



ALOCAÇÃO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS EM UMA SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Osório Ferreira do Nascimento

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos – Mestrado Profissional, PPGEP/ITEC, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Processos.

Orientador: Bruno Marques Viegas

Belém

Setembro de 2021

**ALOCAÇÃO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS EM UMA SUBESTAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

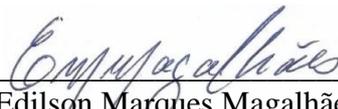
Osório Ferreira do Nascimento

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA PROCESSOS – MESTRADO PROFISSIONAL (PPGEP/ITEC) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA DE PROCESSOS.

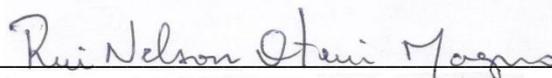
Examinada por:



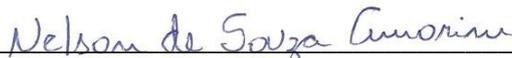
Prof. Bruno Marques Viegas, Dr.
(PPGEP/ITEC/UFPA-Orientador)



Prof. Edilson Marques Magalhães, Dr.
(PPGEP/ITEC/UFPA-Membro)



Prof. Rui Nelson Otoni Magno, Dr.
(PPGEP/ITEC/UFPA-Membro)



Prof. Nelson de Souza Amorim, Dr.
(UFOPA-Membro)

BELÉM, PA - BRASIL

SETEMBRO DE 2021

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Nascimento, Osório Ferreira do, 1955-
Alocação de religadores automáticos em uma subestação de
energia elétrica / Osório Ferreira do Nascimento - 2021.

Orientador: Bruno Marques Viegas

Dissertação (Mestrado Profissional) - Universidade Federal
do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Processos, 2021.

1. Religadores 2. Subestação de energia elétrica 3.
Payoff I. Título

CDD 670.42

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter concedido minha vida e capacitar-me para realização desse sonho. Obrigado senhor.

Os meus mais sinceros agradecimentos ao meu amor Isabô do Nascimento, companheira das lutas e noites incansáveis com leituras que se quer conhecia até então, mas dedicava-se ao máximo, dando condições e tempo para que eu pudesse desenvolver essa dissertação. Obrigado por tanto amor e dedicação.

Aos meus genitores, Pedro e Maria do Nascimento, que me deram carinho, educação, ensinaram os segredos e lições da vida, como: amar a Deus, ser honesto, focar nos estudos e nunca desistir de meus sonhos. Suas palavras me fortalecem, vocês foram exemplos e vitórias na minha vida. Obrigado meus velhos pais e amigos.

Aos meus filhos, Osório Nascimento Júnior, Liliandra Justamente e a minha querida Marta Justamante, família centrada que me motivou nos estudos, participaram de toda minha vida acadêmica até o final desse trabalho. Sabiam que eu tinha um sonho a realizar. Obrigado senhor por ter me concedido essa família.

Ao meu professor orientador Bruno Marques Viegas, pela sua dedicação não importando a distância que se encontrava, compartilhando seu conhecimento com paciência e sabedoria, contribuindo para a realização desse trabalho. Obrigado professor, senhor não foi só meu orientador, e sim, meu amigo.

Aos professores Jandecy Cabral, David Barbosa e Henrique Reis pelas significativas contribuições que nortearam o desenvolvimento da pesquisa. Obrigado, sem vocês jamais poderia caminhar sozinho.

*“Se eu enxerguei mais longe...
é porque me sustentei sobre
ombros de gigantes”*

(Isaac Newton)

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGEP/UFPA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Processos (M. Eng.)

ALOCAÇÃO DE RELIGADORES AUTOMÁTICOS EM UMA SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Osório Ferreira do Nascimento

Setembro/2021

Orientador: Bruno Marques Viegas

Área de Concentração: Engenharia de Processos

Este trabalho tem como objetivo reduzir o número de religadores danificados e avaliar o processo de distribuição de energia elétrica em uma subestação de 69 kV na cidade de Manaus. Para alcançar o objetivo, foi avaliado a alocação de religadores, com instalação nas saídas das barras de 13,8 kV, sendo a metodologia do tipo descritiva, baseada no estudo técnico de literatura com especificações de equipamentos e técnicas de subestações, além de padrões normativos nacionais e internacionais a partir de um padrão construtivo de uma subestação de 69 kV. Verificou-se que os dispositivos energizados e os desenergizados, apresentaram suas operações dentro do esperado, demonstrando a possibilidade de adequação dos religadores nas barras 13,8 kV, operando satisfatoriamente dentro dos tempos estimados para a implementação nos equipamentos de campo e comissionamento junto ao sistema. Com o uso da alocação dos religadores, reduziu-se em 95,1% a quantidade de desligamentos e em 94,4% o tempo de desligamentos. Com a aplicação do método do *payoff*, utilizando o quantitativo dos desligamentos de dois disjuntores ao longo do ano de 2018 e o valor gasto pela empresa na locomoção de uma equipe para resolver a situação dos desligamentos acidentais, obteve-se um lucro de R\$ 62.252,87 devido à economia ao longo de 5 anos.

Abstract of Dissertation presented to PPGE/UFPA as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Process Engineering (M. Eng.)

ALLOCATION OF AUTOMATIC RELIGATORS IN AN ELECTRIC POWER SUBSTATION

Osório Ferreira do Nascimento

September/2021

Advisor: Bruno Marques Viegas

Research Area: Process Engineering

This work aims to reduce the number of damaged reclosers and evaluate the electric power distribution process in a 69 kV substation in the city of Manaus. To achieve the objective, the allocation of reclosers was evaluated, with installation at the outputs of 13.8 kV buses, with a descriptive methodology, based on a technical literature study with specifications of equipment and substation techniques, in addition to of national and international normative standards from a construction standard of a 69 kV substation. It was found that the energized and de-energized devices performed as expected, demonstrating the possibility of adapting the reclosers to the 13.8 kV bars, operating satisfactorily within the estimated times for implementation in field equipment and commissioning with the system. Using the recloser allocation, the number of disconnections was reduced by 95.1% and the disconnection time by 94.4%. With the application of the payoff method, using the quantity of disconnections of two circuit breakers during the year 2018 and the amount spent by the company in moving a team to resolve the situation of accidental disconnections, a profit of BRL 62,252 was obtained .87 due to savings over 5 years.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - OBJETIVOS.....	4
1.1.1 - Objetivo geral.....	4
1.1.2 - Objetivos específicos.....	4
1.2 - CONTRIBUIÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	5
CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA.....	6
2.1 - CUSTOS ASSOCIADOS À INTERRUPÇÃO NO FORNECIMENTO DE ENERGIA.....	12
2.2 - RELIGADOR AUTOMÁTICO – ACR.....	15
2.2.1 - Módulo de chaveamento externo – OSM.....	17
2.2.2 - Cabine de controle do religador.....	18
2.1.1.1 - Painel do operador.....	19
2.1.1.2 - Bateria selada 12VCC.....	20
2.1.1.3 - Módulo SIM.....	21
2.1.1.4 - Módulo relé.....	21
2.1.1.5 - Fonte de alimentação – PSM.....	22
2.2.3 - Software – CMS.....	23
2.2.4 - Diagrama funcional em blocos do religador automático – (ACR).....	27
2.2.5 - Curva de atuação de um religador.....	28
2.2.6 - Classificação dos religadores quanto ao número de fases.....	29
2.2.7 - Classificação dos religadores quanto ao tipo de controle.....	30
2.2.8 - Classificação dos religadores quanto ao meio de interrupção.....	31
2.3 - DISJUNTOR.....	31
2.3.1 - Comando do disjuntor VD4.....	32
2.3.2 - Polo do disjuntor VD4.....	34
2.3.3 - A interrupção da corrente no vácuo.....	35
2.4 - RELÉ DE PROTEÇÃO.....	36
2.4.1 - Princípios de operação de relés.....	37
2.5 - PESQUISAS SOBRE A ALOCAÇÃO DE RELIGADORES.....	38
CAPÍTULO 3 - MATERIAIS E MÉTODOS.....	42

3.1 - MATÉRIAS-PRIMAS UTILIZADAS.....	42
3.2 - METODOLOGIA.....	50
3.2.1 - Método do Payoff.....	52
3.2.2 - Cálculo do payback.....	53
3.2.3 - Índice de Lucratividade – IL.....	54
CAPÍTULO 4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	56
4.1 - COLETA E ANÁLISES DOS DADOS.....	56
4.1.1 - Tempo de retorno do investimento.....	58
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	61
5.1 - CONCLUSÕES.....	61
5.2 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Três cubículos com seus respectivos disjuntores 13,8 kV instalados na subestação.....	7
Figura 2.2	Indicador DEC e FEC - Eletrobrás distribuição Amazonas.....	9
Figura 2.3	Gráfico - DEC anual.....	10
Figura 2.4	Gráfico - FEC anual.....	11
Figura 2.5	Reincidência de desligamentos acidentais de circuitos alimentadores.....	14
Figura 2.6	Religadores automáticos - ACR.....	15
Figura 2.7	Módulo chaveamento externo – OSM.....	18
Figura 2.8	Cabine de controle do religador.....	18
Figura 2.9	Display de Cristal Líquido (LDC).....	20
Figura 2.10	Bateria selada 12 VCC/24-26 Ah.....	20
Figura 2.11	Módulo de interface com religador (SIM).....	21
Figura 2.12	Módulo Relé (REL).....	22
Figura 2.13	Módulo de fornecimento de energia (PSM).....	23
Figura 2.14	Curva do gráfico do religador pelo software – CMS.....	24
Figura 2.15	Etapas para a parametrização de um religador via Software – CMS.....	25
Figura 2.16	Menu dispositivo usando Software – CMS.....	25
Figura 2.17	Menu visualização Software – CMS.....	25
Figura 2.18	Menu ajuda Software – CMS.....	26
Figura 2.19	Menu biblioteca Software – CMS.....	26
Figura 2.20	Menu administração – CMS.....	26
Figura 2.21	Menu leitura de campo Software – CMS.....	27
Figura 2.22	Diagrama funcional em bloco (ACR).....	28
Figura 2.23	Curva de atuação do religador.....	29
Figura 2.24	Disjuntor VD4 13.8 kV de média tensão.....	32
Figura 2.25	Comando do disjuntor VD4.....	33
Figura 2.26	Disjuntor VD4 extraível, lados dos polos.....	34
Figura 2.27	Ampola a vácuo encapsulada em polo de resina.....	36
Figura 2.28	Equipamentos do sistema de proteção.....	37

Figura 3.1	Subestação com suas respectivas linhas de transmissão conectadas no barramento de 69 kV.....	43
Figura 3.2	Subestação com os disjuntores, transformadores de correntes/tensão e transformadores de potência instalados no barramento de 68 kV.....	44
Figura 3.3	Diagrama unifilar de uma subestação analisada.....	46
Figura 3.4	Religadores (RL1 e RL2) instalados na barra de 13.8 kV na subestação.....	48
Figura 3.5	Religadores instalados nas barras de 13.8 kV.....	49
Figura 3.6	Comando do religador instalado na barra de 13.8 kV.....	50
Figura 3.7	Fluxograma das etapas da pesquisa.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Índice de continuidade de DEC e FEC.....	10
Tabela 2.2	Plano de ação no período 2014.....	12
Tabela 2.3	Custo unitário das Interrupções esperado e não programado por setor, região e nacional (R\$/kWh).....	13
Tabela 2.4	Desligamentos acidentais.....	14
Tabela 4.1	Quantidade de desligamentos e tempo de desligamentos dos disjuntores e religadores.....	56
Tabela 4.2	<i>Payback</i> simples e <i>payback</i> descontado para o religador 1 e 2...	58
Tabela 4.3	Valor fixo corrigido no período de 5 anos.....	59
Tabela 4.4	Valor presente líquido e índice de lucratividade (RL's 1 e 2)....	60

NOMENCLATURA

ABB	ASEA BROWN BOVERI
ACR	RELIGADOR AUTOMÁTICO
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ANSI	AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE
AR	AUTO RELIGAMENTO
AT	ALTA TENSÃO
BT	BAIXA TENSÃO
CA	CORRENTE ALTERNADA
CC	CORRENTE CONTINUA
CO	FECHAMENTO/ABERTURA
CDME	CONTRATO DE METAS E DESEMPENHO EMPRESARIAL
CLP	CONTROLADORA LÓGICA PROGRAMAVÉL
CMS	SOFTWARE DE CONTROLE E GERENCIAMENTO
CVT	TRANSFORMADOR DE TENSÃO CAPACITIVO
DEC	DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO NO CONJUNTO DE CONSUMIDORES
DIC	DURAÇÃO DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
DJ	DISJUNTOR
DTE	DATA TERMINAL EQUIPAMENT
DIN	DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG
DMIC	DURAÇÃO MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO CONTÍNUA POR UNIDADE CONSUMIDORA
EF	FALTA À TERRA
FEC	FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO NO CONJUNTO DE CONSUMIDORES
FIC	FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
FPGA	ARRANJO DE PORTAS PROGRAMAVÉIS EM CAMPO
GRP	GRUPO
I/O	INPUT/OUTPUT

IEC	INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMITTEE
IEEE	INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS
IP66	INDICE DE PROTEÇÃO DO MATERIAL
KA	KILO AMPERES
KV	KILO VOLTS
LAN	REDE DE ACESSO LOCAL
LCD	DISPLAY DE CRISTAL LÍQUIDO
LED	DIODO EMISSOR DE LUZ
LL	LINHA VIVA
M12	CONECTOR COM 12 PINOS
MCB	MINI-DISJUNTOR
MODEM	MODULA/DEMODULA
MT	MÉDIA TENSÃO
NBI	NIVÉL BÁSICO DE ISOLAMENTO
OC	SOBRECORRENTE
OSM	MÓDULO DE CHAVEAMENTO EXTERNO
PC	COMPUTADOR PESSOAL
PDS	PROCESSAMENTO DIGITAL DE SINAIS
PSM	MÓDULO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
PRODIST	PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
RC	MÓDULO RELÉ
REL	CONTROLE DO RELIGADOR
RIPPLE	ONDULAÇÃO
RFI	RADIO FREQUENCY INTERFERENCE
RMS	RAIZ MÉDIA QUADRADA
RS 232	RECOMMENDED STANDARD 232 P/INTERFACE SERIAL
RX	RECEPÇÃO DE SINAIS
SAGE	SISTEMA ABERTO DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA
SC	SECCIONADORA
SCADA	SUPERVISORY CONTROL AND DATA AQUISITION
SE	SUBESTAÇÃO
SEF	SENSIVÉL À TERRA
SIM	MÓDULO DE INTERFACE COM O RELIGADOR

TC	TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TCC	CURVA TEMPO X CORRENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TRAFO	TRANSFORMADOR
TTC	TRANSFORMADOR DE TENSÃO CAPACITIVO
TX	TRANSMISSÃO DE SINAIS
USB	UNIVERSAL SERIAL BUS
UTR	UNIDADE TERMINAL REMOTA
VCC	TENSÃO CORRENTE CONTÍNUA
VCA	TENSÃO CORRENTE ALTERNADA
VD4	DISJUNTOR A VÁCUO QUARTA GERAÇÃO

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Entende-se por dispositivos de proteção e seccionamento, os dispositivos projetados contra descargas atmosféricas, que provocam uma elevada corrente elétrica no sistema de potência de residências, rede de distribuição, transmissão, geração e ao longo de seu percurso, atingindo equipamentos eletroeletrônicos, caso não estejam com boas proteções adequadas (RAVAGLIO *et al.*, 2001).

A alocação de dispositivos de proteção em pontos estratégicos nas redes de distribuição, além de técnicas eficientes para a coordenação destes dispositivos, melhora a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e os índices de confiabilidade do sistema (RAVAGLIO *et al.*, 2001).

Dados estatísticos apontam que, a maioria das faltas que ocorrem em um sistema de distribuição aéreo de condutores não isolados é de natureza transitória (RAVAGLIO *et al.*, 2001). Como exemplo, pode-se citar: contato de galhos de árvores nos cabos da rede elétrica, indução de sobretensão nos cabos em função de descargas atmosféricas, pequenos animais que sobem nas estruturas, ventanias fortes que levam os condutores a se tocarem, dentre outros. Com os religadores operando na rede de distribuição, o tempo de restabelecimento da energia elétrica, nos casos desses defeitos, pode ser reduzido.

Quando ocorre um curto-circuito nas linhas de distribuição, dá-se o início da contagem do tempo de atendimento de emergência, que é um indicador da continuidade do fornecimento de energia, conhecido por TAE (tempo de atendimento de emergência). Segundo KAGAN e OLIVEIRA (2008), este indicador pode ser subdividido em tempos parciais, quais sejam:

- ta: tempo transcorrido desde o instante em que ocorreu a contingência até o seu conhecimento pelo centro de operações de distribuição. Geralmente, é o tempo que os consumidores levam para detectar a falta da energia e avisar a concessionária;
- tb: tempo necessário para que a equipe de manutenção, ou de reparo do defeito, seja acionada;
- tc: tempo gasto pela equipe de manutenção para se deslocar ao ponto de interrupção, correr a linha e identificar o ponto de defeito e a causa;

- td: tempo para o ajuste de chaves, a fim de restabelecer a energia aos consumidores fora da área de defeito;
- t1: tempo de pesquisa do defeito, que é dado por: $t_a + t_b + t_c + t_d$;
- t2: tempo médio para o reparo do defeito e o completo restabelecimento do sistema.

Caso o curto-circuito tenha causa transitória, o religador de baixa tensão poderá religar o sistema rapidamente. Além do TAE, existem outros indicadores de qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia, tais como:

- DEC (duração equivalente de interrupção no conjunto de consumidores), conforme estabelecido pelos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST (ANEEL, 2008), representa, para um universo de consumidores, o tempo médio equivalente, usualmente em horas, que seu suprimento é interrompido durante certo período de tempo;
- FEC (frequência equivalente de interrupção no conjunto de consumidores), conforme o PRODIST (ANEEL, 2008), representa, para um universo de consumidores, a frequência equivalente de ocorrência de interrupções em um período de tempo definido;
- DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora), representa o tempo, usualmente em horas, que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação;
- FIC (frequência de interrupção individual por unidade consumidora) representa a frequência que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação;
- DMIC (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora) representa o tempo máximo, usualmente em horas, que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação.

Reformulando o processo de alocação de dispositivos de controle e proteção, bem como seus locais de instalação, considera-se que os equipamentos irão operar de forma mais coordenada. Dessa forma, o sistema de distribuição e a coordenação eficiente pode evitar que uma falta de energia tenha um envolvimento grande em termos de carga e/ou consumidores atingidos, além de procurar reduzir o tempo para a reposição do sistema em operação (FERREIRA, 2009).

Na realização destas atividades, observou-se um número considerável de dispositivos (religadores) instalados em certos trechos das redes de distribuição que vinham sendo desligados pelos relés de proteções de sobrecorrente de fase e neutro, devido às falhas transitórias.

A operação do dispositivo religador funciona por meio da detecção automática de falhas e transitórios na rede elétrica e subsequente interrupção temporária do circuito elétrico. Depois de um determinado tempo, e conforme as proteções parametrizadas, o religador automático restabelece automaticamente a energia. Caso a falha persista, o dispositivo verifica a quantidade de tentativas (pelo relé de religamento) para identificar se o problema é temporário ou permanente (NOJA POWER, 2017).

Para recompor o sistema, a manutenção desliga os religadores da rede de distribuição de 13,8 kV, abre as chaves lado fonte/carga, isola o religador e fecha a CUC (chave unipolar com carga), energizando novamente o circuito alimentador da rede de distribuição, com objetivo de não interromper o fornecimento de energia. Nesse contexto, avaliou-se a capacidade dos dispositivos de proteção e seccionamento em fornecer um serviço de qualidade com gastos reduzidos.

A agência nacional de energia elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa nº 643/2014, estabeleceu melhorias na qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica preconizando as seguintes ações: automação, reforma e modernização de subestações, obras e equipamentos destinados a diminuir a indisponibilidade de instalações de transmissão e eliminação de interferências em faixas de servidão e substituição de equipamentos por motivos de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de danos a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas.

As principais falhas nas redes são causadas por descargas atmosféricas, árvores, animais, queimadas, vandalismo e abalroamento de poste. O tempo para religar o fornecimento de energia afeta diretamente nos indicadores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), utilizados para mensurar a continuidade do serviço que são normatizados pelo módulo oito do procedimento de distribuição (PRODIST) da agência nacional de energia elétrica, responsável pela regulamentação do setor elétrico brasileiro. Esses documentos são elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, esses documentos são organizados em 11 Módulos são:

I – Introdução, II – Planejamento da expansão do sistema de distribuição, III – Acesso ao sistema, IV – Procedimentos operativos do sistema de distribuição. V- Sistema de medição, VI – Informações requeridas e obrigações, VII – Cálculo de perdas na distribuição, VIII – Qualidade da energia elétrica, IX – Ressarcimento de danos elétricos, X – Sistema de informação geográfica regulatório e XI – Fatura de energia elétrica e Informações Suplementares.

A redução no índice de ocorrências de desligamentos tende a reduzir os deslocamentos das equipes, com a consequente redução dos custos operacionais e de eventuais penalidades pelo não cumprimento dos indicadores.

1.1 - OBJETIVOS

1.1.1 - Objetivo geral

Avaliar a alocação de religadores automático com instalação nas saídas das barras 13,8 kV em uma subestação de energia na cidade de Manaus.

1.1.2 - Objetivos específicos

- Analisar o funcionamento do religador e suas principais características;
- Quantificar os percentuais dos desligamentos e religamentos na subestação antes e após a alocação dos religadores;
- Verificar a compatibilidade de alocação dos religadores nas varras 01 e 02 de 13,8kV da subestação;
- Realizar a análise econômica da alocação dos religadores através do método *payoff*.

1.2 - CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Os religadores que protegem os sistemas elétricos de potência são de média tensão. Caso o sistema de distribuição necessite ser desenergizado por algum motivo, seja por algum defeito na linha ou para a realização de manutenção preventiva ou corretiva, o religador de média tensão deverá ser desenergizado. Feito isso, todos os

circuitos a jusante do religador também serão desligados, ocasionando a interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Neste sentido, um dos principais desafios das concessionárias é manter ao menor nível possível esses indicadores, visando a melhoria da qualidade de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. Para tanto, as empresas investem em tecnologias voltadas às redes inteligentes. Um dos dispositivos desta área são os religadores automáticos, que são instalados em pontos críticos para atenuar a falta de energia causada por falhas transitórias.

Esta dissertação apresentará um estudo da alocação dos religadores, visando a diminuição da quantidade de usuários prejudicados com os eventuais desligamentos de energia, contribuindo também com as empresas do setor elétrico, principalmente as concessionárias, no que se refere ao conhecimento para alocação de religadores automáticos que atuem na barra, minimizando consideravelmente tanto a quantidade e tempo de desligamentos e custos financeiros.

1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O capítulo 1 apresenta a motivação, os objetivos, as contribuições da dissertação e a forma de organização do trabalho.

O capítulo 2 apresentará a revisão da literatura sobre religadores e sua classificação, seccionador automático, disjuntores, dispositivos de controle e proteção que atuam para proteger os equipamentos.

O capítulo 3 abordará a metodologia e o estudo de caso. Para a coleta de dados, selecionou-se uma subestação de energia da cidade de Manaus, onde foi realizado um levantamento quantitativo dos desligamentos de disjuntores.

O capítulo 4 apresentará os resultados e discussão, através do levantamento de dados atuais, implementação da proposta, coleta e análises dos dados.

No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

Em 24 de fevereiro de 2011, a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) e o Banco Mundial (BIRD) assinaram com garantia da União, o *Loan Agreement* 7884-BR no valor de US\$ 495 milhões para implantação do “Projeto de Melhoria da Performance Operacional e Financeira das Empresas de Distribuição da Eletrobras”, também conhecido como Projeto Energia+ (ELETROBRAS, 2011).

As seis empresas de distribuição da Eletrobras contempladas com esse projeto foram: Amazonas Distribuidora de Energia S/A (Amazonas Energia); Boa Vista Energia S.A. (Boa Vista); Companhia Energética de Alagoas (Ceal); Companhia Energética do Piauí (Cepisa); Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron); Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre).

Por exigência do BIRD, a Eletrobras constituiu uma Unidade Gestora do Projeto (UGP) em sua *holding*, responsável pela coordenação em âmbito global do projeto. Ao passo que as EDE tiveram como atribuições a execução das atividades operacionais e o reporte de informações à UGP (ELETROBRAS, 2011).

O projeto Energia+ foi alicerçado em dois grandes componentes que se desdobravam em subcomponentes. O primeiro foi o componente de redução de perdas totais e melhoria da qualidade de serviço, de caráter totalmente técnico, composto pelos subcomponentes: digitalização de redes; qualidade de energia; reabilitação; reforma de redes de média e baixa tensão (MT\BT); obras no sistema de distribuição de alta tensão (AT); digitalização de unidades consumidoras (UCs) em MT\BT; substituição de medidores obsoletos; telemedição de alimentadores; regularização de UCs em áreas com perdas superiores a 50%; recadastramento de UCs. O segundo foi o componente de fortalecimento institucional, voltado às atividades de apoio, formado pelos subcomponentes: unidade gestora do projeto e consultoria (coordenação do projeto, escritório de projetos, finanças, licitações e aquisições); comunicação social e fortalecimento da capacidade técnica e ambiental (ELETROBRAS, 2011).

Desses subcomponentes, um dos mais importantes foi o subcomponente digitalização de redes que tinha como atribuições a aquisição e a instalação de religadores de tensão em regiões estratégicas pelas EDE (ELETROBRAS, 2011). Esses equipamentos possuem a função de bloquear, religar e redirecionar a rede elétrica de

forma automatizada, equalizando o nível de tensão e distribuindo a carga elétrica de forma mais eficiente, o que reduz as perdas técnicas provocadas pela dissipação de energia; os índices de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) por interrupções na rede e o deslocamento de equipes móveis para o atendimento de ocorrências in loco (VAZ, 2017).

Atualmente, há um quantitativo de 333 religadores instalados nos circuitos alimentadores da rede de distribuição, que se encontram em pontos estratégicos, locais que demandam maior ponta de carga, ou seja, alimentador com maior corrente diária em um determinado período, devido ao grande número de consumidores.

Os disjuntores e religadores são seccionadores de circuitos alimentadores de BT (baixa tensão). Os disjuntores 13.8KV são estáticos instalados nos pátios externos da subestação, suas proteções ficam dentro da casa de controle de uma subestação, tais proteções são: Relé sobre corrente de fase (50I/51T) unidades instantâneo/temporizado, relé (50N/51N) de neutro unidades instantâneo/temporizado, relé 27 (sub tensão) e relé 79 (relé de religamento). O religador pode ser comparado com o disjuntor de 13,8 kV a nível de tensão e corrente.

A Figura 2.1 apresenta três disjuntores alocados em cubículos, construídos com chapas de aço e montados em base de concreto, na subestação.



Figura 2.1 - Três cubículos com seus respectivos DJ's 13,8 kV instalados na subestação.

O plano diretor para os negócios do sistema Eletrobras, contempla objetivos, estratégias, projetos e iniciativas, visando orientar grandes metas para geração, transmissão, distribuição e gestão corporativa. Adicionalmente, com o desdobramento de diretrizes econômico-financeiras endereçadas a cada empresa controlada, foram criadas as condições para um processo que resultaram na pactuação de planos de negócio específicos, passíveis de planos de ação operacionais.

Objetivando dar sustentação ao equilíbrio econômico e financeiro futuro das controladas e atender aos objetivos estratégicos da Eletrobras e suas controladas de atingir os objetivos de eficiência, expansão e rentabilidade das controladas, foram aprovadas, através da deliberação DEL134/2009, de 30/10/2009, as “novas regras de governança corporativa das controladas do sistema Eletrobras” e dentro das novas regras de governança determinou-se a elaboração do contrato de metas de desempenho empresarial, estabelecendo as metas e os resultados a serem alcançados para maior eficiência, robustez e rentabilidade financeira da controlada e para a Eletrobras e suas demais controladas, bem como as condições de acompanhamento e monitoramento CMDE (contrato de metas de desempenho empresarial).

Todos os projetos do plano diretor de negócios e gestão endereçam, direta ou indiretamente, pelo menos um objetivo estratégico finalístico ou de gestão e competências do plano estratégico 2010-2020. Para garantir essa integridade e aderência, foram estabelecidas as diretrizes estratégicas para o ciclo do PDNG 2014-2018, que na realidade são direcionadores dos projetos. São elas: expansão sustentável e eficiência operacional.

A expansão sustentável objetiva preservar a liderança da Eletrobras no mercado nacional, priorizando a participação em projetos estruturantes no país, e também no exterior, estritamente pautada por critérios de seleção de empreendimentos segundo sua viabilidade técnica e econômico-financeira.

A eficiência operacional contempla ações de curto e médio prazo que visam a redução de custeio, o aumento de receitas e o aprimoramento da qualidade e segurança do serviço de energia elétrica.

O plano da operação e manutenção 2014-2018 é estabelecer as ações a serem implementadas visando a melhoria do desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica do Amazonas e conseqüentemente melhorar os indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) e individuais (DIC, FIC e DMIC). Essas ações

possuem em sua abrangência os circuitos de distribuição de energia elétrica (MT e BT) da cidade da capital Manaus e do interior do estado do Amazonas.

Os projetos e ações de operação e manutenção da Eletrobras Amazonas foram concebidos a partir do planejamento estratégico ciclo 2014-2018, que revisitou o planejamento do ciclo anterior, tendo como principal balizador o desenvolvimento de uma nova metodologia de análise e tratativas das ocorrências, resultando em novo pacote de projetos e melhoria dos indicadores de continuidade e qualidade, inclusive com direcionamento à redução de compensações por transgressão de indicadores individuais.

Neste planejamento foram projetadas as metas anuais de DEC e FEC para o ciclo 2014 a 2018, conforme apresentado na Figura 2.2.

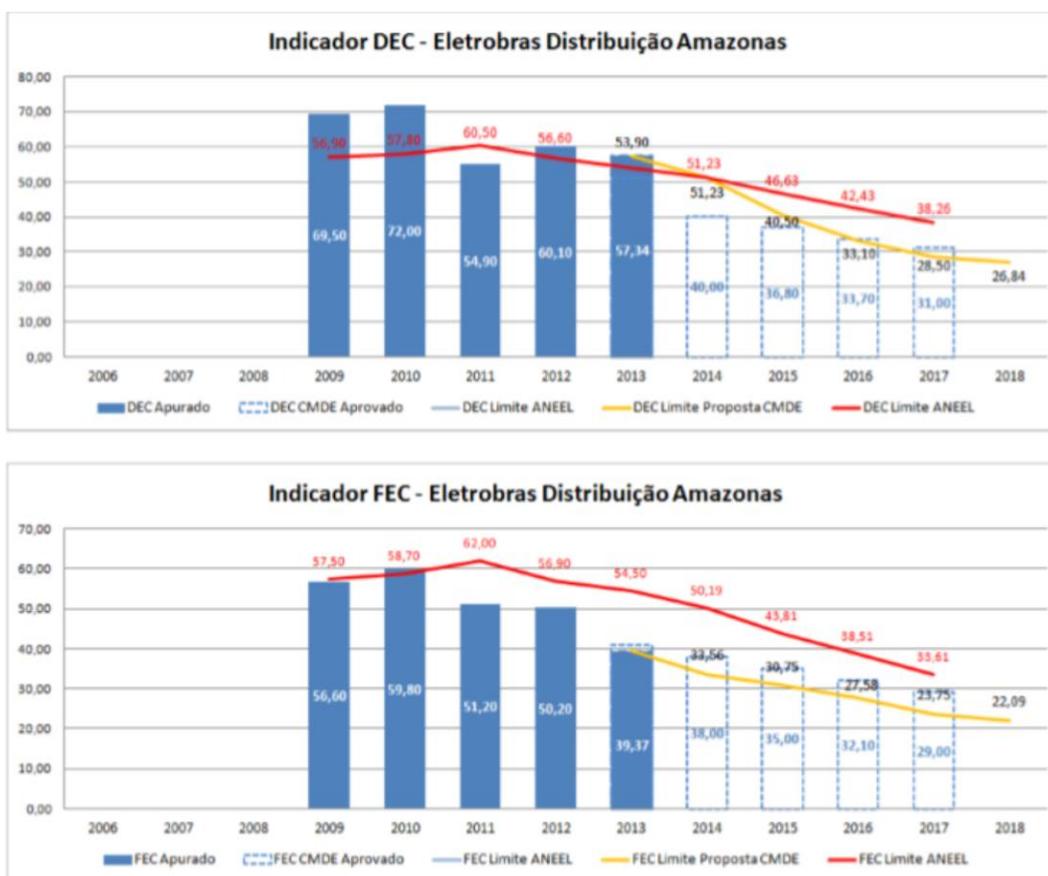


Figura 2.2 - Indicador DEC e FEC - Eletrobras distribuição Amazonas.
 Fonte: ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS (2014).

Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade,

DEC e FEC, conforme definido no módulo 8 dos procedimentos de distribuição - PRODIST.

Os indicadores são medidos pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a agência avalie a continuidade da energia oferecida à população. A Tabela 2.1 apresenta os índices de continuidade de DEC e FEC da empresa estudada.

Tabela 2.1 - Índices de continuidade de DEC e FEC.

Índices de continuidade - AME (2014)					
	2014	2015	2016	2017	2018
DEC apurado	55,01	46,64	47,83	37,65	35,24
DEC limite	52,38	50,81	47,85	46,17	49,31
FEC apurado	37,51	29,06	29,95	26,07	20,49
FEC limite	49,40	48,18	45,38	44,08	46,93
Nº de consumidores	830.433	883.990	919.489	966.464	1.006.976

Fonte: ANEEL (2019).

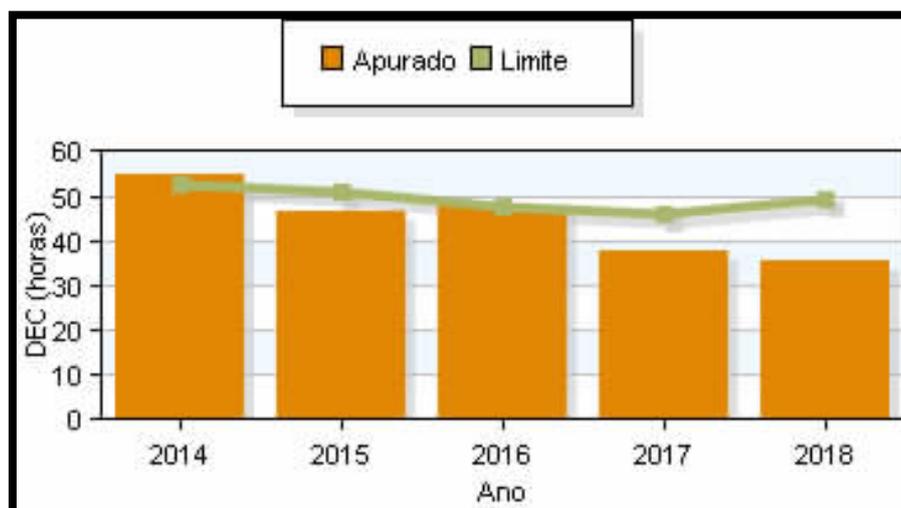


Figura 2.3 - Gráfico - DEC anual.

Fonte: ANEEL (2019).

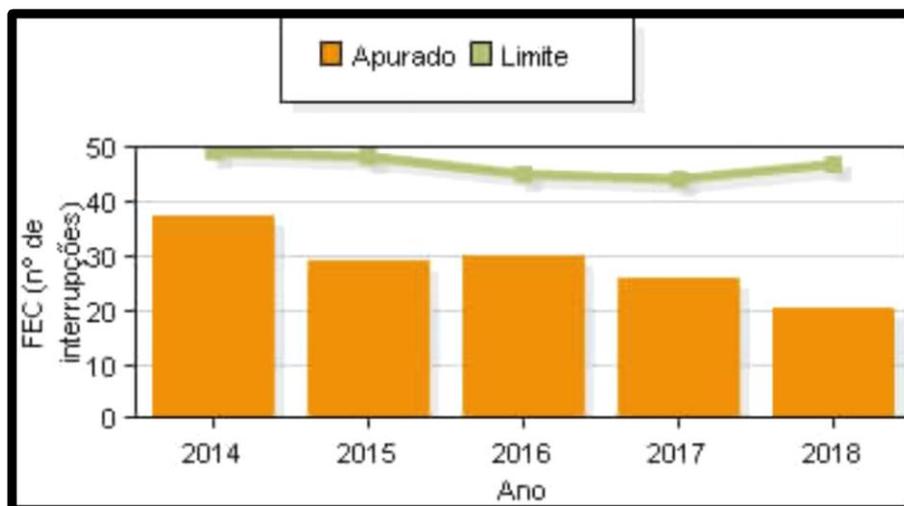


Figura 2.4 - Gráfico - FEC anual.
Fonte: ANEEL (2019).

Observa-se que o DEC, obtido pela empresa estudada, superou os limites estabelecidos pela ANEEL no ano de 2014, diferentemente do que ocorreu nos demais anos, onde o DEC ficou sempre abaixo do limite. Um dos fatores que pode ter contribuído para esses dados foi a implantação de 333 religadores proposto no plano de ação, que foi executado no período de 2014.

Vale ressaltar que a prestação do serviço de distribuição de energia no estado do Amazonas é muito complexa, de forma que não é comparável a nenhuma outra região do país. A seguir, a empresa estudada destaca elementos da região que influenciam diretamente no processo:

- a) Número expressivo de vegetação e animais sobre a rede;
- b) Projeto luz para todos desbravando áreas no meio da selva, com acessibilidade crítica ou nenhuma;
- c) Anualmente o primeiro semestre com fortes chuvas e um número considerável de descargas atmosféricas;
- d) Anualmente o segundo semestre com temperaturas elevadas, fortes temporais e ventanias, acompanhando de um número expressivo de descargas atmosféricas;
- e) Restrições nos meios de transportes fluviais aplicados à região, o que implica no aumento da complexidade nas ações de reparo/manutenção;
- f) Logística muito complexa (períodos de cheias e períodos de secas dos rios);
- g) Grandes distâncias entre as localidades/cidades e a capital (AMAZONAS ENERGIA, 2019).

Tabela 2.2 - Plano de ação no período 2014.

PLANO DE AÇÃO										Período 2014
MELHORIA DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA										
OBJETIVO: Reduzir o DEC de 57,34 horas para 20,84 horas e o FEC de 19,37 para 25,86 até 2018.										
Ação	Acompanhamento	Unidade	2014	GANHOS ESTIMADOS		GANHOS ESTIMADOS		Investimento previsto (R\$ x 1.000)	Investimento total (R\$ x 1.000)	Premissas e comentários
				DEC (h)	%	FEC (x)	%			
Automação de redes de distribuição instalação de religadores	Previsto (acum.)	Religador	333	11,05	39,30%	3,91	33,60%	9.785.000,00	9.785.000,00	Premissas: Incluso estudo de alocação e parametrização dos Religadores

Fonte: ELETROBRÁS (2014).

O projeto de automação do sistema de distribuição consiste na automação de redes de distribuição com a adoção de religadores automatizados. Os ganhos projetados consistem em reduções de indicadores de continuidade de DEC e FEC e consequentemente compensações pagas por DIC, FIC e DMIC.

2.1 - CUSTOS ASSOCIADOS À INTERRUPÇÃO NO FORNECIMENTO DE ENERGIA

O prejuízo que uma unidade consumidora terá pela interrupção, sem aviso prévio, do fornecimento de energia é denominado de custo da interrupção (CI), sendo quantificado por R\$/kWh interrompido. Esse prejuízo é calculado conforme a unidade consumidora, levando em consideração o tipo de atividade realizada por ela. A energia que deixou de ser consumida em razão da interrupção do fornecimento pela empresa de distribuição é denominada de energia não suprida, sendo esse custo social quantificado pelos custos diretos e indiretos dessas interrupções, diferindo do custo da energia não faturada pela distribuidora. O valor pode também ser somado ao custo de interrupção de diversos agentes, a fim de representar o custo social da interrupção do fornecimento para a sociedade dentro de uma determinada área, representando o valor médio do custo da interrupção em R\$/MWh (MERCADOS DE ENERGIA CONSULTORIA, 2016).

Para conhecer o nível de confiabilidade de uma empresa de energia, considera-se a análise dos indicadores de interrupção do fornecimento, indicando a quantidade média dessas interrupções. Os custos empregados na melhoria do fornecimento de energia

elétrica pelas empresas de distribuição retornarão através do aumento da confiabilidade dos usuários da energia, além da economia que essas empresas terão pelo aumento do fornecimento de energia através da diminuição do número de ocorrências de interrupção. O valor médio do custo da energia não suprida no Brasil é de 4,48 US\$/kWh, considerando a taxa de conversão de 5,59 reais/dólar, tem-se que o valor médio do custo de energia não suprida é de 25,04 R\$/kWh.

A Tabela 2.3 apresenta o custo unitário das interrupções no fornecimento de energia. Os custos estão divididos por setor e região e pelo total nacional. A região Nordeste é a que apresenta o menor valor médio das interrupções, 11,3 R\$/kWh. A média nacional do custo unitário das interrupções é de 15,7 R\$/kWh.

Tabela 2.3 - Custo unitário das interrupções esperado e não programado por setor, região e nacional (R\$/kWh).

SETOR	NACIONAL	NORTE	NORDESTE	CENTRO-OESTE	SUDESTE	SUL
Industrial	13,9	23,7	11,7	13,8	17,3	6,6
Comercial e serviços	18,1	9,6	8,3	30,6	24,1	8,7
Poder público	12,3	9,2	11,3	15,5	12,4	13,9
Serviço público	7,5	11,6	3,9	11,5	7,6	11,4
Rural e rural irrigante	12,4	12,4	8,1	22,0	8,2	18,4
Residencial	19,7	18,9	18,4	16,5	20,8	19,0
Baixa renda	4,4	4,9	4,9	4,1	3,2	4,5
Média região	15,7	15,7	11,3	19,2	18,8	11,6

Fonte: MERCADOS DE ENERGIA CONSULTORIA (2016).

As interrupções do fornecimento de energia elétrica geram multas elevadas para as empresas de distribuição, por conta disso é salutar o investimento em medidas capazes de diminuir a quantidade e o tempo das interrupções.

A Tabela 2.4 apresenta os desligamentos acidentais que ocorreram em 9 alimentadores instalados em 7 subestações em um único dia. É possível observar que as principais falhas nas redes são causadas por descarga atmosférica, árvores, vandalismo, queimadas entre outros.

Tabela 2.4 - Desligamentos acidentais.

DESLIGAMENTOS ACIDENTAIS – DISTRIBUIÇÃO					
2. DISTRIBUIÇÃO – MÉDIA TENSÃO (13,8 kV)					
* registros para desligamentos com duração maior ou igual a 03 minutos					
EQUIPAMENTO	INÍCIO	TÉRMINO	DURAÇÃO	MOTIVO	CLIENTES
JQAL2-02	09:51	10:41	00:50	Vegetação sobre a rede	3.405
PNAL2-04	10:15	12:08	01:53	Rede trançada	3.578
MOAL2-14	10:19	12:27	02:08	Não identificado	3.328
PNAL2-11	10:33	13:35	03:02	Cabo partido	4.325
MRAL2-03	10:50	12:00	01:10	Vegetação sobre a rede	4.412
CCAL2-05	10:57	14:06	03:09	Cabo partido	2.770
CCAL2-01	12:28	13:50	01:22	Possibilitar serviço no CC-05	2.897
MRAL2-03	10:50	14:29	03:39	Cabo partido	4.412
FLAL2-09	20:49	21:48	00:59	Vegetação sobre a rede	12.227
DESLIGAMENTOS DE ALIMENTADORES DO DIA:			102	TOTAL DE DESLIGAMENTOS DE ALIMENTADORES DO MÊS	188

Fonte: ELETROBRÁS (2014).

Os dados da Figura 2.5 apresentam as quantidades de ocorrências e interrupções no fornecimento de energia nos circuitos alimentadores – 13,8 kW durante o mês de dezembro de 2014.

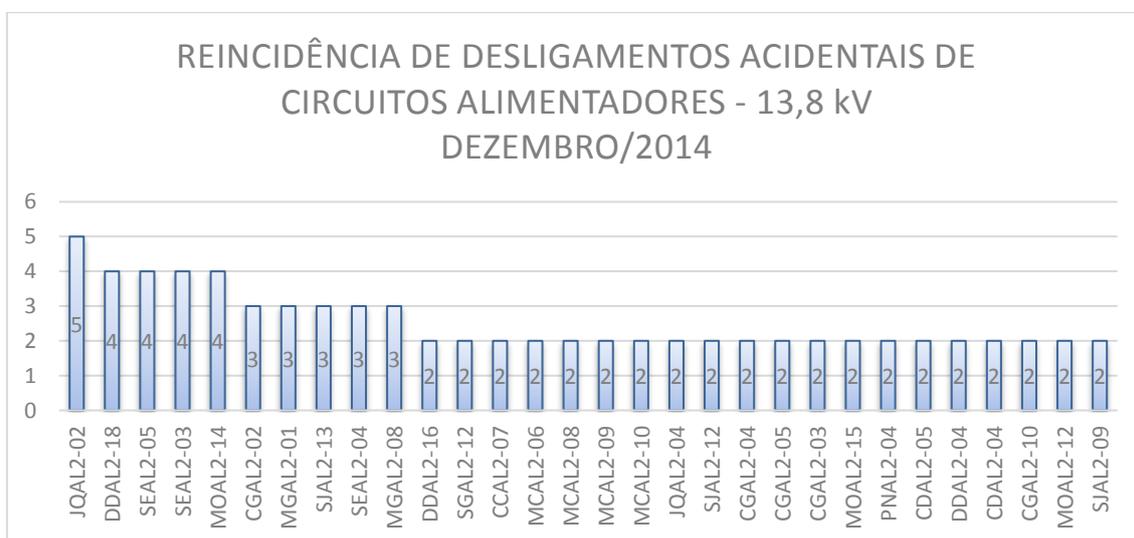


Figura 2.5 - Reincidência de desligamentos acidentais de circuitos alimentadores.

Fonte: ELETROBRÁS (2014).

Com a demora para religar o fornecimento de energia, são afetados diretamente os indicadores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora e a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, indicativos utilizados para mensurar a continuidade e qualidade do serviço. Um dos principais desafios das

concessionárias é manter o menor nível possível desses indicadores, com o objetivo de melhorar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

Havendo redução no índice de ocorrências de desligamentos, a empresa reduzirá os deslocamentos das equipes, logo a concessionária reduzirá os custos operacionais e de penalidades pelo o não cumprimento dos indicadores DEC e FEC, com isso obterá retorno financeiro a longo e médio prazo. O investimento em tecnologias voltadas às redes inteligentes (*smart grid*), como a instalação de religadores automáticos em pontos críticos, atenuam a falta de energia por falhas transitórias.

2.2 - RELIGADOR AUTOMÁTICO - ACR

O religador automático está dividido em três partes: módulo de chaveamento externo (OSM), conhecido como tanque; cabo de controle e a cabine de controle (RC) do religador, conhecida como armário (NOJA POWER, 2017). Esse conjunto forma o dispositivo religador automático, conforme apresenta a Figura 2.6.



Figura 2.6 - Religador automático - ACR.
Fonte: NOJA POWER (2017).

Esse dispositivo monitora o sistema elétrico e o interrompe em casos de falha entre fases ou entre fases e terra. Ele religa o sistema elétrico após um tempo parametrizável, a fim de verificar se a falha foi permanente ou transitória. No caso de falhas transitórias, o fornecimento de energia é restabelecido automaticamente. No caso de falhas permanentes, o sistema elétrico permanece desligado até a intervenção da equipe de manutenção da distribuidora de energia (NASCIMENTO, 2017).

No caso de trechos de rede que atendem consumidores especiais ou uma grande quantidade de unidades consumidoras, é possível realizar a recomposição automática

dos sistemas de distribuição. Esse recurso evita que essas unidades consumidoras fiquem sem energia nos casos de algumas falhas permanentes (FELBER, 2015).

As interrupções podem ser classificadas conforme o tempo da interrupção, podendo ter conceitos diferentes de acordo com cada órgão regulador. Uma forma de classificar as faltas é: permanentes/sustentadas e temporárias/transitórias. As faltas permanentes ou sustentadas causam danos permanentes ao sistema ou parte dele, como falhas de isolação, ruptura de cabos, ou curto-circuito em equipamentos como transformadores e capacitores, o que requer a manutenção do componente da rede sob defeito. Desse modo, independentemente do tipo de dispositivo de proteção que elimina a falta, uma falta permanente gera necessariamente uma interrupção permanente de todos os consumidores do trecho da rede sob defeito, exigindo a intervenção da equipe de manutenção (FERREIRA, 2009).

Devido a esse fato, as faltas permanentes são mais facilmente identificadas, porém são de ocorrência significativamente menor nas redes de distribuição. Faltas temporárias, momentâneas ou transitórias geralmente não causam danos permanentes a qualquer componente da rede, de modo que o sistema volta a operar normalmente se houver o desligamento do circuito, seguido do religamento após um curto intervalo de tempo (FERREIRA, 2009).

A tensão de entrada em todos os seis terminais para o religador automático, modelo 310, é medida através de seis sensores de tensão capacitiva (TTC), acoplados aos terminais de alta tensão. A corrente de entrada em todos três terminais também é medida nas três fases. Através de transformadores de corrente (TC). Estes transformadores fornecem medida de corrente de fase e neutro para fins de sinalização e proteção contra sobrecorrente. Os secundários dos transformadores de corrente são automaticamente curtos-circuitados quando o tanque é desligado da cabine de controle (ELETROBRÁS, 2012).

O cabo de controle faz interface do módulo de chaveamento externo (OSM) com o módulo “SIM” do religador, que fica na cabine de controle, o mesmo tem 7m de comprimento e seu aterramento é feito por uma conexão utilizando o pino M12 que fica no tanque (NOJA POWER, 2017).

2.2.1 - Módulo de chaveamento externo - OSM

Este módulo é constituído em aço inox e possui janela de exaustão para extinção de arco elétrico. Possui vida útil de operação de 30 anos e fornece um índice de proteção IP66, sendo equipado com respiro cerâmico para prevenir acúmulo de condensação. O tanque é totalmente brindado, porém internamente possui doze acessórios (NOJA POWER, 2017):

1. Interruptor a Vácuo, vida útil dos seus contatos está em função dos números de operações elétricas pelas correntes em RMS, o valor máximo de 16 quiloampères da corrente de interrupção para 70 vezes os números de operações em alta;
2. Haste de abertura, fica conectada ao anel de disparo no OSM para o bloqueio elétrico de fechamento/abertura do religador;
3. Atuadores magnéticos, são intertravados, garantindo a operação simultânea trifásica do religador. Operação de disparo assistida por molas é atingida revertendo a direção da corrente do atuador para gerar força na direção inversa à operação de fechamento;
4. Cápsula de sólido dielétrico, invólucro em epóxi com alta resistividade para evitar condutividade;
5. Buchas de silicone; fabricada de resina epóxi aromático. Uma bota de borracha siliconada é encaixada para fornecer a distância de isolamento entre elas;
6. Terminais de conexão; alimentação trifásica 13,8 KV recebida da rede de distribuição elétrica;
7. Tanque de aço inoxidável, seu índice de proteção IP66 com respiro cerâmico para prevenir acúmulo de condensação;
8. Chaves auxiliares, localizada no tanque por um visor open/close, recebe informação de falta de 13.8KV da rede elétrica, envia um sinal de falta ao módulo "SIM" esse por sua vez manda realizar o Trip, atuando na sua bobina;
9. Transformadores de corrente, abaixo das buchas encontra-se três TC's com relação de transformação 2500/1, isso quer dizer, que 2500 amperes no seu primário refletem no seu secundário um ampere. Fornecem medida de corrente de fase e neutro para fins de sinalização e proteção contra sobrecorrente;
10. Sensores Capacitivos de tensão, todos seis terminais do religador são medidos através de seus sensores acoplados aos terminais de alta tensão;

11. Molas de aberturas;
12. Anel de disparo mecânico, puxando manualmente para baixo inibe o religador, garantindo seu bloqueio.

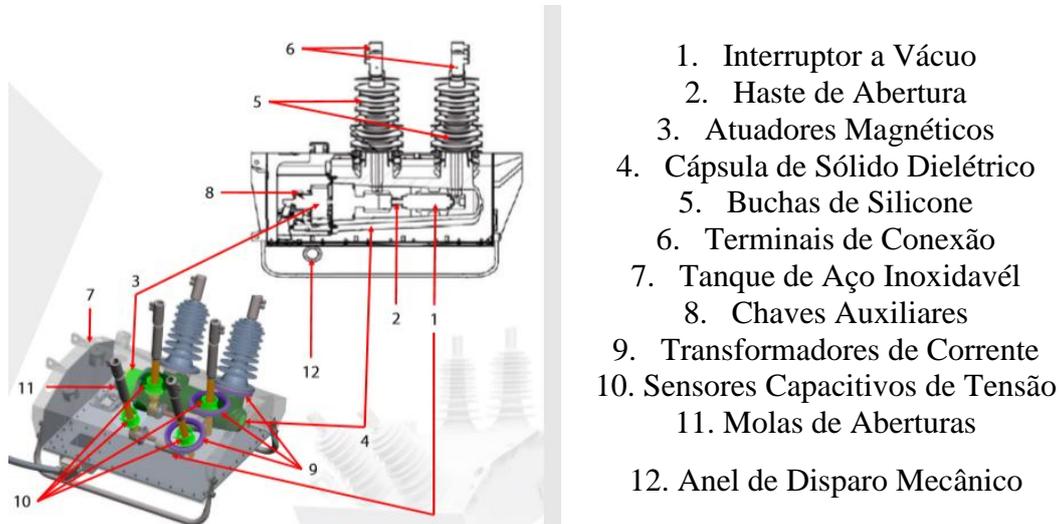


Figura 2.7 - Módulo chaveamento externo – OSM.
Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.2 - Cabine de controle do religador

Na cabine de controle encontra-se os seguintes módulos: Painel do Operador (1), Bateria (2), Módulo SIM (3), Módulo Régua (4), Placa para Rádio ou Modem (5) e uma Fonte de Alimentação (6). Os controles do religador são fabricados em aço inox sob pintura eletrostática e oferece proteção IP66 para os equipamentos internos.

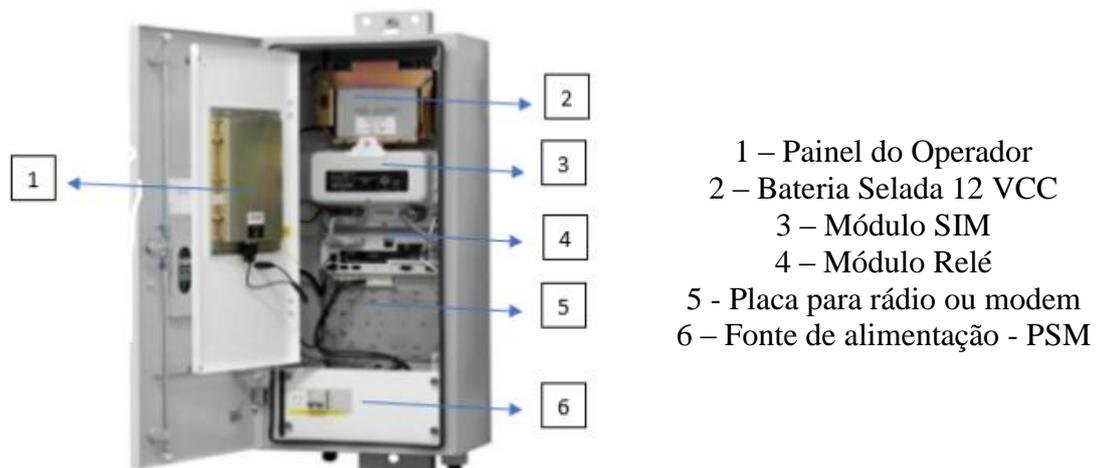


Figura 2.8 - Cabine de controle do religador.
Fonte: NOJA POWER (2017).

A cabine de controle é responsável por todo comando do religador, sendo que na sua parte inferior há múltiplas entradas para cabos de dispositivos extras do usuário. Nela encontram-se diferentes módulos e funções (NOJA POWER, 2017):

2.2.2.1 - Painel do operador

O painel está localizado na cabine de controle do religador, sendo possível visualizar suas teclas e funções:

- Duas botoeiras com visualização a LED, de cor vermelha fechado ou ligado o painel, de cor verde aberto ou desligado o painel;
- Botoeira modo, seleciona o religador para operar em local ou remotamente com visualização a LED;
- O led processando fica piscando intermitentemente informando que o microprocessador e microcontrolador estão em boas condições de funcionamento e informando também que o painel, encontra-se em condições para operações;
- Botoeira Ligar/Desligar, responsável para realizar testes no painel;
- Botoeira ajuste de contraste, testa visualmente a luminosidade e contraste do LCD. (NOJA POWER, 2017).
- Tecla de navegação, nela contém quatro setas que permitem tanto a movimentação do painel quanto a alteração dos valores configurados. A tecla de navegação trabalha em conjunto com as teclas retornar e entrar;
- Seis teclas de atalho as quais são configuradas, parametrizadas e armazenadas, ficando como padrão de cada concessionaria de energia;
- Tecla GRP, que é usada para selecionar qual dos quatro grupos de proteção está ativo. Uma vez que o grupo apropriado foi escolhido (indicado pelo piscar do LED), pressione ENTER para ativá-lo (NOJA POWER, 2017).

O painel do operador consiste em teclado de manobras com teclas de controle e indicação com Diodo Emissor de Luz (LED), juntamente com um Display de Cristal Líquido (LCD) de 320x240 com iluminação de fundo para operação noturna, conforme a Figura 2.9.

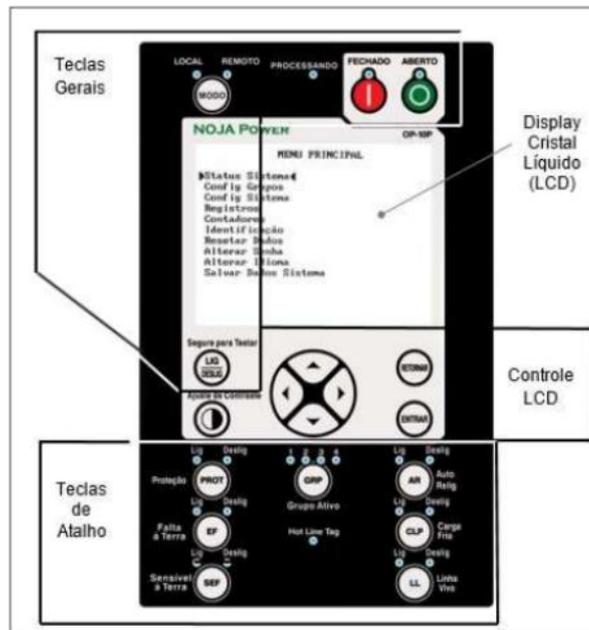


Figura 2.9 - Display de Cristal Líquido (LCD).
 Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.2.2 - Bateria selada 12VCC

Sua função é ficar carregada em repouso/flutuação. Quando ocorre uma falta da corrente alternada (ac) 127/220vca, a bateria sai do estado de repouso e assume automaticamente a alimentação do religador por 24 horas. Seu tempo de vida é de cinco anos, sua temperatura é monitorada pelo módulo SIM e a corrente de carga é ajustada para assegurar carregamento ótimo. A bateria pode ser testada, utilizando um auto teste, pelo próprio painel de controle, conforme apresenta a Figura 2.10.



Figura 2.10 - Bateria selada 12 VCC 24-26Ah.
 Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.2.3 - Módulo SIM

O módulo de interface com religador (SIM) é responsável pelo gerenciamento de energia, carregador de bateria 12VCC e no seu interior constam 32 capacitores eletrolíticos 1200 μ F/250V. Esses capacitores armazenam energia em forma de campo elétrico e estão ligados em série que fornecem energia para abertura e fechamento do tanque. Os capacitores de operação do driver atuador possuem a capacidade de fornecer um ciclo de operação igual a O - 0,1s (Open em 0,1s), CO – 1s (Close and Open em 1s). Os capacitores são carregados dentro de 60s a partir da aplicação inicial de alimentação auxiliar ou da execução do ciclo de operação.

Havendo falta de tensão, curto circuito entre fases ou afundamento na tensão 13.8KV, os sensores capacitivos do tanque, recebem e levam sinais elétricos de 1volt ao módulo SIM, esse por sua vez converte sinas de controle e manda informação de Abre/Fecha ao módulo régua que processa tais sinais, devolvendo ao módulo SIM novamente, este converte em tensão de 250Volts e abre o tanque (NOJA POWER, 2017).



Figura 2.11 - Módulo de interface com religador (SIM).
Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.2.4 - Módulo relé

Responsável pelo processamento de sinais para medição, proteção e automação. Incorporado Microprocessador FPGA, Registro de Dados, UTR, contém três portas USB, uma porta Ethernet, porta RS 232 (DTE), três entradas Digitais (Definidas pelo

usuário) e um LED processando para indicação do estado do Módulo Régua. É o módulo mais importante do controle do religador (RC) através da interação com o religador OSM, Módulo de Interface com Religador (SIM) e Painel do Operador.

Possui três entradas digitais embutidas, as quais podem ser relacionadas como qualquer ponto de controle remoto. Tem entrada alimentada 12VCC par bateria, saída para contatos seco. Responsável por toda lógica binária, tem portas USB, Ethernet (LAN) e sinalização a led para o operador monitorar o bom funcionamento do módulo (NOJA POWER, 2017).

O módulo relé converte o sinal analógico em digital recebido do SIM e reenvia ao SIM

Novamente para abrir ou fechar o tanque.

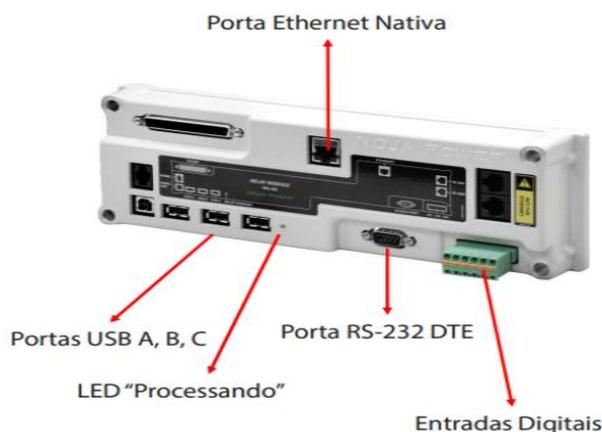


Figura 2.12 - Módulo relé (REL).
Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.2.5 - Fonte de alimentação – PSM

O Módulo de Fornecimento de Energia (PSM) é uma fonte chaveada que recebe alimentação AC 127/220vac selecionada por uma chave tipo “H” o sinal é retificado por uma ponte de diodos de onda completa, filtrada por capacitores eletrolíticos para eliminar os Ripple (ondulação), o secundário do transformador tem fusível de 6,3A. para proteção e manter a saída em 48VCC (GIGUER,1988).

Na entrada, tem disjuntor bipolar (MCB), uma tomada para alimentar notebooks nas manutenções em campo, tem terminais de terra são acessados através da remoção da

cobertura de segurança. MCB deve está desligado antes que a chave de seleção seja colocada em 110 ou 220Volts (KONDO, 2015).

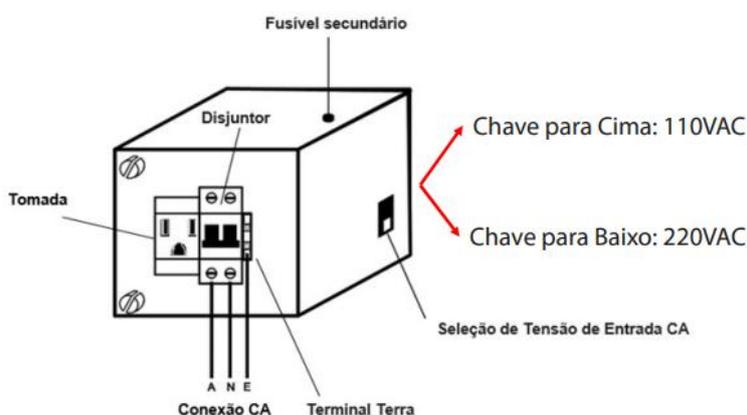


Figura 2.13 - Módulo de fornecimento de energia (PSM).
Fonte: GIGUER (1988).

2.2.3 - Software CMS

O Software de Controle e Gerenciamento (CMS) controla, questiona, parametriza e configura todas as características e funcionalidades do Religador Automático (ACR). É a principal ferramenta quando se trata de compra do dispositivo. Permite ao usuário:

- Realizar todas as configurações do Módulo Relé;
- Transferir todas as configurações do computador para o relé;
- Transferir do relé para o computador todas as configurações, registro de operações, perfil de faltas, perfil de carga, registro de alterações, contadores de faltas, contadores de vida útil (NOJA POWER,2017);
- Ir online e verificar as medidas, operar o OSM, configurar a proteção, configurar elementos de controle do status de proteção, sincronizar data/hora com o computador e apagar dados de perfil de carga;
- Filtrar registros e informações de perfis para auxiliar na análise de dados;
- Imprimir configurações e todos os dados históricos;
- Gerar representações gráficas de faltas e dados do perfil de carga;
- Importar e exportar arquivos de configuração para uso de terceiros;
- Configurar curvas de proteção definidas pelo usuário e curvas padrões (IEC, ANSI) usando uma interface gráfica;

- Assegurar a coordenação do religador através da importação de características de coordenação de outros dispositivos a partir de uma biblioteca de curvas de proteção;
- Configurar protocolos para o controle do SCADA (Supervísório de Controle de Aquisição de Dados). Na Figura 2.14 é apresentada uma tela com gráficos e curvas características de um religador, após ser parametrização e configuração. (NOJA POWER, 2017).

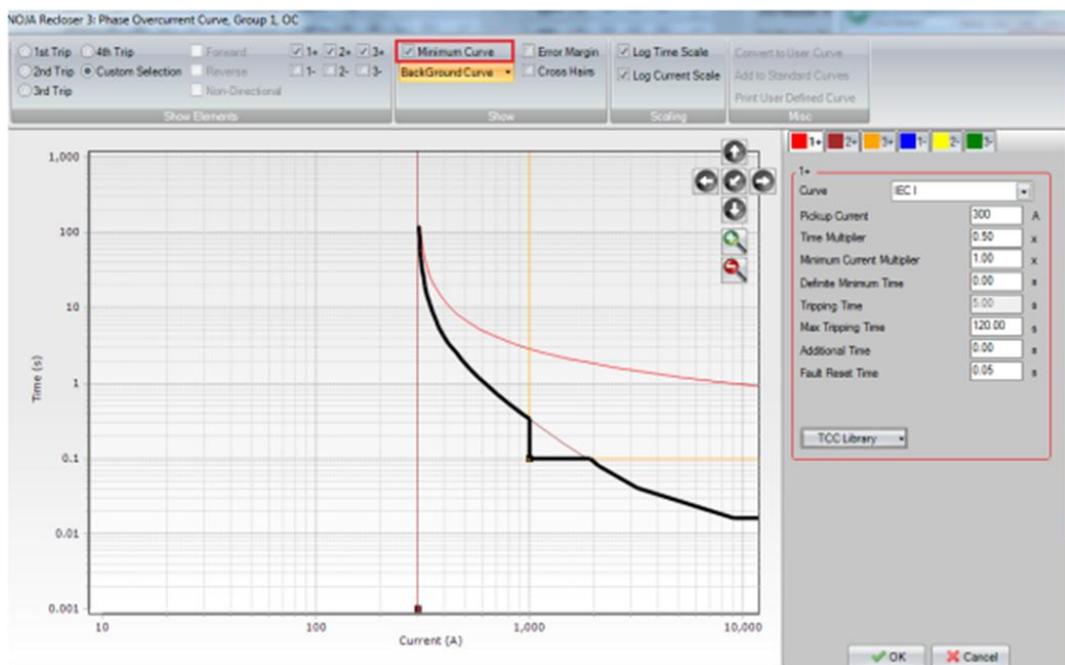


Figura 2.14 - Curvas e gráficos de um religador pelo software – CMS.
Fonte: NOJA POWER (2017).

Conforme verifica-se na Figura 2.14, há várias possibilidades para programar esta lógica, podendo ser via software SCADA, pela parametrização dos religadores ou ainda por comunicação via rádio entre os religadores. Além do benefício da transferência de alimentação elétrica utilizando o religador normalmente aberto, caso ocorra uma falha transitória no circuito transferido o religador evitará que ocorra uma interrupção sustentada por meio de seus religamentos (NASCIMENTO, 2017).

O software (CMS) apresenta um tutorial através de seus menus nas barras e ferramentas, onde o operador pode visualizar e utilizá-lo para execução dos trabalhos, conforme apresentam as Figuras 2.15 - 2.21.

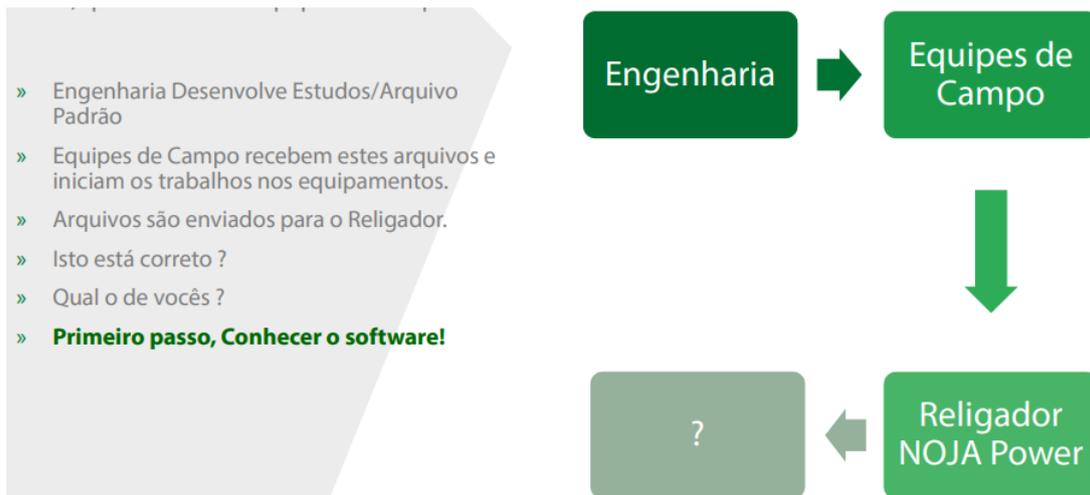


Figura 2.15 - Etapas para parametrização de um religador via Software – CMS.
 Fonte: NOJA POWER (2017).



Figura 2.16 - Menu Dispositivo usando Software – CMS.
 Fonte: NOJA POWER (2017).

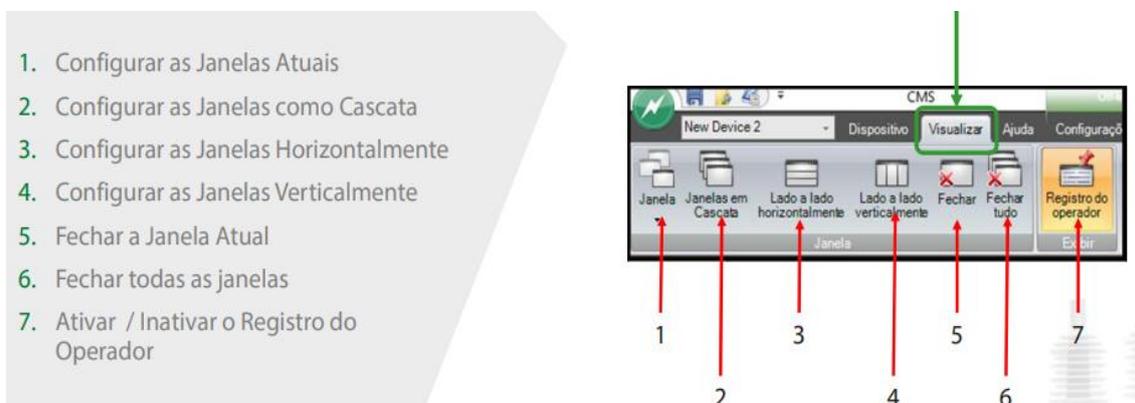


Figura 2.17 - Menu Visualizar Software – CMS.
 Fonte: NOJA POWER (2017).

1. Mostrar informações sobre o CMS
2. Pesquisar na sessão "Ajuda" do CMS
3. Navegar nos tutoriais do CMS
4. Abrir o índice do arquivo de "Ajuda" do CMS

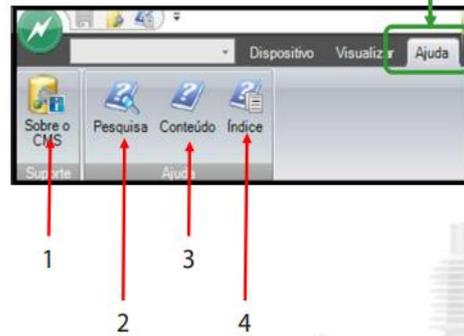


Figura 2.18 - Menu ajuda Software – CMS.
Fonte: NOJA POWER (2017).

1. Abrir as TCC já criadas
2. Criar uma nova TCC
3. Excluir TCC atual
4. Abrir a biblioteca de TCC
5. Importar uma TCC criada por outro usuário
6. Exportar uma TCC criada pelo usuário
7. Abrir a biblioteca de curvas padrão do CMS

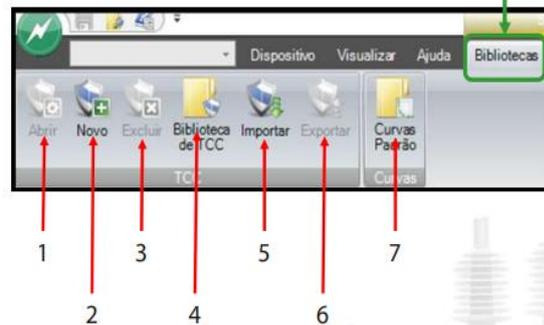


Figura 2.19 - Menu bibliotecas Software – CMS.
Fonte: NOJA POWER (2017).

1. Informar sobre o Sistema do CMS
2. Informar sobre a Licença do CMS
3. Criar um backup do CMS
4. Restaurar CMS a partir de um Backup
5. Abrir um perfil de usuário do CMS
6. Criar um novo usuário no CMS
7. Excluir um perfil de usuário do CMS
8. Gerenciar os usuários do CMS
9. Importar perfis de usuários do CMS
10. Exportar perfis de usuários do CMS
11. Gerar chave DNP3 SA

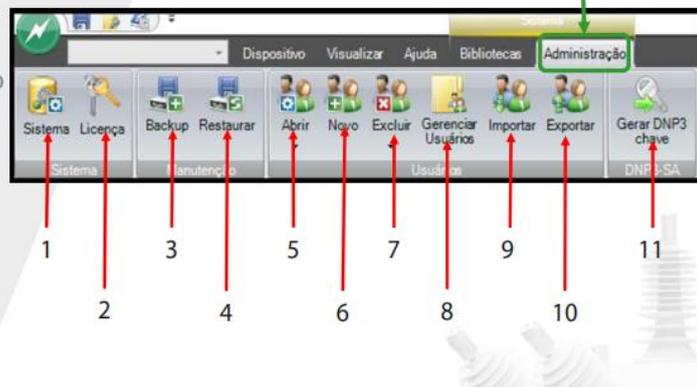


Figura 2.20 - Menu administração Software – CMS.
Fonte: NOJA POWER (2017).

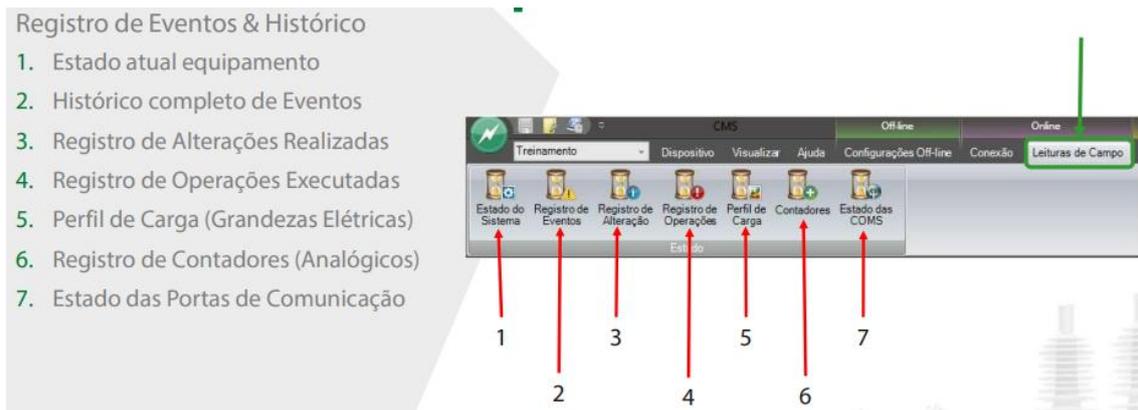


Figura 2.21 - Menu leituras de campo Software – CMS.
Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.4 - Diagrama funcional em blocos do religador automático – (ACR)

Para uma melhor visualização do religador automático (ACR), sua apresentação, bem como sua composição, o mesmo está dividido em três partes: Tanque OSM, que representa a parte da energia (Power) do religador e o Control/Cable (Cabo de Controle) que faz a interface do tanque com a cabine de controle, estão identificados em cor Blue (Azul).

Na cabine de controle do religador, onde encontra-se todos os módulos que se comunicam entre si, pois enviam e reenviam informações/comunicações, está identificado em Cor Red (vermelha).

Na Cabine de Controle está presente a cor Green (Verde) em traços com espaços, que simboliza Control/Indication (controle/Indicação) responsável pela comunicação entres os módulos identificados no diagrama presente a linha está pontilhada em cor verde, conforme apresenta a Figura 2.22.

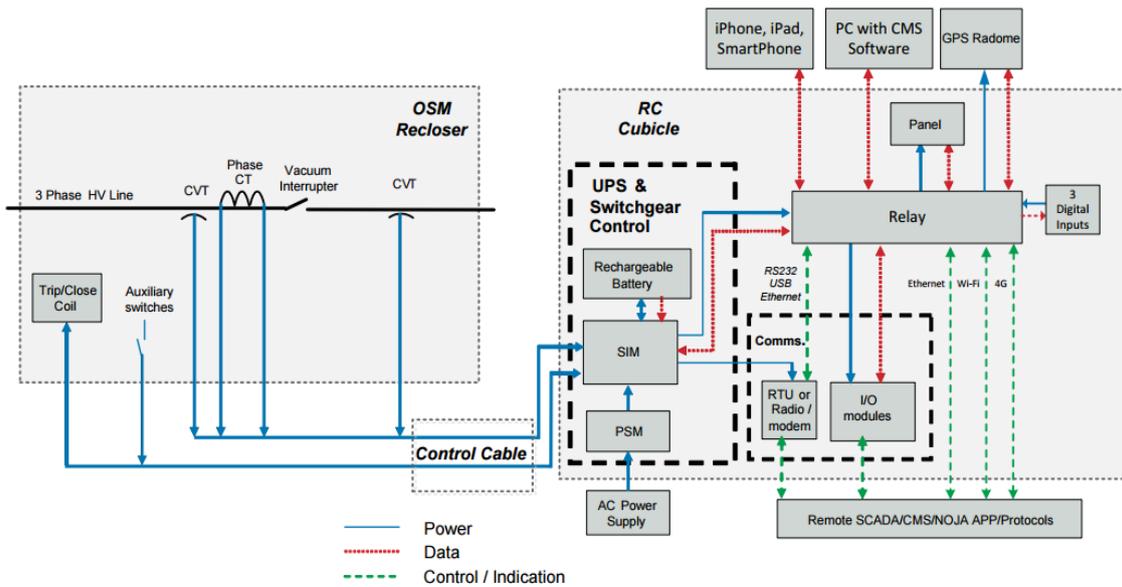


Figura 2.22 - Diagrama funcional geral em blocos (ACR).
 Fonte: NOJA POWER (2017).

2.2.5 - Curva de atuação de um religador

A Figura 2.23 apresenta a curva de atuação de um religador, ocorrendo um curto-circuito ou elevações bruscas de correntes e considerando os padrões da Corrente Medida de Carga (IC) 380A e corrente de Pickup (IF) em 500A. A **primeira operação** acontece quando a corrente medida (IC) sobe e o tempo morto ($t_{m1} = t_0s$), IC ultrapassar a corrente de pick-up, haverá um disparo de abertura do religador, em seguida o dispositivo auto se religa pela sua própria proteção (Relé 79) permanecendo energizado por ($t_{d1} = 0,2s$). Permanecendo o curto-circuito a **segunda operação** se repete, tempo morto ($t_{m2} = 10s$) e ($t_{d2} = 0,2s$) com os mesmos valores da primeira operação.

Na **terceira operação** a análise é a mesma, ($t_{m3} = 20s$) e ($t_{d3} = 0,4s$). Persistindo o curto, após um número pré-definido de tentativas de religar o circuito religador, o mesmo abrirá definitivamente e será bloqueado, sendo a **quarta e última operação** ($t_{m4} = 20s$) ($t_{d4} = 0,4s$). No caso representado na Figura 2.23, ajustou-se em três tentativas, após abertura definitiva o religador será bloqueado.

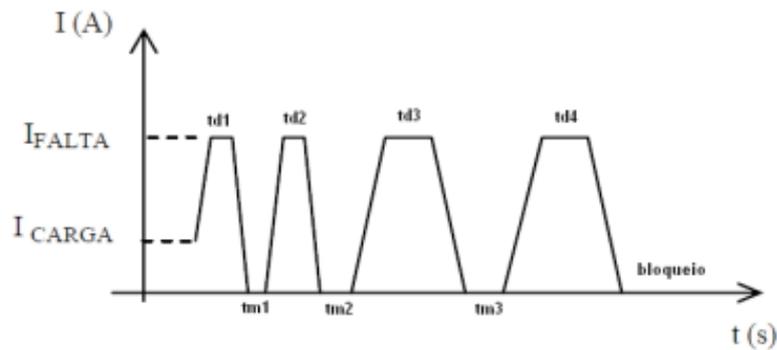


Figura 2.23 - Curva de atuação de um religador.
Fonte: LEITÃO (2011).

Legenda para análise do Gráfico da Corrente (A) x Tempo (s), Figura 2.23:

- **I (A)** - Corrente Elétrica;
- **I falta** - Corrente de Pickup (500A);
- **I Carga** – Corrente Medida (380A);
- **td1, td2, td3 e td4** – Tempos de Disparos são os tempos que o religador permanece ligado, conhecido como (Fast Time) tempo rápido, simbolizado pela letra “F” (td1 e td2) e (Slow Time) tempo lento, simbolizado pela letra “S” (td3 e td4);
- **tm1, tm2 e tm3** - Tempos morto, conhecido como (Dead Time) simbolizado pela letra “D”, tempo morto, começa **to=0** onde o tempo é igual zero. O religador permanece desligado;
- **Bloqueio** – No final $td4=0,4s$ o religador é bloqueado se curto-circuito, permanecer. Ou seja, a proteção fazendo três tentativas o religador e na quarta tentativa é bloqueado por medidas de segurança do fabricante;
- **Corrente de Pickup** – Ocorre quando o valor medido (380A) ultrapassar o valor configurado pelo usuário. O valor configurado e a corrente de pickup = (500A).

2.2.6 - Classificação dos religadores quanto ao número de fases

Monofásicos - são utilizados para proteção de linhas monofásicas ou ramais de alimentadores trifásicos (uma para cada fase), onde as cargas são predominantemente monofásicas, pois na eventualidade de ocorrer uma falha permanente para terra, será bloqueada somente a fase com falha, enquanto é mantido o serviço aos consumidores

ligados às outras duas fases. Normalmente, a saída de um ramal sob essas condições não deverá introduzir suficiente desequilíbrio no alimentador para abrir um equipamento de proteção de retaguarda (HOSS, 2018).

Trifásicos – são utilizados onde é necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, para qualquer tipo de falha permanente, a fim de evitar que cargas trifásicas sejam alimentadas com apenas duas fases. Podem ser:

Trifásicos com Operação Monofásica e Bloqueio Trifásico - são constituídos de três religadores monofásicos, montados num único tanque, com os mecanismos interligados apenas para ser processado o bloqueio trifásico. Cada fase opera independentemente em relação às correntes de defeito. Se qualquer das fases operar o número pré-ajustado para bloqueio, as duas outras fases são abertas e bloqueadas através do mecanismo que as interliga (HOSS, 2018).

Trifásicos com Operação Trifásica e Bloqueio Trifásico - são constituídos de um único religador, que opera e bloqueia sempre trifasicamente, independentemente do tipo de falha ocorrida, isto é, mesmo que a falha afete uma das fases, todos os contatos realizam a operação de abertura e religamento (HOSS, 2018).

2.2.7 - Classificação dos religadores quanto ao tipo de controle

Controle hidráulico – nos religadores com este tipo de controle, as correntes são detectadas pelas bobinas de disparo que estão ligadas em série com a linha. Quando, através da bobina, flui uma corrente igual ou superior à corrente mínima de disparo do religador (*pick-up*), o núcleo da bobina é atraído para o seu interior, provocando a abertura dos contatos principais do religador. O mecanismo de fechamento dos religadores com controle hidráulico pode ser de dois tipos (HAGHIFAM, 2004):

- Nos religadores com corrente nominal de até 200 A, são utilizadas molas de fechamento, que são carregadas pelo movimento do núcleo da bobina-série;
- Nos religadores de correntes nominais de 250, 280, 400 e 560 A, o fechamento é realizado pela bobina de fechamento, que é energizada pela tensão da linha. O sistema de controle hidráulico é econômico e simples, eficiente e de grande vida útil. Essas características são importantes para áreas de baixa densidade de carga ou para outras áreas que não requeiram níveis de precisão acentuados na operação do equipamento, corrente de disparo muito pequenas, tanto para fase, como para neutro, ou grande velocidade na interrupção.

Controle eletrônico – com este tipo de controle, o religamento apresenta maior flexibilidade e mais facilidade para ajustes e ensaios, além de ser mais preciso, comparativamente ao de controle hidráulico. Contudo, essas vantagens devem ser economicamente avaliadas antes de ser procedida a escolha entre um religador com controle hidráulico e um com controle eletrônico.

O controle eletrônico é colocado em uma caixa separada do religador e permite as seguintes modificações de ajustes no equipamento, sem que seja necessária sua abertura:

- Características tempo em função da corrente;
- Níveis de corrente de disparo;
- Sequência de operação.

Para que estas alterações sejam efetuadas, não é preciso desenergizar o religador nem retirar o seu mecanismo do interior do tanque.

2.2.8 - Classificação dos religadores quanto ao meio de interrupção

Quanto ao meio de interrupção, os religadores se classificam em:

- Religadores com interrupção a óleo;
- Religadores com interrupção a vácuo.

Os religadores do segundo tipo (a vácuo) apresentam possibilidades de período de trabalho de cerca de 3 a 4 vezes o do primeiro tipo, entre manutenções. Contudo, as garrafas de vácuo que substituem o óleo são importadas e seu uso deve ser economicamente avaliado (GIGUER, 1988).

2.3 - DISJUNTORES

Para SINDER (2007), os disjuntores são equipamentos considerados módulos de manobra, capazes de estabelecer, conduzir e interromper correntes sob condições normais do circuito, assim como estabelecer e conduzir durante um tempo especificado do circuito, tais como o curto-circuito, sob certa tensão, sem danificar seus contatos.

Equipamentos mecânicos de abertura e fechamento, comandados pelos relés. Os relés, ao detectarem uma perturbação que venha a comprometer o funcionamento normal do sistema, enviam um sinal elétrico que comanda a abertura de um ou mais

disjuntores, de modo a isolar o equipamento ou parte do sistema afetado pela falha, impedindo que a perturbação danifique equipamentos, comprometa a operação ou propague-se para outros componentes não defeituosos (NOBRE, 1999).

A necessidade de seccionamento de um sistema de energia elétrica pode ocorrer em situações normais ou em condições anormais de operação. O equipamento usado na operação como os disjuntores devem ser capazes de eliminar qualquer tipo de curto-circuito no sistema elétrico, submetendo-se a grandes esforços térmicos e elétricos (NOBRE, 1999).



Figura 2.24 - Disjuntor VD4 13,8 kV de média tensão.
Fonte: ABB (2009).

O disjuntor a vácuo de quarta geração (VD4) tem o objetivo inserir ou retirar do sistema elétrico máquinas, linhas, transformadores e cargas e interromper o processo quando ocorrem curtos-circuitos. A operação dos disjuntores realiza-se, normalmente, de maneira automática, de modo que o processo de estabelecimento e interrupção de corrente ocorra em um intervalo de tempo bastante curto (NOBRE, 1999).

2.3.1 - Comando do disjuntor VD4

A baixa velocidade dos contatos, aliada à excursão reduzida e à pequena massa, limitam a energia necessária para a manobra, garantindo assim um desgaste reduzido do sistema. Desta maneira, o disjuntor necessita de uma manutenção limitada. Os disjuntores VD4 que utilizam um comando mecânico com acúmulo de energia e disparo

livre; estas características permitem manobras de abertura e fechamento independentes da ação do operador.

O comando mecânico é de simples concepção e utilização, podendo ser personalizado com uma ampla gama de acessórios instaláveis fácil e rapidamente. Esta simplicidade traduz-se numa maior confiabilidade do aparelho (DEHGHANI e DASHTI, 2011). Comando de um disjuntor VD4, encontra-se na Figura 2.25.

- A. Contatos auxiliares aberto/fechado
- B. Motor de engrenagem para a carga da mola de fechamento
- C. Alavanca incorporada de carga da mola de fechamento
- D. Sinalizador mecânico de disjuntor aberto/fechado
- E. Contador de operações mecânica
- F. Conectores tomada – soquete dos acessórios elétricos situados no carro
- G. Sinalizador de mola de fechamento carregada/descarregada
- H. Relés de serviço
- I. Botão de fechamento
- J. Botão de abertura
- K. Eletroímã de bloqueio do comando
- L. Relé de abertura suplementar
- M. Contato transitório
- N. Contatos de sinalização de mola carregada/descarregada.

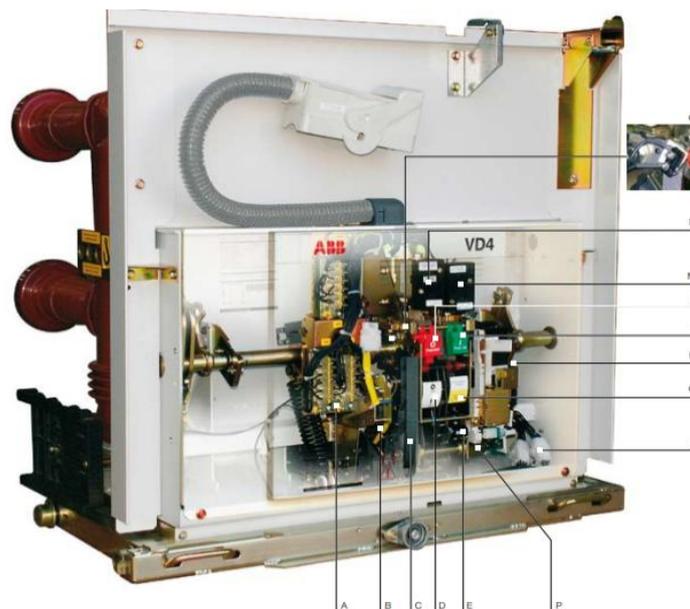


Figura 2.25 - Comando disjuntor VD4.
Fonte: ABB (2009).

2.3.2 - Polo do disjuntor VD4

O polo do disjuntor (VD4) com ampola a vácuo não requer manutenção até ser atingido o número de ciclos admissível de manobras indicado, ou seja, o número admissível de manobras das ampolas a vácuo é em função da corrente de abertura/fechamento, (tem 3.000 ciclos e 15KA que é a capacidade de interrupção). Uma vez atingido o número admissível de manobras em função da corrente de abertura, é necessário substituir completamente os polos do disjuntor. Recomenda-se mandar executar a desmontagem e substituição dos polos do disjuntor, pela assistência técnica aos clientes da ABB ou a pessoal especializado e adequadamente treinado, sobretudo em vista de uma regulagem feita segundo as regras da arte.

Controle do vácuo em caso de necessidade. Para verificar a qualidade do vácuo (sem desmontar o disjuntor), é possível utilizar um testador específico de vácuo. – Vacuum Tester VIDAR Para checar a pressão interna da ampola a vácuo. Esse testador, ajusta os seguintes valores de teste: Tensão nominal até 17,5KV e Tensão contínua de teste no disjuntor 40 kV. O teste é feito a cada nova erosão nominal dos contatos no estado de abertura, conforme Figura 2.26.

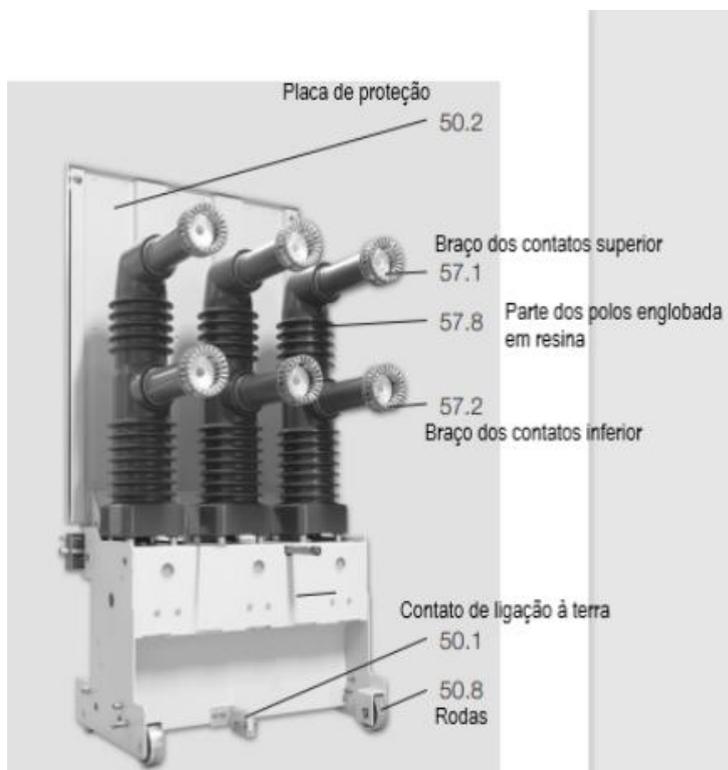


Figura 2.26 - Disjuntor VD4 extraível, lado dos polos.
Fonte: ABB (2009).

2.3.3 - A interrupção da corrente no vácuo

O disjuntor a vácuo não precisa de um meio de interrupção e isolante. De fato, a ampola não contém material ionizável. Quando ocorre o destaque dos contatos tem-se, a geração de um arco elétrico que é constituído pela fusão e vaporização do material dos contatos (BONGIOLO, 2018).

Segundo BONGIOLO (2018), as formas de onda das sobretensões encontradas nas manobras de disjuntores a vácuo são muito diferentes daquelas dos ensaios padronizados, e apesar dos ensaios realizados, falhas no isolamento de transformadores podem ocorrer durante manobras de disjuntores a vácuo face aos seguintes fatores: Elevada taxa de crescimento da tensão em relação ao tempo excitando ressonâncias internas e as sobretensões que ultrapassam o nível básico de isolamento (NBI) dos equipamentos.

No entanto, durante manobras de disjuntores a vácuo, pode-se admitir que níveis elevados de sobretensões a ponto de superar o nível básico de isolamento (NBI) dos equipamentos raramente ocorrem, podendo-se considerar as duas causas apresentadas anteriormente como principais causas de falhas de isolamento de transformadores durante manobras de disjuntores a vácuo (LILJESTRAND *et al.*, 2013).

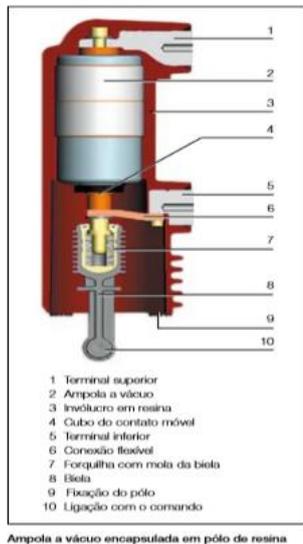
O arco elétrico permanece sustentado pela energia externa até a corrente ser anulada nas proximidades do zero natural. Neste instante, a redução brusca da densidade de carga transportada e a rápida condensação do vapor metálico, conduzem a um restabelecimento extremamente rápido das propriedades dielétricas.

A ampola a vácuo readquire assim a capacidade isolante e a capacidade de sustentar a tensão transitória de retorno, extinguindo o arco definitivamente. Visto que no vácuo é possível atingir uma elevada rigidez dielétrica, mesmo com distâncias mínimas, a interrupção do circuito também é garantida quando a separação dos contatos acontece poucos milésimos de segundo antes de a corrente passar pelo zero natural (LILJESTRAND *et al.*, 2013).

A geometria especial dos contatos e o material empregado, juntamente com a duração reduzida do arco e com a baixa tensão do arco, garantem um desgaste mínimo dos contatos e uma longa duração. O vácuo também impede a oxidação e contaminação deles.

O comando e os polos são fixados em uma armação metálica que também exerce a função de suporte para o disjuntor na versão fixa. A estrutura compacta garante

robustez e confiabilidade mecânica. A versão extraível, além dos contatos de isolamento e do cordão com tomada para a ligação dos circuitos auxiliares, é complementada por um carro para a inserção e extração com porta fechada no quadro ou no invólucro (DEHGHANI e DASHTI, 2011). A Figura 2.27 apresenta a ampola a vácuo encapsulada em polo de resina.



- Técnica de interrupção no vácuo
- Contatos a vácuo protegidos contra a oxidação e contaminação
- Ampola a vácuo encapsulada nos pólos em resina
- Ampola protegida contra pancadas, pó e umidade
- Funcionamento em diferentes condições climáticas
- Limitada energia de manobra
- Comando com acúmulo de energia com dispositivo antibombeamento de série
- Fácil personalização com uma gama completa de acessórios
- Versão fixa e extraível
- Dimensões compactas
- Pólos vedados para a vida operativa
- Robustez e confiabilidade
- Manutenção limitada
- Extração e inserção do disjuntor com a porta fechada
- Manobras erradas e perigosas impedidas graças à presença de bloqueios específicos no comando e no carro
- Elevada compatibilidade ambiental

Figura 2.27 - Ampola a vácuo encapsulada em polo de resina.

Fonte: ABB (2009).

2.4 - RELÉ DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção são dispositivos responsáveis pelo gerenciamento e monitoramento das grandezas elétricas em um determinado circuito. Os relés são projetados para sentir perturbações no sistema elétrico e automaticamente executar ações de controle sobre dispositivos de disjunção, a fim de proteger pessoas e equipamentos (SILVA, 2002).

O sistema de proteção não é composto apenas pelo relé, mas por um conjunto de subsistemas integrados que interagem entre si com o objetivo de produzir a melhor atuação sobre o sistema, ou seja, isolar a área defeituosa sem que esta comprometa o restante da segurança do sistema elétrico de potência (SEP). Estes subsistemas são formados basicamente por relés, disjuntores, transformadores de instrumentação e pelo sistema de suprimento de energia. A Figura 2.14 mostra a associação entre um relé de proteção e os demais elementos do sistema de proteção (SILVA, 2002).

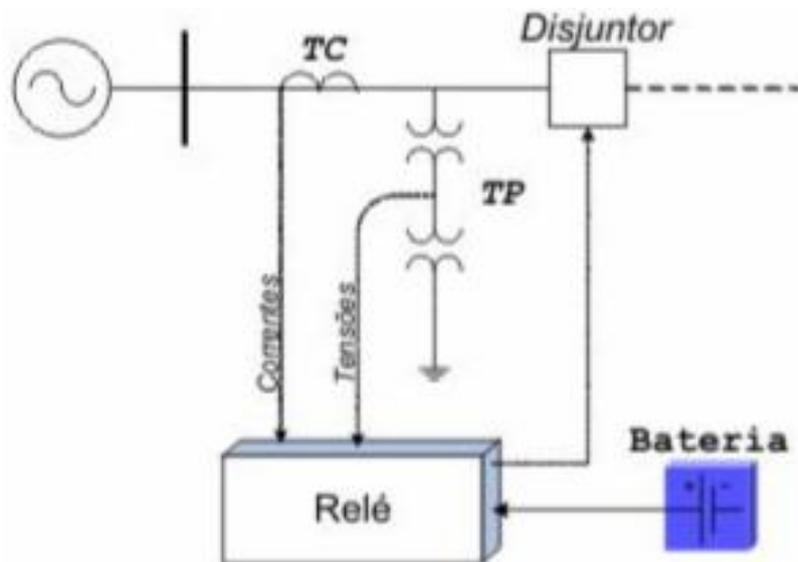


Figura 2.28 - Equipamentos de um sistema de proteção.
Fonte: SILVA (2002).

Os dispositivos que supervisionam constantemente todas as grandezas de um sistema elétrico, ou seja, tensões, correntes, frequências, potências, bem como grandezas inerentes aos próprios componentes, como temperaturas, são denominadas relés.

O disjuntor é o dispositivo destinado a fechar ou interromper um circuito de corrente alternada sob condições normais, anormais ou de emergência.

O relé temporizador de sobrecorrente é o dispositivo com característica de tempo definido ou inverso e que atua quando a corrente em um circuito de corrente alternada excede a um valor prefixado (SILVA, 2002).

2.4.1 - Princípios de operação de relés

Existem dois princípios de operação de relés eletromagnéticos (DEHGHANI e DASHTI, 2011):

- *Operação por atração:* a operação destes relés é devida à atração de uma haste para interior de uma bobina ou pela atração de uma armadura pelos polos de um *eletroímã*. Este tipo de relê pode ser usado em circuitos de corrente contínua e corrente alternada. Sua operação é instantânea;
- *Operação por indução:* os relés de indução operam baseados no mesmo princípio do medidor de energia elétrica, ou seja, pela interação dos fluxos magnéticos defasados que atravessam um disco ou tambor com as correntes

neles induzidas. Só funcionam com corrente alternada, podendo ser instantâneas ou temporizados.

A primeira operação do disjuntor baseia-se na falta de tensão em uma das fases. O relé visualiza a falta, se a unidade for temporizada, conta um tempo de 15 s e abre o disjuntor. Caso a unidade seja instantânea, o disjuntor abre instantaneamente, como o relé 50/51F de fase tem um retardo, que é o relé 79, o mesmo religa o alimentador, caso persista a falta, o 79 bloqueia o religamento do disjuntor, pois o relé foi ajustado só para um tempo (15s).

Na terceira operação, o dispositivo 27 (relé de sobtensão) visualiza uma sub tensão entre fases do alimentador, compara essa sub tensão (valor abaixo de 13,8 kV), compara com a tensão de referência ajustada em 13,8 kV, e desliga o alimentador, a fim de proteger os aparelhos elétricos dos consumidores.

2.5 - PESQUISAS SOBRE A ALOCAÇÃO DE RELIGADORES

No estudo realizado por OLGUÍN e COELHO (2001) foi proposto um algoritmo de otimização analítico, para localização de pontos de instalação de religadores, objetivando a minimização do valor do indicador de frequência equivalente de interrupção por consumidor. Esse indicador pode ser obtido, considerando a influência do número de religadores a serem instalados em um alimentador, além da influência do indicador FEC dos ramais adjacentes. Os pontos ótimos de alocação dos dispositivos também são resultados da aplicação do algoritmo.

Algumas restrições são consideradas inicialmente, como taxas de falhas constantes e distribuição uniforme de carga. Para definir a influência do número de religadores sobre o indicador de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC), foi considerado espaçamento igual entre os dispositivos alocados. O problema de otimização envolve a distribuição acumulada de cargas e falhas ao longo da linha. Um estudo de caso é descrito, sendo que os resultados mostraram a diferença do indicador de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC) calculado, considerando a instalação de 2 e 3 religadores, sendo 1 deles o disjuntor da subestação (OLGUÍN e COELHO, 2001).

HAGHIFAM (2004) propôs uma metodologia para determinar o número ótimo de dispositivos normalmente aberto e seus melhores posicionamentos, em uma rede radial, utilizando algoritmos genéticos. A função objetivo envolveu o custo ponderado

final e o custo ponderado da aquisição das chaves. Foram considerados parâmetros como a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), disponibilidade, tempo médio de reparo, taxa de falha e fator de importância das cargas em barra. As posições para instalação dos dispositivos normalmente abertos foram previamente definidas.

MORADI *et al.* (2005) utilizaram o algoritmo meta heurístico *Simulated Annealing* para obter um número ótimo de dispositivos de seccionamento automático a serem alocados, além de suas posições ótimas. A função objetivo envolve a minimização do custo da interrupção, que relaciona o capital investido, os custos de aquisição, instalação e manutenção das chaves, a duração da interrupção, a variação de carga, falhas aleatórias, classes de consumidores e outros fatores.

O posicionamento dos dispositivos, como em outros trabalhos científicos, é definido como sendo qualquer trecho da rede. Para cada novo bloco criado, o custo é calculado, à medida que contingências em toda a rede são simuladas e reconfigurações são executadas. Essa metodologia, portanto, tem sua aplicação limitada a redes reduzidas. Dois estudos de caso foram realizados: um utilizou apenas chaves seccionadoras; o outro, chaves entre alimentadores, permitindo caminhos alternativos para a transferência de carga. Os dispositivos normalmente abertos são instalados nos finais de cada alimentador (JOHNSON e MORADI, 2005).

Para KAGAN *et al.* (2008), os métodos heurísticos são ferramentas que direcionam a busca da solução, reduzindo assim o espaço de procura dentro de um conjunto possível de combinações. Os autores afirmam que não existe uma técnica de busca que seja sempre melhor que as demais, sendo as técnicas diferenciadas pela habilidade de encontrar um caminho em direção à solução do problema, buscando um caminho mais curto.

DEHGHANI e DASHTI (2011) desenvolveram uma metodologia para alocação de religadores normalmente fechados, em redes radiais, utilizando o algoritmo genético como método de otimização. O objetivo foi aumentar a confiabilidade do sistema, minimizando o indicador da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e o indicador da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) a valores de meta. Nesse algoritmo, todos os trechos de uma rede radial foram testados como sendo candidatos ou não à instalação do religador.

A *string* do algoritmo genético é binária, composta pelas informações referentes a duração de interrupção por unidade consumidora e pelo o indicativo da frequência de

interrupção por unidade consumidora. Durante a aplicação do algoritmo genético, a função de avaliação verifica se os valores dos indicadores a serem minimizados estão próximos de suas metas. A metodologia foi testada em uma rede de 70 barras, instalando 1, 2 ou 3 religadores. Essa metodologia pode ser considerada exaustiva ao aplicá-la em redes de distribuição reais e maiores. Além disso, ao aumentar a quantidade de religadores a serem instalados, muitas alternativas inviáveis podem estar sendo consideradas, devido à proximidade entre os dispositivos, necessitando de restrições mais limitadoras (DEHGHANI e DASHTI, 2011).

ALVES (2012) propôs um algoritmo híbrido baseado em lógica Fuzzy em conjunto com algoritmos genéticos, com a finalidade de alocar dispositivos normalmente abertos e normalmente fechados, visando aprimorar a confiabilidade e os custos de investimentos em rede de distribuição. O algoritmo foi realizado em etapas: cálculo do índice de alocação de chaves normalmente fechados por seção usando lógica Fuzzy; determinação do melhor arranjo das seções para alocar chaves normalmente fechadas por algoritmo genético; cálculo do índice de alocação de chaves normalmente abertas para cada seção apta, usando lógica Fuzzy, e do retorno financeiro dentro de um planejamento.

Na primeira etapa, o índice foi determinado com base na confiabilidade, prioridade de consumidor e taxa de falhas. As seções determinadas na primeira etapa foram os dados de entrada para a segunda etapa, inseridos no *string* do algoritmo genético. Na terceira etapa, o índice foi obtido a cada par de seções entre alimentadores, baseado em confiabilidade, carregamento e perfil de tensão. Foram avaliados os piores casos de transferência, concluindo que um número maior de chaves normalmente fechadas nos alimentadores reais, sendo um deles com 358 seções. Nessa aplicação foi priorizada a minimização do valor do indicador da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.

A função de avaliação consiste na função objetivo, que busca minimizar os custos ponderados. Os resultados da aplicação da metodologia sobre uma rede com alimentadores reduzidos mostram que os melhores pontos estão: no final dos alimentadores e próximos de cargas com maior grau de importância (ALVES, 2012).

Quando se trata de problemas de otimização para a obtenção da melhor solução, a técnica mais apropriada seria a busca em profundidade (*depth-first search*) e/ou a busca em amplitude, que se adapta a proposta desta dissertação: propor uma metodologia de alocação dos religadores automáticos nas redes. Na busca em

profundidade, a pesquisa é feita através de um único caminho, até que a aplicação de algum critério de parada seja satisfeita (SILVEIRA, PFITCHER, 2013). O critério de parada será a proposta de alocação de religadores automáticos.

Os principais dispositivos usados nas subestações e rede de distribuição de energia são: religadores, que são dispositivos com capacidade de detectar faltas e desligar o circuito sem a necessidade de serem substituídos.

Em geral, a maioria dos religadores utilizados possui a função de bloqueio, ou seja, são equipados com contatos que abrem e permanecem abertos após o término, sem sucesso, de uma sequência típica de quatro disparos e três religamentos. Os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente mínima de disparo e outros parâmetros podem ser facilmente modificados pelo usuário. Tais recursos resultam em grande flexibilidade e possibilitam uma melhor coordenação com outros dispositivos de proteção; por exemplo, elos fusíveis e seccionadores (SALLES, 2007).

Disjuntores são equipamentos capazes de estabelecer, conduzir e interromper correntes sob condições normais do circuito, durante um tempo especificado, tais como o curto-circuito, sob certa tensão, sem danificar seus contatos; seccionador automático, equipamento utilizado para interrupção automático de circuito, que abrem seus contatos quando o circuito é desenergizado por proteção situado a sua retaguarda e equipado com dispositivo para religamento automático; Relés, são dispositivos que monitora corrente, tensão e temperaturas quando os equipamentos apresentam elevadas alterações dessas grandezas (NOBRE, 1999).

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 - ESTUDO DE CASO: ALOCAÇÃO DE RELIGADORES

O foco da pesquisa é uma concessionária de prestação temporária do serviço público de distribuição de energia elétrica. Os serviços públicos temporários possuem como objetivo assegurar a continuidade do serviço prestado em três dimensões: gestão; receitas reguladas e empréstimo com condições reguladas. A prestação do serviço deve ser realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se somente a exercer outras atividades empresariais, as quais deverão favorecer a modicidade tarifária, nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL.

A subestação estudada, em condições normais, opera com três linhas de 69 kV vindo da subestação Manaus. Nas linhas, são agregados três para-raios de proteção, três transformadores de potencial (TP) de medição de tensão e proteção; três transformadores de correntes (TC) de medição de corrente e proteção; três chaves seccionadoras de isolamento das linhas; três chaves seccionadoras de aterramento com intertravamentos das linhas. As linhas são conectadas no barramento de 69 kV da subestação.

O circuito de 69 kV é composto dos seguintes dispositivos: oito disjuntores; oito transformadores de correntes (TC); seis transformadores de potencial (TP); dezesseis seccionadoras de isolamento; duas seccionadoras de transferência de barras; quatro para-raios de barramento de 69 kV e quatro transformadores abaixadores variáveis de 69/13,8 kV, conforme apresenta a Figura 3.1.



Figura 3.1 - Subestação com suas respectivas linhas de transmissão conectadas no barramento de 69 kV.

No secundário dos transformadores, têm-se os níveis de tensão reduzidos, os dispositivos agregados em 13,8 kV que são: quatro disjuntores de ligações das barras, as quais são interligadas pelo disjuntor, totalizando nelas seis alimentadores; um transformador auxiliar com fusível de proteção e chave seccionadora para isolação ou manutenção (configuração triângulo/estrela com neutro); dois disjuntores dos bancos de capacitores, cada qual com três células capacitivas de 3,6 MVAR.

A subestação é alimentada por três linhas de 69 kV, cada uma com seus respectivos para-raios, protegendo-as contra descargas atmosféricas, facilitando melhor escoamento da corrente elétrica à terra. A tensão alcança cinco disjuntores (Figura 4.2), cuja finalidade é fechar/abrir o circuito diminuindo a tensão; dez chaves seccionadoras com função de isolar as linhas, oito transformadores de corrente (TC) para monitorar a corrente da barra de 69 kV, seis transformadores de potencial (TP) para monitorar a tensão, duas chaves motorizadas de transferência de barra com a finalidade de isolar as barras, caso necessário.



Figura 3.2 - Subestação com os disjuntores, transformadores de correntes/tensão e transformadores de potência instalados no barramento de 69 kV.

A tensão de 69 kV energiza os primários dos três transformadores abaixadores com derivações variáveis que produzem um fluxo magnético que induz as bobinas secundárias dos respectivos transformadores e por autoindução, transformando a tensão 69 kV para 13,8 kV que alimentará as barras, através dos quatro disjuntores de ligação das barras.

As quatro barras podem ser interligadas pelos disjuntores, sendo que as mesmas operam separadamente em regime normal. Na primeira barra há dois alimentadores; na segunda, quatro alimentadores; na terceira, quatro alimentadores; na quarta e última barra, três alimentadores.

Todos os disjuntores 13,8 kV de saída das barras têm seus transformadores de corrente e são considerados circuitos alimentadores. As suas grandezas elétricas de corrente, tensão, como também nas operações de aberturas e fechamentos, são controladas e monitoradas por relés de proteção de fases/neutro 50/51F e 50/51N (unidades instantânea/temporizada).

A cabine de controle RC-10 é fabricada em aço inox 304 e oferece proteção IP 65. Contêm três módulos (bateria, SIM e interface *communication*), ambos fazem todo gerenciamento de energia, microprocessamento e teleinformática do religador (ELETROBRAS, 2012).

Os religadores podem ser estáticos e dinâmicos, possuem boas seletividades, tanto operando individual ou com outros dispositivos, como os disjuntores, instalados

na mesma rede do circuito alimentador. Neste dispositivo, são incorporadas quase todas as proteções da norma ANSI, quais são: os relés de fase/neutro de unidades instantâneos e temporizados; relés 27 de subtensão; relé 79 de religamento. O religador foi projetado com as mesmas características básicas dos disjuntores, porém com mais recursos e flexibilidade (HAGHIFAM, 2004).

Relés de religamento 79, responsáveis pelo religamento dos circuitos alimentadores, possuem suas ordens de ajustes pela concessionária local em 15, 30 e 45 s. Tempo quase instantâneo para recuperação e retorno da energia dos consumidores residenciais, comerciais e indústrias. Em seguida, observa-se o diagrama unifilar da subestação analisada (Figura 3.3).

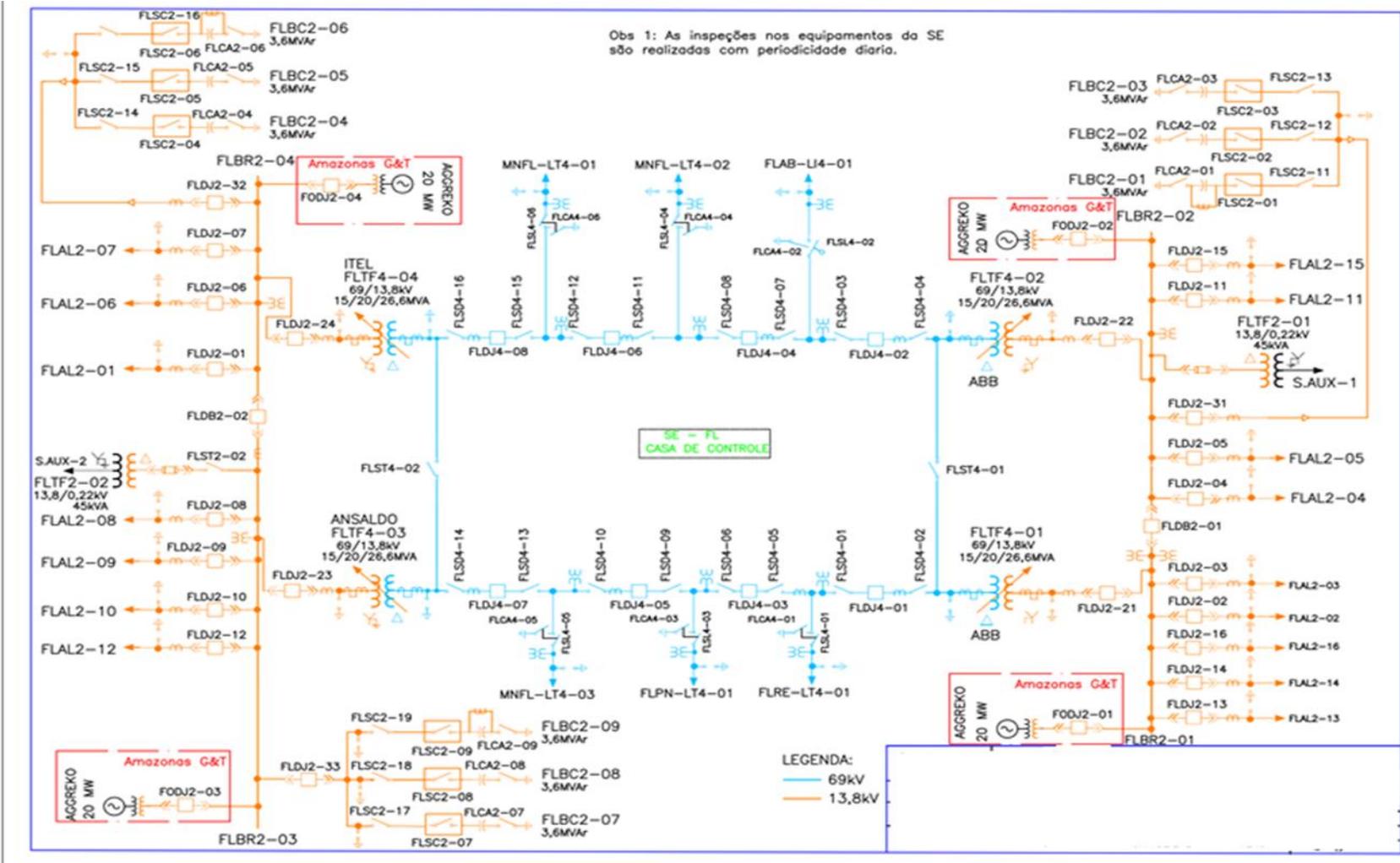


Figura 3.3 - Digrama unifilar da subestação analisada.
Fonte: ELETROBRÁS.

Na fase de implementação da proposta de alocação, com a retirada de dois disjuntores das barras 01 e 02 de 13,8 kV da subestação e a alocação de dois religadores nas suas respectivas barras, constatou-se que as barras eram adequadas e compatíveis para alocação dos religadores, pois as barras apresentaram níveis suficientes de tensão e correntes para ambos dispositivos. Para a escolha desses pontos, foi necessário ter conhecimento prévio do sistema onde o religador seria alocado.

A escolha entre os pontos selecionados, inicialmente foi realizada de acordo com o potencial de melhoria da continuidade no fornecimento de energia elétrica, fundamentando-se na maior demanda na ponta de carga. Ponderando-se os indicadores coletivos, individuais e de consumidores especiais, a alocação buscou a melhor solução, considerando a restrição de quantidade total de religadores a serem instalados. A alternativa de instalação de religadores foi selecionar um dispositivo por barras visando a minimização dos valores dos indicadores de continuidade do sistema.

Com o diagrama unifilar, verificou-se todos seus equipamentos de potências e linhas de transmissão até chegar à etapa final da distribuição, que são as barras um e dois, com saídas dos seus respectivos circuitos alimentadores, Figura 3.4.

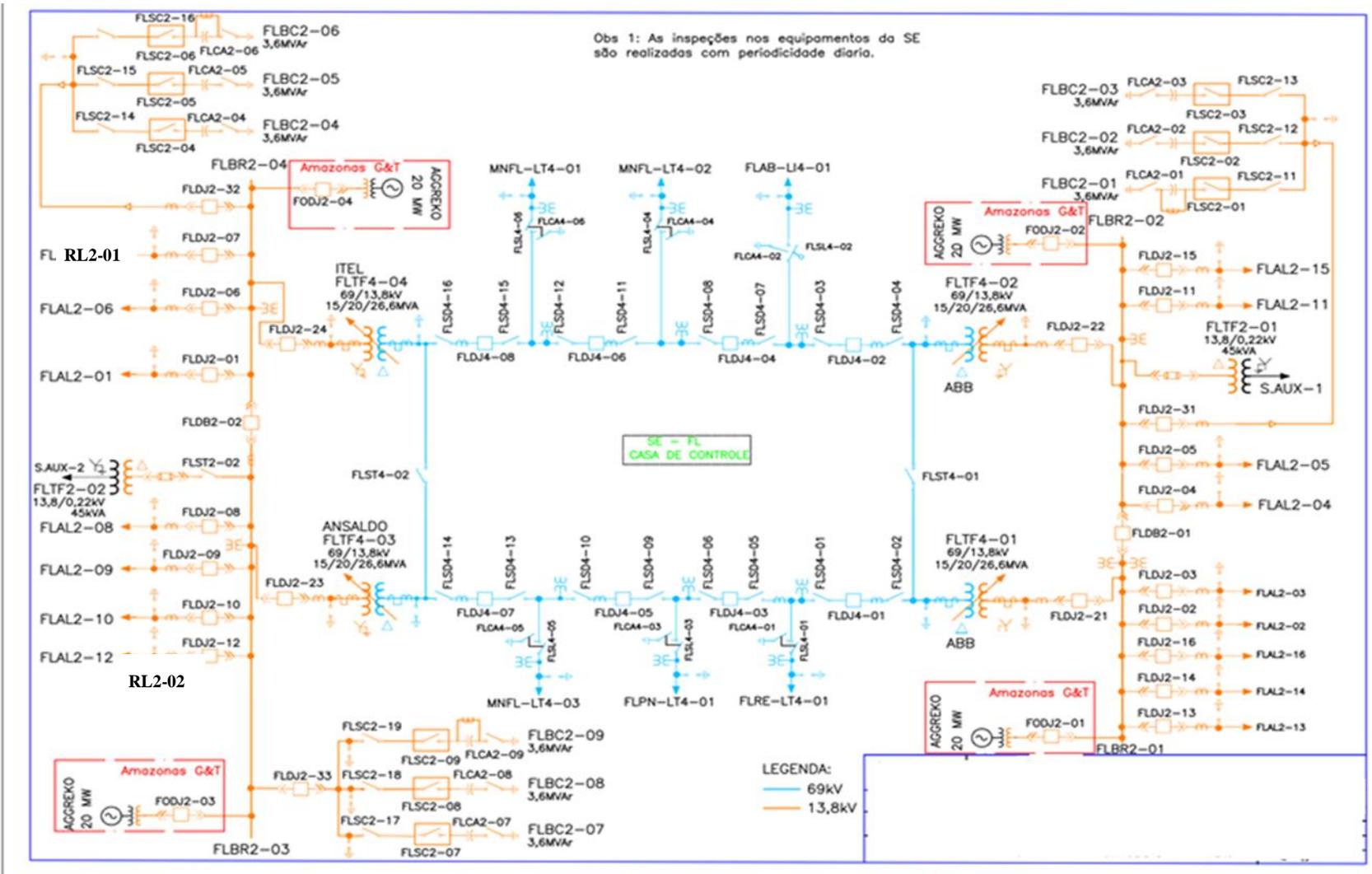


Figura 3.4 - Relatores (RL2-01 e RL2-02) instalados na barra de 13,8 kV na subestação.

Conforme a Figura 3.4, para alocação dos dois religadores, as barras 1 e 2 foram desenergizadas. Para alocação do religador (RL-1) e extração do disjuntor 16 (FLAL2-1), iniciou-se na isolação da barra-1(FLBR2-1), efetuando as seguintes etapas:

1. Remanejamento das cargas dos alimentadores 02 e 16 (FLAL2-02 e FLAL2-16);
2. Desligamento e bloqueio dos comandos dos disjuntores 01, 02, 16, 21 e 34 (FLDB2-01, FLDJ2-02 e FLDJ2-16, FLDJ2-21 e FLDJ2-34);
3. Abertura e colocação do cartão de segurança nas chaves CUC das muflas, correspondente aos alimentadores 02 e 16 (FLAL2-02 e FLAL2-16);
4. Desligamento do disjuntor de ligação da barra 01 (FLDJ2-21);
5. Desligamento do disjuntor de interligação das barras 01 e 02 (FLDB201);
6. Colocação na posição de teste dos seguintes disjuntores: 01, 02, 16, 21 e 34 (FLDB2-01, FLDJ2-02 e FLDJ2-16, FLDJ2-21 e FLDJ2-34);
7. Conexão de aterramento móvel no barramento 01 (FLBR2-01).



Figura 3.5 - Religadores instalados nas barras de 13,8 kV.

A alocação e instalação do religador (RL01) na barra 01, foi executada do seguinte modo:

1. Desconectado da barra 01 de 13,8 kV o disjuntor FLDJ2-16;
2. Retirado todos os fios de interligação entre a casa de controle na subestação e o disjuntor (FLDJ2-16), bem como a eliminação das ligações elétrica dos relés de proteções 50/51F (fases instantâneo e temporizado), 50/51N relé de neutro e relé de religamento (79);

3. Instalação de cubículo em base de concreto do pátio da subestação, conforme ilustrado na Figura 3.6;
4. Conexão na barra-01 de 13,8 kV o religador (RL-01) dentro do seu cubículo.



Figura 3.6 - Comando do religador instalado na barra de 13,8 kV.

A subestação tem saída para 13 alimentadores, energizados e distribuídas nos postes, que fica na parte frontal da mesma, onde tais alimentadores percorrem ruas e avenidas em diversos sentidos da cidade. Cada poste tem aproximadamente entre 30 e 35 metros de distância. Os transformadores abaixadores 13,8 kV/127-220V são instalados nos postes, porém perto do centro das cargas que são os consumidores.

3.2 - METODOLOGIA

A metodologia utilizada foi do tipo descritiva, baseada no estudo técnico de literatura com especificações de equipamentos e técnicas de subestação, além de padrões normativos nacionais e internacionais a partir de um padrão construtivo de uma subestação de 69 kV.

Foram realizados os levantamentos das proteções e controle para a subestação. Além disso, foi realizada uma análise das normas e padrões construtivos de SE de 69 kV, bem como a especificação dos equipamentos eletromecânicos, levantamento dos padrões construtivos de montagem eletromecânicas e projetos elétricos, segundo a

norma da concessionária de energia para subestação em questão. A Figura 3.7 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada no presente trabalho.

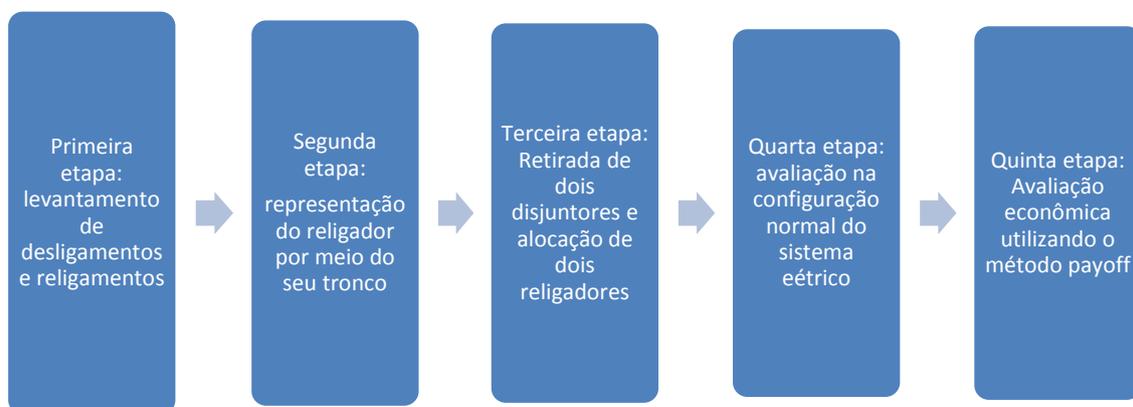


Figura 3.7 - Fluxograma das etapas da pesquisa.

Conforme verifica-se na Figura 3.7, na primeira etapa da pesquisa, realizou-se um levantamento referente à quantidade de desligamentos e tempo de religamentos dos disjuntores alocados na subestação estudada. A subestação selecionada para o estudo possui treze alimentadores com treze disjuntores. Para o estudo, selecionou-se dois disjuntores no período de 01/01/2018 a 31/12/2018.

Na segunda etapa, cada transformador foi representado por meio de seu tronco com os disjuntores de interligação de barras e alimentadores de distribuição. Criou-se um conjunto de alternativas considerando a quantidade de religadores normalmente fechado (NF) que podem ser alocados no alimentador. Em cada alternativa, denominou-se o melhor posicionamento dos religadores no tronco do alimentador com o objetivo de avaliar os valores dos indicadores de qualidade FEC e DEC.

Ponderando-se os indicadores coletivos, individuais e de consumidores especiais, a avaliação busca a melhor solução considerando a restrição de quantidade total de religadores a serem instalados. É possível obter três possibilidades de religamento e um bloqueio pelo relé de religamento.

Na terceira etapa, foi retirado aleatoriamente dois disjuntores das barras de 13,8 kV da subestação com seus respectivos cubículos e foram alocados dois religadores automáticos 13,8 kV em cubículos, operando com a mesma finalidade e dependendo da distância de cada alimentador, foi possível instalar religadores normalmente abertos e

fechados (NA/NF), trabalhando com seletividade, dando proteção aos consumidores, segurança e evitando desligamento total, caso ocorresse.

Na quarta etapa, a fim de validar tecnicamente a viabilidade de instalação do religador normalmente aberto, foi avaliado, na configuração normal do sistema elétrico em estudo e na configuração com carga transferida, o carregamento dos componentes da rede, os níveis de tensão e as correntes de curtos-circuitos.

A análise do carregamento dos componentes da rede garantiu a integridade do sistema. Os níveis de tensão foram avaliados, a fim de garantir a qualidade do produto. E as correntes de curto-circuito foram avaliadas para o estudo da proteção do sistema em sua nova configuração após transferência de carga.

As proteções estão incorporadas no próprio religador, portanto, não há necessidade de informações de sinais elétricos da casa de controle até o religador, somente as conexões na barra 13,8 kV são necessárias. A fabricante determina que os tempos definidos devam ser parametrizados para qualquer tempo, mas como padrão determina-se 10 ou 30 segundos. Os religadores podem ser telecomandados e automatizados via *software*.

Os dispositivos são dinâmicos, tanto podem ser instalados nas subestações, como nas áreas urbanas ou rurais. Faz medição de grandezas elétricas, gera gráficos de corrente, tensão e monitoramento na qualidade de energia.

Como os religadores da Noja Power, tem seu próprio software CMS, que pode supervisionar e controlar aquisição de dados, simplesmente utilizando modems óptico e fibra óptica que permite a comunicação de transmissão (TX) e recepção (RX) completa em paralela, via rede serial (RS 232/RS485) ou Ethernet em duas fibras em distância de até 20Km, os modems são ligados ao módulo relé, através das portas USB-A e USB-B que utilizem a conexão RS-485, eles são alimentados pelo Módulo SIM, onde a carga externa normalmente seria ligada.

Não havendo necessidades de utilizarmos outros softwares como o SCADA ou mesmo

Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE.

3.2.1 - Método do Payoff

Para calcular o tempo de retorno do investimento com a instalação dos religadores, utilizou-se um método, aplicado por RUTES (2018), já definido como

critério de priorização de obras desde 1995 pela COPEL-DIS. Esse método é o *payoff*, sendo utilizado na análise técnico-econômica a longo prazo na solução de problemas no sistema de distribuição.

A função custo global do serviço, inclui todos os custos envolvidos e expressos em unidades monetárias:

$$\text{CUSTO GLOBAL} = \text{CUSTO CONCESSIONÁRIA} + \text{CUSTO CONSUMIDOR} \quad (3.1)$$

$$\text{CUSTO GLOBAL} = [\text{INV} + \text{C}_{\text{PER}} + \text{C}_{\text{COM}} + \text{C}_{\text{PEN}} + \text{LUC}] + [\text{C}_{\text{END}} + \text{C}_{\text{DT}} + \text{C}_{\text{QE}}] \quad (3.2)$$

Sendo:

– Custo concessionária:
INV: investimentos (R\$/ano);
C_{PER}: custo das perdas (R\$/ano);
C_{COM}: custo de operação e manutenção (R\$/ano);
C_{PEN}: penalidade resultante da violação do indicador de qualidade (R\$/ano);
LUC: lucro devido a melhoria do nível geral de tensão em uma determinada área, que provoca aumento de consumo (R\$/ano).

– Custo consumidor:
C_{END}: custo da energia não distribuída (R\$/ano);
C_{DT}: custo de desvios de tensão (R\$/ano);
C_{QE}: custo de deficiências na qualidade da energia (harmônicas, flicker, afundamentos de tensão, etc.) (R\$/ano).

Para o cálculo da Eq. (3.2), não foram considerados o custo das perdas (C_{PER}), a penalidade resultante da violação do indicador de qualidade (C_{PEN}), lucro devido a melhoria do nível geral de tensão em uma determinada área (LUC), custo de desvios de tensão (C_{DT}) e o custo de deficiências na qualidade da energia (C_{QE}).

3.2.2 - Cálculo do payback

O *payback* é um método utilizado para análise do tempo decorrido entre o investimento e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor

investido, ou seja, é o prazo de retorno do investimento em um determinado projeto. Este prazo geralmente é medido em anos ou meses (CASAROTTO, 2010).

Neste trabalho, utilizou-se os cálculos do PBs (*payback* simples) e do PBd (*payback* descontado). O PBs representa o investimento inicial dividido (INV) pelo lucro no período. Neste caso, o lucro é o benefício (BEN) com a instalação dos religadores na redução das faltas de energia, conforme apresenta a Eq. (3.3).

$$PBs = \frac{INV}{BEN} \quad (3.3)$$

O PBd (*payback* descontado) considera o valor do capital investido ao longo do tempo, ou seja, considera-se o valor do dinheiro no decorrer dos anos. Assim, no momento em que ele é realizado, adiciona-se uma taxa de juros que faz a correção dos valores de acordo com o período de investimento.

Em 2021, o real desvalorizou 10,2%, segundo o levantamento da Austin Rating (agência classificadora de risco de crédito de origem brasileira), por este motivo a taxa de desconto utilizada foi de 10%. O valor presente (VP) traz para o momento atual um valor que poderá ser obtido no futuro. Desse modo, o VP sofre variações no decorrer dos anos, influenciado pela taxa de desvalorização conforme a Eq. (3.4).

$$VF = VP(1 + i)^n \quad (3.4)$$

Sendo:

VF é o valor futuro;

VP é o valor presente ou valor descontado;

i é a taxa de desconto (custo de capital);

n é o número de períodos.

3.2.3 - Índice de Lucratividade – IL

O índice de lucratividade (IL) demonstra quanto a empresa obtêm após pagar todos os seus custos e despesas e, através dele, é possível verificar se a receita obtida com as atividades desenvolvidas é capaz de pagar o investimento realizado e ainda resultar em um lucro. O índice de lucratividade consiste em estabelecer a razão entre o

valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial, conforme apresenta a Eq. (3.5).

$$\text{ÍNDICE DE LUCRATIVIDADE} = \frac{\text{RECEITA TOTAL}}{\text{LUCRO LÍQUIDO}} \quad (3.5)$$

Os cálculos que foram realizados no presente trabalho basearam-se na pesquisa de RUTES (2018).

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 - COLETA E ANÁLISES DOS DADOS

Durante a coleta de dados, constatou-se que os disjuntores apresentaram uma média de 104,6 desligamentos. Para os religamentos dos relés 79, correspondentes a cada disjuntor, foram ajustados com os tempos de 15, 30 e 45 segundos, conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Quantidade de desligamentos e tempo de religamentos dos disjuntores e religadores.

TABULAÇÃO DE DADOS – SUBESTAÇÃO					
Disjuntor SSE - 2018	Quantidade de desligamento	Tempo de religamento (s)	Religador ES SE/FL - 2019	Quantidade de desligamentos	Tempo de religamento (s)
FLDJ2-07_ANO 2018	108	45	FLRL01_OUT /2019	2	1,5
FLDJ2-12_ANO 2018	107	30	FLRL02_OUT /2019	2	1,5
MÉDIA	107,5	37,5	MÉDIA	2	1,5

Verifica-se na Tabela 4.1, que a quantidade de desligamentos e tempo de religamento diminuíram em 95,1 e 94,4%, respectivamente. Os ajustes dessas proteções, com seus respectivos tempos, são de determinação da própria concessionária, obedecendo as normas da ANSI. As proteções envolvidas são: os relés, 50/51F, 50/51N e 79 (são relés fase/neutro e religamento com unidades instantânea e temporizada), parametrizados para trabalharem com esses valores pré-definidos.

Tais proteções encontram-se em uma casa de controle, distante aproximadamente 15 metros, onde chegam os sinais elétricos através de fiações até os cubículos onde estão instalados os disjuntores de 13,8 kV, cujas bobinas de fechamento/abertura e relés de proteções são alimentadas por uma tensão contínua de 125VCC que atua de forma paralela com um banco de baterias de 125VCC, composto de 60 células, cada qual com tensão 2,20 V por elemento. Essa tensão é fornecida por

um Retificador trifásico que recebe tensão de 380VAC, retifica para 125VCC, conforme recomenda Norma ANSI.

Os disjuntores são telecomandados a distância pelo centro de operação, quando o disjuntor abre/fecha por atuação da proteção, gera um arco elétrico e para extinguir esse arco, os dispositivos usam como meio isolante o vácuo ou óleo. Os circuitos alimentadores tem saídas subterrâneo e chegam até os postes, onde são instalados transformadores abaixadores de 13,8 kV/127-220 V, cujos consumidores são alimentados.

Os dispositivos das subestações em questão são de tecnologias antigas, de diversos fabricantes, disjuntores a vácuo ou óleo. Após vários religamentos e desligamentos, o óleo fica carbonizado, perdendo suas características isolantes e sua viscosidade. Nessa condição, deve-se substituí-lo para não ocasionar explosão. Em situações de ventania ou descarga atmosférica, os disjuntores apresentam números maiores de desligamentos.

Analisando os religadores, no período de 01 a 30 de outubro/2019, verificou-se uma média de 2 desligamentos instantâneos. Para os religamentos, os ajustes dessas proteções pelo relé 79 ficou parametrizado em 1,5 s (conforme ordem de ajuste e determinação da própria concessionária). As proteções envolvidas são: os relés, 50/51F, 50/51N e 79, que são relés com unidades instantâneas e temporizadas de fase/neutro e religamento, parametrizados para trabalharem com esses valores pré-definidos, conforme apresenta a Tabela 4.2.

Os resultados obtidos com os testes de campo e laboratório foram observados diariamente. Tanto os dispositivos energizados como desenergizados apresentaram suas operações dentro do esperado. Demonstraram a possibilidade de adequação dos religadores nas barras 01 e 02, operando satisfatoriamente dentro dos tempos estimados para religamento, 15, 30 e 45 s, para implementação nos equipamentos de campo e comissionamento junto ao sistema.

A alocação do religador na barra, em substituição ao disjuntor, mostrou-se uma proposta de solução viável para os desafios de distribuição de energia, coordenação e seletividade vivenciados diariamente nas regiões metropolitanas. Observou-se que os dispositivos de proteção e seccionamento utilizados atualmente nos religadores têm contribuído para um serviço de qualidade, pois uma de suas principais características é a manutenção que pode ocorrer depois de 30.000 operações, o que contribui para a redução de manutenção e gastos.

4.1.2 - Tempo de retorno do investimento

Para calcular o tempo de retorno do valor investido nas instalações dos religadores, optou-se em selecionar dois disjuntores, o FLDJ2-07 e FLDJ2-12, que apresentaram os maiores números de reincidência de desligamentos acidentais durante o ano de 2018, respectivamente 108 e 107 desligamentos, conforme Tabela 4.1. Após a instalação do RL01 e RL02, obteve-se uma média de 2 desligamentos cada no decorrer do mês de outubro de 2019.

Para o cálculo do tempo de retorno, utilizou-se a média nacional de operação. O custo médio no Brasil para uma equipe de campo é em torno de R\$ 150,00/hora (valor médio sem considerar adicional noturno, sendo uma equipe com dois eletricitistas + veículo + equipamento) (MERCADO DE ENERGIA CONSULTORIA, 2016).

Considerou-se apenas o custo com o deslocamento da equipe até o local afetado (considerando apenas um trajeto de meia hora na ida e meia hora na volta) e que o investimento nos dois religadores é de R\$ 60.000,00 (ELETROBRÁS, 2014). Conforme os valores apresentados na Tabela 4.2, verifica-se que em 3 anos depois da instalação dos equipamentos 1 e 2, o valor investido é recuperado.

Tabela 4.2 - *Payback* simples e *payback* descontado para o religador 1 e 2.

	PBs (R\$)	PBd (R\$)
Ano	- 60.000,00	- 60.000,00
1	- 27.750,00	- 30.681,82
2	4.500,00	- 4.028,93
3	36.750,00	20.200,98
4	69.000,00	42.228,16
5		62.252,87

Ao analisar a coluna do PBd, verifica-se no primeiro momento um fluxo negativo, pois foi investido R\$ 60.000,00, que representa o valor de 2 religadores. A projeção de recebimento de R\$ 32.250,00 (valor anual que será economizado com a instalação dos 2 religadores), considerando apenas o valor de R\$ 150,00 da locomoção para o local de desligamento, de uma hora de uma equipe com o total de desligamentos anuais do disjuntor FLDJ2-07, que durante o ano de 2018 foram de 108, além dos desligamentos do FLDJ2-12, que foram 107, totalizado 215 desligamentos, conforme

Tabela 4.2. A partir do 3º ano, obtém-se saldos positivos, que são o retorno do investimento para os próximos 5 anos.

A Tabela 4.3 apresenta o VF (valor fixo) sendo corrigido com a taxa de desvalorização de 10% no período de 5 anos. Na coluna VP (valor presente), verifica-se a atualização desses valores.

Tabela 4.3 - Valor fixo corrigido no período de 5 anos.

N	i	VF	VP
1	10%	32.250,00	29.318,18
2	10%	32.250,00	26.652,89
3	10%	32.250,00	24.229,90
4	10%	32.250,00	22.027,18
5	10%	32.250,00	20.024,71
		161.250,00	122.252,87

Os valores apresentados na Tabela 4.3 foram obtidos da seguinte forma:

Para o 1º ano:

$$VP = \frac{VF}{(1+10\%)^n} = \frac{32.250,00}{(1+0,10)^1} = \frac{32.250,00}{(1,1)^1} = \frac{32.250,00}{1,1} = 29.318,18 \quad (4.1)$$

Para o 2º ano:

$$VP = \frac{VF}{(1+10\%)^n} = \frac{32.250,00}{(1+0,10)^2} = \frac{32.250,00}{(1,1)^2} = \frac{32.250,00}{1,21} = 26.652,89 \quad (4.2)$$

Para o 3º ano:

$$VP = \frac{VF}{(1+10\%)^n} = \frac{32.250,00}{(1+0,10)^3} = \frac{32.250,00}{(1,1)^3} = \frac{32.250,00}{1,331} = 24.229,90 \quad (4.3)$$

Para o 4º ano:

$$VP = \frac{VF}{(1+10\%)^n} = \frac{32.250,00}{(1+0,10)^4} = \frac{32.250,00}{(1,1)^4} = \frac{32.250,00}{1,4641} = 22.027,18 \quad (4.4)$$

Para o 5º ano:

$$VP = \frac{VF}{(1+10\%)^n} = \frac{32.250,00}{(1+0,10)^5} = \frac{32.250,00}{(1,1)^5} = \frac{32.250,00}{1,61051} = 20.024,71 \quad (4.5)$$

A empresa irá obter um lucro de R\$ 62.252,87 devido à economia ao longo de 5 anos somente com o deslocamento, conforme apresentado na Tabela 4.5.

Tabela 4.4 - Valor presente líquido e índice de lucratividade (RL's 1 e 2).

VPL = VPF - VP (inv)	
VPF	122.252,87
VP	60.000,00
VPL	62.252,87
IL = (VPL+Inv) / Inv	
IL	2,0375

O valor presente líquido (VPL), ou método do valor atual, é a fórmula que determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros (custo de oportunidade do capital), onde:

- VPF: Valor da parcela fixa;
- VP: Valor presente do investimento;
- IL: Índice de lucratividade.

Conforme apresenta a Tabela 4.4, o projeto obtém o índice de lucratividade de 2,0375, sendo > 1, logo o projeto é recomendado, pois a cada R\$ 1,00 investido a empresa terá um retorno superior do que o seu investimento.

A Tabela 4.4 apresenta o valor de R\$ 122.252,87 representando o montante do retorno do investimento durante cinco anos, sem descontar o investimento. Ao realizar o desconto do investimento de R\$ 60.000,00, tem-se o valor presente líquido, que representa o retorno do investimento no valor de R\$ 62.252,87.

A economia com as instalações dos religadores em alimentadores, que apresentam desligamentos acidentais constantes, indica o quanto é lucrativo esse investimento. É possível observar os ganhos com essas instalações, uma vez que ao diminuir a quantidade de desligamentos e duração destes, aumentará a qualidade e consequentemente a confiança na energia elétrica fornecida. Além disso, as equipes de campo seriam redirecionadas para outros tipos de ocorrências.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 - CONCLUSÕES

A exigência por uma energia elétrica com maior qualidade é resultado do aumento da demanda de energia e por consumidores cada vez mais exigentes. As concessionárias de energia elétrica, através dos órgãos fiscalizadores, são motivadas a buscar alternativas para manter os índices de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica dentro dos limites considerados aceitáveis.

Este trabalho apresentou uma proposta de alocação dos religadores nas barras de 13,8 kV em uma subestação de energia elétrica. Os objetivos propostos foram alcançados, pois apresentaram uma visão ampla do comportamento da proteção na rede de distribuição, no que se refere à utilização de religadores, como dispositivos de proteção.

Com o estudo, constatou-se que estes dispositivos desempenham um papel importante na segurança e proteção das redes de distribuição. O religador automático permite a programação de diferentes tentativas de religamentos rápidas ou retardadas, de acordo com as necessidades do circuito elétrico em que será instalado. Com o uso da alocação dos religadores, reduziu-se em 95,1% a quantidade de desligamentos e em 94,4% o tempo de desligamento.

Com a aplicação do método do *payoff*, que é aplicado na análise técnico-econômica a longo prazo na solução de problemas no sistema de distribuição, foi possível calcular o tempo de retorno do investimento com a instalação dos religadores. Utilizando o quantitativo dos desligamentos de dois disjuntores no decorrer do ano de 2018 e o valor gasto pela empresa na locomoção de uma equipe para resolver o desligamento acidental, além do valor investido com a aquisição dos dois religadores, verificou-se que a partir do 3º ano é possível obter o retorno do investimento, além de um lucro de R\$ 62.252,87 devido à economia ao longo de 5 anos somente com o deslocamento.

As principais vantagens em adquirir religadores automáticos são a segurança, proporcionada aos sistemas elétricos, longa vida útil do equipamento e um bom custo-

benefício. Verificou-se ainda a sua flexibilidade em operar como disjuntor e trabalhar com seletividade ao longo do circuito da rede de distribuição.

5.2 - SUGESTÕES

Na sequência do presente trabalho, existem alguns aspectos que são importantes para uma abordagem mais detalhada, os quais poderão vir a ser objeto de futura investigação:

- Automatização dos religadores em anel controlado pelo centro de operação utilizando o software CMS;
- Produzir a própria parametrização e configurações do religador no sistema, a fim de determinar o seu desempenho em um ambiente real;
- Ao nível do cálculo estrutural, desenvolver um estudo numérico mais detalhado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **Catálogo Disjuntor VD4 12 a 24KV 630A de Média tensão a Vácuo.** 2019. Disponível em: <https://Catalogo%20Disjuntor%20-%20VD4%20ate%2024KV_3150A_40KA_pt.pdf> Acesso em: 19 de agosto de 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 8. 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Indicadores de Qualidade.** 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm>. Acesso em: 19 de agosto de 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução 643/2014 - Continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.**

ALVES, H. N. **A hybrid algorithm for optimal placement of switches devices in electric distribution systems.** Latin America Transactions, IEEE. V. 10. p. 2218-2223, Dec. 2012.

BONGIOLO, G. G. **Análise de sobretensões transitórias causadas por manobras de disjuntores a vácuo.** Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 2018.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** 11^a ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRAS. **Projeto de Melhoria da Performance Operacional e Financeira das Empresas de Distribuição da Eletrobras.** Manual de Operação. Rio de Janeiro, RJ: Eletrobras, 2011.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRAS. **Demonstrações Financeiras e Relatório de Administração da Eletrobras Distribuição Amazonas.** 2014.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRAS. **Manual de Especificações Técnicas de Materiais de Redes de Distribuição – Eletrobrás.** 2012.

DEGHANI, N.; DASHTI, R. Optimization on recloser placement to improve reliability by genetic algorithm. **Energy and power engineering scientific research**, set. 2011. 508-512, n° 3.

FELBER, L. A. *et al.*, **Low-Cost Self-Healing Applied to Distribution Grid Supplying Brazilian Municipalities**. ISGT – LA – 2015, Montevideo – Uruguai.

FERREIRA, G. D. **Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, março, 2009. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/handle/1/8462>>. Acesso em: 01 de junho de 2018.

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Porto Alegre: Sagra, 1988.

HAGHIFAM, M. R. Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm. **Electrical Energy Systems, International Transactions on**, Jhon Wiley & Sons, Ltd., mar.abr.2004.85-96, Vol. 14, Issue 2.

HOSS, M. P. **Estudo da melhoria alcançada nos índices de continuidade com a aplicação de religadores automáticos em rede de distribuição**. Monografia, UNIJUI, 2018.

JOHNSON, M. A.; MORADI, M. **Pid control - new identification and design**. Springer-Verlag, London, 2005.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Edgard Blucher, 2008.

KONDO, D. V. K. **Alocação de Religadores Automatizados em Sistema de Distribuição**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, janeiro 2015.

LEITÃO, E. de M. P. **Religador automático para redes de baixa tensão**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Minas Gerais, março, 2011.

LILJESTRAND, L. *et al.* **Vacuum circuit breaker and transformer interaction in a cable system**. 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 junho 2013. 4.

MERCADOS DE ENERGIA CONSULTORIA (2016). Avaliação dos custos relacionados às interrupções de energia elétrica e suas implicações na regulação. Inovação em Energia. **Revista Sinapsis**, 2016.

NASCIMENTO, J. A. O. do. **Alocação de religadores normalmente abertos em rede de distribuição de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, julho, 2017.

NOBRE, D. M. **Estudo da Adequabilidade de disjuntores de Classe 15KV às Situações de TRT**. Universidade Federal da Paraíba. Novembro, 1999.

NOJA POWER. **Manual do usuário. Religador Automático 15KV/310 com controle RC**. 2017.

OLGUÍN, G. P.; COELHO, J. **Reliability Optimisation of Distribution Feeder**. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, set. 2001. Vol. 3.

RAVAGLIO, M. A.; NASCIMENTO, J. C.; BANNACK, A.; THOLL, J. F.; OKUYAMA, R. Y. **Desenvolvimento de Equipamento automático para a Proteção e Monitoração da Baixa Tensão de Transformadores de Distribuição Convencionais**. AELE 2524/2001, 2001.

RUTES, M. **Metodologia para redução dos indicadores de continuidade nas redes de distribuição rurais de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba, 2018.

SALLES, N. J. de *et al.* **Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos**. 2007.

SILVEIRA, M. L. G. da, PFITSCHER, E. D. (2013). **Responsabilidade socioambiental: estudo comparativo entre empresas de energia elétrica da região Sul do Brasil**. Perspectivas Em Gestão & Conhecimento, 3(2), 177–195. Recuperado de <https://periodicos.ufpb.br/ojs/index.php/pgc/article/view/15729>.

SINDER, D. **Métodos de Cálculo da Tensão de Restabelecimento Transitória para Análise da Superação de Disjuntores de Alta Tensão**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

SILVA, L. G. W. da S. **Alocação Otimizada de Dispositivos de Proteção em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. UNESP, maio, 2002.

VAZ, R. R. de C. V. Metodologia de Posicionamento de Religadores e Dimensionamento de Rede de Fibra Óptica para Automação de Sistemas de Energia. Universidade Federal de Goiás, 2017.