPEP/DVEN, 2020. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/especificacao-tecnica/I3130021.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2022.

CEMIG. ND-4.15: Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. 1 ed. Belo Horizonte: Cemig, 2017. 77 p. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/nd_4_15_000001p.pdf. Acesso em: 31 set. 2022.

FALCÃO, Djalma Mosqueira. Integração de tecnologias para viabilização da smart grid. **Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, Belém-PA, 2010. Disponível em: http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo_SMART_GRID.PDF. Acesso em: 21 out. 2022.

FONSECA, Alexandre Gomes. **Análise de Reconfiguração de Redes de Distribuição baseada em Fluxo de Potência Desacoplado**. 2016. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/43990/R%20-%20D%20-%20ALEXANDRE%20GOMES%20FONSECA.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 20 out. 2022.

GOOGLE. **Google Earth**. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-27.00377887,-48.80149503,30.46187004a,6640.54316182d,35y,15.22102864h,52.36433636t,0r>. Acesso em: 03 dez. 2022a.

GOOGLE. **Google Earth**. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-28.64135242,-49.40024328,44.47615253a,4890.5821215d,35y,-7.781094h,56.13220229t,0r>. Acesso em: 03 dez. 2022b.

GOOGLE. **Google Earth**. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-26.96156089,-49.31988213,84.49220188a,30305.50402222d,35y,15.77256842h,23.98096986t,360r>. Acesso em: 03 dez. 2022c.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-27.0045322,-48.808564,3a,75y,167.17h,90.74t/data=!3m6!1e1!3m4!1sdMOB1tYqVdW3l-4AYfadMw!2e0!7i16384!8i8192>. Acesso em: 03 dez. 2022d.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-28.651561,-49.3893784,3a,75y,282.83h,98.46t/data=!3m6!1e1!3m4!1sliznyCXglEXggMdDEt5W-g!2e0!7i16384!8i8192>. Acesso em: 03 dez. 2022e.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-28.6677477,-49.3809288,3a,49y,167.66h,102.34t/data=!3m6!1e1!3m4!1stUPjFh9K4T7FIDzxwPS81w!2e0!7i16384!8i8192>. Acesso em: 03 dez. 2022f.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: https://www.google.com.br/maps/@-26.9721709,-49.3664967,3a,75y,240.56h,96.42t/data=!3m7!1e1!3m5!1sZ6vKIWVqQZ4_b_Nqbzqs pQ!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fpanoid%3DZ6vKIWVqQZ4_b_Nqbzqs pQ%26cb_client%3Dmaps_sv.tactile.gps%26w%3D203%26h%3D100%26yaw%3D112.81871%26pitch%3D0%26thumbfov%3D100!7i16384!8i8192. Acesso em: 03 dez. 2022g.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-27.0370983,-49.3942233,3a,75y,256.78h,95.32t/data=!3m6!1e1!3m4!1syBACrz8l-7CFnBi8npNMQw!2e0!7i16384!8i8192>. Acesso em: 03 dez. 2022h.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: https://www.google.com.br/maps/@-27.0791512,-49.4355427,3a,75y,306.69h,97.2t/data=!3m6!1e1!3m4!1sYg5Y13yWFW_988Gm70Z2Tw!2e0!7i16384!8i8192. Acesso em: 03 dez. 2022i.

HOSS, Maiara Pies. **Estuda da melhoria alcançada nos índices de continuidade com a aplicação de religadores automáticos em rede de distribuição**. 2018. 71 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Santa Rosa, 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2005. Disponível em: https://www.google.com.br/books/edition/Introdu%C3%A7%C3%A3o_aos_Sistemas_de_Distribui%C3%A7%C3%A3o/cDjWDwAAQBAJ?hl=pt-BR&gbpv=1&printsec=frontcover. Acesso em: 15 jun. 2022.

LAMBIASE, Clodoaldo de Borba. **Aplicação de Self Healing em Sistemas Elétricos**. 2012. 59 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, A Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/71780/000880265.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 21 out. 2022.

LEME, Daniel Maciel *et al.* **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 77 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, 2013. Disponível em: <http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/2587.pdf>. Acesso em: 20 set. 2022.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MME. **Smart Grid**. Brasília: MME, 2021. 232 p. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/relatorio-smart-grid-1/documentos/relatorio-smart-grid.pdf/view>. Acesso em: 21 out. 2022.

NAKAGUISHI, M. I.; HERMES, P.D. **Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuição subterrâneas**. Monografia (Graduação). Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, 100 p., 2011. Disponível em: <http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/ufpr2/tccs/199.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2022.

NOGUEIRA, Carlos Eduardo Rodrigues. **Autorrestauração de Redes de Distribuição com Foco na Operação da Distribuição - Ferramenta de Auxílio à Tomada de Decisão**. 2016. 82 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016. Disponível em: <https://www.ppgce.ufmg.br/defesas/1245M.PDF>. Acesso em: 20 out. 2022.

PAULI, G. **Alocação ótima de religadores em sistemas de distribuição radial buscando melhoria nos indicadores de continuidade**. Dissertação (Mestrado). Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Florianópolis, 147p., 2021.

PAZZINI, L. H. A. **Fornecimento de Energia Elétrica**. 2002. Disponível em: <http://docplayer.com.br/3042421-Fornecimento-de-energia-eletrica-introducao.html>. Acesso: 14 mar. 2021.

PFITSCHER, Luciano Lopes. **Reconfiguração Automática das Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Monitoramento em Tempo Real**. 2013. 146 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/3684/PFITSCHER%2c%20LUCIANO%20LOPES.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 out. 2022.

RUPPENTHAL, Fernando André. **Aplicação de Sistemas Self-Healing em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2019. 109 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Santa Cruz do Sul, Santa Cruz do Sul, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unisc.br/jspui/bitstream/11624/2592/1/Fernando%20Andr%c3%a9%20Ruppenthal.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2022.

SOUZA, Ronimack Trajano de. **Sistema Elétrico de Potência - SEP**. João Pessoa: Ifpb, 2014. 9 slides, color. Disponível em: <https://slideplayer.com.br/slide/1473605/>. Acesso em: 30 jun. 2022.

SPERANDIO, M. **Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição**. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 149 p., 2008. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/91427/260717.pdf?sequence=1>. Acesso em: 26 maio 2022.

TENFEN, D. **Alocação ótima de chaves telecomandadas em redes de distribuição com multi-objetivo via algoritmos genéticos de Pareto**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 164 p.,

2011. Disponível em:

<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/95066/298799.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 26 maio 2022.

VAZ, Rafael Ribeiro de Carvalho. **Metodologia de posicionamento de religadores e dimensionamento de rede de fibra óptica para automação de sistemas de energia**. 2017. 199 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica e Computação, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – Emc-Ufg, Goiânia, 2017. Disponível em:

<https://repositorio.bc.ufg.br/tede/bitstream/tede/7735/5/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20-%20Rafael%20Ribeiro%20de%20Carvalho%20Vaz%20-%202017.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2022.