



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

MÁURISSON FEITOZA DE FREITAS

IMPACTOS DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO NA QUALIDADE DE SERVIÇO
DE UMA EMPRESA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

FORTALEZA

2023

MÁURISSON FEITOZA DE FREITAS

IMPACTOS DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO NA QUALIDADE DE SERVIÇO DE
UMA EMPRESA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

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

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

Coorientador: Daniel Rebouças Jaguaribe

FORTALEZA

2023

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

- F937i Freitas, Máurisson Feitoza de.
Impactos da automação da distribuição na qualidade de serviço de uma empresa concessionária de energia / Máurisson Feitoza de Freitas. – 2023.
48 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
Coorientação: Prof. Daniel Rebouças Jaguaribe.
1. Automação da Distribuição. 2. Distribuição de Energia Elétrica. 3. Indicadores de Qualidade de Serviço.
I. Título.

CDD 621.3

MÁURISSON FEITOZA DE FREITAS

IMPACTOS DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO NA QUALIDADE DE SERVIÇO DE
UMA EMPRESA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

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

Aprovada em: 12/07/2023

BANCA EXAMINADORA

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

Daniel Rebouças Jaguaribe (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

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

À minha mãe, Raimunda C. F. de Freitas,

A meu pai, Manoel Martins de Freitas.

(in memoriam),

À minha esposa, Ana Kathleen B. Pinto

À minha família,

A todos os meus amigos que me acompanharam
até aqui.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus pais por todos os ensinamentos e suporte ao longo da vida, tudo que sou hoje é fruto disso.

Agradeço à toda a minha família, por todo amor e apoio que sempre me deram.

Agradeço Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio pela orientação, pela paciência e por todo o suporte e contribuição para esse trabalho.

Agradeço a minha esposa, Ana Kathleen, por todo amor, carinho e compreensão, pelo companheirismo e apoio nos momentos difíceis.

Agradeço aos amigos que fiz ao longo do curso de Engenharia Elétrica, em especial ao Thiago Inácio, que me acompanhou durante toda a jornada.

Agradeço aos amigos que fiz na Enel Distribuição Ceará que contribuíram para a minha formação profissional, em especial Erismeiry Moraes, Lucas Rabelo e Everardo Gentil.

“Ninguém entra em um mesmo rio uma segunda vez, pois quando isso acontece já não se é o mesmo, assim como as águas que já serão outras.”

(Heráclito de Éfeso)

RESUMO

Com o crescente aumento do acesso à energia elétrica e conseqüentemente da demanda, tem-se buscado a melhoria contínua da qualidade do fornecimento de energia, tanto em termos de qualidade do produto como na qualidade do serviço. Nas últimas duas décadas, observou-se um considerável avanço na qualidade e gestão dos serviços de energia elétrica no Brasil, graças a uma série de fatores, incluindo a criação de regras mais rígidas, estabelecidas no Procedimento de Distribuição de Energia (PRODIST) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O PRODIST estabelece os indicadores de qualidade de serviço, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), DIC, FIC e DMIC para análise da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica. Neste contexto, cada vez menos admite-se a intermitência do serviço ou prolongadas interrupções de fornecimento. Essas regras foram responsáveis para que as concessionárias se dispusessem a elevar os níveis de investimento em treinamento, infraestrutura e automação da rede de distribuição. Entre as estratégias adotadas estão: a instalação de equipamentos telecomandados, seccionamento da rede para criação de novos trechos, investimento em automação e manutenção das redes existentes. Este trabalho tem como objetivo apresentar os impactos da automação da distribuição na melhoria da qualidade de serviço de uma empresa concessionária de energia, devido a instalação de religadores na sua rede de média tensão durante o ano de 2020. Para isso a metodologia utilizada para desenvolvimento do presente trabalho consiste em com base nos dados de indicadores de continuidade, características dos alimentadores e quantidade de equipamentos instalados, definir a porção de rede a ser analisada, no período de 36 meses, entre os meses de junho de 2019 a maio de 2022, aplicando um comparativo entre o período que antecede a instalação dos equipamentos e o que sucede este evento. Foi possível observar ganhos expressivos na porção de rede estudada em termos de contribuição para os indicadores globais da empresa, além de melhoria na proteção da distribuição e conseqüente ganho de segurança da população do entorno da rede. Também foram verificados pontos de melhoria, que podem fazer com que o processo ganhe desempenho.

Palavras-chave: Automação da Distribuição; Distribuição de Energia Elétrica; Indicadores de Qualidade de Serviço.

ABSTRACT

The pursuit of enhancing the quality of energy supply, encompassing both product and service quality, has become imperative due to the growing accessibility and demand for electricity. Over the past twenty years, Brazil has witnessed significant advancements in the provision and administration of electricity services. These improvements can be attributed to various factors, one of which is the implementation of more stringent regulations outlined in the Procedimento de Distribuição de Energia (PRODIST) by the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). PRODIST introduces service quality indicators, namely DEC (Equivalent Interruption Duration per Consumer Unit) and FEC (Equivalent Interruption Frequency per Consumer Unit), DIC (Interruption Duration per Consumer Unit), FIC (Interruption Frequency per Consumer Unit), and DMIC (Maximum Interruption Duration per Consumer Unit) to assess the performance of electricity concessionaires in delivering satisfactory services. In the present scenario, there is a decreasing tolerance for service interruptions or prolonged disruptions in supply. As a result, concessionaires have been motivated to enhance their investment in training, infrastructure, and automation of the distribution network in order to comply with these regulations. Various strategies have been implemented to enhance the quality of service provided by an energy concessionary company. These strategies include the deployment of remote-controlled equipment, the division of the network into new sections, investment in automation, and the maintenance of existing networks. This study aims to examine the effects of distribution automation on the improvement of service quality, specifically focusing on the installation of reclosers in the medium voltage network of the company in the year 2020. The methodology employed in this study involves analyzing a specific portion of the network over a period of 36 months, from June 2019 to May 2022. This analysis is based on continuity indicators, feeder characteristics, and the number of installed equipment. A comparison is made between the period before the installation of the equipment and the subsequent period to assess any changes or effects resulting from this event. The study revealed significant improvements in the specific section of the network under investigation, particularly in terms of its contribution to the overall performance indicators of the company. Additionally, there was an enhancement in distribution protection, resulting in increased security for the local population residing near the network. Furthermore, areas for improvement were identified, which have the potential to enhance the efficiency of the process.

Keywords: Distribution Automation; Electric Power Distribution; Service Quality Indicators

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema simplificado do SEP	19
Figura 2 – Chave Seccionadora	21
Figura 3 – Chave Seccionadora Telecomandada	22
Figura 4 – Chave Fusível.....	23
Figura 5 – Religador de linha	24
Figura 6 – Fluxograma da metodologia.....	28
Figura 7 – Monitor de ramal em conjunto com religador KF	29
Figura 8 – Topologia do sistema com UTR.....	30
Figura 9 – Módulo de disjunção Cooper (Eaton)	31
Figura 10 – Módulo de controle Form6	32
Figura 11 – Módulo de disjunção e controle Noja OSM 15	33
Figura 12 – Módulo de disjunção e controle Schneider ADV3	33
Figura 13 – Exemplo de divisão de número de clientes por equipamento	34
Figura 14– Exemplo de redução de zona para inspeção.....	35
Figura 15 – Topologia de rede do alimentador ITK01I8.....	39
Figura 16 – Topologia de rede do alimentador NVR01N1.....	40
Figura 17 – Topologia de rede do alimentador CRU01C2	40
Figura 18 – Gráfico comparativo de contribuição de DEC	44
Figura 19 – Gráfico comparativo de contribuição de FEC.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equipamentos instalados – TLC2020	42
Tabela 2 – Comparativo DEC.....	43
Tabela 3 – Comparativo FEC	43
Tabela 4 – Comparativo percentual DEC/FEC.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.
ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CHI	Cliente-Hora Interrompida
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FRG	<i>Funzione Rivelatore di Guasto</i>
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
REN	Resolução Normativa
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Subestação
SED	Subestação Distribuidora
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TLC	Telecontrole
TMA	Tempo Médio de Atendimento
WTS	<i>Way to SAIDI</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS.....	16
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral.....</i>	<i>16</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	18
2.2	DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
<i>2.2.1</i>	<i>Topologias de rede.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2.1.1</i>	<i>Rede radial.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2.1.2</i>	<i>Rede radial com recurso.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2</i>	<i>Equipamentos de média tensão</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2.1</i>	<i>Chaves Seccionadoras</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2.2</i>	<i>Chaves Fusíveis</i>	<i>22</i>
<i>2.2.2.3</i>	<i>Religadores</i>	<i>23</i>
<i>2.2.2.4</i>	<i>Seccionalizador.....</i>	<i>24</i>
2.3	AUTOMAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO.....	24
2.4	REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
<i>2.4.1</i>	<i>Indicadores de duração da interrupção</i>	<i>26</i>
<i>2.4.2</i>	<i>Indicadores de frequência de interrupção</i>	<i>27</i>
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	27
3	METODOLOGIA.....	28
3.1	UM BREVE HISTÓRICO DA AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO NO CEARÁ.....	29
<i>3.1.1</i>	<i>Sistema de supervisão de rede de MT</i>	<i>29</i>
<i>3.1.2</i>	<i>Sistema de telecontrole com Unidade Terminal Remota.....</i>	<i>29</i>
<i>3.1.3</i>	<i>Sistema de telecontrole com religadores e seccionadoras.....</i>	<i>30</i>
<i>3.1.4</i>	<i>Centralização do processo de automação e proteção</i>	<i>32</i>
3.2	ALOCAÇÃO DE EQUIPAMENTOS NA REDE.....	34
<i>3.2.1</i>	<i>Início das instalações de equipamentos no Ceará.....</i>	<i>34</i>
<i>3.2.2</i>	<i>Utilização de dados para classificar alimentadores</i>	<i>36</i>
3.3	AQUISIÇÃO DOS DADOS:	37
3.4	APRESENTAÇÃO DA REDE ESTUDADA.....	38

4	ANÁLISE DE RESULTADOS	43
4.1	COMPARANDO DADOS	43
5	CONCLUSÃO.....	46
5.1	CONCLUSÕES	46
5.2	TRABALHOS FUTUROS	46
	REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

É cada vez mais difícil se imaginar as nossas vidas sem a presença da eletricidade, a evolução das tecnologias, o processo de digitalização de dados e crescente aumento da busca por automatização de tarefas contribui para nossa dependência de energia elétrica.

Nas últimas duas décadas acompanhamos o processo de eletrificação das zonas rurais no Brasil, com o lançamento do programa Luz para Todos em 2003 e suas sucessivas prorrogações. O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Luz para Todos” nasceu devido o censo do IBGE do ano de 2000 apontar que existiam dois milhões de residências não atendidas por um sistema de distribuição de energia elétrica, o que significaria algo em torno de dez milhões de pessoas sem acesso à energia. (Ministério de Minas e Energia, 2023).

O programa teve sua meta original alcançada em 2009, atingindo as duas milhões de residências, e sua meta reajustada para dois milhões novecentos e sessenta e cinco mil novecentos e oitenta e oito domicílios. Com as novas demandas que foram surgindo, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, o programa se manteve ativo e em 2017 chegou à marca de três milhões e trezentas mil residências alcançadas. Sua última prorrogação foi em 2018 quando teve seu prazo prorrogado até 2022. (Ministério de Minas e Energia, 2023).

Dessa forma, é cada vez mais difícil de encontrar, mesmo nas menores cidades ou mais isoladas, termos comunidades sem acesso à energia elétrica. Por certo, o sistema elétrico nacional evoluiu muito, principalmente o setor de Distribuição de Energia Elétrica. Acompanhando o formato das cidades, se ramificando por ruas e avenidas, conectando o sistema de transmissão ou geração de médio e pequeno porte aos clientes finais, o setor de Distribuição de Energia Elétrica brasileiro cobre 99,8% do abastecimento do país. (ABRADEE, 2023)

O serviço de distribuição de energia elétrica é público, porém é operado pela iniciativa privada através de concessões e permissões. É caracterizado por ser o segmento do Setor Elétrico mais próximo aos consumidores finais rebaixando a tensão proveniente do sistema de transmissão. É composto por equipamentos e instalação de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), com tensões entre 69kV e 230kV, 2,3kV e 69kV e menores que 2,3kV, respectivamente. (ANEEL, 2022).

Além do crescimento do acesso à energia têm-se elevado o nível de exigência dos clientes quanto à qualidade do serviço prestado, bem como a qualidade do produto energia. A qualidade do produto está relacionada diretamente a forma de onda de tensão que chega até os

clientes finais. A onda deve ser o mais próximo possível de uma senoide e com valores de magnitude e frequência dentro de uma margem em torno dos valores nominais contratados. Já a qualidade de serviço está relacionada à continuidade do serviço e atendimento às ocorrências emergenciais. (PRODIST, 2021)

Para se alcançar as metas de desempenho junto a entidades de regulação, é preciso que haja uma série de investimentos nas redes de distribuição, desde a capacitação de pessoal para atender a ocorrências, passando por um grande aporte em manutenção de rede para reduzir a taxa de falha dos circuitos, até mesmo investir em construção de novos trechos, para viabilizar recomposições, as quais só são possíveis devido aos dispositivos de manobras presentes na rede.

Os dispositivos de manobras em redes de distribuição são dispositivos capazes de energizar ou interromper a corrente de um circuito em condição normal de operação ou durante faltas. Além disso, os mais comuns são: disjuntores, religadores, seccionadores automatizados. A automação na distribuição tem como aplicações usuais o isolamento e seccionamento de trechos com defeitos, acionamento de chaves de interconexão e monitoramento de medidas. Porém além de instalar os equipamentos, é preciso garantir que o sistema de automação seja operado devidamente, visto que adotar as mesmas práticas operativas de redes não automatizadas pode significar uma subutilização dos novos equipamentos. (DUARTE, 2008)

Dentro desse contexto, a instalação de equipamentos ao longo do sistema de distribuição de energia elétrica impacta diretamente nos indicadores de qualidade de energia que chega até os consumidores. Portanto, traçar relações positivas entre a entrada de novos equipamentos no sistema e a melhoria da qualidade do serviço e segurança será de grande importância para que as empresas continuem a investir na proteção e automação de suas redes.

A evolução do processo de controle dos indicadores de qualidade não ocorreu de forma diferente na concessionária local, Enel, que desde 2014 iniciou o processo de instalação de equipamentos na rede de média tensão de forma mais contundente, com o objetivo de se alcançar as metas cada vez mais exigentes. Iniciando de maneira descentralizada e sem padrões bem definidos, o processo ganhou uma nova abordagem ao ser centralizado na sede de Fortaleza e ao ter se formado uma equipe responsável pela gestão da alocação, configuração e manutenção.

Outro marco importante para o processo foi a utilização de dados para definir a divisão do número de equipamentos por alimentador. A criação do *Way to SAIDI* (WTS) foi extremamente relevante para que as análises de ocorrência e defeitos por trecho e equipamento fosse utilizada para ranquear e acompanhar o rendimento dos circuitos.

Por serem mais robustos e versáteis e fazer parte da nova estratégia de planejamento

da concessionária que terá a rede analisada, esse trabalho irá focar em analisar o impacto de instalar religadores de linha ao longo dos alimentadores.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo apresentar os impactos da automação da distribuição de energia elétrica na melhoria da qualidade de serviço de uma empresa concessionária de energia.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estudar os critérios de alocação de equipamentos adotados pela concessionária de energia elétrica do Ceará;
- Analisar os índices de qualidade de serviço (DEC/FEC) da rede de distribuição, bem como os dados de entrada em operação de equipamentos, a partir das informações disponibilizadas no Sistema de Gestão de Equipamentos - SGE;
- Definir os alimentadores para análise do impacto da automação para o estudo de caso;
- Analisar os resultados obtidos no estudo de caso
- Apresentar análise comparativa dos ganhos operacionais (DEC/FEC) nos alimentadores estudados com a evolução do sistema de automação.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 1 é feita uma contextualização e apresentada a justificativa, além disso são evidenciados os objetivos e a estrutura do trabalho.

No Capítulo 2, é apresentado conceitos de distribuição de energia elétrica, regulação de serviços de distribuição de energia elétrica e apresentado os tipos de redes, equipamentos de proteção e evolução do sistema de automação da distribuição.

No Capítulo 3, é apresentada a metodologia do trabalho, a fonte de dados que serão analisados, a definição da rede a ser analisada e um estudo referente a alocação de equipamentos realizados pela concessionária local.

No Capítulo 4 é realizada a comparação dos indicadores de desempenho de 3 alimentadores antes e depois da entrada em operação de uma série de equipamentos ao longo

dos circuitos.

Por fim, no Capítulo 5, é apresentada a conclusão do trabalho, em que é discutido os impactos da proteção/automação da rede de média tensão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

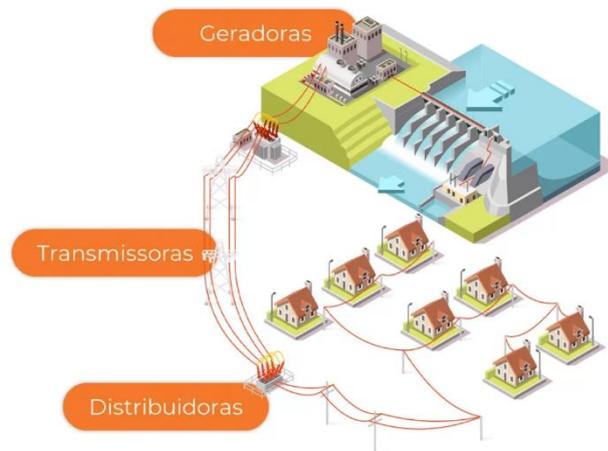
Nesse capítulo são abordados os conceitos de distribuição de energia elétrica em média tensão, as principais topologias de rede e equipamentos utilizados, bem como é realizada a regulação do serviço.

2.1 Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico de potência (SEP) compreende toda a estrutura capaz de produzir, transmitir e distribuir energia elétrica desde a Geração, que converte de alguma natureza, seja mecânica, térmica ou hidráulica, até os clientes de grande e pequeno porte. Não sendo possível sua armazenagem, o SEP dispõe de sistemas de controle e operação que fazem com que a energia gerada seja capaz de alimentar toda a carga requerida e as perdas inerentes aos circuitos. (KAGAN, 2000).

No Brasil, devido ao grande potencial hídrico, tem como maior matriz energética as suas Hidroelétricas, que normalmente se encontram afastadas das grandes concentrações de carga. Devido as grandes distâncias não é viável transmitir a eletricidade na tensão em que é gerada, portanto a tensão é elevada em uma Subestação (SE) elevadora e conectada à linhas de transmissão, ao se aproximar das cargas, a tensão é reduzida em uma SE abaixadora e conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) por meio das linhas de subtransmissão. O SDEE é composto por várias Subestações de distribuição (SED) conectadas e atendem a clientes em níveis de tensão de subtransmissão (AT), distribuição primária (MT) e distribuição secundária (BT). Sendo assim o SEP é composto pelos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica, como mostra a Figura 1. (KAGAN, 2000).

Figura 1 – Esquema simplificado do SEP



Fonte: (ABRADEE, 2023)

Devido ao escopo do presente trabalho, é dada ênfase apenas ao segmento de Distribuição de energia elétrica, sua topologia e seus equipamentos presentes na rede.

2.2 Distribuição de Energia Elétrica

Segundo (KAGAN, 2000), um sistema de distribuição é formado por três macroprocessos:

- a) Subtransmissão: que tem a tarefa de interligar as subestações das transmissoras às subestações distribuidoras e fazer a conexão entre as SEDs, comumente operam e atendem clientes em tensões de 134kV e 69kV, sendo a última adotada no Ceará.
- b) Distribuição primária: derivam das saídas dos religadores, conectados ao secundário do Trafo das SEDs que abaixam o nível de tensão da subtransmissão normalmente para 13,8kV. Atende principalmente empresas de médio porte, iluminação pública, condomínios de grande porte e centros comerciais. Ao longo de toda a sua extensão existem as subestações aéreas transformadoras que reduzem a tensão para atender ao último segmento.
- c) Distribuição secundária: o último segmento da distribuição, atendendo os menores clientes, normalmente pequenas indústrias e comércios, além da grande maioria dos clientes residenciais. Opera de forma monofásica e trifásica, costumeiramente, porém pode ser operada em redes bifásicas, em tensões usuais de 127/220V e 220/380V

2.2.1 Topologias de rede

As redes de distribuição no Brasil são predominantemente do tipo aéreo e radial, ou seja, com o fluxo de potência sempre no sentido fonte-carga, o que facilita a operação e a proteção, reduzindo assim, o custo de implementação, entretanto o torna menos confiável se compararmos com os sistemas em anel que temos na transmissão e subtransmissão. Dessa forma existem dois tipos predominantes de topologia que são descritos logo abaixo.

2.2.1.1 Rede radial

A rede radial proporciona fácil coordenação de proteções e localização de faltas. Entretanto, na ocorrência de falhas, ela não possui recursos para o reabastecimento de trechos sem defeitos através da transferência de carga entre alimentadores da mesma ou de subestações diferentes. Portanto, a eliminação de faltas pelas proteções nessa topologia pode causar um número significativo de consumidores sem energia, resultando em uma baixa confiabilidade. (SAMPAIO, 2017)

2.2.1.2 Rede radial com recurso

A topologia radial com recurso assemelha-se de uma rede radial simples, mas possui chaves normalmente abertas instaladas entre os alimentadores de uma mesma ou de distintas subestações. Dessa forma, são proporcionados recursos para transferência de cargas entre alimentadores quando houver a ocorrência de faltas ou em caso de manutenções programadas. Essa rede proporciona maior qualidade e confiabilidade, porém exige sistemas de proteção mais elaborados. (SAMPAIO, 2017)

2.2.2 Equipamentos de média tensão

A rede de distribuição dispõe de diversos dispositivos que têm como funções principais proteger a rede de distúrbios e proporcionar seccionamento e realizar manobras. Abaixo temos os principais equipamentos de proteção e de seccionamento descritos.

2.2.2.1 Chaves Seccionadoras

São dispositivos mecânicos de manobra que na posição aberta é capaz de impedir a

passagem de corrente e na posição fechada oferece continuidade ao circuito em qual está instalada levando em consideração suas características nominais. É capaz de conduzir correntes de carga em regime permanente e correntes anormais, durante uma falta, por um tempo especificado. (MAMEDE, 2005).

São utilizadas em redes aéreas urbanas e rurais para seccionar alimentadores durante trabalhos programados e atendimento a ocorrências emergenciais. Devido a vasta utilização é comumente chamada apenas de “Chave”. Apesar de serem fabricadas chaves tripolares e monopolares, ao longo dos alimentadores é mais comum que as seccionadoras sejam do tipo monopolar. (MAMEDE, 2005).

A Figura 2 mostra um conjunto de três chaves seccionadoras do tipo faca instaladas na rede urbana do município de Itapipoca-Ce.

Figura 2 – Chave Seccionadora



Fonte: Próprio autor.

A seccionadora também pode ser do tipo automática, com comando local ou remoto. Nesse caso há um conjunto eletromecânico que faz a função de abrir e fechar os contatos mecânicos e um conjunto microprocessado que é o elemento de comando, responsável por comandar o fechamento e a abertura da chave. Bastante utilizada para automatizar encontro entre dois alimentadores distintos.

A Figura 3 mostra uma chave seccionadora automatizada, com seu módulo de controle instalado logo abaixo no mesmo poste na rede urbana do município de Itapipoca-Ce.

Figura 3 – Chave Seccionadora Telecomandada



Fonte: Próprio autor

2.2.2.2 Chaves Fusíveis

São os dispositivos mais utilizados para fazer a proteção de ramais de média tensão. É um equipamento composto por um filamento, denominado elo fusível, que é colocado dentro de um cartucho ou porta-fusível e esse é instalado em uma base com dois terminais e um corpo isolante, fazendo com que o fluxo de corrente passe pelo elo fusível durante a condição operacional. (MAMEDE, 2017).

Durante o defeito, a sobrecorrente no sistema em que a chave fusível está instalada faz com que o elo fusível entre em fusão, porém apenas o rompimento do elo não é capaz de interromper o curto, devido aos arcos elétricos criados durante o curto entre os terminais da chave, para solucionar esse problema, dentro do porta-fusível há substâncias que quando aquecidas produzem gases desionizantes que interrompem o arco. A fabricação e a utilização desses elos fusíveis levam em conta sua característica Tempo X Corrente, que definem o tempo em que o equipamento suporta até que entre em fusão e interrompa o circuito, essa informação é importante para coordenar as operações de fusíveis em série. (MAMEDE, 2017).

A Figura 4 mostra um conjunto de três chaves fusíveis instalado na rede urbana do município de Itapipoca-Ce.

Figura 4 – Chave Fusível



Fonte: Próprio autor

2.2.2.3 *Religadores*

São dispositivos capazes de interromper uma corrente de falta, assim como um disjuntor, porém com a capacidade de repetir operações de abertura e fechamento do circuito durante um defeito, para dar a oportunidade de defeitos temporários sejam mitigados. (MAMEDE, 2005).

Sua utilização costuma ter sua segurança questionada, devido a queda de cabos ao solo, que pode provocar risco a pessoas próximas a rede de distribuição. Entretanto o religamento reduz consideravelmente o tempo de falta de energia, visto que cerca 86% dos defeitos na rede de distribuição são transitórios. Para amenizar os efeitos, algumas concessionárias utilizam apenas um religamento. (MAMEDE, 2011).

Os religadores são utilizados tanto nas subestações, nas saídas dos alimentadores quanto ao longo dos alimentadores, onde são instalados em postes de redes aéreas para realizar a proteção de parte do circuito, também podem ser chamados de Religador de linha. A Figura 5 mostra um exemplo de religador instalado ao longo de um alimentador, com seu módulo de controle instalado logo abaixo no mesmo poste, na rede rural do município de Itapipoca-Ce.

Figura 5 – Religador de linha



Fonte: O próprio autor

2.2.2.4 *Seccionalizador*

São equipamentos de proteção utilizados em redes aéreas de distribuição, em conjunto com religadores e que têm a finalidade de seccionar definitivamente um trecho do alimentador quando ocorre um defeito a jusante de sua instalação e cuja interrupção é feita por um equipamento de retaguarda, por não ter capacidade para abrir o circuito durante um curto-circuito. Costumam ser instalados em pontos muito afastados da subestação, onde a corrente de falha do alimentador é inferior. Entretanto não devem ser instalados mais de dois seccionadores em série, devido a limitação de aberturas realizadas pelo religador. (Enel: Especificação Técnica 285)

2.3 **Automação na distribuição**

Dentre as funcionalidades de se aplicar a automação na rede de distribuição de média tensão se destacam o seccionamento e isolamento de faltas, a reconfiguração remota e o monitoramento de medidas dos equipamentos. (DUARTE, 2008)

Os sistemas de automação são constituídos por:

- Sensores: Que podem ser transformadores de corrente, transformadores de tensão, medidores digitais e indicadores de falta;
- Centro de monitoramento e decisão: O operador no centro de operações, o

operador no local dos equipamentos, unidades de aquisição de dados e controle;

- Equipamentos de manobras: Equipamentos instalados ao longo da rede, religadores, seccionadoras e seccionalizadores
- Comunicação: Meio que interliga os sistemas anteriores, fazendo com que as informações possam ser trocadas entre elas.

Dessa forma podem ser aplicadas diversas estratégias de automação, desde a simples detecção de falta de tensão, que fará com que o operador acione equipes de manutenção para verificar a ocorrência, até um grande alimentador com uma série de religadores instalados que é capaz de isolar o defeito e comunicar ao centro de operações. (DUARTE, 2008)

A evolução da automação do sistema elétrica e a introdução do conceito de Redes Inteligentes faz com que as infraestruturas de energia elétrica e as infraestruturas de comunicação e processamentos de dados fiquem cada vez mais interligadas. Com a capacidade de auto recuperação, sendo capaz de detectar, analisar e restaurar a rede após uma falha, melhora na qualidade do serviço prestado, maior capacidade integrar novas fontes e demandas, maior oferta de dados sobre os sistemas. (FALCÃO 2010).

2.4 Regulação da Distribuição de Energia Elétrica

A regulação da qualidade do serviço e da qualidade do produto entregues pelo segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil está estabelecida no Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), mais precisamente no módulo oito do documento, intitulado MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. A revisão zero do módulo oito foi aprovada pela resolução normativa 345 em 2008 e entrou em vigor a partir de 31/12/2018. Hoje, após quinze anos, estamos na sua décima terceira revisão aprovada pela resolução normativa 956 em 2021, conforme dados da ANEEL.

O módulo 8 do PRODIST tem como objetivo definir os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição do ponto de vista da qualidade do produto, da qualidade do serviço e da qualidade comercial. Nele estão definidos os fenômenos que dizem respeito à conformidade da onda de tensão, tanto em regime permanente quanto em regime transitório. Estão também definidos os fenômenos relativos à continuidade do serviço. Sendo estabelecido os indicadores, valores de referências, metodologia de medição dos indicadores e atendimento a ocorrências e reclamações e definidas as responsabilidades dos

entes ligados à distribuição, que podem ser consumidores, centrais geradoras, distribuidoras, agentes importadores e exportadores de energia, transmissoras e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). (PRODIST, 2021).

Dentre os indicadores definidos no módulo 8 do PRODIST, do ponto de vista da qualidade do serviço prestado, podemos destacar dois tipos:

2.4.1 Indicadores de duração da interrupção

Os indicadores de duração de interrupção podem ser individuais, para cada unidade consumidora ou equivalentes e devem ser calculados mensalmente, seguindo a determinação da ANEEL. Os principais indicadores são descritos abaixo:

- a) DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: Expressa em horas a quantidade de tempo que o consumidor ficou sem o fornecimento de energia elétrica, e pode ser calculada da seguinte forma:

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

- b) DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: Expressa em horas a quantidade máxima de tempo que o cliente teve seu fornecimento interrompido, e pode ser calculada da seguinte forma:

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (2)$$

- c) DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Expressa em horas o tempo em que um grupo de consumidores teve seu fornecimento de energia interrompido, e pode ser calculada da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} DIC(i)}{NUC} \quad (3)$$

Onde:

i = índice de interrupções da unidade consumidora;

n = número de interrupções da unidade consumidora;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção unidade consumidora considerada;

2.4.2 Indicadores de frequência de interrupção

Os indicadores de frequência de interrupção podem ser individuais, para cada unidade consumidora ou equivalentes e devem ser calculados mensalmente, seguindo a determinação da ANEEL. Os indicadores são descritos abaixo:

- a) FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão: Expressa a quantidade de vezes que houve perda de fornecimento ao cliente, e pode ser calculada da seguinte forma:

$$FIC = n \quad (4)$$

- b) FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: Expressa a quantidade média de vezes que um cliente tem seu fornecimento interrompido dentro de um grupo de consumidores, e pode ser calculada da seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (5)$$

Onde:

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

NUC = número total de unidades consumidoras faturadas, atendidas em BT

ou MT;

2.5 Considerações finais

Nesse Capítulo foram apresentados os conceitos que servirão como base para o restante do trabalho. Iremos dar ênfase na aplicação de Religadores como forma de automação da distribuição e aos indicadores DEC e FEC que se destacam no processo de definição de metas entre as concessionárias.

3 METODOLOGIA

Nesse capítulo é apresentada o processo de implantação da automação da rede de distribuição em média tensão no Ceará e a metodologia de alocação dos equipamentos na rede elétrica. A metodologia do trabalho está exposta no fluxograma contido na Figura 6.

Figura 6 – Fluxograma da metodologia



Fonte: O próprio autor

3.1 Um breve histórico da automação da distribuição no Ceará

3.1.1 Sistema de supervisão de rede de MT

Uma das primeiras iniciativas de automação da distribuição no Ceará se deu quando, a já privatizada Companhia Elétrica do Ceará - COELCE, em 2002 deu início a instalação de equipamentos com a capacidade de detectar a falta de tensão e informar via um modem celular GSM. Capaz de ser instalados em religadores, seccionadores e disjuntores, o equipamento instalado ao longo da rede de média tensão, é capaz de indicar o momento em que o circuito teve sua alimentação interrompida, ideal para se instalar em regiões afastadas onde o número de reclamações costuma ser menor. A Figura 7 mostra o equipamento instalado em conjunto com um religador de linha KF. (LIMA, 2008)

Figura 7 – Monitor de ramal em conjunto com religador KF



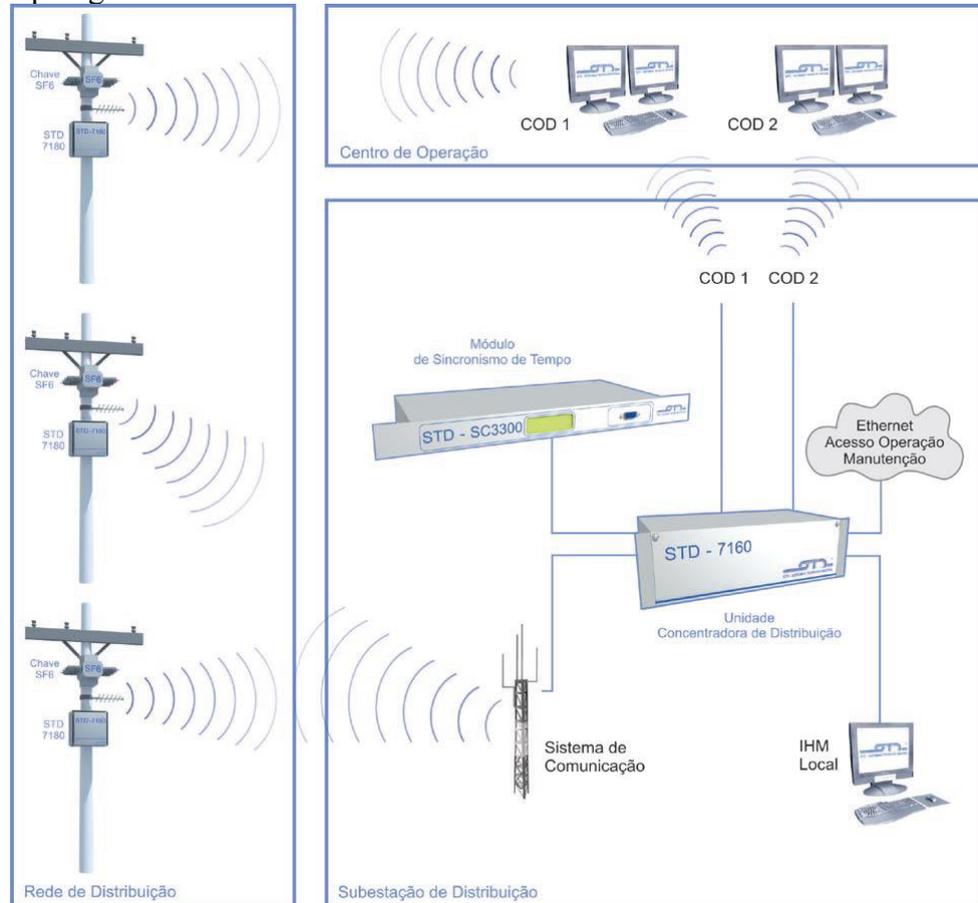
Fonte: LIMA, 2008

3.1.2 Sistema de telecontrole com Unidade Terminal Remota

O primeiro sistema de automação da distribuição implantado na rede de distribuição de média tensão em 13,8 kV no Ceará era composto de Unidade Terminal Remota (UTR) associadas a chaves seccionadoras motorizadas e integradas à sistema SCADA no Centro de Operação do Sistema. Esta primeira versão de Sistema de Automação da Distribuição foi implantada nos alimentadores de distribuição da cidade Fortaleza e região metropolitana, fazendo com que fosse possível realizar comandos de abertura e fechamento do equipamento

remotamente. Na Figura 8 é apresentado a topologia de um sistema de automação com UTR. Onde mostra os meios de comunicação que interliga uma UTR instalada em postes ao longo da rede de média tensão e as máquinas no Centro de Operação do Sistema.

Figura 8 – Topologia do sistema com UTR



Fonte: Catálogo de produtos STD

3.1.3 Sistema de telecontrole com religadores e seccionadoras

A segunda iniciativa de implantação de sistema de automação da rede de média tensão no Ceará ocorreu em 2014 com a conclusão desenvolvida através de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Este sistema de automação consistia na instalação de equipamentos telecomandados (religadores e chave seccionadoras) integrados ao sistema de operação da distribuição por meio de dispositivos microprocessados desenvolvidos no projeto. Com o passar dos anos foi se investindo cada vez mais em religadores devido sua capacidade de atuar como proteção e dispositivo de manobra, sua robustez física e precisão nas medidas. O estudo de caso apresentado neste trabalho trata de alimentadores protegidos com religadores.

Os primeiros religadores instalados na rede e que ainda estão em atuação datam de 2014, na época a gestão desses equipamentos era feita pelos próprios regionais, dessa forma, a quantidade de equipamentos, bem como os critérios para alocação dos equipamentos não seguiam um padrão, pois cada regional tinha autonomia para definir seus critérios.

Durante os anos seguintes o número de religadores no parque não cresceu substancialmente, assim, o número de conjuntos contemplados era baixo e o número de equipamentos por alimentador menor ainda.

Os equipamentos eram dispostos de forma ineficaz, comumente religadores foram instalados nos primeiros vãos do alimentador, sem clientes entre o religador da saída do alimentador e o religador de linha, apenas para que o equipamento da cabeceira não atuasse. Esse tipo de alocação não trazia ganhos operacionais diretos aos alimentados, pois não havia a redução de clientes afetados e nem possibilitava a divisão do circuito durante ocorrências, para que possibilitasse a reenergização parcial das cargas.

Inicialmente foram usados os religadores Form5 e Form6 da fabricante Cooper e KF Lupa da Altere. O sistema de comunicação era precário, com baixa confiabilidade e disponibilidade. As Figuras 9 e 10 mostram o módulo de disjunção e controle do Cooper Form6, que se destaca por continuar sendo utilizado atualmente.

Figura 9 – Módulo de disjunção Cooper (Eaton)



Fonte: Catálogo de produtos Eaton

Figura 10 – Módulo de controle Form6



Fonte: Catálogo de produtos Eaton

3.1.4 Centralização do processo de automação e proteção

Em 2017 com a centralização da gestão dos equipamentos na sede de Fortaleza, o TLC passou a ter uma equipe responsável pela alocação e estudo de proteção dos equipamentos, além da manutenção e comunicação, realizados em parceria com os regionais. Dessa forma, o projeto passa por uma etapa de padronização das atividades. Há um grande salto no número de equipamentos instalados, impulsionados pelos ganhos já colhidos pelos equipamentos presentes na rede e pela revisão tarifária que iria ocorrer no ano seguinte.

Além de alocar os novos equipamentos, a equipe de Estudos de Proteção passou a sugerir realocações de religadores e chaves telecomandadas já instalados, de forma que o alimentador passasse a ser melhor protegido, aumentando a segurança e as possibilidades de manobras e testes durante as ocorrências.

A partir de então, a entrada de equipamentos telecomandados no parque passou a ser tratado como tema de Planejamento de Rede, recebendo maiores investimentos e ganhando força dentro da companhia. Várias áreas foram envolvidas. Durante os estudos para alocação os pontos passavam por diversas validações, era importante garantir que todo equipamento gerasse um ganho para Pré-Operação, Operação em tempo real, Manutenção e do ponto de vista de Proteção. Dessa forma, eram ouvidas as sugestões das diversas áreas, seja para possibilitar uma manobra, facilitar uma recomposição, automatizar um trecho com muitas faltas temporárias e difícil acesso, eliminar zonas de insensibilidades ou transformar encontros manuais em telecomandados.

Durante esse novo ciclo, equipamentos mais modernos passaram a ser utilizados, inicialmente foram comprados religadores Noja OSM 15 e Schneider ADVC, mas com o passar

dos anos foi dado preferência ao modelo da Schneider. Ambos os modelos utilizados possuem um maior número de funções, possibilitando a criação de lógicas e aquisição de dados de maneira mais eficaz. Contando com log de eventos mais completos, gerador de oscilografias com mais dados, o software de configuração da Schneider inclusive é capaz de visualizar as oscilografias geradas. Funções essas que possibilitaram que as ocorrências fossem melhor analisadas. As Figuras 11 e 12 mostram as unidades de disjunção e controle da Noja e Schneider, respectivamente.

Figura 11 – Módulo de disjunção e controle Noja OSM 15



Fonte: Catálogo de produtos Noja

Figura 12 – Módulo de disjunção e controle Schneider ADVC3



Fonte: Catálogo de produtos Schneider

Devido a expansão do pátio de automação da rede e a troca de experiências entre as filiais, técnicas como *Funzione Rivelatore di Guasto* (Função de localização de Falta - FRG) e *Self-Healing* foram/são utilizados. O FRG utiliza religadores e chaves telecomandadas funcionando como seccionadores automáticos para isolar defeitos durante o ciclo de religamento. Já o *Self-Healing*, utiliza os religadores e chaves telecomandadas para isolar a falta e recompor parte das cargas afetadas automaticamente, fazendo manobras padrões que normalmente seriam feitas por um operador.

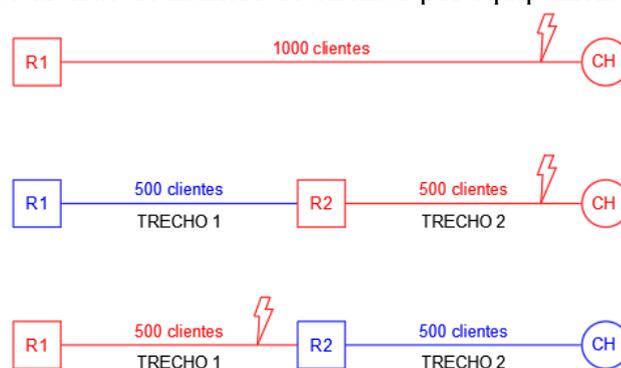
3.2 Alocação de Equipamentos na Rede

A centralização do processo de estudo de proteção de média tensão, também foi um marco importante para a criação de uma série de critérios para se alocar os equipamentos, que fossem capazes de beneficiar a proteção, manutenção e operação da rede.

3.2.1 Início das instalações de equipamentos no Ceará

Inicialmente a alocação de equipamentos era feita de acordo com o número de clientes e o comprimento da rede, essa técnica é chamada de Biproducto. Esse foi o primeiro critério baseado em dados, visava alocar os religadores em alimentadores com a maior concentração de clientes e extensão. Apesar de simples, a técnica se mostrou bastante eficaz, pois proporcionava a divisão de grandes blocos de carga em zonas de proteção distintas. Assim, o número de clientes ligados diretamente à um religador era reduzido, diminuindo o número de clientes afetados durante as ocorrências, seja por atuação do equipamento com menos clientes associados ou pela possibilidade de isolar o defeito e reenergizar o trecho não afetado.

Figura 13 – Exemplo de divisão de número de clientes por equipamento



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A Figura 13 mostra o comportamento de um alimentador fictício com apenas um religador R1 durante uma falta e o comportamento do mesmo alimentador com a instalação de um religador novo R2 para defeitos em dois trechos diferentes, em ambos os casos, tem-se a presença de uma chave de encontro normalmente aberta que pode ser manobrada remotamente para transferir parte das cargas para outro circuito. Supondo um defeito em qualquer um dos trechos a presença do religador R2 faz com que um defeito no trecho 2 afete apenas a metade dos clientes do religador R1, o mesmo acontece com o defeito no trecho 1 onde apesar de inicialmente todos os clientes serem afetados, se ganha a possibilidade de ao abrir R2 e fechar CH, para que parte dos clientes sejam normalizados pelo circuito de encontro.

Além de reduzir o número de clientes afetados, a técnica reduzia consideravelmente o tempo para que o defeito fosse encontrado, pois a criação de novas zonas de proteção reduzia a extensão de rede a ser percorrida durante a inspeção.

Figura 14– Exemplo de redução de zona para inspeção



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Na Figura 14 trata dos mesmos circuitos que analisou-se anteriormente atentando-se ao número de clientes afetados, agora supondo que os trechos protegidos primariamente pelos religadores R1 e R2 tenham a mesma extensão, qualquer que seja a localização do defeito, a presença de R2 faz com que a área a ser percorrida pelos eletricitistas para inspecionar a rede em busca do defeito seja reduzida pela metade.

O maior benefício de se reduzir a área percorrida pelos eletricitistas durante as inspeções das ocorrências é a grande redução no tempo médio de atendimento (TMA) que é um dos indicadores que mais prejudica o DEC, pois quando se tem uma grande área para inspecionar tende-se a ter um grande tempo de localização do defeito e impacta diretamente na duração do evento, fazendo com que os clientes fiquem desenergizados por mais tempo. Em zonas rurais o ganho é maior, visto que são áreas remotas, normalmente de difícil acesso, em estradas de terra e vegetação adentro, onde a concentração de clientes é menor pois se

encontram mais espalhados, fazendo com que a rede se torne extensa e pouco carregada.

Os exemplos analisados podem ser facilmente encontrados em zonas urbanas com grande concentração de clientes em pequenos trechos e zonas rurais com grande extensão de rede para atender os clientes mais afastados. Sendo assim, é possível verificar que há ganhos reais em se automatizar ambos os tipos de rede, aumentando o nível de confiabilidade, melhorando a qualidade do serviço e aumentando a segurança da rede e da população em volta.

3.2.2 Utilização de dados para classificar alimentadores

Posteriormente foi desenvolvido um projeto como plano de ação para a melhoria dos indicadores, que se baseou em um amplo registro de defeitos cadastrados por inspetores e eletricitas. Esses registros tipificam os defeitos, identifica-os e os localiza associando a um elemento da rede. Dessa forma é possível ter uma visão geral de todos os defeitos cadastrados e estratificá-los por regional, subestação, alimentador, equipamentos etc. O projeto é chamado de *Way to SAIDI* (WTS). SAIDI é um indicador análogo ao DEC e representa quantos minutos em média um cliente fica sem fornecimento durante o ano.

De posse da nova base de defeitos, dos indicadores e das ocorrências, são feitos diversos cruzamentos para indicar que locais com mais defeitos cadastrados ou mais defeitos de maior criticidade tem maiores níveis de ocorrências e piores os indicadores de qualidade de serviço.

A partir disso, foram desenvolvidos uma série de indicadores que passaram a ser analisados, como por exemplo: taxa de defeito por quilometro de rede e de número de clientes, número de reincidência de ocorrências em determinados equipamentos, passo do telecontrole, que é um indicador que mede a taxa de clientes por equipamento telecomandado.

Com base nos novos indicadores, passou a ser utilizado uma espécie de ranqueamento de conjuntos, em que os conjuntos com os piores índices deveriam ter a maior atenção da operação, manutenção e passariam a receber um maior número de equipamentos. Dessa forma, o novo modelo indicava como seria feita a distribuição dos religadores entre os conjuntos com base no número de equipamentos disponíveis para instalação e no ranque de cada conjunto.

Agora, de posse do número de equipamentos disponíveis para cada conjunto e alimentador, a alocação ficava mais simples e focava em reduzir afetações, possibilitar recomposições e manobras. Apesar de ainda ser feita a análise de quantidade de clientes e extensão de rede afetada, passou-se a proteger ramais médios, mas com grande taxa de defeitos.

Passou-se a indicar equipamentos para reduzir as zonas de insensibilidade, pois em grandes alimentadores com carga concentrada nas regiões mais afastadas da subestação, a corrente de curto-circuito é muito baixa e pode acabar não sendo identificada por religadores com os ajustes de sobrecorrente maiores.

Com a entrada de cada vez mais religadores, os equipamentos passaram, além de dividir grandes blocos de carga, a serem alocados de maneira estratégica para auxiliar a operação em tempo real, passou-se também a usar religadores em modo chave em encontros, por se tratar de equipamentos mais robustos e confiáveis. Esses novos encontros telecomandados, na maioria das vezes, beneficia os dois alimentadores, visto que as cargas próximas ao encontro podem ser recompostas por qualquer um dos lados.

3.3 Aquisição dos dados:

A rede elétrica de distribuição do Ceará hoje é composta por mais de 130 Subestações, dispostas em 113 conjuntos e atendem mais de 3mi de unidades consumidoras que estão espalhados em todos os 184 municípios do estado. Um sistema dessa magnitude precisa ser dividido regionalmente para coordenar e gerenciar as manutenções e atendimentos de emergências, além de atender as especificidades de cada região. Devido a isso, a Enel está dividida em 3 grandes áreas: Fort-Metro, composta pelos conjuntos que atendem a Grande Fortaleza, dividida em gerência Fortaleza e Metropolitana; Sul, que atende os clientes da zona sul do estado, dividida entre as gerências Sul, Centro-Sul e Leste; e Norte, composta pelas gerências Norte, Centro-Norte e Atlântico.

Os índices de qualidade de serviço estão disponíveis em *Dashboards* para acompanhamento diário e são mensalmente apresentados para todos os colaboradores. Porém a base com os dados históricos é disponível apenas em sistema interno, que podem ser acessados mediante solicitação para área de Análise de Rede.

Foram solicitados os dados históricos de DEC e FEC mensais por alimentador no período de janeiro de 2017 a junho de 2022. Os dados foram disponibilizados em formato CSV, em arquivos separados por DEC/ano e FEC/ano de todos os alimentadores da concessionária e a contribuição mensal de cada um deles para o indicador geral. Posteriormente foram tratados e agrupados em duas planilhas distintas com o DEC e FEC do período analisado

Além dos dados dos indicadores de qualidade de serviço, foram analisados também os dados de equipamentos telecomandados instalados. A área de Manutenção do Telecontrole desenvolveu e mantém o Sistema de Gestão de Equipamentos (SGE), que é uma aplicação *Web*

que realiza consultas e alterações em um banco de dados com todas as informações dos equipamentos telecomandados, desde dados de identificação do equipamento como modelo, fabricante e ponto elétrico em que está instalado, até todo seu histórico de manutenções realizados, tanto da parte funcional do equipamento quanto de sua comunicação.

Por meio do SGE foi possível ter acesso à uma tabela com as datas de instalação, tipo de equipamento e modelo de todos os dispositivos instalados na rede, bem como a data que entraram em operação. Essa tabela foi extraída para o Excel, onde foi possível tratar os dados, verificar a quantidade de equipamentos instalados por ano e por alimentador. De posse desses dados foi realizado um cruzamento de informações para escolher a rede a se estudar.

3.4 Apresentação da rede estudada

O presente trabalho irá focar na Área Norte, que compreende a região central mais ao norte do estado, o litoral Oeste e zona da serra de Ibiapina, atendendo mais de 1,2mi de unidades consumidoras. Atualmente, sua rede é equipada com cerca de 300 religadores que estão distribuídos em 135 alimentadores. Dentre os alimentadores da região foram selecionados um para cada gerência, com pelo menos 5 novos equipamentos instalados durante o ano de 2020.

A escolha do ano de instalação se deu para que fosse possível comparar os resultados anteriores com os dados de 2022, que já estão disponíveis. Serão considerados para fins de cálculo os indicadores DEC e FEC dos 18 meses anteriores à instalação dos equipamentos para serem comparados com os 18 meses subsequentes.

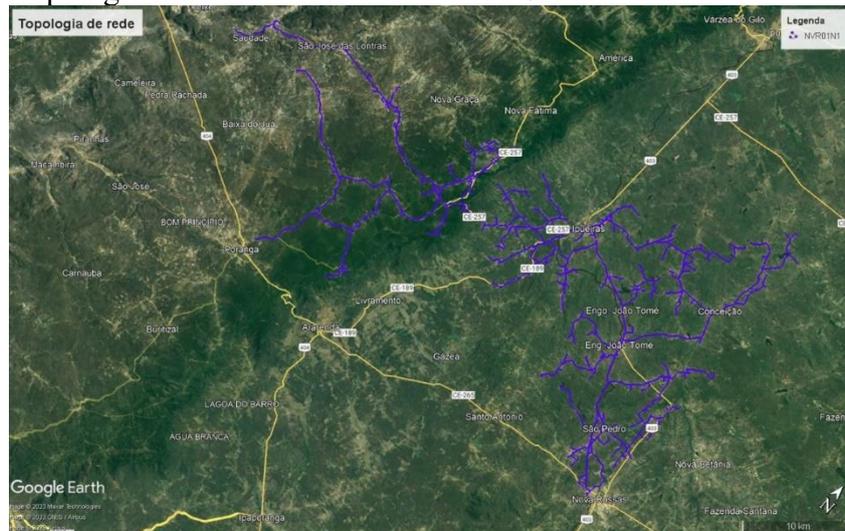
Dentre todos os alimentadores da Área Norte, foi escolhido uma amostra de cada gerência, a fim de diversificar a análise e atender parte de cada região, o número de equipamentos instalados também foi relevante para a escolha visto que os ganhos ficariam mais evidentes, para isso foram selecionados aqueles com mais de 5 equipamentos instalados no período.

Foram escolhidos alimentadores com grande extensão de rede, sendo todos superiores a 400km, com grande número de clientes, com mais de 10mil em cada alimentador e com mais de 10MVA de carga instalada

ITK01I8 - Alimentador de grande porte, que atende parte da cidade de Itapipoca, parte da zona rural com viveiros de camarão e chega até o litoral atendendo toda a praia de Baleia

O circuito conta com mais de 500km de extensão e atende cerca de 12.500 clientes

Figura 16 – Topologia de rede do alimentador NVR01N1



Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

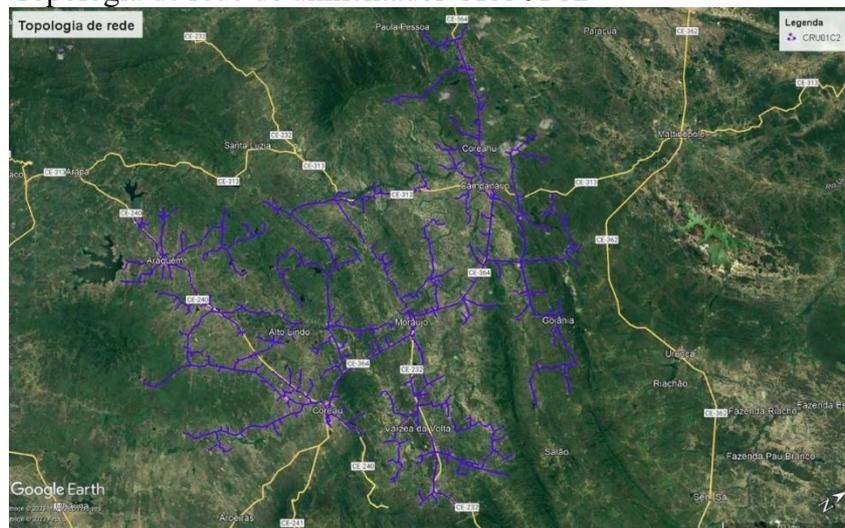
CRU01C2 - Alimenta grande parte da cidade de Coreau e seus distritos, Moraújo e vários de seus distritos, tais como Goiânia e Várzea da Volta, atende Campanário que é distrito de Uruoca. Serve às cargas entre as serras da Ibiapina e Uruoca.

O alimentador se estende por 570km e atende cerca de 10.300 clientes com uma carga instalada de 17MVA, tendo como corrente máxima registrada no ano de 2022 de 175A expurgando as transferências de carga.

Inicialmente com três equipamentos instalados, foram adicionados oito religadores pelo projeto TLC2020, todos do modelo ADV3 da Schneider Eletric.

A Figura 17 mostra a topologia do CRU01C2, visto com o auxílio do Google Earth.

Figura 17 – Topologia de rede do alimentador CRU01C2



Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

Todos os equipamentos instalados no ano de 2020 nos alimentadores analisado entraram em operação nos meses de novembro e dezembro com intervalo inferior a trinta dias entre o primeiro e o último, tendo em vista que os dados de desempenho da rede são atualizados mensalmente, é razoável supor que os efeitos da instalação dos equipamentos foram sentidos ao fim de dezembro.

A Tabela 1 mostra a relação de equipamentos instalados, bem como seu tipo de comunicação, que é definida após um estudo a depender da localização do equipamento, e sua data de entrada em operação.

Tabela 1 – Equipamentos instalados – TLC2020

Regional	Alimentador	Estrutura	Comunicação	Data Operação
NORTE	CRU01C2	RFH5933	GPRS	11/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5942	GPRS	18/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5928	SATÉLITE	18/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5924	GPRS	18/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5915	GPRS	18/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5937	SATÉLITE	19/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5920	GPRS	19/11/2020
NORTE	CRU01C2	RFH5911	GPRS	05/12/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA1164	RÁDIO	05/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5570	RÁDIO	05/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5584	RÁDIO	06/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5586	RÁDIO	06/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5595	RÁDIO	20/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA2181	RÁDIO	24/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5583	RÁDIO	24/11/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA5580	RÁDIO	01/12/2020
ATLÂNTICO	ITK01I8	RUA1160	GPRS	01/12/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4193	SATÉLITE	06/11/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4192	SATÉLITE	06/11/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4191	SATÉLITE	06/11/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4190	SATÉLITE	06/11/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4196	SATÉLITE	20/11/2020
CENTRO-NORTE	NVR01N1	RPS4195	SATÉLITE	20/11/2020

Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Nesse capítulo são mostrados os dados de contribuição de cada um dos alimentadores estudados para os indicadores gerais da companhia. Além disso, é apresentada uma comparação entre os indicadores antes e após a instalação dos equipamentos e mostrado a evolução ao longo dos meses

4.1 Comparando dados

Foram coletados os dados de contribuição por alimentador de DEC e FEC no período de janeiro de 2017 a junho de 2022. Os dados mostram a parcela de responsabilidade de cada alimentador para os indicadores gerais da empresa, portanto a soma das contribuições de todos os alimentadores durante um período de doze meses é equivalente aos indicadores de qualidade de serviço, DEC e FEC.

Ao utilizar os dados de contribuição, pode-se medir o quanto cada alimentador evoluiu ou regrediu em comparação com todos os outros circuitos. Como dito anteriormente, foram comparados dezoito meses anteriores e posteriores à instalação de cada equipamento.

A Tabela 2 mostra o comparativo entre o DEC nos dezoito meses anteriores à instalação dos religadores e os dezoito meses seguintes. Mostrando, assim, a evolução da contribuição ao DEC, em horas, durante o período analisado.

Tabela 2 – Comparativo DEC

Alimentador	DEC ANTIGO (h)	DEC NOVO (h)
CRU01C2	0,08197	0,06205
ITK01I8	0,16693	0,11912
NVR01N1	0,11641	0,05693

Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

A Tabela 3 mostra o comparativo entre o FEC nos dezoito meses anteriores à instalação dos religadores e os dezoito meses seguintes e mostra a evolução da contribuição ao FEC, em número de interrupções, durante o período analisado.

Tabela 3 – Comparativo FEC

Alimentador	FEC ANTIGO	FEC NOVO
CRU01C2	0,02365	0,02558
ITK01I8	0,06346	0,03988
NVR01N1	0,04981	0,02303

Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

Por fim, a Tabela 4 mostra a evolução percentual de cada um dos indicadores analisados durante o período de comparação.

Tabela 4 – Comparativo percentual DEC/FEC

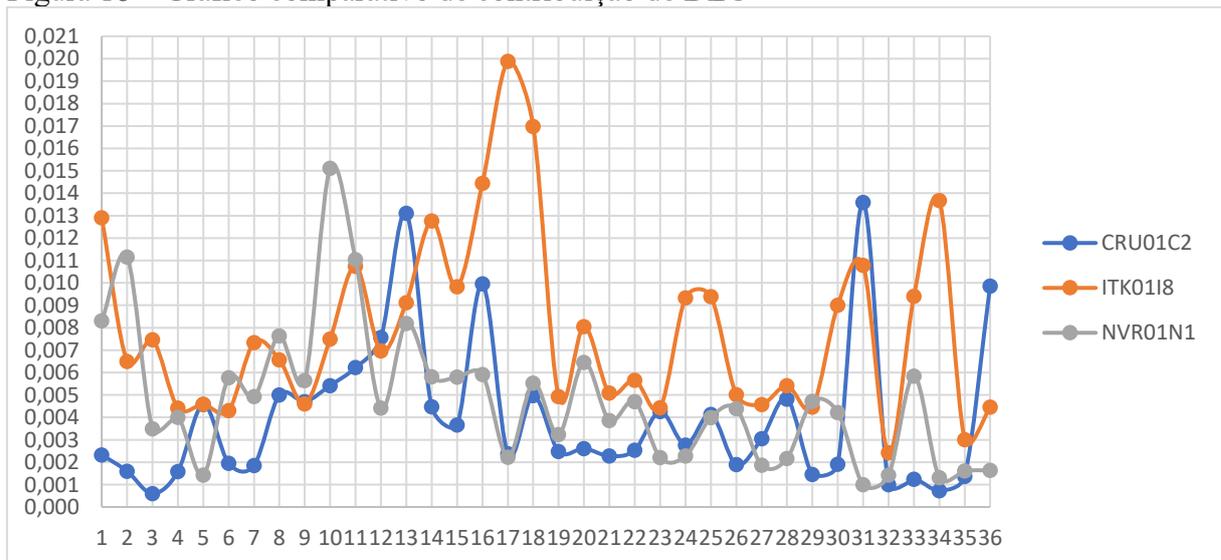
Alimentador	GANHO DEC	GANHO FEC
CRU01C2	24,31%	-8,14%
ITK01I8	28,64%	37,16%
NVR01N1	51,09%	53,76%

Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

Ao analisar os dados de evolução das contribuições dos alimentadores para os indicadores globais da concessionária é possível verificar um grande ganho em termos de tempo de duração das faltas. Tal fato deve-se à redução do tempo médio de atendimento (TMA) e do cliente-hora interrompido (CHI), visto que a instalação de equipamentos na rede reduz a quantidade de clientes ligados primariamente a um equipamento e a zona a ser inspecionada a fim de encontrar o defeito durante ocorrências.

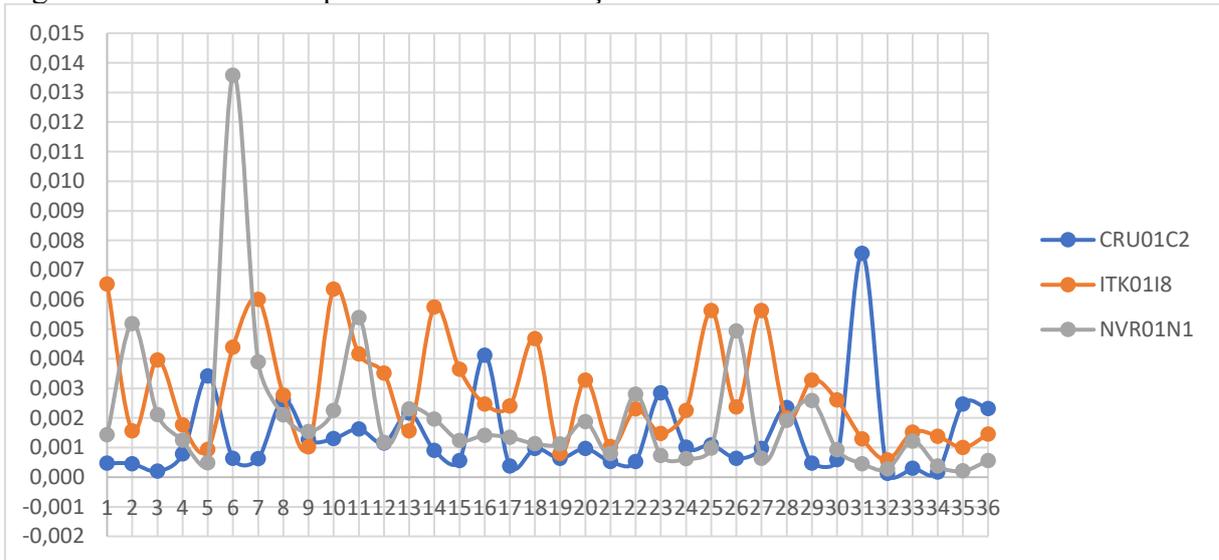
Para uma visualização mais detalhada, foram elaborados dois gráficos com as contribuições mensais de cada um dos alimentadores, separados em DEC e FEC, como mostram as Figuras 18 e 19, respectivamente. Os gráficos foram desenvolvidos para ilustrar uma comparação temporal dos indicadores, além de possibilitar o contraste entre os alimentadores.

Figura 18 – Gráfico comparativo de contribuição de DEC



Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

Figura 19 – Gráfico comparativo de contribuição de FEC



Fonte: (Elaborado pelo autor com dados da Distribuidora de energia do Ceará)

Apesar de dois dos outros alimentadores terem tido um ótimo desempenho também para o FEC, o CRU01C2 passou a contribuir mais para o FEC global da concessionária. Isso pode ser explicado pelo grande pico de contribuição do mês de dezembro de 2021, que foi responsável por 30% de todo o acumulado dos dezoito meses de indicador após a instalação dos equipamentos.

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusões

Ao longo do trabalho foi possível observar o ganho extraído devido a instalação de equipamentos acomodados na rede de média tensão, tanto para indicadores de duração quanto para frequência de interrupção. Além de ganhos nos indicadores, foi possível constatar que a utilização de religadores eleva o nível de segurança da rede do ponto de vista estrutural e das pessoas no entorno.

Foi possível verificar o avanço na assertividade da alocação dos equipamentos após a implementação do WTS, visto que a utilização de dados para alocar os equipamentos garantiram que os alimentadores e trechos com maiores taxas de falhas e piores indicadores fossem contemplados com o maior número de equipamentos, entretanto a utilização de técnicas computacionais de otimização de alocação de equipamentos deve elevar o grau de assertividade, elevando os ganhos obtidos.

Com o aumento do número de equipamentos com funções de proteção ativa nos alimentadores, os estudos de coordenação e seletividade ganham um maior grau de dificuldade, devido a necessidade de se coordenar diversos equipamentos em série, a complexidade da operação também é elevada, devido as diversas possibilidades de se manobrar que acabam sendo criadas, dessa forma é necessário investir em qualificação do pessoal que estuda e opera a rede para que seja possível extrair mais benefício com a instalação de equipamentos.

5.2 Trabalhos Futuros

Este trabalho motiva o desenvolvimento de outros estudos, como:

- Analisar os desafios do estudo de coordenação e seletividade dos alimentadores com muitos equipamentos instalados em série;
- Apresentar o comparativo entre os estudos de proteção antes e após o incremento de religadores na rede, do ponto de vista de sensibilidade, capacidade de transferência de cargas e coordenação/seletividade;
- Analisar ocorrências no mesmo ponto elétrico e comparar as afetações, ações e manobras realizadas;

- Implementar estratégias para otimizar a alocação dos equipamentos;
- Fazer uma análise de viabilidade econômica do investimento em equipamentos e o retorno em compensações que deixaram de ser pagas.

REFERÊNCIAS

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Segmento de Distribuição**. Disponível em: <https://abradee.org.br/segmento-de-distribuicao/>. Acesso em: 01 jun. 2023.

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Funcionamento da cadeia produtiva**. Disponível em: <https://abradee.org.br/funcionamento-da-cadeia-produtiva/>. Acesso em: 10 jun. 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. **“Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”**, Dez. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 01 de março. 2023

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. **Regulação da Distribuição**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao>. Acesso em: 10 jun. 2023.

ARAUJO, L. B. **Diretrizes do Projeto de Automação da Rede de Distribuição da COELCE visando a melhoria da qualidade do fornecimento de Energia Elétrica**. 2016. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

CERRETTI A., SCROSATI G., CONSIGLIO L. **UPGRADE OF ENEL MV NETWORK AUTOMATION TO IMPROVE PERFORMANCES IN PRESENCE OF FAULTS AND TO DEAL DG**, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Jun. 2011.

DUARTE, D. P. **Automação como Recurso de Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2008. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2008.

EATON BRASIL. **CATÁLOGO DE RELIGADORES NOVA**. Disponível em: <https://www.eaton.com/br/pt-br/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/form-6-recloser-control.html>. Acesso em: 16 mai. 2023.

ENEL Distribuição Ceará - Especificação Técnica no. 254: **Projeto Telecontrole**

FALCÃO, D. M., **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 3., 2010, Belém. Anais... Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2010.

KAGAN, N., Robba, E. J., Oliveira, C. C. B. d. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2.ed** – São Paulo: Editora Blucher, 2000

LIMA, A. B. d. O., **Sistema de Supervisão da Rede de Baixa Tensão e Ramais de Média Tensão da Coelce**, XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica -SENDI Olinda, 2008

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos.3. ed** – Rio de Janeiro: Grupo Gen-LTC, 2005

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. - Rio de Janeiro: Grupo Gen-LTC, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa Luz para Todos: Sobre o programa**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos/sobre-o-programa>. Acesso em: 10 jun. 2023.

NOJA POWER – **CATÁLOGO DE RELIGADORES OSM 15**. Disponível em: <https://www.nojapower.com.br/product/recloser>. Acesso em: 16 mai. 2023.

SAMPAIO, R. F. **Sistema de automação distribuído: uma abordagem baseada em multiagente aplicada a sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão**. 2017. 225 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

SCHNEIDER ELECTRIC BRASIL. **CATÁLOGO DE RELIGADORES ADV3**. Disponível em: <https://www.se.com/br/pt/product/998002235/component-adv3-spare-cape-setvuelanguage-eng/>. Acesso em: 16 mai. 2023.

TEIXEIRA, C. P. et al. **AUTOMAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO SECCIONADORAS E RELIGADORES**, *Ciência & Engenharia (Science & Engineering Journal)* 25 (2): 59 – 65, jul. – dez. 2016.