

**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

Fernando André Ruppenthal

**APLICAÇÃO DE SISTEMA SELF-HEALING EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Santa Cruz do Sul  
2019

Fernando André Ruppenthal

**APLICAÇÃO DE SISTEMA SELF-HEALING EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso, modalidade monografia, apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade de Santa Cruz do Sul – UNISC, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Fabricio Antônio Egert

Santa Cruz do Sul  
2019

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a minha companheira Marcia pelo apoio, compreensão e incentivo durante todo curso, estando sempre ao meu lado e me incentivando nos momentos difíceis, e ainda por transparecer alegria e motivação renovando minhas energias.

Agradeço aos meus familiares, em especial aos meus pais Neuri e Sueli, que me ensinaram os maiores valores e são a base sólida da minha vida.

Agradeço ainda aos professores do curso de engenharia elétrica, Fabricio Antonio Egert, Adriano Bombardieri e Marco Hennes pelo conhecimento e aprendizado durante esta trajetória acadêmica.

Aos colegas do curso de engenharia elétrica, Evandro Helfer, Elton Rodrigo dos Santos, Elvis Antônio Brum, Marcelo Ruhoff e Alexander Ruan Baierle pelo coleguismo, aprendizado compartilhado e bom relacionamento ao longo do curso.

Agradeço aos colegas de trabalho, em especial ao técnico Carlos Eduardo da Luz, pelo conhecimento e sugestões de reflexão acerca dos assuntos relacionados à Engenharia e equipamentos nos sistemas de energia, aos engenheiros eletricitas Wilson José Filipetto, Paulo Henrique Engelmann de Oliveira e Tiago Cícero Engroff pelo apoio e contribuições, e ainda aos técnicos em automação César Roth e Vinícius Flores pela colaboração e parceria na realização deste trabalho, e por todo o conhecimento repassado que contribuiu imensamente para minha formação profissional.

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise para reduzir o tempo de interrupção de energia para consumidores de energia elétrica, otimizando os indicadores do serviço prestado pela concessionária local de energia, melhorando a confiabilidade do sistema e garantindo a continuidade no fornecimento para a maior quantidade de clientes possível através da implantação de sistemas *Self-Healing* na rede de distribuição através de religadores telecomandados nas redes de média tensão. O estudo consiste em definir redes primárias a receberem os sistemas de *Self-Healing* baseado no desempenho e impacto que os mesmos causam nos indicadores considerando a quantidade de unidades consumidoras atingidas, bem como cargas críticas, ainda analisar os protocolos de comunicação disponíveis que forneçam confiabilidade e baixo custo para automação, além de desenvolver um algoritmo computacional para isolamento de seção em falta e recomposição de redes de distribuição de energia elétrica baseado no conceito de redes de energia inteligentes. O sistema *Self-Healing* consiste em detectar uma falta em determinada seção da rede de distribuição e retornar planos de manobras contendo configurações admissíveis de operação para o isolamento do trecho do circuito afetado, e reconfigurar automaticamente a rede de forma a restabelecer o fornecimento de energia para uma parte das cargas afetadas, considerando restrições de operação e carregamento dos componentes da rede a fim de garantir a integridade do sistema, qualidade da energia e avaliar a nova coordenação da proteção do sistema após transferência de carga.

Palavras-chave: Automação. Redes Inteligentes. Religadores. *Self-Healing*.

## ABSTRACT

This work presents an analysis to reduce the time of interruption of energy for consumers of electric energy, optimizing the indicators of the service provided by the local utility, improving the reliability of the system and ensuring continuity in supply to the largest number of customers possible through of the implantation of *Self-Healing* systems in the distribution network by means of reclosers remotely in medium voltage networks. The study consists of defining primary networks to receive the systems of *Self-Healing* based on the performance and impact that they cause in the indicators considering the amount of consumer units reached as well as critical loads, as well as to analyze the available communication protocols that provide reliability and low cost for automation, in addition to developing a computational algorithm for missing section isolation and recomposition of electric power distribution networks based on the concept of *smartgrids*. The *Self-Healing* system consists of detecting a fault in a given section of the distribution network and returning maneuver plans containing allowable operating configurations for isolating the affected circuit stretch, and automatically reconfiguring the network in order to restore the power supply to a part of the affected loads, considering operating restrictions and loading of network components in order to guarantee system integrity, power quality and evaluate the new coordination of system protection after load transfer.

Keywords: Automation. *Smart Grid*. Reclosers. *Self-Healing*.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 -	Geração Centralizada (a) e Geração Distribuída (b)	16
Figura 2 -	Faixa de Classificação das Tensões em Regime Permanente	18
Figura 3 -	Religador Schneider e Controle ADVC2	20
Figura 4 -	Unifilar da SE Venâncio Aires 2	22
Figura 5 -	Sistema Básico de Comunicação de Dados	23
Figura 6 -	Comunicação de Dados com Modem e Rede Telefônica	26
Figura 7 -	Chave Fusível de Distribuição	28
Figura 8 -	Curva Tempo X Corrente para Elos do Tipo K Preferenciais	29
Figura 9 -	Disjuntor de MT com Extinção de Arco Elétrico com Gás SF6	31
Figura 10 -	Diagrama de Seletividade	33
Figura 11 -	Curva de Proteção de um Fusível e um Religador	34
Figura 12 -	Coordenação entre Relé e Elo Fusível	35
Figura 13 -	Rede de Distribuição de Média Tensão da SE de Sinimbu	38
Figura 14 -	Interações das <i>Smart Grids</i>	42
Figura 15 -	Arquiteturas de Controle de Sistemas <i>Self-Healing</i>	45
Figura 16 -	Exemplo de Rede de Distribuição com <i>Self-Healing</i>	46
Figura 17 -	Rede de Distribuição com <i>Self-Healing</i> com Defeito	47
Figura 18 -	Rede de Distribuição com <i>Self-Healing</i> Reconfigurada	47
Figura 19 -	Fluxograma <i>Self-Healing</i>	53
Figura 20 -	Clientes Associados por Dispositivo de Proteção	57
Figura 21 -	Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22	58
Figura 22 -	Unifilar SCB16 e VNB22 no Supervisório	59
Figura 23 -	Parâmetros de Proteção do Religador SCR - 9401	60
Figura 24 -	Parâmetros de Proteção do Religador VAI - 1369	61
Figura 25 -	Ocorrências e Indicadores	64
Figura 26 -	Exemplo de Lógica para Troca de Ajuste	65
Figura 27 -	Lógica para Religador Proteção (NF)	67
Figura 28 -	Fluxograma de Operação Religador NF	67
Figura 29 -	Parâmetros Configurados no Religador Proteção	68
Figura 30 -	Parâmetros Configurados no Religador Manobra	69
Figura 31 -	Habilitar / Desabilitar <i>Self-Healing</i> no Hardware	70

Figura 32 -	Testes com Simulador de Corrente Monofásico	71
Figura 33 -	Preparação do Controle para Simulações	72
Figura 34 -	Ligações Originais dos Sensores de Tensão	73
Figura 35 -	Preparação das Entradas do Controle para Simulações	74
Figura 36 -	Eventos Registrados no Religador Proteção em Simulação	75
Figura 37 -	Eventos Registrados no Religador Manobra em Simulação	77
Cronograma 1 -	Cronograma de execução	82

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AL	Alimentador de Média Tensão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CEEE-GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CHI	Cliente Hora Interrompido
COI	Centro de Operações Integrado
EA	Estação Avançada
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
LT	Linha de Transmissão
MT	Média Tensão
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RL	Religador
RT	Regulador de tensão
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCR	Santa Cruz do Sul
SE	Subestação
SF6	Hexafluoreto de Enxofre (gás)
SGF	<i>Sensitive Ground Fault</i>
VAI	Venâncio Aires

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
1.1	Área e limitação do tema .....	13
1.2	Objetivos .....	13
1.2.1	Objetivo geral.....	13
1.2.2	Objetivos específicos.....	13
1.3	Justificativa.....	14
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>15</b>
2.1	Sistema elétrico de potência .....	15
2.2	Indicadores e Normas .....	17
2.3	Religadores .....	19
2.4	Automação .....	20
2.4.1	Comunicação de dados .....	22
2.4.2	Protocolos de comunicação.....	24
2.4.2.1	Protocolo DNP3 .....	24
2.4.3	Modems .....	25
2.5	Proteção de redes primárias de distribuição de energia elétrica.....	27
2.5.1	Chave fusível e elo fusível .....	28
2.5.2	Disjuntores.....	30
2.5.3	Relés de proteção.....	31
2.5.4	Seletividade.....	32
2.5.5	Ajustes de proteção em equipamentos .....	36
2.6	Reconfiguração de redes elétricas de distribuição .....	38
2.7	<i>Smart Grid</i> .....	40
2.8	Sistema <i>Self-Healing</i> .....	42
2.8.1	Como funciona o <i>Self-Healing</i> .....	46
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>49</b>
<b>4</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO DA TÉCNICA .....</b>	<b>50</b>
4.1	Centro de Operações .....	50

4.2	Condições estruturais da rede .....	51
4.3	Sistema supervisorio .....	52
4.4	Definição da arquitetura utilizada .....	55
4.5	Definição do circuito para implementação em campo .....	55
4.6	Análise dos parâmetros de proteção .....	60
4.7	Impacto em indicadores.....	62
4.8	Forma de implementação .....	64
4.9	Simulações.....	70
5	RESULTADOS .....	75
6	CONCLUSÃO.....	79
6.1	Sugestões para trabalhos futuros.....	80
7	CRONOGRAMA.....	82
	REFERÊNCIAS.....	83
	ANEXOS .....	88
	ANEXO A – Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22 .....	88
	ANEXO B – Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22 .....	89
	ANEXO C – Circuitos SCB16 e VNB22 com Equipamentos .....	90
	ANEXO D – Circuitos SCB16 e VNB22 com Equipamentos .....	91
	ANEXO E – Tela Supervisorio Religador 848339 .....	92
	ANEXO F – Tela Supervisorio Religador 848359 .....	93
	ANEXO G – Tela Supervisorio Religador 904471 .....	94
	ANEXO H – Religador VAI - 1369 / 848359 .....	95
	ANEXO I – Religador SCR - 9401 / 848339 .....	96
	ANEXO J – Religador SCR - 1897 / 904471 .....	97
	ANEXO L – Parâmetros Religador Modo Manobra .....	98
	ANEXO M – Parâmetros de Proteção do Grupo Alternativo 1 .....	99
	ANEXO N – Parâmetros de Proteção do Grupo Alternativo 2.....	100
	ANEXO O – Indicação de Presença de Duas Fontes no Religador NA..	101

<b>ANEXO P – Religador NA sem Tensão Fonte VNB .....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO Q – Religador NA sem Tensão Fonte SCB.....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXO R – Sem Tensão VNB Reconfigurado.....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO S – Sem Tensão SCB Reconfigurado.....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO T – Religador sem Tensão e SH Desabilitado .....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXO U – Religador sem Tensão e SH Habilitado .....</b>	<b>107</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo a Abradee (2018), o sistema elétrico pode ser dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição da energia. A geração é o segmento responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição), já o segmento de transmissão é aquele que se encarrega de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras, sendo que no Brasil esse segmento caracteriza-se por operar linhas em tensão elétrica superior a 230 kV. O segmento de distribuição, por sua vez, é aquele que distribui a energia para os médios e pequenos consumidores, como residências e pequenos comércios e indústrias.

O agente responsável por fiscalizar e regular o setor elétrico no Brasil é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo que a qualidade dos serviços prestados, compreendido desde a avaliação das interrupções no fornecimento de energia até o desempenho das concessionárias que é verificado através do produto oferecido aos consumidores, é monitorado e avaliado através de indicadores de conformidade e continuidade.

A distribuição de energia elétrica é um processo contínuo, onde as concessionárias são responsáveis por assegurar o fornecimento de energia em padrões aceitáveis a todos os consumidores, desta forma, o tempo necessário para identificação e manutenção de problemas em redes de distribuição, principalmente em alimentadores ou na própria subestação, é fundamental para atingir indicadores aceitáveis e manter a qualidade do serviço ofertado (KONDO, 2015).

As concessionárias necessitam manter estes indicadores sempre dentro das metas estabelecidas pela ANEEL com a finalidade de evitar multas e ressarcimentos aos consumidores. As metas e padrões estabelecidos tornam-se mais exigentes rigorosas a cada ano, fazendo com que as empresas aumentem ainda mais seus investimentos nas redes de distribuição, principalmente em automação, que se apresenta como um recurso fundamental para diminuir custos operacionais e de descontinuidade no fornecimento (ZIMMER, FRANCO JÚNIOR, 2014).

A quantidade de energia demandada, carga instalada, sazonalidade do consumo, a injeção de energia por microgeração, distância e estrutura das linhas de distribuição, são alguns fatores que tornaram as redes de distribuição cada vez mais

distintas entre si, e desta forma as concessionárias distribuidoras de energia são desafiadas constantemente a realizar investimentos e elaborar os projetos de dimensionamento, proteção e supervisão de suas redes de distribuição.

O investimento nas redes de distribuição da região nos últimos anos é expressivo, a instalação de vários religadores automáticos proporcionou um aumento de manobras nas redes e melhor proteção dos circuitos, além de possibilitar o monitoramento e operação remota de equipamentos.

A implementação de sistemas *Self-Healing* nas redes de distribuição aparece com uma ótima alternativa para otimizar os indicadores do serviço prestado. Trata-se de um sistema capaz de detectar uma falta em determinado circuito e reestabelecer o fornecimento para a maior quantidade de clientes de forma rápida e segura, podendo ser denominado como uma função da rede inteligente ou *Smart Grid* (VAZ, 2017).

O *Self-Healing* pode ser caracterizado como sendo uma funcionalidade das redes inteligentes, cuja definição é descrita por Falcão (2010) e citada por Pramio (2014, pg. 34) “[...] define-se um sistema *Self-Healing* (auto regenerável ou auto recuperável) como aquele capaz de detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede de energia elétrica de forma automática”.

Segundo Fonseca (2017), com a implantação da técnica de *Self-Healing*, na ocorrência de alguma falta no circuito devido à um defeito de uma linha, transformador ou outro elemento que compõe o sistema, ou ainda devida à necessidade de transferência de carga entre alimentadores, a rede deve ser capaz de reconfigurar-se automaticamente.

A técnica *Self-Healing* nas redes elétricas de distribuição, conforme Lambiase (2012), identifica e isola uma falha, reconfigurando a rede por meio de manobras em rotas alternativas, reduzindo assim os custos operacionais da concessionária e otimizando o fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Ainda de acordo com Moreira (2019), com os avanços tecnológicos dos últimos anos, torna-se imprescindível o investimento em automação e em redes inteligentes por parte das empresas distribuidoras de energia, as quais, além de permitirem sua operação em tempo real e fornecerem informações de seus estados, sejam capazes de reconfigurarem-se de forma autônoma sem a ação de um operador.

## 1.1 Área e limitação do tema

Redes de distribuição de energia elétrica. Análise e aplicação de sistema *Self-Healing* em redes de média tensão.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo principal deste trabalho consiste em analisar um circuito alimentador de média tensão e aplicar um sistema *Self-Healing* para reconfiguração automática para isolar algum defeito, através de manobras em equipamentos telecomandados instalados na rede de distribuição, analisando e respeitando possíveis restrições operacionais para normalizar o fornecimento de energia para a maior quantidade possível de consumidores.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos com a realização deste trabalho e os resultados esperados estão listados a seguir:

- a) Realizar uma revisão bibliográfica acerca de normas regulamentadoras vigentes no setor elétrico, proteção de redes de distribuição, *Smart Grids* e sobre a técnica de *Self-Healing* aplicada em redes de distribuição;
- b) Analisar circuitos alimentadores de média tensão que possibilitem reconfiguração autônoma com utilização de religadores automáticos, e modelar o sistema elétrico proposto coletando informações e verificando possíveis situações impeditivas de operação;
- c) Configurar relés dos equipamentos com parâmetros de proteção adequados, e desenvolver programa ou lógica para aplicação do sistema *Self-Healing* através do sistema de comunicação e supervisório existente;
- d) Validar o funcionamento do sistema automatizado através de testes e simulações e com dados de sistemas reais de uma rede de distribuição, e

aplicar metodologia de sistema *Self-Healing* desenvolvida em rede da concessionária de energia.

### 1.3 Justificativa

Como as redes elétricas de distribuição são predominantemente aéreas, as mesmas são bastante susceptíveis a diversos tipos de falhas, que podem ser transitórias ou permanentes. Para cumprir as condições de fornecimento e indicadores estabelecidos pela ANEEL e ainda evitar sanções financeiras, a concessionária distribuidora de energia necessita isolar os circuitos danificados e restabelecer o fornecimento de energia para a maior quantidade de clientes o mais rápido possível.

O serviço de manutenção normalmente demora bastante tempo para deslocar, identificar uma falha, manobrar a rede se possível e realizar a manutenção nas redes elétricas, desta forma elevando os custos operacionais e a duração da interrupção no fornecimento.

Equipamentos telecomandados instalados nos circuitos alimentadores de média tensão como religadores, reguladores de tensão e bancos de capacitores possibilitam um monitoramento em tempo real da rede e realização de manobras, e ainda fornecem informações do status de campo e grandezas elétricas nesses pontos, minimizando os efeitos decorrentes de defeitos nesses circuitos e gerando maior confiabilidade ao sistema.

Os sistemas *Self-Healing* em redes de distribuição surgem como uma ótima alternativa para otimizar a qualidade e o tempo de atendimento aos consumidores, pois o sistema ao detectar uma falha, analisa e isola a mesma, e reconfigura a rede automaticamente a fim de normalizar o fornecimento de energia para o maior número de unidades consumidoras possível.

Além de manobras de reconfiguração automática de circuitos defeituosos, o *Self-Healing* pode ainda realizar manobras devido ao carregamento do alimentador ou até a alteração do ajuste de proteção em função do fluxo de potência da rede, assim reduzindo os custos operacionais, tempo de atendimento e quantidade de clientes afetados com uma interrupção no fornecimento melhorando a qualidade de serviço e justificando a aplicação.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Sistema elétrico de potência

De forma genérica, define-se o Sistema Elétrico de Potência como um conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam de modo coordenado destinados a gerar, transmitir, e distribuir energia elétrica aos consumidores (VAZ, 2017).

O sistema elétrico pode ser dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição da energia, onde a geração consiste no processo de converter alguma forma de energia, seja hidráulica, térmica, solar, dos ventos, das marés, nuclear, ou qualquer outra, em energia elétrica, e injetá-la nos sistemas de transporte, que podem ser linhas de transmissão ou distribuição (ABRADEE, 2018).

Transmissão é conhecido como sendo o processo de transportar a energia proveniente das unidades de geração ou centrais elétricas até os centros consumidores, sendo que no Brasil esse segmento caracteriza-se por operar linhas em tensão elétrica superior a 230 kV, enquanto que o segmento de distribuição são redes compostas por linhas de alta, média e baixa tensão, responsáveis por distribuir a energia para os médios e pequenos consumidores, como residências e pequenos comércios e indústrias (ABRADEE, 2018).

O SEP brasileiro apresenta como particularidade grandes extensões de linhas de transmissão, as quais são predominantemente aéreas, sendo a matriz energética de geração principalmente hidráulica, e por esse motivo, tem-se um modelo de sistema interligado, denominado de Sistema Interligado Nacional, responsável por atender mais de 98% da demanda nacional, possibilitando o consumo da energia em qualquer ponto desse sistema (VAZ, 2017).

A partir das subestações de distribuição, a operação do sistema de distribuição e o fornecimento de energia é de responsabilidade das concessionárias ou permissionárias de energia, enquanto que a Rede Básica, ou seja, redes de transmissão com tensão igual ou superior a 230kV, são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ABRADEE, 2018).

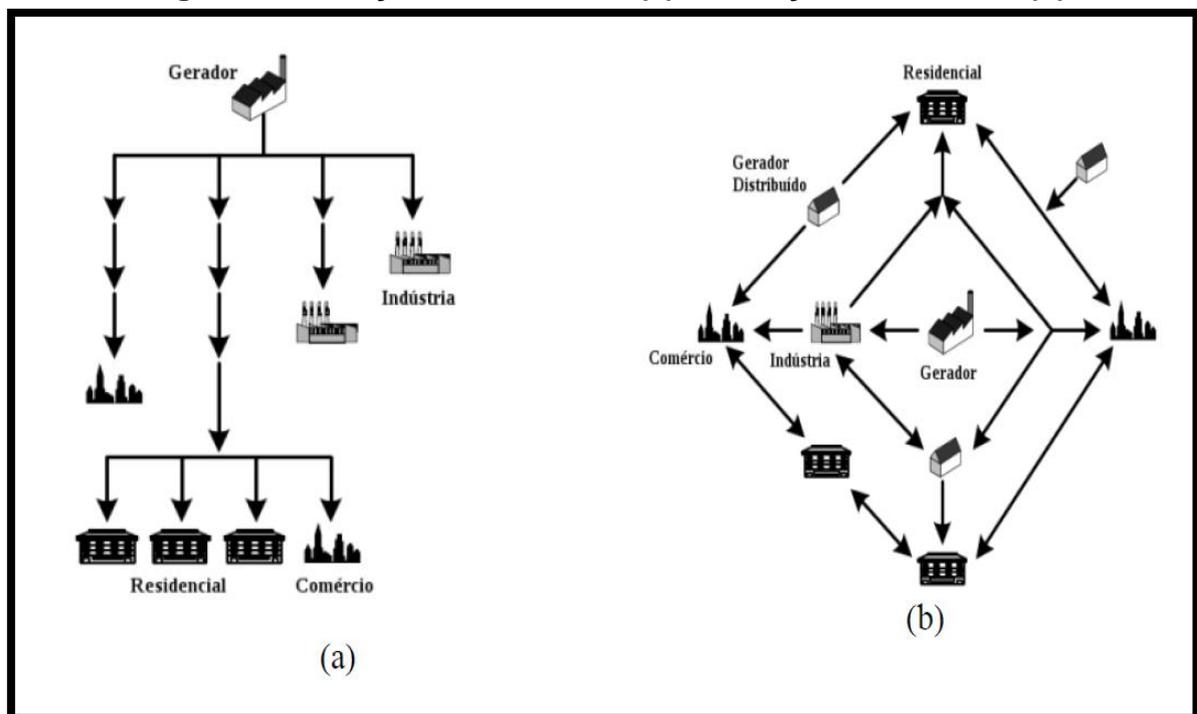
Contudo, no mundo contemporâneo, novas tendências mundiais como redes inteligentes, geração distribuída, veículos elétricos e o incentivo à geração de energia

através de fontes renováveis acabam ocasionando mudanças significativas no panorama do Sistema Elétrico de Potência (SANTOS, 2017).

A geração distribuída tem tornado o sistema de distribuição de energia cada vez mais complexo, uma vez que os próprios consumidores são capazes de produzir sua própria energia e ainda injetar a produção excedente na rede no sistema interligado, configurando assim novos agentes ativos do sistema elétrico (SANTOS, 2017).

A Figura 1 exemplifica a diferença do modelo do sistema de distribuição com geração centralizada e geração distribuída.

**Figura 1 - Geração Centralizada (a) e Geração Distribuída (b)**



Fonte: SARAIVA, 2012.

Conforme afirma Zimmer, Franco Júnior (2014), o sistema de distribuição brasileiro é caracterizado pelo tipo de topologia utilizada ser do tipo radial, onde existe apenas um único fluxo de potência da subestação para os consumidores, e caso este circuito venha a apresentar alguma interrupção devido à um defeito resultará na interrupção do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores localizados depois do ponto de abertura do circuito.

A radialidade, segundo Carvalho (2006, p. 18), caracteriza-se “[..] por ter somente um caminho entre o consumidor e o alimentador de distribuição

(subestação)”, e ainda de acordo com Carvalho (2016, p. 18), apesar de suas desvantagens, “este tipo de sistema ainda costuma ser o mais utilizado para redes de distribuição por apresentarem um menor custo, além também de possuírem uma maior simplicidade no seu planejamento, construção e operação.”

Além da topologia radial, a rede de distribuição pode também apresentar uma topologia de configuração em anel ou em malha, ou seja, é caracterizada por ser um circuito fechado, apresentando mais de um caminho entre a subestação e os consumidores, e oferece ainda o intercâmbio entre as redes áreas de circuitos distintos e a possibilidade de interligação entre esses sistemas, elevando a confiabilidade do sistema (CARVALHO, 2006).

A técnica *Self-Healing* somente poderá ser aplicada em circuitos alimentadores com topologia em anel, os quais possibilitam manobras, e de acordo com Zimmer, Franco Júnior (2006, p. 33), esse tipo de configuração melhora consideravelmente a confiabilidade dos circuitos de distribuição de energia elétrica “em consequência da possibilidade de restringir efeitos de uma falha ao menor trecho possível do circuito, no menor tempo, diminuindo a potência envolvida e o número de consumidores atingidos.”

## **2.2 Indicadores e Normas**

A ANEEL, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia, é o agente responsável por fiscalizar e regular o setor elétrico no Brasil de acordo com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal, sendo que além de assegurar o suprimento de energia por uma tarifa justa, deve ainda regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, estabelecendo metas para indicadores de desempenho nas empresas de distribuição, que podem gerar diferentes tipos de sanções caso não sejam cumpridas (NOGUEIRA, 2016).

Com o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas acerca do funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os Procedimentos de Distribuição - PRODIST, sendo dividido em 9 módulos distintos (ANEEL, 2018).

O Módulo 8 do PRODIST tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando tanto a qualidade do serviço

prestado estabelecendo metodologias para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades, quanto a qualidade do produto, caracterizando as perturbações nas formas de onda, além dos parâmetros e valores de referência em relação à conformidade dos níveis de tensão (ANEEL, 2018).

Conforme Aneel (2018), destacam-se no aspecto da qualidade do serviço de fornecimento de energia os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC, e os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC.

Onde, segundo Aneel (2018, p. 52 e 53):

[...] DEC = Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora [...]  
 [...] FEC = Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora por ponto de conexão [...]  
 [...] DIC = Duração de interrupção individual por unidade consumidora [...]  
 [...] FIC = Frequência de interrupção individual por unidade consumidora [...]  
 [...] DMIC = Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão [...].

**Figura 2 - Faixa de Classificação das Tensões em Regime Permanente**

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL, 2018.

A qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão das redes, por este motivo, as concessionárias necessitam manter estes indicadores sempre dentro das metas estabelecidas pela ANEEL com a finalidade de evitar multas e ressarcimentos aos consumidores. A tabela com os limites e sua faixa de classificação para tensão nominal entre 1 kV e 69 kV em regime permanente está exposta na Figura 2.

A avaliação da qualidade do serviço prestado pelas companhias de energia é decorrente destes indicadores, e no caso de descumprimento das metas anuais estabelecidas para os indicadores coletivos como DEC e FEC, às concessionárias de

energia são notificadas com multas e outras sanções, já no caso de violação do limite de continuidade individual como DIC, FIC e DMIC, as distribuidoras devem compensar aos consumidores atingidos através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência (NOGUEIRA, 2016).

### **2.3 Religadores**

Segundo Eaton (2017), religador é um dispositivo utilizado em sistemas elétricos com a função de proteger os mesmos contra problemas transitórios, comumente aplicados em linhas aéreas de transmissão e de distribuição de energia, com o intuito de reduzir o tempo de interrupção de fornecimento de energia no casos de problemas não permanentes, já no caso de ser uma falta permanente, o religador realiza um ciclo pré-programado de aberturas e fechamentos, normalmente três ou quatro, até o desaparecimento do defeito ou até considerar que o defeito é permanente, quando o religador irá abrir e manter o circuito desligado até a solução do problema que causou a atuação, podendo posteriormente ser rearmado manualmente ou via telecomando.

Os religadores são equipamentos capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos sob carga com a extinção do arco elétrico gerado por meio de câmaras de vácuo ou líquido isolante, sendo que o tempo decorrido entre uma abertura e um religamento é chamado tempo de religamento, que pode ser ajustado conforme ponto de instalação do equipamento em campo (EATON, 2017).

Conforme Mamede Filho (2011), a aplicação dos religadores é bastante ampla, mas em sua maioria são utilizados em circuitos de distribuição das redes aéreas, permitindo que defeitos transitórios sejam eliminados sem a necessidade de deslocar equipes de manutenção para percorrer um alimentador em falta.

Nos casos de falta temporária, o religador executa operações de abertura e religamento, mas não chega a completar o ciclo de operações programado, mantendo assim, a continuidade do circuito (KONDO, 2015).

Após um tempo denominado de tempo de rearme, normalmente de três minutos, o religador volta à condição inicial ficando pronto para iniciar um novo ciclo de operação, este efeito parte do princípio de que a maioria dos defeitos, cerca de

80% são transitórios, provocados por toques de vegetais na rede, decorrentes de rajadas de vento ou descargas atmosféricas (CPFL, 2016).

Apesar de serem principalmente empregados na proteção das redes, os religadores podem ser utilizados ainda como chaves telecomandadas, nessa condição o equipamento não realiza os religamentos, ficando disponível apenas para monitoramento de parâmetros instantâneos da rede ou para manobra dos circuitos alimentadores em casos desligamentos programados ou manutenções corretivas para isolar trechos com defeito (ZIMMER; FRANCO JÚNIOR, 2014).

**Figura 3 - Religador Schneider e Controle ADVC2**



Fonte: Disponível em: <<https://www.se.com.br>>. Acesso em: 09 abr. 2019.

## **2.4 Automação**

Com metas e indicadores cada vez severos, e o contexto de mercado de fornecimento de energia mais competitivo e regulamentado, torna-se imprescindível às concessionárias de energia elétrica o aumento do volume de investimentos na área de automação das redes de distribuição para melhorar a confiabilidade do sistema e diminuir o tempo de discontinuidade na prestação do serviço (VAZ, 2017).

Supervisório é um sistema, ou software, que visa facilitar a interação do usuário e o sistema físico de interesse, permitindo que as informações referentes a um processo produtivo ou instalação física sejam monitoradas e rastreadas, sendo posteriormente coletadas através de equipamentos de aquisição de dados para serem manipulados, analisados, armazenados e apresentadas ao usuário (ZANCAN, 2010).

O SCADA é um software de supervisão que controla o processo das redes de comunicação, sendo responsável pela aquisição de dados para o computador, organizando, processando e gerenciando os dados obtidos armazenando-os em um banco de informações operacionais (PRAMIO, 2014).

Configurável pelo usuário, o supervisório permite monitorar variáveis físicas de campo, além disto, as variáveis do processo podem ser visualizadas de forma gráfica, permitindo uma fácil e rápida percepção e compreensão do que está acontecendo no processo físico (ZANCAN, 2010).

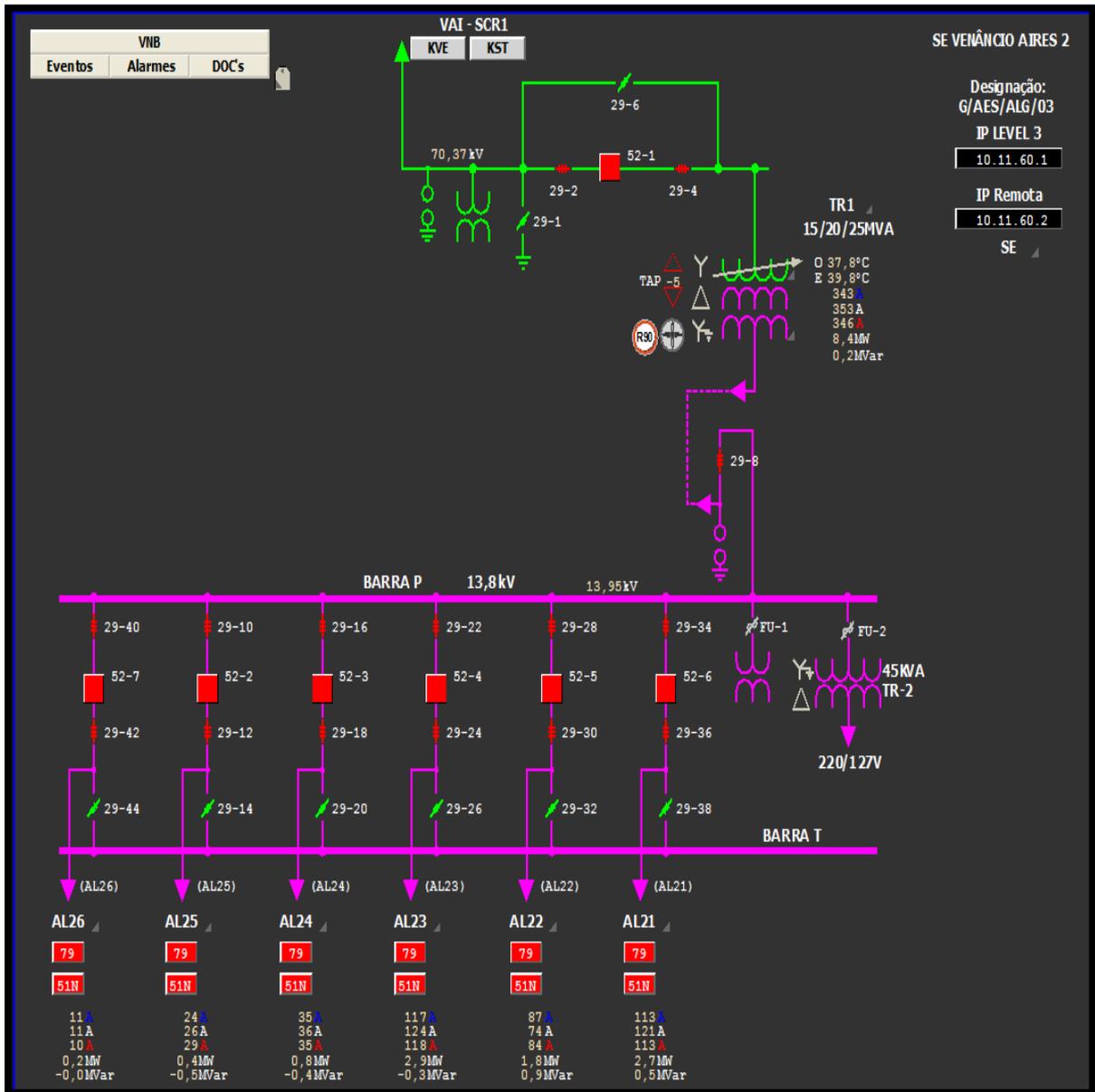
A parametrização de cada ponto supervisionado ou controlado, permite ao operador definir limites para alarmes, condições ou avisos para cada ponto analisado, permitindo assim que ações sejam tomadas. Os dados obtidos poderão ser manipulados de forma a obter valores para parâmetros de controle como “*set-points*” (BAYER; ECKHARDT; MACHADO, 2011).

O sistema SCADA identifica as variáveis abrangidas na aplicação, as chamadas “*tags*”, e a partir destas executa funções computacionais e representa os pontos de entrada e saída dos dados do processo controlado, apresentando ao operador as variáveis reais coletadas pelo sistema com base nos valores das *tags* coletados, como por exemplo valores de tensão e corrente na rede elétrica, e, com base nessas informações, o sistema pode ainda estabelecer alarmes mensagem na tela do computador, avisos sonoros ou outros alertas caso alguma variável atinja ou ultrapasse um valor limite especificado (CEPEL, 2017).

Dentre as vantagens da utilização do sistema SCADA, podem-se destacar a quantidade de dados que um computador pode armazenar podendo ser exibidos de acordo com a aplicação, a capacidade de gerar relatórios e tendências, exibir dados em tempo real para controle local ou remoto das variáveis do sistema.

A Figura 4 apresenta um exemplo de supervisório aplicado à sistemas de distribuição de energia, ilustrando a tela de controle da subestação Venâncio Aires (VNB) contento o status e medições dos equipamentos instalados no local.

Figura 4 - Unifilar da SE Venâncio Aires 2



Fonte: Supervisório (Arquivo CPFL), 2019.

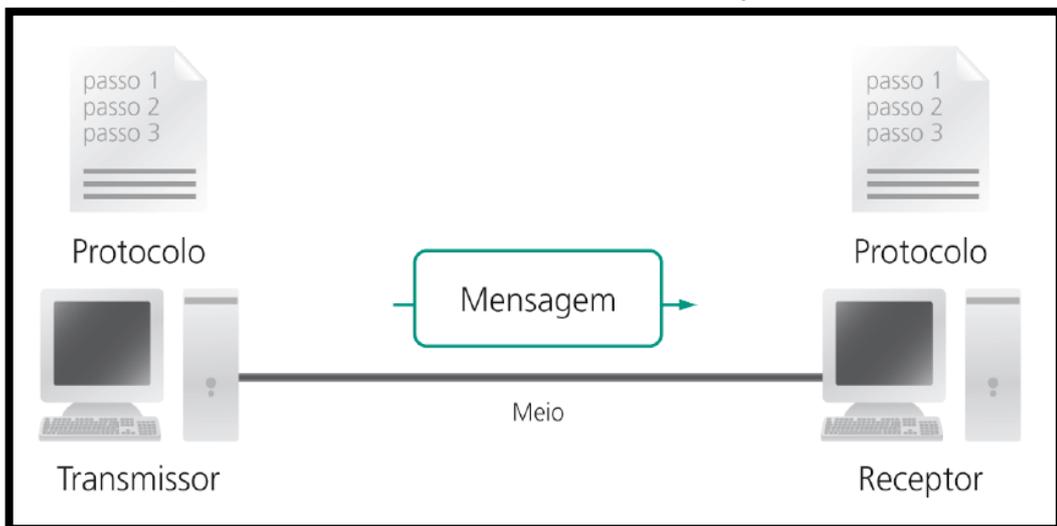
### 2.4.1 Comunicação de dados

Para que seja viável o compartilhamento de informações, ou seja, a supervisão de qualquer tipo de processo, é necessário que haja comunicação de dados entre o dispositivo de controle e os elementos a serem controlados. Forouzan (2006, p. 34) apresenta a definição de que “comunicação de dados é a troca de informação entre dois dispositivos através de algum meio de comunicação como, por exemplo, um par de fios”.

Entende-se ainda que “um sistema de comunicação deve transmitir dados ao destino correto, de modo preciso e em tempo hábil.” (FOROUZAN, 2006, p. 49).

Quanto a transmissão de dados, pode ser de três formas: *Simplex*, comunicação unidirecional onde se tem apenas um dispositivo transmissor e outro receptor, *half-duplex*, onde a transmissão de dados é bidirecional, porém os dispositivos não transmitem e recebem dados ao mesmo tempo pois compartilham o mesmo canal de comunicação, e ainda *full-duplex*, que ocorre quando dois dispositivos podem enviar e receber dados simultaneamente (ALENCAR, 2010).

**Figura 5 - Sistema Básico de Comunicação de Dados**



Fonte: ALENCAR, 2010.

Basicamente, os elementos que compõem um sistema de comunicação de dados são: mensagem, transmissor, receptor, meio e protocolo (ALENCAR, 2010).

- a) **Mensagem:** A mensagem é a informação (dados) a ser transmitida. Pode ser constituída de texto, números, figuras, áudio e vídeo – ou qualquer combinação desses elementos;
- b) **Transmissor:** O transmissor é o dispositivo que envia a mensagem de dados. Pode ser um computador, uma estação de trabalho (*workstation*), um telefone, uma câmera de vídeo, e assim por diante.
- c) **Receptor:** O receptor é o dispositivo que recebe a mensagem. Pode ser um computador, uma estação de trabalho, um telefone, uma câmera de vídeo, e assim por diante.
- d) **Meio:** O meio de transmissão de dados é o caminho físico por onde viaja uma mensagem originada no transmissor e dirigida ao receptor. Pode ser um par trançado, cabo coaxial, fibra óptica ou ondas de rádio [...]
- e) **Protocolo:** Um protocolo é um conjunto de regras que governa a comunicação de dados. Ele representa um acordo entre os dispositivos que se comunicam. Sem um protocolo, dois dispositivos podem estar conectados, mas sem comunicação entre si. (FOROUZAN, 2006, p. 34).

Ainda conforme Fourozan (2006, p. 34), “para que a comunicação de dados aconteça, os dispositivos de comunicação devem ser parte de um sistema de comunicações feito a partir da combinação *hardware* (sistema físico) e *software* (programas)”.

#### 2.4.2 Protocolos de comunicação

Segundo Torres (2004, p. 34), “protocolo é a ‘linguagem’ usada pelos dispositivos de uma rede de modo que eles consigam se entender, isto é, trocar informações entre si”.

“Para que todos os dispositivos de uma rede consigam conversar entre si, todos eles deverão estar usando a mesma linguagem, isto é, um mesmo protocolo” (TORRES, 2004, p. 34).

De acordo com Fourozan (2004, p. 46), “um protocolo define o que é comunicado, de que forma é comunicado e quando será comunicado”, sendo a sintaxe, a semântica e a temporização os elementos chave de um protocolo.

A sintaxe refere-se a estrutura ou ao formato dos dados e à ordem segundo a qual os dados são apresentados. Por exemplo, um protocolo simples poderia especificar que o primeiro *byte* indicasse o endereço de origem e o segundo *byte* indicasse o endereço de destino [...]

A semântica revela qual o significado de cada conjunto ou seção de *bits*. [...] define como um padrão particular será interpretado e que ação será tomada baseada nessa interpretação.

A temporização ou *timing* está ligada a duas características: quando os dados devem ser enviados e quão rápido podemos enviá-los. (FOROUZAN, 2004, p. 46).

Os principais protocolos e comumente utilizados para a comunicação entre equipamentos no setor de distribuição de energia são o Modbus e o DNP3.

##### 2.4.2.1 Protocolo DNP3

O DNP3 é um protocolo de comunicação que possibilita as trocas de informações entre um sistema de controle (supervisório) com outros dispositivos eletrônicos inteligentes, onde o sistema de controle é o dispositivo mestre, enquanto que os IEDs, que podem ser religadores, banco de reguladores, banco de capacitores ou disjuntores, são os dispositivos escravos. A identificação de cada equipamento no

sistema de comunicação é feita por um endereço único de 0 a 65519 (ZIMMER; FRANCO JÚNIOR, 2014).

Por se tratar de um protocolo de comunicações aberto e não-proprietário, o DNP é adaptado para ser utilizado em aplicações altamente seguras, à velocidade e quantidade de dados moderada. É extremamente flexível podendo ser utilizado em diferentes plataformas de *hardware* e implementado sem restrição por qualquer dispositivo eletrônico inteligente comunicante (SCHNEIDER, 2009).

Ainda segundo Schneider (2009), o protocolo DNP3 foi projetado e desenvolvido originalmente para companhias de distribuição de energia elétrica, contudo, atualmente o DNP3 também é utilizado em várias outras aplicações como companhias de água e esgoto, companhias de gás e indústrias petrolíferas.

Considerado uma versão simplificada do modelo OSI, o qual é o modelo padrão de protocolos, o DNP possui apenas três camadas, a camada física, de enlace e aplicação. No entanto, apresenta ainda uma pseudo-camada de transporte, que realiza funções de segmentação e de remontagem de dados para possibilitar a transmissão de mensagens grandes (SCHNEIDER, 2009).

A camada de enlace no protocolo DNP3 administra a comunicação equilibrada, onde a transmissão de dados pode iniciar tanto o dispositivo mestre quanto o dispositivo escravo, desta forma, o dispositivo escravo, dependendo das suas capacidades e configuração, emitir espontaneamente mensagens sem solicitação do dispositivo mestre, informando mestre mudanças de estado de uma informação binária, uma alteração de nível de alguma medição ou acréscimos de um contador, por exemplo (SCHNEIDER, 2009).

### **2.4.3 Modens**

Um modem pode ser descrito basicamente como um equipamento modulador/demodulador, ou seja, o modem é um equipamento utilizado para realizar a comunicação entre dois dispositivos digitais por meio de circuitos analógicos, assim, os modens convertem sinais digitais em sinais analógicos, os transmitem por conexões locais de cabos ou por linhas telefônicas, e ainda convertem os sinais analógicos recebidos em sinais digitais para serem processados pelo dispositivo conectado a ele (BRITES, 2018).

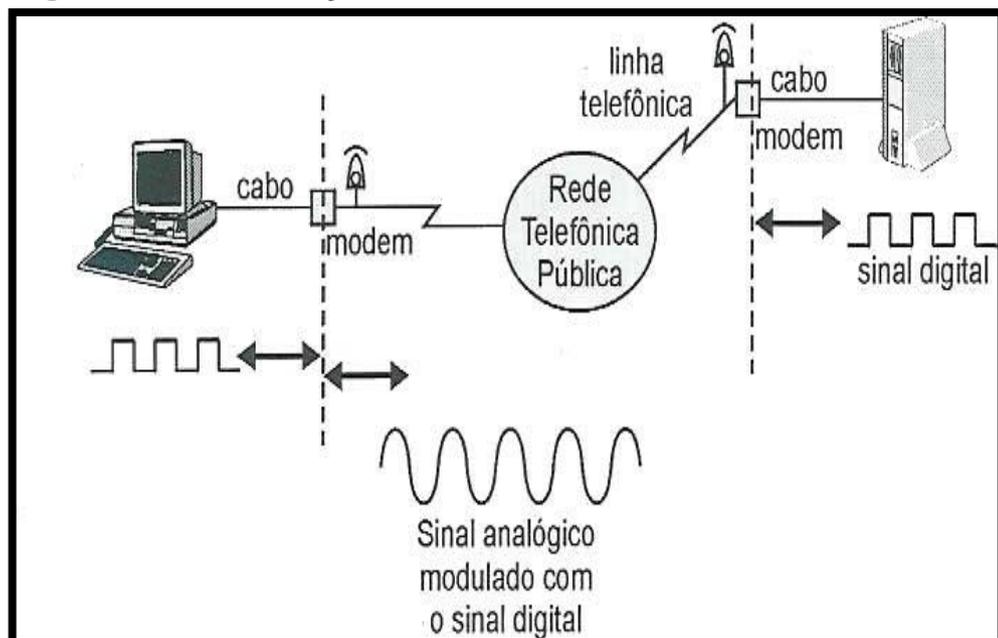
Para Lopes (2017), para a implantação da comunicação em um sistema supervisor se faz necessário um equipamento responsável por realizar a interface de conectividade dos equipamentos de campo com o sistema de supervisão da concessionária de energia elétrica, o modem.

Nos sistemas elétricos de distribuição, a grande maioria dos equipamentos possuem supervisão, e por estarem instalados em pontos distintos, muitas vezes até em regiões rurais, o meio de comunicação padronizado e empregado atualmente em toda a área da concessionária local faz uso de modems comunicando por meio de linhas telefônicas com tecnologia 3G, sendo que o modelo de modem que é utilizado pela distribuidora é o GT – 650E, do fabricante V2COM.

Os relés dos equipamentos em campo fornecem informações digitais numa linguagem binária, ou seja, uma série de zeros e uns, geralmente de 8 bits, os modems, por sua vez, modulam este sinal para um valor analógico e enviam a informação via linhas telefônicas para um servidor, que demodula o sinal, reproduzindo o sinal original e realizando o processamento das informações.

O processo oposto também ocorre, onde o modem demodula os dados analógicos recebidos decorrentes de algum comando para convertê-los novamente em sinais digitais para serem fornecidos ao relé para processar e executar a função desejada (FERNANDES, 2012).

**Figura 6 - Comunicação de Dados com Modem e Rede Telefônica**



O modem GT 650E é alimentado em 24V em tensão contínua, possui capacidade de alocar 2 SimCards de operadoras de telefonia diferentes ou um único chip multioperadora, apresenta bateria interna recarregável e duas portas seriais RS232 para comunicação podendo suportar velocidades de comunicação de 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 14400, 19200, 28800, 38400, 57600, 115200 e 230400 bps (bits/segundo), já quanto a I/O, possui três entradas digitais e uma saída a relé (V2COM, 2018).

A comunicação do modem com o relé de campo se dá por meio da instalação de um cabo de comunicação RS-232, o cabo adotado é denominado de cabo “Y”, pois além da comunicação, possui outro terminal utilizado para parametrização e troca de ajustes instalado numa segunda porta serial existente no relé.

## **2.5 Proteção de redes primárias de distribuição de energia elétrica**

As proteções da rede de distribuição de energia visam proteger os equipamentos que compõem o sistema elétrico em caso de defeito ou distúrbio, além de fornecer segurança para as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com o mesmo (JUNQUEIRA; LEMOS, 2014).

Uma rede de distribuição de energia elétrica está susceptível a diversos tipos de falhas, como descargas atmosféricas, ou então os curtos-circuitos, que são variações extremas de corrente que flui no sistema elétrico, podendo ser proveniente por inúmeros fatores, como a queda de uma árvore em cima das linhas, cabos rompidos, abalroamentos, e até mesmo algum ato de vandalismo (CPFL, 2016).

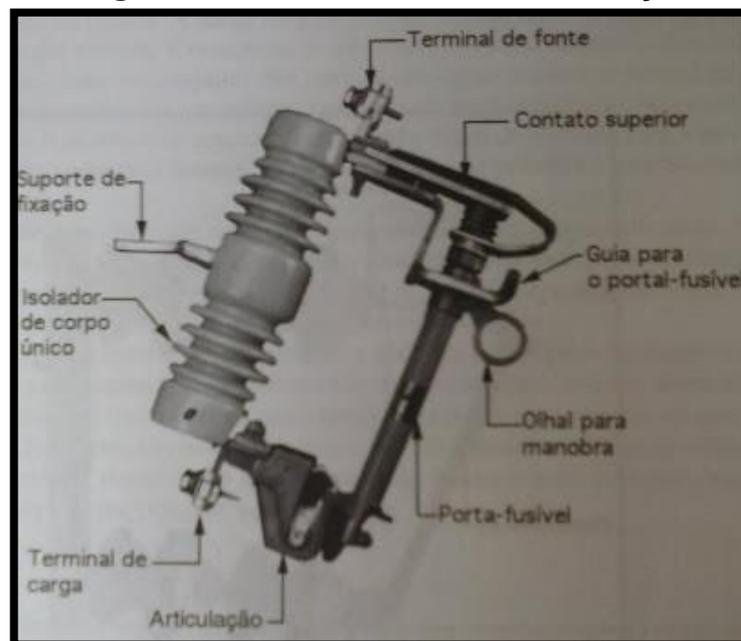
A proteção da rede de distribuição de energia elétrica é essencial à segurança dos equipamentos e da população, e para que um sistema de proteção seja eficaz é necessário que haja o dimensionamento adequado, confiável, rápido, sensível e com coordenação entre a seletividade (CEPEL, 2017).

Conforme definições apresentadas, a principal função de um sistema de proteção é isolar o mais rápido possível todo o sistema elétrico ou equipamento submetido à um curto-circuito ou condição de operação anormal e que venha a operar fora dos limites previstos, para isso utiliza-se equipamentos tais como fusíveis, disjuntores, relés, religadores, entre outros que tem a função de isolar o circuito em que ocorreu uma falha, minimizando o dano causado pela anomalia.

### 2.5.1 Chave fusível e elo fusível

Devido ao baixo custo e desempenho satisfatório para o nível de proteção o qual se deseja, as chaves-fusíveis são os elementos mais utilizados na proteção de rede de distribuição de energia elétrica em zonas urbanas e rurais. O cartucho porta fusível é acoplado à chave, e em seu interior está instalado o elo fusível, que é o elemento de proteção e se rompe em função das suas características tempo x corrente (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

**Figura 7 - Chave Fusível de Distribuição**

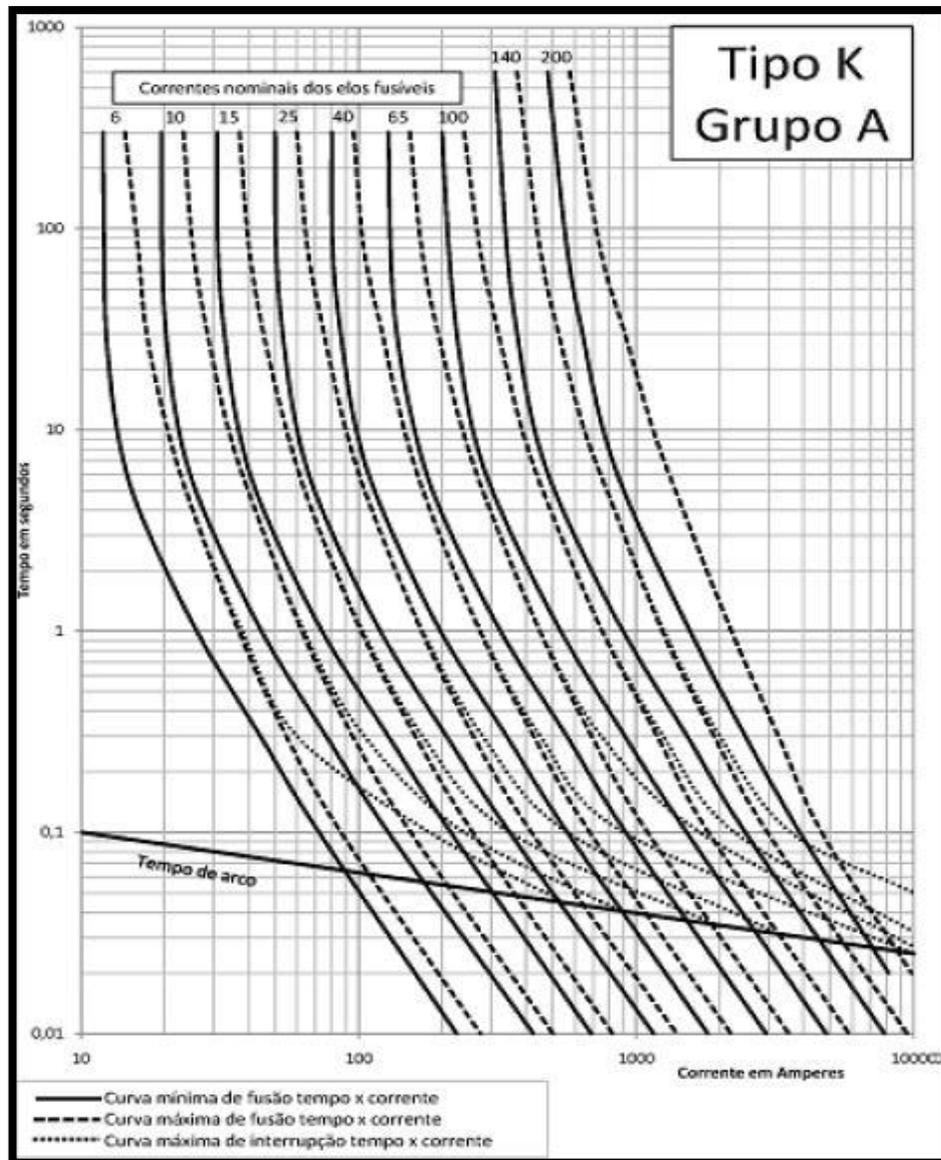


Fonte: MAMEDE FILHO, 2013.

Observa-se na Figura 7 uma chave fusível de distribuição. De acordo com Elektro (2014), normalmente são utilizadas duas classificações para os elos fusíveis, os elos do tipo H e tipo K, onde os fusíveis tipo H são fusíveis de altos surtos e apresentam um tempo de atuação longo, sendo utilizados apenas na proteção de transformadores de distribuição enquanto os elos do tipo K são dispositivos com tempo de atuação rápido, utilizados na proteção de ramais alimentadores de distribuição.

A curva de atuação da corrente em função do tempo dos elos tipo K está representada na Figura 8.

**Figura 8 - Curva Tempo X Corrente para Elos do Tipo K Preferenciais**



Fonte: MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011.

Conforme Mamede e Mamede Filho (2011), os elos fusíveis do tipo K ainda podem ser subdivididos em elos-fusíveis preferenciais e elos-fusíveis não preferenciais, isso indica que só existe coordenação entre elos-fusíveis do mesmo grupo, logo, elos-fusíveis de grupos diferentes não são seletivos, sendo as correntes nominais dos elos-fusíveis preferenciais mais comumente utilizados na distribuição são de 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200A.

Alguns critérios básicos devem ser considerados para o dimensionamento dos elos fusíveis em um sistema de distribuição, deve-se dimensionar o elo fusível de maneira a prever o crescimento da carga em um período aproximado de cinco anos,

também dimensionar o elo fusível para suportar cargas eventualmente transferidas em casos de manobras na rede para manutenções, é necessário ainda que a corrente nominal do elo fusível seja superior ou igual a 150% da corrente máxima da carga prevista no projeto no ponto de instalação da chave fusível e igual ou inferior a 25% da corrente de curto circuito fase-terra mínima que ocorrer no fim do trecho (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

### **2.5.2 Disjuntores**

São equipamentos com capacidade para ligar e desligar circuitos com altas correntes de carga e, também, ligar e desligar circuitos em condições mais severas, ou seja, na ocorrência de curtos-circuitos. Os disjuntores são dispositivos utilizados na proteção de sistemas elétricos e que todo alimentador de distribuição deve conter (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Estes equipamentos são destinados a interromper circuitos sob corrente que alimenta um circuito elétrico sem danificar seus contatos, normalmente os disjuntores usam óleo isolante, ar comprimido ou SF<sub>6</sub> como meio de extinção do arco elétrico durante a abertura do mesmo (ELEKTRO, 2014).

Apresenta-se na Figura 9 um disjuntor de média tensão com extinção de arco elétrico com gás SF<sub>6</sub>, o qual, conforme D'Ajuz (1985, p. 191) "é um gás incombustível, incolor, inodoro, quimicamente estável e inerte até cerca de 500°C", ou seja, este gás não reage com outra substância qualquer na temperatura ambiente.

O gás SF<sub>6</sub> possui uma constante dielétrica 2,5 vezes maior que a do ar quando submetido à pressão atmosférica normal, e é comumente utilizado como um gás isolante em subestações, em transformadores e como um isolador e extintor de arco elétrico em disjuntores para aplicações de alta e média tensão (D'AJUZ, 1985).

**Figura 9 - Disjuntor de MT com Extinção de Arco Elétrico com Gás SF6**



Fonte: Disponível em: <<https://new.abb.com>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

### **2.5.3 Relés de proteção**

Os relés são dispositivos de proteção mais complexos que a chave-fusível e o disjuntor, podendo proteger a carga ou o circuito de diversas anomalias, por exemplo, sobrecarga, sobretensão, subtensão, curto-circuito, etc. (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

De uma forma geral, segundo Elektro (2014), relés de proteção são dispositivos usados para interromper a corrente em caso de alguma anormalidade no referido circuito e/ou equipamentos envolvidos, nesse caso, atuam sobre os disjuntores, desligando os mesmos.

Existem variados tipos de relés com características técnicas individuais de acordo com o fabricante, mas todos tem a função de proteger o sistema contra faltas dentro dos limites estabelecidos pelos esquemas de coordenação e proteção, os relés mais utilizados são os relés de sobrecorrente, direcional, sobretensão, subtensão, direcional de potência, de distância, diferencial e de religamento, sendo que a proteção em alimentadores é feita basicamente por relés de sobrecorrente não direcionais (CEPEL, 2017).

Os relés digitais são os mais utilizados hoje em dia devido à sua eficácia e autonomia por ser dotado de microcontroladores, podendo ser usado para proteção principal ou de retaguarda, ele incorpora todas as funções descritas anteriormente, e

muitas outras, como por exemplo frequência, religamento automático, tensão, etc, podendo ainda realizar tarefas como medições elétricas, controle, sinalização, funções de comunicação, entre outras (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Basicamente todos os relés de sobrecorrente têm as funções de elemento instantâneo (50), usado para a proteção contra curtos-circuitos, e elemento temporizado (51), usado para proteção contra curtos-circuitos e sobrecargas (CPFL, 2016).

Onde:

- Sobrecorrente temporizado de fase (51F) - Atua para sobrecargas no alimentador. Serve de retaguarda do relé 50 (falha do mesmo);
- Sobrecorrente temporizado de neutro (51N) - Atua para desequilíbrio de corrente entre fases ou curto circuito a terra;
- Sobrecorrente instantâneo de fase (50F) - Atua para curto-circuito entre fases;
- Sobrecorrente instantâneo de neutro (50N) - Atua para curto-circuito entre fase e terra.

Relé de Religamento Automático (79), embora não seja um relé de proteção, o relé de religamento automático é de suma importância para a diminuição dos tempos em que um alimentador (ou linha de transmissão), permanece desligado, por atuação da proteção, nos casos de falhas transitórias, as quais representam mais de 80% do total (CPFL, 2016).

Ao ocorrer uma falha ao longo de um alimentador, sua proteção opera e, ao mesmo tempo em que envia um sinal para abertura do disjuntor, envia também um sinal para o relé de religamento, que conta um tempo e envia um sinal para o fechamento do disjuntor, geralmente são ajustados para três religamentos automáticos e partem por atuação dos relés indicativos de defeitos (relés 50ABC, 50N e 51N).

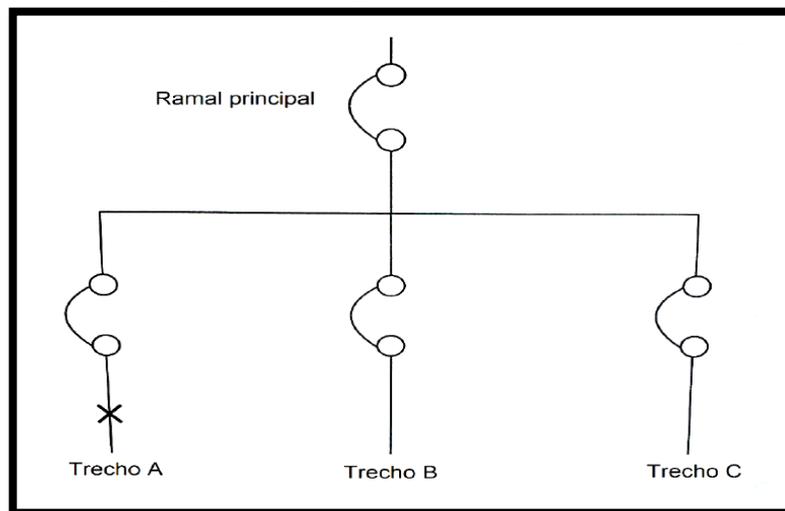
#### **2.5.4 Seletividade**

Seletividade pode ser definida como a capacidade de um dispositivo de proteção atuar antes do dispositivo de retaguarda, independente da origem da falta ocorrida ser de natureza provisória ou permanente (CPFL, 2016).

A seletividade é uma técnica empregada no estudo de proteção e coordenação, na qual somente o elemento de proteção, mais próximo de onde ocorreu a falha, acione, desacoplando o sistema elétrico defeituoso (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Analisando a Figura 10, observa-se um diagrama contendo um exemplo simples de operação de um sistema seletivo. Percebe-se que na ocorrência de uma falha ou anomalia no trecho A, a seletividade de proteção deverá isolar somente esta parte do circuito, mantendo os trechos B e C energizados.

**Figura 10 - Diagrama de Seletividade**



Fonte: BARROS; GEDRA, 2009.

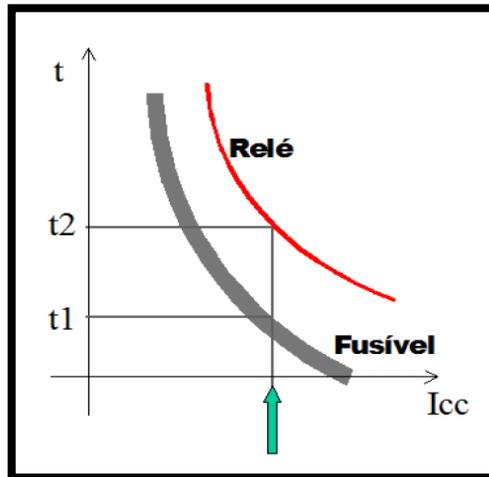
O estudo da seletividade para proteção de um determinado circuito de distribuição é realizado através das curvas características do tempo em função da corrente dos equipamentos que compõem esse sistema.

A Figura 11 apresenta um exemplo de curvas de proteção, sendo que nesse caso, a curva do fusível é mais sensível que o relé, desta forma, na ocorrência de uma falta no sistema de distribuição, que contenha esses equipamentos instalados, o fusível atuará mais rápido e antes do relé (BARROS; GEDRA, 2009).

Em religadores e relés é possível definir conjuntos de curvas para pontos específicos de acordo com a instalação dos equipamentos, ou seja, as curvas de atuação e a sequência de operação recomendável para as mesmas a fim de manter a coordenação entre os dispositivos de proteção podem ser configuradas, dessa

forma, podem ser selecionadas duas operações com curvas rápidas e duas operações lentas por exemplo.

**Figura 11 - Curva de Proteção de um Fusível e um Relé**



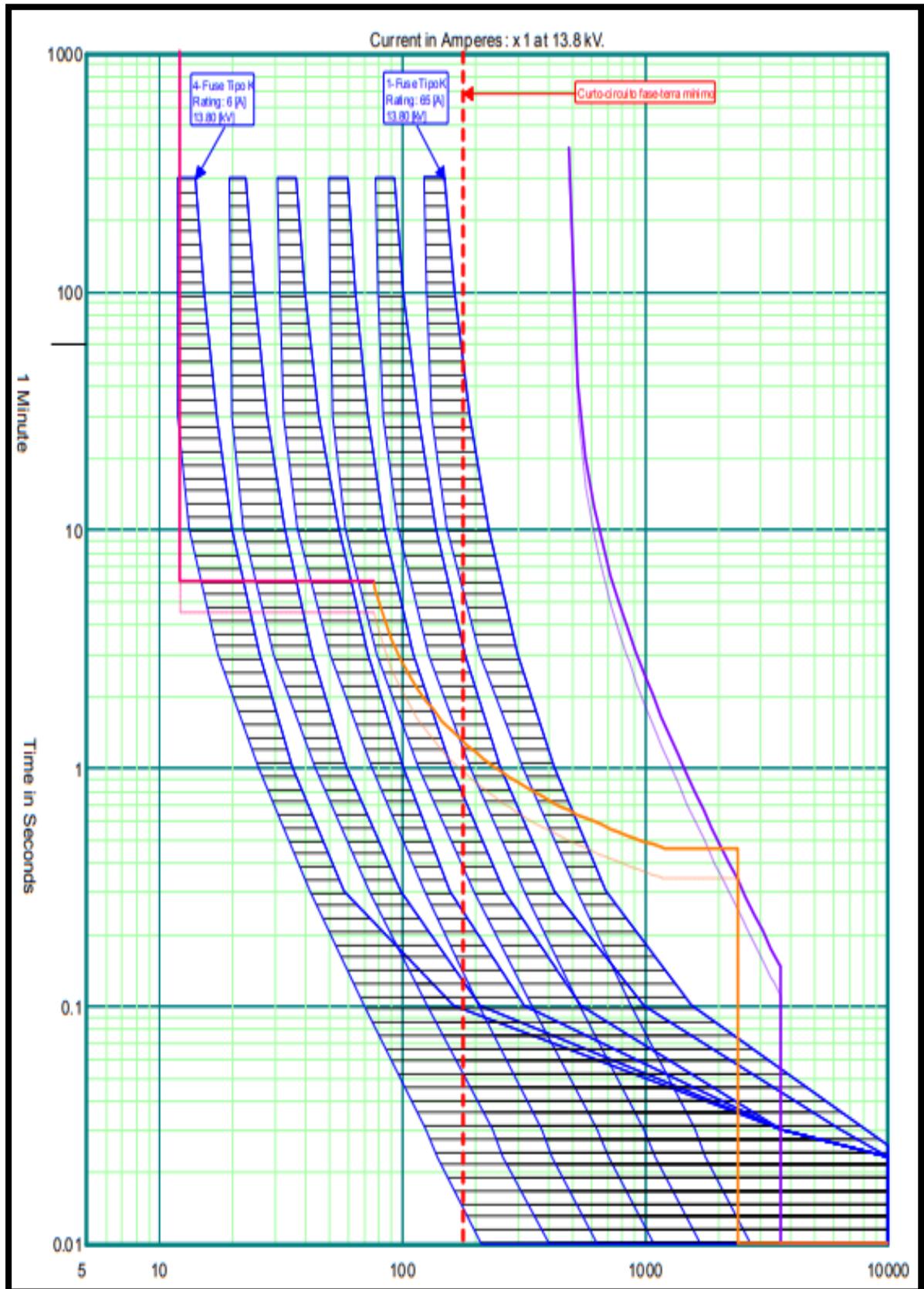
Fonte: MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011.

Em situações anormais, como épocas chuvosas com temporais ou grande quantidade de descargas atmosféricas é sugestivo ajustar a sequência com uma curva de operação rápida e três operações lentas, é possível alterar o grupo de proteção de relé, desde que cada grupo já esteja salvo com os devidos parâmetros desejados no equipamento (CEMIG, 2017).

Conforme o CPFL (2016), a condição desejada em que dois ou mais equipamentos destinados à proteção operem numa determinada sequência previamente definida, na ocorrência de alguma falta ou anomalia no sistema, é denominada de coordenação da proteção.

Devido à grande quantidade de equipamentos de proteção encontram-se instalados no decorrer do circuito primário de uma rede de distribuição, é necessário o emprego da coordenação com o intuito de evitar que determinados trechos sejam desenergizados desnecessariamente, assim, a coordenação tem por objetivo fazer com que a menor parte da rede afetada, fique desativada, e evitar que os equipamentos de proteção, que não possuem religamento automático acionem na ocorrência de faltas transitórias (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Figura 12 - Coordenação entre Relé e Elo Fusível



Fonte: CPFL, 2016.

O estudo da coordenação é realizado através da superposição das curvas características tempo x corrente, tendo como objetivo definir o tempo mais adequado de ação de cada equipamento (CPFL, 2016).

A Figura 12 apresenta um exemplo de coordenação e seletividade entre um relé e elos fusíveis, sendo que as linhas tracejadas, mas de mesma cor abaixo das curvas dos relés representam 75% do tempo de atuação, e o cruzamento dessas curvas com as curvas de tempo máximo de interrupção dos elos fusíveis indica qual corrente mínima para a qual a seletividade está garantida (CPFL, 2016).

Fica evidente a necessidade da coordenação da proteção nos sistemas elétricos de distribuição, fazendo com que as proteções atuem em tempo e sequência corretas, evitando que um equipamento a montante atue antes que o dispositivo que deveria atuar na ocorrência de alguma falta ou defeito na rede, por algum problema transitório ou permanente.

### **2.5.5 Ajustes de proteção em equipamentos**

No planejamento de um sistema de distribuição de energia elétrica, uma das mais importantes informações é o valor da corrente de curto circuito, que circula em diversos pontos da rede, as quais auxiliam no dimensionamento e calibração dos equipamentos de proteção instalados na rede de distribuição, como chaves com elos fusíveis, disjuntores, relés e religadores (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Quanto aos ajustes de proteção, todos eles, tanto dos relés da subestação quanto de religadores ou chaves fusíveis, são baseados no GED 2912 da concessionária de fornecimento de energia local, que se refere à proteção das redes aéreas de distribuição, sendo que os ajustes de religadores são confeccionados a partir do item 9.4.2 desta normativa com a utilização de planilhas e softwares específicos, apenas o ajuste da proteção de terra não é sensibilizado tanto quanto indica esta norma em razão da presença de muitas cargas monofásicas na média tensão (monobuchas), que podem fazer com que essa proteção atue indevidamente.

A coordenação entre os equipamentos é explicada no item 10 desta mesma norma, enquanto que os cálculos de curto-circuito são realizados de forma automática através de softwares, considerando equivalente *thevenin* dos sistemas supridores e impedâncias dos cabos das redes.

O tempo de referência para estudo de coordenação e seletividade entre equipamentos é de que o equipamento a montante tenha, no mínimo, 300 ms de intervalo de tempo para operar em relação ao equipamento a jusante, garantindo-se assim que o equipamento “filho” opere, sem que atue indevidamente o “pai” para a mesma falta, defeito ou curto circuito.

Periodicamente o Operador do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país e atua sob a fiscalização e regulação da ANEEL, envia uma rede de curtos-circuitos de todo o sistema.

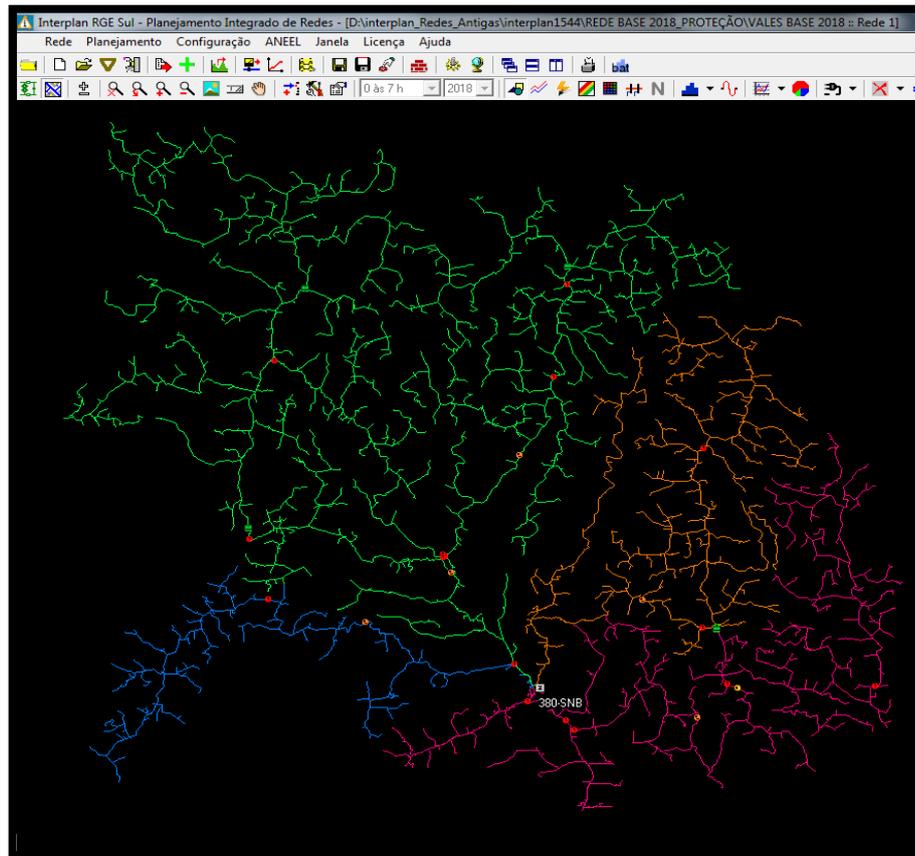
A partir dessa rede de dados e informações fornecidas pela ONS, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), empresa pertencente ao Grupo CEEE e concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul, modela o seu sistema e na sequência envia a sua rede de curto-circuito, por se tratar do principal supridor para as redes da RGE.

Com base na rede CEEE-GT é modelado o sistema de transmissão e subestações da RGE, e a partir daí são realizados os estudos para ajustes de proteção de usinas, linhas de transmissão (LTs), subestações (SEs), circuitos alimentadores (ALs) e religadores.

Estas informações são carregadas no Interplan, software utilizado para estudos de distribuição, onde são modelados os alimentadores e obtidos os parâmetros dos ajustes de proteção inseridos no sistema.

A Figura 13 apresenta a rede de distribuição de média tensão da subestação Sinimbu modelada no Interplan, com uma cor diferente para cada circuito alimentador, nesse software são realizados estudos de fluxo de potência para o planejamento de investimentos na rede em médio prazo e também para operação em tempo real, sendo que além disso o programa possui ainda uma ferramenta para cálculo de curto-circuito, utilizada para os estudos de dimensionamento de elos fusíveis de chaves de ramais de derivações de MT.

**Figura 13 - Rede de Distribuição de Média Tensão da SE de Sinimbu**



Fonte: Software Interplan, 2019.

Uma vez modelados e simulados os ajustes de proteção para os circuitos, os mesmos são adaptados para o software específico de cada fabricante para implementação nos dispositivos de proteção em campo, os equipamentos podem ter diferentes grupos de ajustes, os quais podem ser selecionados em situações ou demandas específicas.

## 2.6 Reconfiguração de redes elétricas de distribuição

Reconfiguração pode ser definido como a alteração da configuração das redes de distribuição em regime normal de operação ou na ocorrência de alguma falta através do procedimento de manobras na rede com objetivo de reduzir perdas (BARBOSA, 2012).

“A operação de chaves NA e NF permite modificar o fluxo de potência nos sistemas de distribuição, através da alteração de sua configuração, possibilitando a transferência de cargas entre alimentadores adjacentes.” (NOGUEIRA, 2016, p. 24).

A distribuição de energia elétrica em redes aéreas normalmente é projetada de forma radial, com a instalação de equipamentos de seccionamento tais como chaves seccionadoras, chaves fusíveis ou religadores automáticos em pontos estratégicos em termos de operação, manutenção e proteção, permitindo com que segmentos do circuito que apresentem uma falha sejam detectados e isolados, enquanto que o restante dos consumidores não sejam atingidos ou transferidos a outro circuito (FONSECA, 2016).

A reconfiguração de redes quando o sistema é afetado por alguma falta que gera a interrupção total ou parcial de cargas deve seguir alguns princípios, tais como restaurar a maior quantidade de cargas possível sem violar quaisquer tipos de restrições operacionais, verificação e validação de sequência possível de operações que podem ser realizadas com segurança para alcançar a configuração final bem como garantir o balanceamento de cargas (NOGUEIRA, 2016).

Ainda de acordo com Nogueira (2016), estas manobras de reconfiguração necessitam ser executadas no menor tempo possível e manter a estrutura radial da rede com o objetivo facilitar a localização de falhas, isolamento e coordenação dos dispositivos de proteção

Segundo Pfitscher (2013), a reconfiguração de uma rede de distribuição é considerada um problema de otimização no qual se busca, entre as várias soluções (topologias) possíveis, aquela que leva ao melhor desempenho, considerando o objetivo final da reconfiguração e observando-se as restrições da rede.

Um dos fatores que aumenta a complexidade do problema é o elevado número de dispositivos de chaveamento existentes em uma rede de distribuição real, o que gera uma grande quantidade de possibilidades diferentes de configurações a serem analisadas, em todos os casos, a reconfiguração se caracteriza pela abertura ou fechamento de equipamentos de manobra instalados ao longo da rede (PFITSCHER, 2013).

A reconfiguração de um sistema de distribuição, conforme Pfitscher (2013), ocorre em três situações distintas:

a) Casos de contingências, quando a topologia da rede muda para isolar faltas e restabelecer a energia para os consumidores afetados que não se encontram na região com defeito;

b) Casos de manutenção programada, quando a topologia muda para isolar uma determinada região que precisa ser desligada e transferir parte dos consumidores para outra rede;

c) Condições normais de operação, quando a topologia muda para melhorar parâmetros de desempenho da rede, como carregamento de alimentadores e níveis de tensão, por exemplo.

A análise do fluxo de potência é essencial e deve ser verificada na metodologia de recomposição automática da rede, com o objetivo de assegurar a viabilidade técnica da transferência de carga, para isso, consideram-se as cargas antes da ocorrência de uma falta e uma simulação do fluxo resultante no circuito após a reconfiguração (PRAMIO, 2014).

## **2.7 Smart Grid**

Difundido pela necessidade de avanços tecnológicos e melhoria da infraestrutura do sistema elétrico, tornando-o mais robusto, rápido e seguro e ainda capaz de se adaptar a eventos inesperados, iniciaram-se vários estudos na área do setor elétrico, e, desde o início do século XXI, um novo conceito de Redes Elétricas Inteligentes passou a ser abordado, o qual pode ser definido como um sistema que faz uso de ferramentas tecnológicas para controlar, monitorar e gerenciar de forma eficiente todo o sistema de potência, utilizando técnicas de automação (NOGUEIRA, 2016).

O segmento da distribuição de energia possui a maior malha de circuitos que proporcionam o atendimento aos consumidores finais, além de realizar a interface entre o sistema de transmissão e a geração distribuída, o que permite a estruturação de uma integração plena entre as subestações, redes elétricas de média e baixa tensão, equipamentos elétricos da rede como transformadores, reguladores de tensão, banco de capacitores, chaves, religadores, medidores, relés de proteção além dos centros de operação e controle (VAZ, 2017).

A automação de processos é fundamental no mundo contemporâneo, e conforme Pramio (2014, p. 12), “o conceito de redes elétricas inteligentes é a utilização de sensores de monitoramento, de automação desde a geração de energia até o consumo, visando otimizar a operação e utilização do sistema elétricos”.

Para adicionar inteligência a um sistema de elétrico, é necessário ter processadores independentes em cada componente do sistema, os quais precisam apresentar sistemas operacionais capazes de atuar como agentes independentes e comunicar-se e cooperar com os demais, formando uma extensa plataforma de computação distribuída, onde cada agente deve estar conectado de modo que possa avaliar suas próprias condições de funcionamento e comunica-los entre si através de links de comunicação (LAMBIASE, 2012).

Alguns autores imprimem a percepção de que as redes inteligentes são basicamente uma melhoria lenta e gradual do que já existe, promovendo diminuição de custos, facilidade de operação, maior confiabilidade do sistema e bem-estar social.

“*Smart Grid*” ou rede inteligente, em termos gerais é a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada. Especificamente, envolve a instalação de sensores nas linhas da rede de energia elétrica, o estabelecimento de um sistema de comunicação confiável em duas vias com ampla cobertura com os diversos dispositivos e automação dos ativos. Esses sensores são embutidos com chips que detectam informações sobre a operação e desempenho da rede – parâmetros, tais como tensão e corrente. Os sensores, então, analisam essas informações para determinar o que é significativo – por exemplo, está com tensão muito alta ou muito baixa. (LUIZ, 2010 apud LAMBIASE, 2012, p. 18).

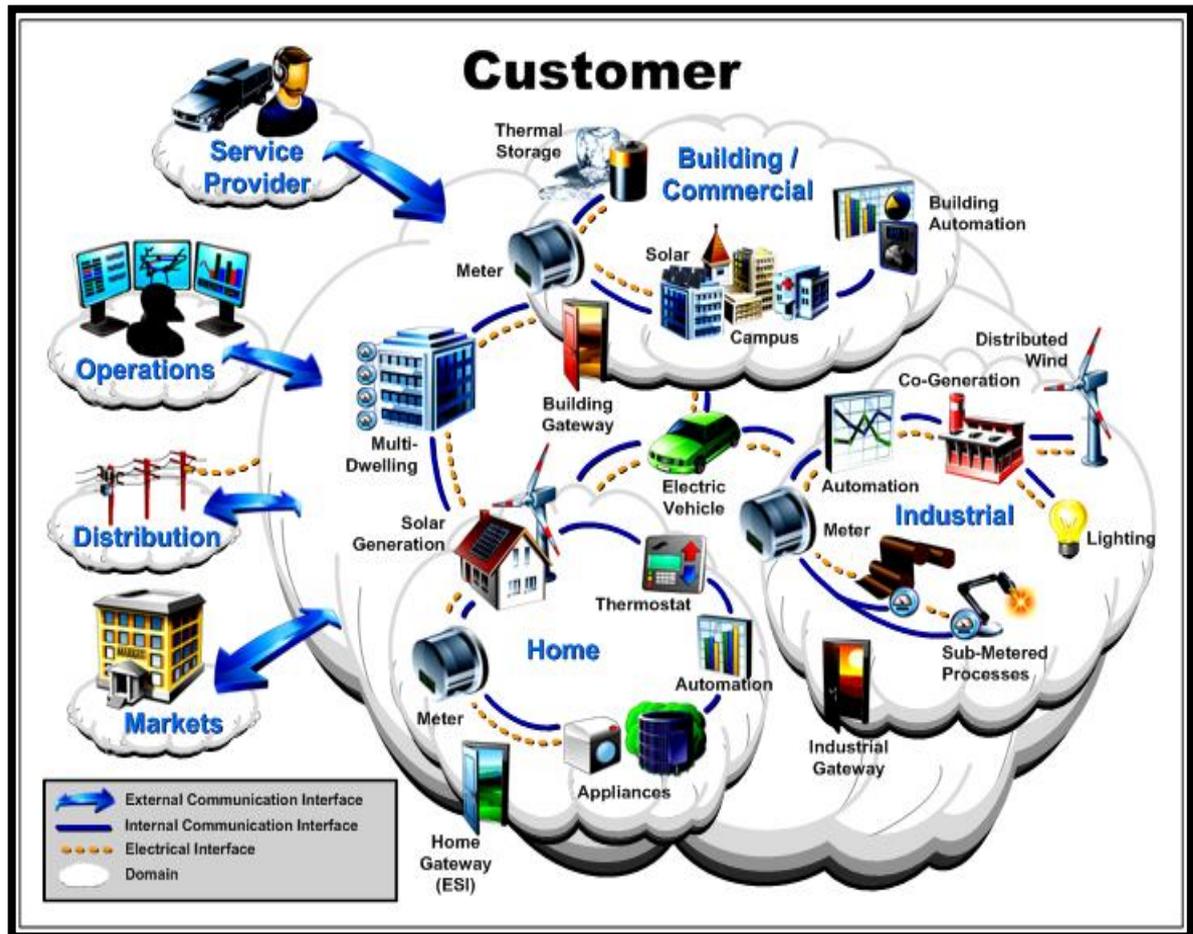
De acordo com Fonseca (2017), o emprego dos conceitos de *Smart Grid* na infraestrutura do sistema elétrico irá proporcionar um aumento da confiabilidade do sistema e diminuição dos custos aos clientes, permitindo o acesso dos consumidores a dados importantes como consumo próprio, estimativa de consumo e outros parâmetros de forma *on-line* em tempo real, e ainda possibilitará que os consumidores possam escolher qual a fonte de suprimento (concessionária) além de integrar diferentes fontes de geração de energia (tradicionais e renováveis).

A introdução do conceito de *Smart Grid* produzirá uma convergência acentuada entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. Esta última funcionará como uma Internet de Equipamentos, interligando os chamados IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) e trocando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica. (FALCÃO, 2010, p. 15).

A Figura 14 ilustra a forma que uma rede de telecomunicações interliga todos os agentes do sistema elétrico, e exemplifica as mais variadas funcionalidades de

redes inteligentes que podem ser implementadas nos sistemas físicos reais, revolucionando o setor elétrico, proporcionando aumento da praticidade e interação dos elementos físicos e sistemáticos vinculados a rede.

Figura 14 - Interações das *Smart Grids*



Fonte: Disponível em: <<https://www.intechopen.com>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

## 2.8 Sistema *Self-Healing*

Com um setor cada vez mais competitivo e regulamentado, estão aumentando os investimentos por parte das concessionárias de energia na automação da rede de distribuição, o que surge como um recurso eficaz e fundamental para diminuir o tempo de descontinuidade de fornecimento de energia elétrica, bem como reduzir os custos operacionais de manutenção (PRAMIO, 2014).

A implantação da funcionalidade *Self-Healing* é extremamente dependente da automação de equipamentos, uma vez que trata-se de um sistema que recebe as informações em tempo real de sensores instalados nas redes de distribuição, e é

capaz de detectar e analisar as informações, isolando trechos defeituosos na ocorrência de uma falta, reconfigurando a rede de energia elétrica de forma automática sem a necessidade da ação de operadores (NOGUEIRA, 2016).

Segundo Fonseca (2017), com a implantação da técnica de *Self-Healing*, na ocorrência de alguma falta no circuito devido à um defeito de uma linha, transformador ou outro elemento que compõe o sistema, ou ainda devida à necessidade de transferência de carga entre alimentadores, a rede deve ser capaz de reconfigurar-se automaticamente.

Nogueira (2016, p. 40) define a técnica de recomposição *Self-Healing* como “um sistema autorrecuperável deve ser capaz de minimizar o número de clientes desligados em decorrência de um distúrbio, no menor tempo possível e com pouca ou nenhuma intervenção humana”.

A autorrecuperação pode ser entendida como um processo de restauração de redes de forma automática, com tempo suficientemente reduzido de processamento e execução de manobras, visando a recuperação de cargas desligadas após a ocorrência de falhas no SD que provoquem a operação de um ou mais dispositivos de proteção (NOGUEIRA, 2016, p. 40).

O sistema *Self-Healing* deve retornar planos de manobras contendo configurações admissíveis de operação para o isolamento do trecho do circuito com defeito, e reconfigurar automaticamente a rede de forma a restabelecer o fornecimento de energia para uma parte das cargas afetadas, considerando restrições de operação e carregamento dos componentes da rede a fim de garantir a integridade do sistema, qualidade da energia e avaliar a nova coordenação da proteção do sistema após transferência de carga (JUNQUEIRA; LEMOS, 2014).

Os investimentos com automação nas redes de distribuição acarretaram na inserção de inteligência nos equipamentos de proteção e manobra da rede, contribuindo para a formação de sistemas inteligentes capazes de auxiliar os operadores do sistema na tomada de decisão ou até operar de modo automático (PRAMIO, 2014).

Ainda conforme Pramio (2014), o sistema deve ser capaz de identificar e localizar a falta antes de iniciar um processo de recomposição, determinando qual o trecho do circuito que está com defeito e qual poderá ser restabelecido.

Os dispositivos eletrônicos instalados na rede de distribuição têm a função de abastecer o banco de dados do sistema, com informações do status dos

equipamentos em campo, valores reais da tensão e corrente, bem como indicação das correntes de curto-circuito e alguns outros alarmes configurados, além de possibilitar o comando remoto, para tal, é fundamental uma alta disponibilidade e confiabilidade no sistema de comunicação implementado (PRAMIO, 2014).

Os dispositivos eletrônicos inteligentes, conhecidos como IED (*intelligent electronic devices*) aplicados na rede de distribuição, como novos religadores, chaves motorizadas, unidade terminal remota e dispositivos de controle são fundamentais para a criação dos chamados *self-healing systems*, ou sistemas de autorecuperação (FALCÃO, 2010, p. 16).

Pramio (2014, p. 37) refere-se ainda a confiabilidade do sistema elétrico dizendo que “com a utilização de sistemas de operação SCADA cada vez mais sofisticados e utilização de equipamentos microprocessados, a operação do sistema de distribuição de energia torna-se mais robusta e confiável”.

Os pontos de manobra nos sistemas de *Self-Healing* podem ser subdivididos em elementos *Grid* e *Tie*, onde os elementos do tipo *Grid* estão no estado NF e se encontram no caminho do alimentador ou nas saídas das subestações, enquanto que os elementos do tipo *Tie* se encontram no estado NA e estão instalados na conexão entre dois circuitos distintos, não obrigatoriamente da mesma subestação, sendo que na aplicação dessa funcionalidade, é necessário, no mínimo o fechamento de um elemento *Tie* e abertura de um elemento *Grid* (VAZ, 2017).

Segundo Vaz (2017), a implementação do sistema *Self-Healing* pode ser feita de três tipos de arquiteturas de controle, podendo ser centralizado, semi-centralizado e distribuído.

A Figura 15 apresenta uma tabela comparando os três tipos de arquitetura de implementação dos sistemas *Self-Healing*, já a definição dessas arquiteturas de controle é definida por Vaz (2017, p. 46):

*Self-Healing* Distribuído: nesse caso, a lógica de recomposição é alocada nos controladores dos religadores espalhados pela rede de distribuição;  
*Self-Healing* Semi-centralizado: a lógica de recomposição do sistema elétrico fica alocada no servidor de *Self-Healing*, que pode ser instalado na subestação de energia da região;  
*Self-Healing* Centralizado: sistema que reside no Centro de Controle regional da empresa de distribuição de energia elétrica.

A principal diferença está na forma de implantação da lógica, no sistema centralizado a lógica se encontra centrada no centro de operação em sistemas de

controle e supervisão do tipo SCADA, enquanto que nos sistemas distribuídos, a lógica de inteligência se encontra disseminada e espalhada pela rede através dos equipamentos telecomandados (VAZ, 2017).

**Figura 15 - Arquiteturas de Controle de Sistemas *Self-Healing***

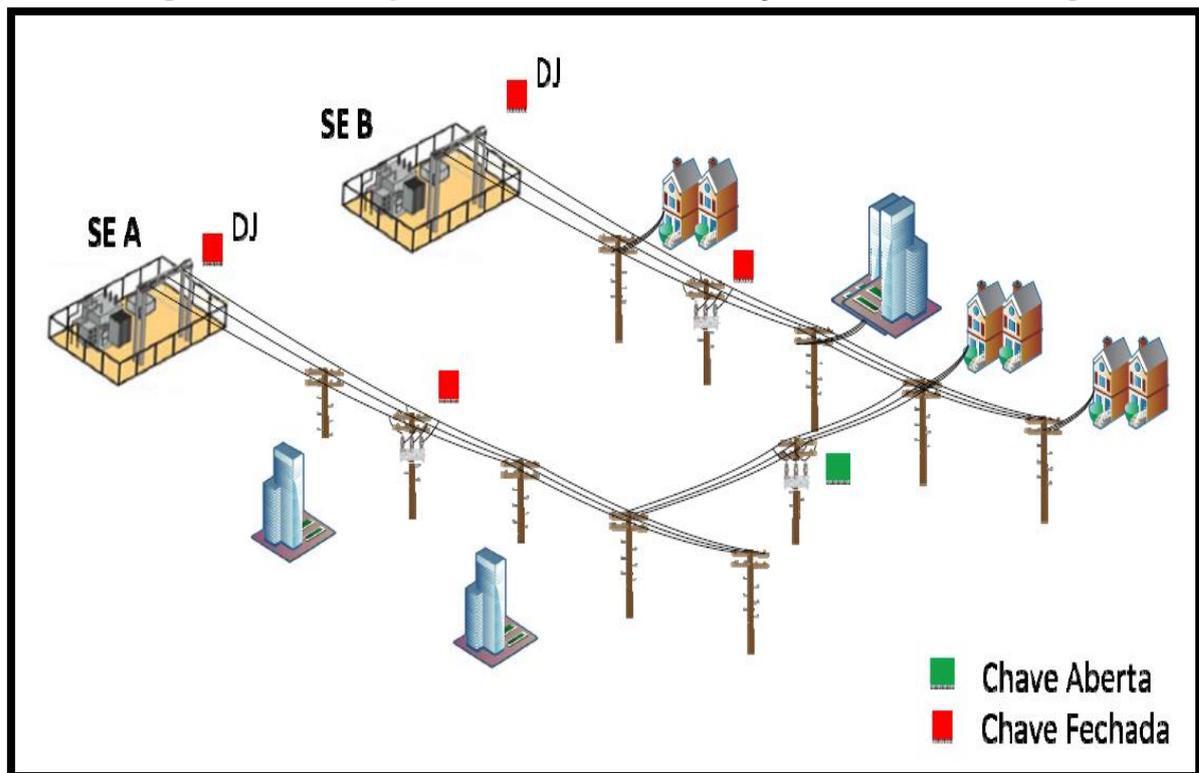
	Self-Healing Distribuído	Self-Healing Semi Centralizado	Self-Healing Centralizado
Princípio de Funcionamento	A lógica de recomposição é alocada nos controladores dos religadores espalhados pela rede de distribuição	A lógica de recomposição do sistema elétrico fica alocada no servidor de <i>Self-Healing</i> , que pode ser instalado na subestação de energia da região	O sistema reside no Centro de Controle regional da empresa de distribuição elétrica
Tempo de reconfiguração da Rede Aérea de Distribuição	Inferior a 10 segundos (depende do meio de comunicação)	Inferior a 1 minuto	Inferior a 3 minutos (depende do meio de comunicação)
Pode ser implementado usando o controlador padrão do religador – Base instalada?	Normalmente não, é necessário um IED que tenha IEC-61850 com mensagens GOOSE	Sim, desde que controlador do religador se comunique via protocolo aberto (e.x. DNP 3.0)	Sim, desde que controlador do religador se comunique via protocolo aberto (e.x. DNP 3.0)
Característica do Sistema de Telecomunicações	Exige um sistema de comunicação que permita a troca de dados entre os controladores dos religadores	Requer uma infraestrutura de telecomunicação mais simples do que o SelfHealing distribuído, pois não há necessidade de troca de telegramas entre os controladores dos religadores	Requer uma infraestrutura de telecomunicação mais simples do que o SelfHealing distribuído, pois não há necessidade de troca de telegramas entre os controladores dos religadores
Sistemas de Telecomunicação aptos a trafegar os dados	WiMax, Fibra Óptica, RF MESH	GPRS, 3G, WiMax, Fibra Óptica, RF MESH	GPRS, 3G, WiMax, Fibra Óptica, RF MESH
Exige um sistema de telecomunicações robusto entre a Subestação e o Centro de Controle Central?	Não	Não	Sim
Pode operar como Gateway do sistema de automação da Subestação na região do <i>Self-Healing</i> ?	Não	Sim	Não
Custo de Implementação (comparativamente entre as opções)	\$\$	\$	\$\$

Fonte: VAZ, 2017.

### 2.8.1 Como funciona o *Self-Healing*

A aplicação de um sistema com *Self-Healing* pode ser observada analisando o exemplo de rede de distribuição apresentado na Figura 16, com dois circuitos distintos provenientes de subestações diferentes interligados por um religador NA e com um religador de proteção NF em cada circuito (SIMÕES; TOLEDO, 2017).

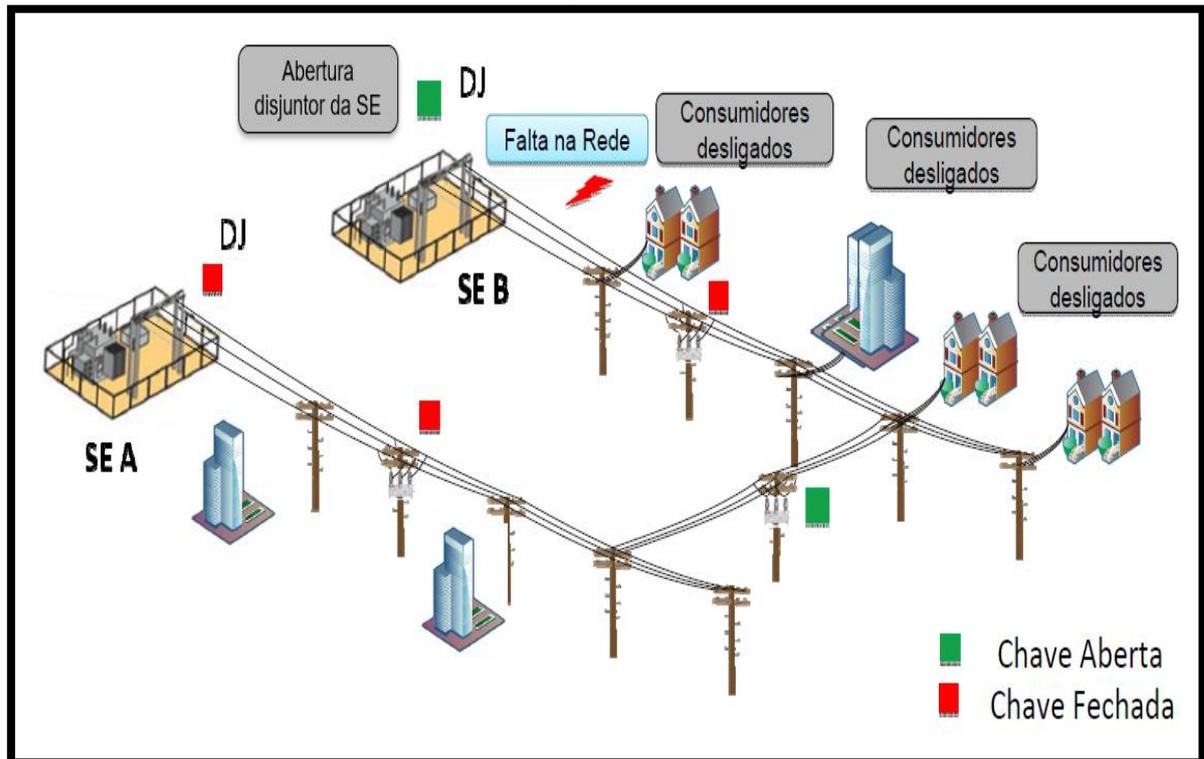
**Figura 16 - Exemplo de Rede de Distribuição com *Self-Healing***



Fonte: SIMÕES; TOLEDO, 2017.

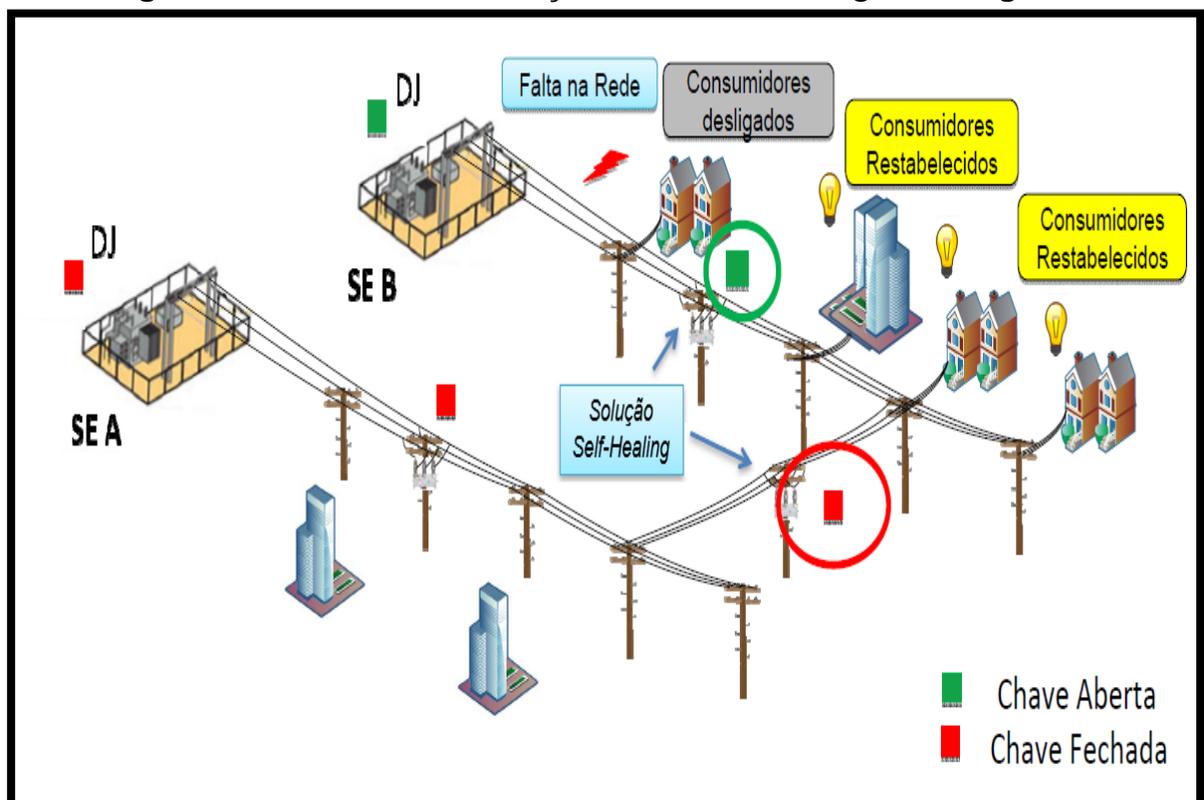
Na ocorrência de um defeito na rede, o equipamento de proteção atua (abre) interrompendo o fornecimento de todos os consumidores localizados após esse dispositivo de proteção, no caso em análise, com um defeito permanente logo na saída do alimentador de distribuição, todos os consumidores do circuito são afetados devido à abertura do disjuntor da saída da subestação B após as tentativas de religamento, conforme apresentado na Figura 17 (SIMÕES; TOLEDO, 2017).

Figura 17 - Rede de Distribuição com *Self-Healing* com Defeito



Fonte: SIMÕES; TOLEDO, 2017.

Figura 18 - Rede de Distribuição com *Self-Healing* Reconfigurada



Fonte: SIMÕES; TOLEDO, 2017.

Após a atuação do disjuntor da subestação B, o sistema *Self-Healing* detecta a presença da falta permanente e inicia a programação de reconfiguração da rede, inicialmente isolando ao máximo a área afetada com a abertura do equipamento mais próximo após o local do defeito, no exemplo do religador NF, e, após análise do fluxo de potência, restabelece o fornecimento dos clientes fora da área isolada por meio de outro circuito através do fechamento do religador NA, como pode ser observado na Figura 18 (SIMÕES; TOLEDO, 2017).

O sistema *Self-Healing* deve encontrar uma solução que respeite todos os limites de operação do circuito, como níveis de tensão, capacidade de chaves a cabos, seletividade, transformadores da subestação, fluxo de potência e, ainda, deve considerar outros fatores, como adequação dos ajustes de proteção dos equipamentos após a reconfiguração da rede (LÓPEZ; RIDER, 2017).

Essa funcionalidade necessita ainda verificar previamente o estado dos equipamentos bem como impeditivos, tais como dispositivos em modo local, estado de bloqueio, manutenção, em teste, desabilitado, restrições de operação e carga, e principalmente a existência e o perfeito funcionamento do sistema de comunicação e telecomando (LÓPEZ; RIDER, 2017).

Apesar de ser uma ideologia básica e um conceito muito simples de ser interpretado, a implementação do sistema *Self-Healing* nas redes de distribuição de energia pode ser dificultada por limitações estruturais na rede e até devido à incompatibilidade de alguns *hardwares* mais antigos com a quantidade e confiabilidade das informações fornecidas para alimentar o banco de dados e o sistema de recomposição automática em caso de alguma falta.

Além disso, a confiabilidade do sistema de comunicações empregado é fundamental para o funcionamento adequado do sistema *Self-Healing*, uma vez que com a utilização da arquitetura centralizada, a tomada de decisão parte do sistema de supervisão e necessita ser repassada aos dispositivos de campo (IEDs) remotamente via modem, sinal de satélite, rádio frequência ou, preferencialmente, por rede de fibra óptica (VAZ, 2017).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia proposta consiste em realizar uma pesquisa bibliográfica em meios virtuais e físicos, com informações contidas em livros, trabalhos acadêmicos, artigos da área e seminários, com o objetivo de analisar o aspecto regulatório e a configuração das redes elétricas, bem como os dispositivos nela contidos, relacionando os mesmos com a confiabilidade do sistema e a otimização dos indicadores de continuidade, verificando ainda métodos e técnicas necessárias para implantação do sistema *Self-Healing*.

A partir das informações obtidas e do conhecimento sobre os fatores necessários para a implementação das redes inteligentes no sistema de distribuição, será realizada uma pesquisa experimental, onde serão analisadas as limitações de *hardware* ou estrutural da rede elétrica existente e identificando possíveis pontos nos circuitos alimentadores de energia que sejam propícios para utilização da técnica de reconfiguração autônoma.

Por meio da pesquisa experimental, serão ainda estudados e reajustados os parâmetros dos religadores de manobra e dispositivos de proteção nos circuitos envolvidos, de modo individual e conforme especificação do fabricante de cada tipo de equipamento. Além disso, será analisado a configuração do modelo de sistema supervisorio e de comunicação em uso, a fim de determinar a forma mais eficiente e viável de estabelecer uma lógica para a aplicabilidade da técnica *Self-Healing*.

Após ajustes físicos em campo e previamente validado em software, o sistema de reconfiguração autônoma *Self-Healing* será instalado e testado fisicamente na rede de distribuição de uma concessionária de energia local, comprovando a autonomia do sistema de reconfiguração e fornecendo dados reais acerca da otimização resultante desse processo nos indicadores de desempenho e qualidade no fornecimento de energia.

## **4 IMPLEMENTAÇÃO DA TÉCNICA**

As crescentes necessidades de expansão dos sistemas de fornecimento de energia, aliadas aos indicadores de desempenho cada vez mais desafiadores impostos pelos órgãos reguladores, exigem qualidade do serviço prestado e tempos de atendimentos reduzidos das concessionárias de energia. Um desafio constante para isso é a conciliação da segurança tanto operacional quanto da população, com a troca de informações assertivas entre o centro de operações e as equipes de campo.

Por ser constituído basicamente de redes convencionais aéreas sem proteção mecânica, o sistema nacional de distribuição é constantemente susceptível à defeitos permanentes e transitórios, seja por interferência de vegetais, rompimento de condutores, avarias estruturais de equipamentos da rede ou por descargas atmosféricas, requerendo assim, sistemas capazes de minimizar os problemas decorrentes dessas ocorrências, tais como as redes inteligentes.

### **4.1 Centro de Operações**

A maioria das empresas concessionárias que atuam na distribuição de energia possuem centros de operações, que podem ser regionalizadas ou centralizadas num único local, dependendo da infraestrutura disponível e filosofia de trabalho da empresa. Nestes centros operacionais é realizado o gerenciamento do sistema elétrico, da rede e das equipes de trabalho de campo.

Os operadores desse sistema geralmente são divididos por áreas, municípios ou bases operacionais, e são responsáveis por monitorar as ocorrências na rede, seja por informações provenientes do sistema supervisorio, como a atuação de um equipamento e conseqüente abertura do circuito, ou por reclamações de clientes, bem como despachar as atividades para as equipes de campo de acordo com a natureza do trabalho de cada uma e realizar os contatos respectivos para cada atividade, e ainda registrar os eventos ocorridos além de promover manobras na rede quando necessário.

Os operadores do COI deparam-se com um cenário em que é preciso observar uma série de requisitos e seqüência de procedimentos antes de realizar as manobras na rede de energia e/ou despacho das equipes, como a utilização de múltiplos

softwares para obtenção das informações sobre o estado da rede, carregamento da mesma, características estruturais, ocorrências existentes e possibilidade de já existirem equipes realizando tarefas no local, atender questões de segurança, liberação de manutenções emergenciais ou programadas e controle do tempo de execução, impactos com indicadores e quantidade de clientes afetados, bem como disponibilidade de equipes e material para a execução das atividades, além de contatos com operadores de outras áreas, como subestações, se necessário.

Contatos diversos com várias equipes por um operador de uma região específica tornam o processo de realizar manobras na rede de distribuição de média tensão um processo demorado e com impacto relevante nos indicadores de qualidade e fornecimento de energia elétrica, justamente pelo tempo necessário para este operador atender outras demandas, identificar o problema, verificar manobras possíveis e a viabilidade da execução destas manobras devido às características estruturais da rede, para após dar sequência as manobras, sendo que ainda dependerá de equipes caso a manobra realizada não envolver equipamentos telecomandados.

A comunicação entre COI e equipes de campo se dá por dispositivos eletrônicos conforme definição da empresa concessionária, podendo ser um smartphone ou qualquer outro dispositivo de comunicação semelhante, porém, nem todos estes aparelhos possuem sinal via satélite, fazendo com que em alguns casos as equipes tenham que deslocar longos trechos para receber autorização e posteriormente para informar a execução de algum comando, que em caso de manobras, retarda significativamente o tempo requerido para a reconfiguração da rede na ocorrência de uma falta permanente.

## **4.2 Condições estruturais da rede**

Uma premissa básica para a execução de qualquer manobra numa rede de distribuição de média tensão consiste em verificar as condições estruturais da rede elétrica, observando-se principalmente a capacidade de carregamento dos condutores e a capacidade dos equipamentos envolvidos na manobra, como transformadores, bancos de reguladores, bancos de capacitores e religadores.

Redes elétricas mais antigas, com várias manutenções corretivas e cabeamento sem capacidades de carregamento superiores são impeditivos para a realização de manobras, essa situação é comum em zonas rurais que ainda não tiveram investimentos de melhorias, e deve-se principalmente aos avanços tecnológicos das últimas décadas, onde a população cada vez possui mais acesso à equipamentos elétricos, principalmente a máquinas e motores elétricos, aumentando a demanda de energia e saturando o carregamento das redes primárias e secundárias de distribuição.

A condição dos equipamentos a serem manobrados também é uma questão primordial para manobras, chaves faca ou chaves fusíveis dotadas com lâminas e chaves tripolares com extinção de arco elétrico por óleo ou ar devem estar em boas condições, enquanto que religadores devem estar operando normalmente sem restrições, e, preferencialmente, dotados com comunicação ativa e estável com o sistema supervisório.

Para a implementação do sistema *Self-Healing* distribuído é necessário que os equipamentos inteligentes (IED) realizem a leituras da maior quantidade de grandezas elétricas possíveis, como tensão nas três fases e no caso do equipamento NA esta leitura deve existir em ambos os lados, detectando a presença ou ausência de tensão nas duas fontes. Para um sistema de recomposição autônoma centralizado é imprescindível que o religador seja telecomandado e com comunicação ativa e estável com o SCADA.

Nos últimos anos as concessionárias aumentaram os investimentos em automação das redes com a instalação de religadores e ferramentas para telecomando, contudo equipamentos mais antigos possuem menos funcionalidades e podem dificultar ou até inviabilizar a implantação de sistemas inteligentes, principalmente quando se trata do sistema distribuído.

### **4.3 Sistema supervisório**

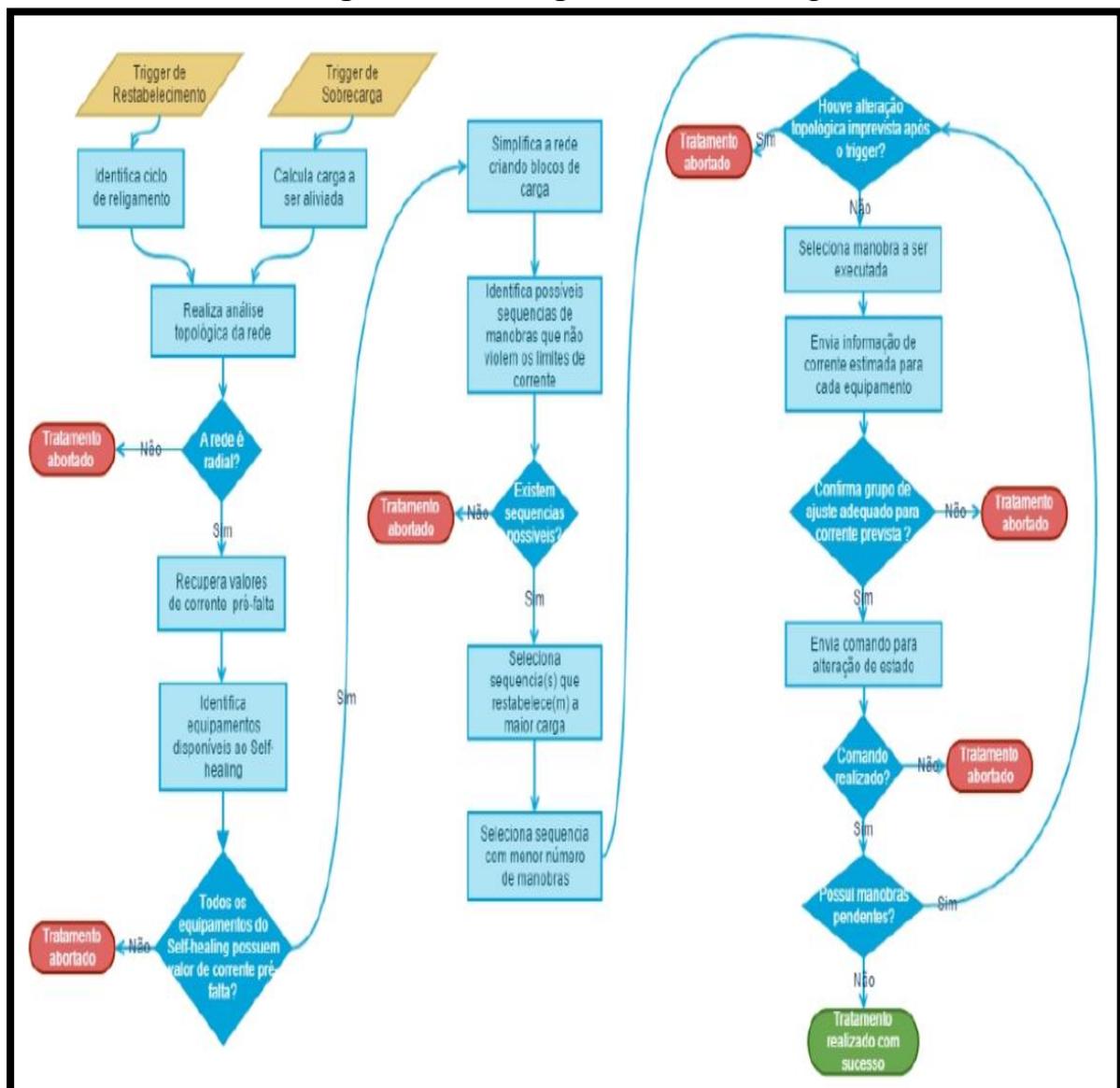
A forma mais segura, eficaz e eficiente de implementação da ferramenta *Self-Healing* é através do sistema centralizado, onde o próprio SCADA monitora a rede e realiza a verificação dos *status* dos equipamentos, identificando os trechos que devem

ser manobrados, bem como a melhor manobra disponível naquela ocasião e, partir daí, inicia a reconfiguração automática.

O fluxograma da aplicação da técnica *Self-Healing* está apresentado na Figura 19.

O *Self-Healing*, nessa arquitetura, faz uso de algoritmos para definir o melhor conjunto de manobras a ser realizado de modo remoto e autônomo, restabelecendo a maior carga possível de forma segura.

**Figura 19 - Fluxograma *Self-Healing***



Fonte: Disponível em: <<https://elipse.com.br>>. Acesso em: 18 ago. 2019.

A sequência é iniciada mediante a detecção de qualquer evento de restabelecimento ou sobrecarga nos equipamentos de campo, a partir daí o módulo pesquisa sequências de manobras que respeitem os limites operacionais da rede ou manobras previamente configuradas, visando restabelecer a maior carga possível com segurança operacional e estrutural através da menor quantidade de manobras em equipamentos disponíveis.

O algoritmo, nesse caso, procede ainda a adequação do grupo de ajuste de proteção de cada equipamento envolvido na manobra para só assim iniciar os comandos de fechamento e abertura nos equipamentos selecionados a fim de manter a coordenação e seletividade da rede.

O módulo executa uma série de verificações para assegurar a confiabilidade das informações consideradas, e, havendo inconsistências no estado atual ou anterior a falta da rede de distribuição, o tratamento é abortado.

Atualmente o sistema SCADA existente na concessionária local realiza apenas o monitoramento da rede, com informação de variáveis como tensão e corrente e o estado do equipamento, aberto ou fechado; relata ainda alarmes de eventos nos equipamentos e fornece o diagrama unifilar com dispositivos telecomandados do sistema elétrico desde a subestação até interligações entre redes distintas que sejam possíveis de manobrar remotamente.

A implementação de novas funções com comandos e formas de funcionamento autônomas no sistema SCADA repercute intensamente na estrutura da empresa concessionária de energia, pois envolve vários fatores, como o treinamento dos operadores do centro de operações, confirmação de testes e resultados para permissão de operação automática do sistema numa falta permanente por parte da diretoria, atenção redobrada com autorização de intervenções nos trechos manobrados bem como a necessidade de desfazer a manobra após ser executada a manutenção emergencial, e exige ainda mais atenção dos funcionários das equipes de campo para evitar acidentes ocasionados por contatos indevidos com a rede ou energizações acidentais.

A obtenção de permissões para promover alterações e inclusões de lógicas no supervisão é extremamente restrita, sendo autorizado somente para pessoas que trabalham especificamente no setor de automação a realizarem estas alterações, e ainda com a devida autorização e supervisão dos líderes e/ou gestores imediatos.

Funcionalidades novas e adicionais ao sistema, que impactam diretamente na rede elétrica de média tensão, normalmente devem ser estudadas, validadas e aprovadas pelos setores de engenharia e segurança da empresa. A implementação do sistema de reconfiguração automática por *Self-Healing*, principalmente com a topologia centralizada no sistema SCADA, é uma técnica muito promissora e tende a ser muito eficiente, porém necessita de vários passos para ser devidamente aprovada e implementada de forma genérica nas redes da concessionária.

#### **4.4 Definição da arquitetura utilizada**

Sabe-se, através das informações apresentadas no decorrer do presente trabalho acadêmico, que a implantação do sistema *Self-Healing* com arquitetura centralizada é a forma mais eficaz e confiável para a utilização desta ferramenta, onde o sistema SCADA gerencia todas as informações e promove a tomada de decisões de forma automática para a reconfiguração da rede de distribuição no caso de uma falta permanente nos circuitos alimentadores.

Contudo, devido às dificuldades de acesso, manipulação de dados e permissões para implantar modificações operacionais no sistema supervisorio da concessionária local, uma solução viável será a implementação da técnica *Self-Healing* com arquitetura descentralizada ou distribuída, onde os dispositivos inteligentes ao longo dos circuitos reconhecem uma falta no sistema elétrico de distribuição e reconfiguram a rede, de forma autônoma, porém, sem intervenção efetiva da comunicação remota e do sistema SCADA.

Para a utilização da topologia com arquitetura distribuída, é preciso que cada dispositivo (IED) do circuito adotado para a implementação desta funcionalidade seja configurado individualmente para operar na função de *Self-Healing*, com parâmetros específicos e distintos para os equipamentos de manobra e proteção destes circuitos.

#### **4.5 Definição do circuito para implementação em campo**

A definição de qual, ou quais circuitos serão contemplados com a implementação da técnica de reconfiguração automática *Self-Healing* será realizada considerando as características da rede e dos circuitos alimentados envolvidos,

analisando a quantidade de clientes atingidos, o impacto resultante, condições estruturais da rede e dos equipamentos envolvidos, funcionalidades disponíveis no sistema e pelos religadores possibilitando a devida parametrização e aplicabilidade, benefícios com questões de comunicação e deslocamento de equipes, além da influência geral nos indicadores de desempenho estabelecidos pela Aneel.

O primeiro item a ser observado é a existência de interligação entre circuitos distintos de média tensão, separados entre si por religadores, que são chaves NA telecomandadas dotadas de relés e possíveis de parametrização. Os circuitos podem, preferencialmente, possuir mais dispositivos de proteção inteligentes entre a subestação e o ponto de abertura do circuito, ou seja, religadores NF programados para desligar em caso de defeito na rede.

O segundo passo consiste em analisar as características do equipamento de manobra escolhido, funcionalidades do mesmo, ou seja, se este equipamento é capaz de realizar as leituras de grandezas elétricas suficientes para realizar a reconfiguração autônoma quando necessário.

Na sequência, parte-se para a verificação das condições estruturais na rede no trecho que será manobrado, ou seja, se o cabeamento e estrutura existente na rede atual suportam o carregamento após processo concluído, sem danos aos componentes da rede elétrica ou entrega de energia elétrica fora dos padrões de qualidade para os clientes.

Em seguida, necessita-se de uma avaliação com a análise da otimização atribuída no ponto escolhido, os benefícios resultantes e impactos nesse local. Uma vez verificadas essas premissas, inicia-se o processo para a implementação física em campo da ferramenta *Self-Healing*, com arquitetura centralizada ou distribuída, dependendo da liberação e acesso para configuração do sistema supervisor e funcionalidades disponíveis pelo controle dos religadores ao longo da rede selecionada.

Analisando as manobras frequentemente realizadas pelo COI na região, verificou-se como um ponto propício para a implementação da técnica *Self-Healing* os alimentadores de média tensão SCB16 e VNB22, que interligam duas subestações distintas, de Santa Cruz do Sul e Venâncio Aires através de um religador NA localizado no distrito de Monte Alverne, próximo à divisa entre os dois municípios.

Constantemente são realizadas manobras nessa rede, seja para alívio de carga ou reconfiguração devido às faltas permanentes, pois trata-se de um ponto estratégico capaz de restabelecer uma quantidade considerável de clientes, uma vez que a simples manobra remota desses trechos pode impactar significativamente nos indicadores, como pode ser observado na tabela apresentada na Figura 20, que contém a quantidade de clientes associada para cada dispositivo de proteção telecomandado desses alimentadores, conforme dados fornecidos pela concessionária de fornecimento de energia local.

**Figura 20 - Clientes Associados por Dispositivo de Proteção**

Alimentador	Operativo	Função	Auto / Manual	Equipamento Anterior	Consumidores
VNB22	848362	Proteção	Automatizado	848364	1097
<b>VNB22</b>	<b>848359</b>	<b>Proteção</b>	<b>Automatizado</b>	<b>848364</b>	<b>708</b>
VNB22	848364	Proteção	Automatizado	VNB22	2747
VNB22	848363	Proteção	Automatizado	848364	551
<b>VNB22</b>	VNB22	Proteção	Automatizado	Subestação VNB	<b>4166</b>
<b>SCB16 / VNB22</b>	<b>904471</b>	<b>Manobra</b>	<b>Automatizado</b>	<b>848359 / 848339</b>	<b>0</b>
SCB16	848332	Proteção	Automatizado	SCB16	369
<b>SCB16</b>	<b>848339</b>	<b>Proteção</b>	<b>Automatizado</b>	<b>848334</b>	<b>914</b>
SCB16	848334	Proteção	Automatizado	SCB16	1343
<b>SCB16</b>	SCB16	Proteção	Automatizado	Subestação SCB	<b>3928</b>

Fonte: Arquivo CPFL, 2019.

Observando as informações contidas na Figura 20, identifica-se que o circuito alimentador de média tensão VNB22 possui 4166 unidades consumidoras cadastradas ao longo de 347,8 km de rede, sendo 708 localizadas a partir do religador de proteção, cujo número operativo é 848359, até o ponto de interligação com o circuito SCB16, o qual, por sua vez, abrange uma extensão de rede de 153,34 km e alimenta um total de 3928 clientes, sendo 914 localizados entre o último religador de proteção, operativo 848339, e o dispositivo de manobra NA localizado entre estes dois circuitos, atribuído ao operativo 904471.

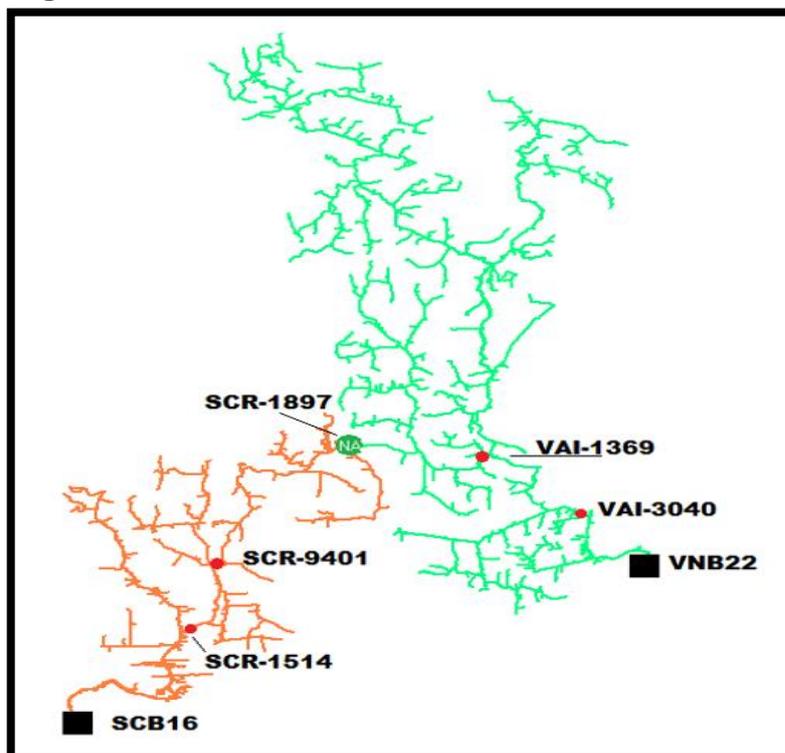
A Figura 21 contém uma representação das áreas de atuação dos dois circuitos alimentadores citados no parágrafo anterior baseado no banco de dados da concessionária através do software Interplan, com o posicionamento atual dos 5 religadores em análise, enquanto que a Figura 22 retrata os diagramas unifilares dos

respectivos circuitos no sistema supervisório, contendo os disjuntores da saída da subestação, bancos de reguladores e religadores de proteção e manobra dispostos ao longo destas redes.

O ANEXO A do presente trabalho demonstra todos os circuitos de média tensão provenientes das subestações SCB e VNB, já o ANEXO B localiza os circuitos alimentadores SCB16 e VNB22 geograficamente de acordo com imagens espaciais da superfície sobreposta pela rede de média tensão destes circuitos, e o ANEXO C representa os mesmos circuitos com a posição dos religadores envolvidos no estudo, e ainda o ANEXO D situa os mesmos circuitos de média tensão a partir do banco de dados do Interplan.

O religador 904471, cuja funcionalidade é de chavear estes dois circuitos alimentadores, fica a uma distância de aproximadamente 36 Km das áreas centrais dos municípios de Venâncio Aires e Santa Cruz do Sul, sendo o tempo médio de deslocamento de uma equipe operacional até o local de 40 minutos, enquanto o tempo médio registrado para manobrar esse trecho após uma ocorrência de falta permanente em algum destes circuitos é de 80 minutos, justificando e validando a relevância da reconfiguração rápida e autônoma neste local.

**Figura 21 - Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22**

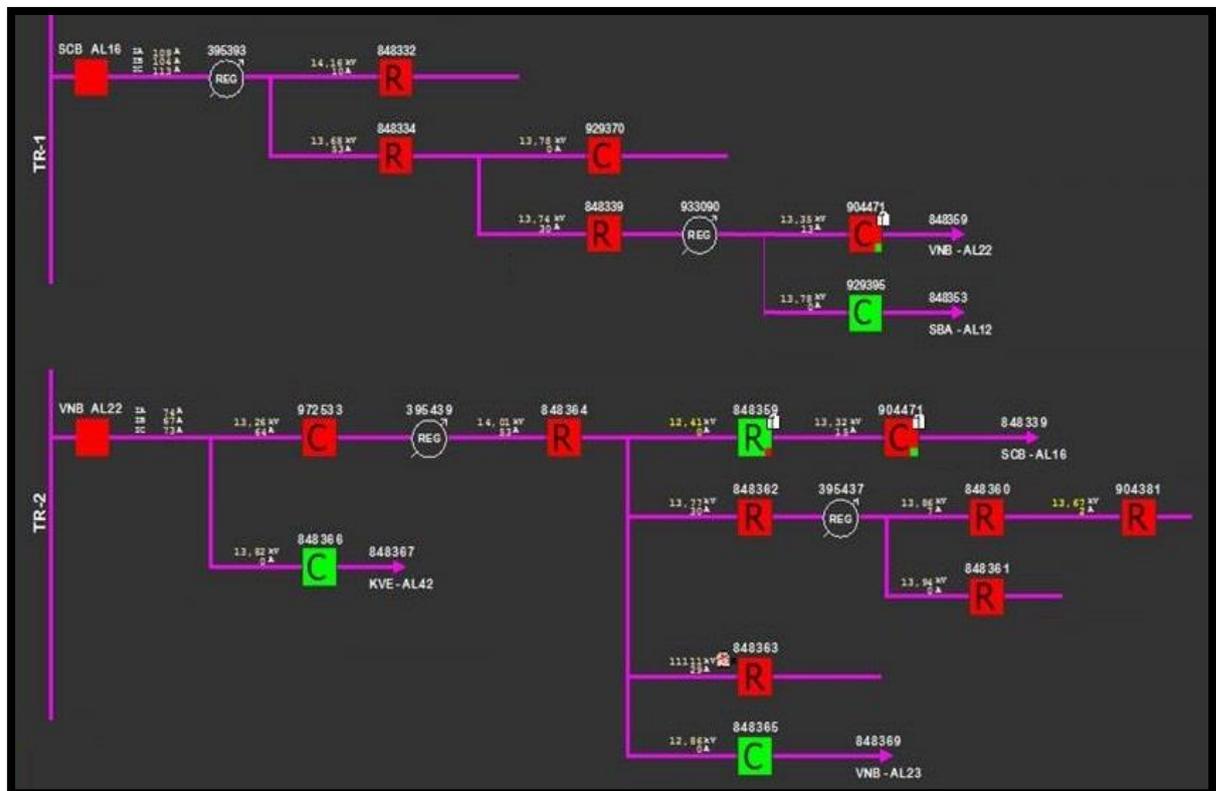


Baseado nas informações apresentadas dos circuitos estudados, sabendo-se que a estrutura da rede suporta o carregamento desta manobra, e após confirmação das condições operacionais normais dos equipamentos instalados ao longo destes circuitos, parte-se para o estudo e análise das técnicas de implementação da funcionalidade desejada nestes dispositivos.

Nota-se, inclusive, na Figura 22 que no instante da obtenção destes dados, a rede está manobrada no ponto escolhido para alívio de carga no AL VNB22 devido a manutenções na subestação, estando o religador de proteção 848359 aberto e o religador de manobra 904471 fechado.

No diagrama unifilar do supervisor, os dispositivos de proteção são identificados com a letra “R”, enquanto que os equipamentos de manobra ou de modo chave, como são conhecidos, estão identificados com a letra “C”. Outra padronização observada é o status dos equipamentos, onde a cor vermelha indica equipamento “ligado” e a cor verde indica equipamento “desligado”.

**Figura 22 - Unifilar SCB16 e VNB22 no Supervisor**



Fonte: Supervisorio (Arquivo CPFL), 2019.

Assim, a ferramenta de reconfiguração automática será implementada nos religadores de proteção 848339 (SCB16) e 848359 (VNB22), e no religador de manobra 904471. Nos próximos passos será abordada a forma como a técnica será inserida nesses dispositivos, sendo a tela individual do supervisor referente aos três equipamentos apresentados no ANEXO E, ANEXO F e ANEXO G. Já os religadores físicos reais instalados em campo podem ser visualizados no ANEXO H, ANEXO I e ANEXO J.

#### 4.6 Análise dos parâmetros de proteção

Antes de parametrizar os equipamentos envolvidos nos circuitos do local selecionado para a reconfiguração automática, se faz necessário uma análise dos parâmetros de proteção configurados nos religadores SCR – 9401 e VAI – 1369, para, a partir destes, serem verificados os parâmetros a serem inseridos nos grupos de ajustes alternativos para o religador NA de manobra.

**Figura 23 - Parâmetros de Proteção do Religador SCR - 9401**

The screenshot shows the 'Simplified Setup' window for a SCR-9401 circuit breaker. The interface is organized into several functional areas:

- Operations Sequence:** Configures trip sequences for phases (Ph) and ground (Gd) across four trips (Trip #1 to Trip #4). Parameters include TCC selection, intervals, and reset times.
- System Configuration, PT/Bushing Connections:** Sets the description (SCR09401), connected phases (A/B, B/C, C/A), PT ratios (2200), and adjustment angles (-176 degrees).
- Complex TCC:** Defines time multipliers and adders for TCC1 and TCC2 for both Ph and Gd, along with minimum response times.
- High Current Trip:** Sets HCT (High Current Trip) parameters, including minimum trip multipliers and time delays for TCC1 and TCC2.
- High Current Lockout:** Configures lockout pickup and trip times for Ph and Gd.
- Cold Load Pickup:** Defines cold load pickup parameters, including TCC, minimum trip, time multipliers, and adders.
- Reclose Retry:** Controls the reclose retry function, including enabling it, setting the interval, and the number of attempts.
- Interrupter Duty:** Sets the 100% duty factor for Ph A%, B%, and C% phases.

At the bottom, there is a field for 'Duty Cycle Factor (expressed in multiples of 10<sup>-5</sup>)' with a value of 1111.

Os ajustes de proteção originais do religador SCR – 9401 estão apresentados na Figura 23. Percebe-se que este equipamento está ajustado para operar com 3 curvas lentas (TCC2), com intervalos de religamento de 2, 5 e 10 segundos respectivamente, e reset dos religamentos após 3 minutos.

Além disso, é notável que se tratam de curvas padronizadas como curvas padrão Kyle 120 e 134, atuando de efeito instantâneo ou temporizado para correntes de curto-circuito superiores a 100 A para entre fases e 60 A entre fase e terra nesse trecho.

Por meio da Figura 24 pode-se observar os parâmetros de proteção do último religador proteção do circuito alimentador VNB22, configurado com as curvas lentas Kyle 120 e 118, intervalos dos 3 de religamentos de 2, 5 e 10 segundos, e atuações de proteção por efeito instantâneo ou temporizado para correntes de curto-circuito superiores a 150 A para entre fases e 40 A entre fase e terra.

**Figura 24 - Parâmetros de Proteção do Religador VAI - 1369**

**Simplified Setup**

Group: Normal Cancel Help OK

**Operations Sequence**

	TCC1	TCC2	Min Trip	Trip #1	Trip #2	Trip #3	Trip #4
Ph	120	120	150	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Ph Rcls Interval #1, #2, #3	2			5	10		
Gd	137	137	40	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Gd Rcls Interval #1, #2, #3	2			5	10		

Trips to Lockout: 4 Reset Time: 180

**Complex TCC**

	Time Multiplier	Time Adder	Min Rsp Time
TCC1 Ph	0.3	En	0.013
TCC1 Gd	1.3	En	0.013
TCC2 Ph	0.3	En	0.013
TCC2 Gd	1.3	En	0.013

**High Current Trip**

	HCT	Min Trip	Mult	Time Delay
TCC1 Ph	En	6.667		0.01
TCC1 Gd	En	25		0.01
TCC2 Ph	En	6.667		0.01
TCC2 Gd	En	25		0.01

**Complex TCC**

	Disk	Reset Coeff.
TCC1 Ph	1e-006	Disk
TCC1 Gd	1e-006	Disk
TCC2 Ph	1e-006	Disk
TCC2 Gd	1e-006	Disk

**Cold Load Pickup**

	TCC	Min Trip	Time Mult.	Time Adder	Min Rsp Time
Ph	120	150	0.3	En	0.013
Gd	137	40	1.3	En	0.013

Block:  Ops to L/O: 1 Rcls Intrvl: 2 Actv Time: 20

**System Configuration, PT/Bushing Connections**

Description: Form6-LS

Connected...  A/AB  B/BC  C/CA

PT Ratio (x:1): 2200 2200 2200

Adjust (deg): -176 -176 -176

V expected: 13.8 1-2 3-4 5-6

CT Type: 1Amp Wye-Connected PT's

CTR (1A): 1000 A-B-C Phase Sequence

CTR (5A): 1200 Disable Phantom Phase

Pole Mounted System Frequency: 60

**High Current Lockout**

	Pickup	Trip #1	Trip #2	Trip #3
Ph	800	En	En	En
Gd	800	En	En	En

**Reclose Retry**

Enable Interval: 60 # of Attempts: 1

**Interrupter Duty**

100% Duty Factor: Preset

1111 (kA\*10^5) Ph A%: 0 Ph B%: 0 Ph C%: 0

Duty Cycle Factor (expressed in multiples of 10^5)

Fonte: Software Proview, 2019.

Um religador operando em modo chave ou manobra normalmente não possui ajustado nenhum parâmetro ou grupo de ajuste de proteção, apenas reporta ao sistema supervisor uma corrente de curto circuito que passou pelo equipamento se o mesmo estiver ligado, contudo, para implementação da técnica *Self-Healing*, será necessário que este equipamento assuma características de proteção para o trecho do circuito que será reconfigurado.

Mesmo sem nenhum ajuste de proteção durante o perfil de operação normal em um religador de manobra, é possível configurar grupos de ajustes alternativos que poderão ser selecionados em comandos específicos de acordo com a finalidade, logo, serão parametrizados dois grupos de ajustes de proteção, um para o caso de perda da fonte da subestação SCB e outro para perda da fonte VNB.

A operação dos equipamentos de manobra e proteção deve ser coordenada e seletiva, portanto, inicialmente os religadores que operam nos modos proteção devem ser reajustados para duas tentativas de religamento, enquanto que o religador modo NA deverá assumir características de sensibilidade e atuar em caso de defeito na rede manobrada após seu fechamento.

Analisando os parâmetros atuais, os parâmetros a serem configurados nos grupos de ajustes alternativos deverão manter a seletividade da rede, assim, será configurado os valores de corrente de curto circuito de 90 A e 50 A para o grupo alternativo 1, e 140 A e 36 para o grupo alternativo 2, em curtos fase com fase e fase com terra, respectivamente, sendo que estes parâmetros configurados podem ser verificados no ANEXO M e ANEXO N, enquanto que os ajustes do perfil normal para o religador, configurado com corrente de 1500 A para inibir atuações pode ser visualizado no ANEXO L.

#### **4.7 Impacto em indicadores**

Os indicadores de continuidade do fornecimento de energia são gerais da concessionária de energia, porém, são contabilizados regionalmente por base operacional e posteriormente somados obtendo o resultado final, sendo que a área escolhida para implementação da técnica de reconfiguração automática atingirá duas EAs, de Santa Cruz do Sul e Venâncio Aires.

A região de Santa Cruz é composta pelos municípios de Santa Cruz do Sul, Rio Pardo, Sinimbu, Gramado Xavier, Boqueirão do Leão, Candelária, Vale do Sol, Passo do Sobrado, Herveiras e Vera Cruz, já a EA de Venâncio compreende os municípios de Venâncio Aires, Mato Leitão, General Câmara, Taquari e Sério.

Cada região tem papel fundamental para que o somatório de descontinuidade da prestação do serviço fique dentro dos padrões estabelecidos pela Aneel e ainda nas metas de cada concessionária, pois os indicadores podem ser medidos e analisados primeiramente por equipamento, por circuito alimentador, por subestação, seguido do índice regional e do resultado geral como somatório de toda a área de concessão.

As bases operacionais fazem uso da nomenclatura CHI para mensurar o impacto diário em cada localidade, levando em conta o tempo e a quantidade de clientes com fornecimento de energia interrompido por ocorrência, ou seja, se um dispositivo que alimenta 1000 clientes desarma devido à anomalia na rede, e a manutenção e reenergização demoram 6 horas, essa ocorrência acarreta num indicador de 6000 CHI.

Uma vez dimensionado, o indicador é transformado num parâmetro geral para ser contabilizado no DEC resultante daquela área, no caso do exemplo citado, o indicador de 6000 CHI é dividido pelo total de clientes da EA em questão, sendo de 106845 clientes cadastrados na região de Santa Cruz e 45893 em Venâncio Aires, acarretando num indicador total de DEC de 0,05615 se essa ocorrência fosse na base de Santa Cruz e 0,13074 se fosse na base de Venâncio.

Desarmes de religadores geralmente são atendidos com certa prioridade devido ao maior número de clientes atingidos, contudo, o tempo desse atendimento pode variar bastante em função de diversos fatores já discutidos anteriormente, e a normalização do fornecimento, no menor tempo e para a maior quantidade de consumidores, reflete de modo considerável no desempenho dos indicadores em questão.

A Figura 25 apresenta um relatório das ocorrências de desarmes na rede de média tensão, especificamente nos religadores 848334 (RL SCR – 1514) e 848364 (RL VAI – 3040), que são dispositivos de proteção instalados a montante dos equipamentos de interesse para implementação do *Self-Healing*, ou seja, no sentido fonte do alimentador.

Figura 25 - Ocorrências e Indicadores

Data	Dispositivo	Operativo	Alimentador	Subestação	Causa	EA	CHI
30/11/2018	Religador	848364	VNB22	VNB	VENTO	Venancio Aires	9435,66
12/12/2018	Religador	848364	VNB22	VNB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Venancio Aires	13323,57
05/03/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Venancio Aires	7856,63
18/05/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	VENTO	Venancio Aires	12391,03
27/05/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	VENTO	Venancio Aires	6256,78
02/06/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Venancio Aires	11205,94
22/07/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	VENTO	Venancio Aires	12391,03
10/08/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Venancio Aires	9824,32
23/08/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Venancio Aires	7963,48
30/08/2019	Religador	848364	VNB22	VNB	VENTO	Venancio Aires	5667,70
						<b>Total =</b>	<b>96316,14</b>
01/10/2018	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	13546,03
26/12/2018	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	8792,64
03/01/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	9824,15
14/01/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	4153,44
21/02/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	16895,32
09/03/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	5642,18
19/04/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	3854,94
01/05/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	14872,08
17/06/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	16471,40
25/06/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	1190,60
24/08/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	15289,21
17/08/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	VENTO	Santa Cruz do Sul	16471,40
12/08/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	5633,39
08/09/2019	Religador	848334	SCB16	SCB	ARVORE OU VEGETAÇÃO	Santa Cruz do Sul	8567,58
						<b>Total =</b>	<b>141204,36</b>

Fonte: Arquivo CPFL, 2019.

Analisando as informações da Figura 25, é possível observar a quantidade de ocorrências registradas nesses dispositivos desde Outubro de 2018 e a causa das interrupções, bem como ainda os indicadores gerados, causando um CHI conjunto de 237520,50 nas duas bases somente nestes eventos, impacto esse que poderia ser minimizado com a implementação da reconfiguração automática em torno de 23,27% para as ocorrências no AL SCB16 e 17% no AL VNB22, resultando numa redução do CHI total do conjunto para 188.669,75 horas, em torno 20,5% inferior ao índice atual neste trecho do circuito.

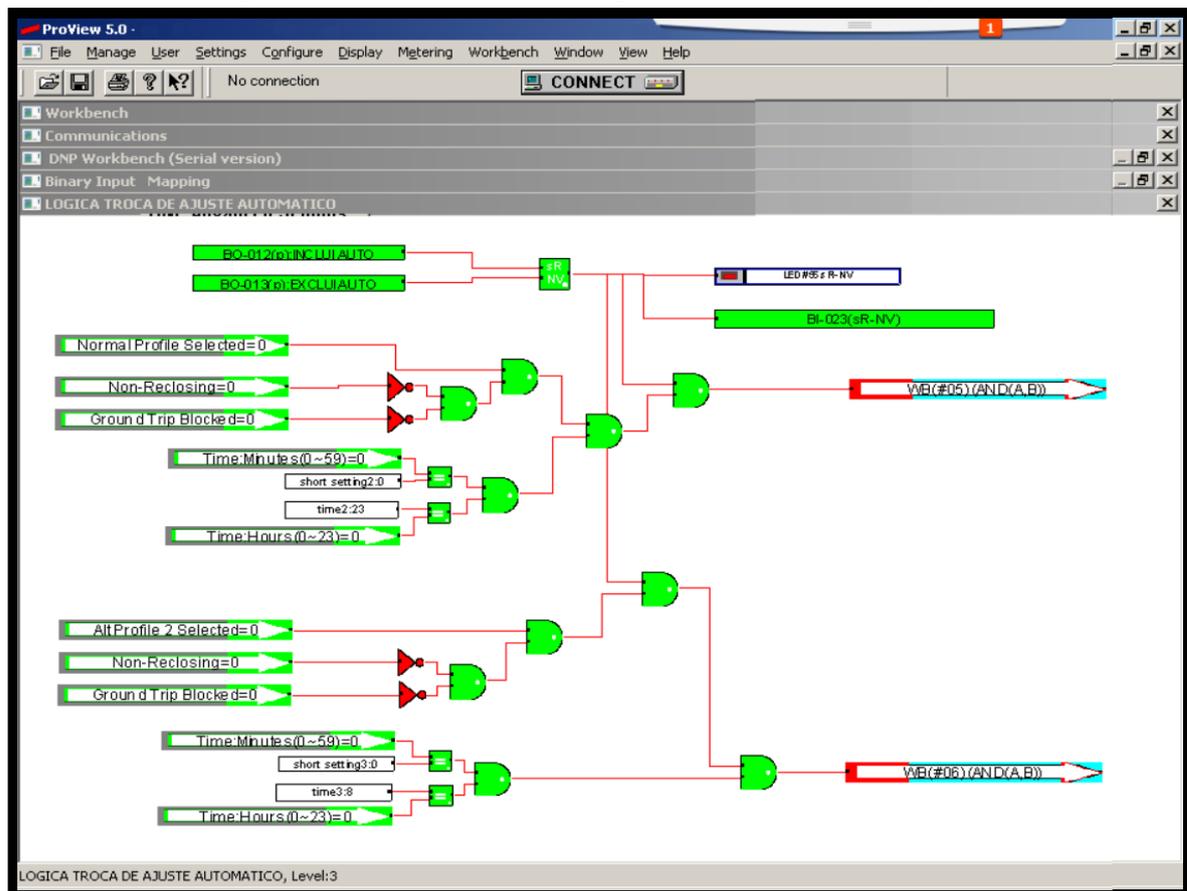
#### 4.8 Forma de implementação

Uma vez definidos os locais e equipamentos a serem contemplados com o sistema *Self-Healing*, inicia-se as análises da forma e quais parâmetros deverão ser

configurados no controle dos religadores ou no sistema SCADA, para que a rede de média tensão realmente se reconfigure de modo automático no caso de uma falta permanente em um dos circuitos alimentadores envolvidos.

A Figura 26 apresenta um exemplo de lógica utilizada no software Proview, fornecido pelo fabricante Eaton para religadores e controles da Cooper. Neste caso, percebe-se uma programação a partir de portas lógicas que define que o controle realize a troca de ajuste automática às 23 horas, configurando curvas mais rápidas, sensibilizando mais a proteção para salvar elos fusíveis durante a madrugada. A mesma metodologia com uma lógica semelhante será adotada para configurar a troca de ajuste para reconfiguração automática.

**Figura 26 - Exemplo de Lógica para Troca de Ajuste**



Fonte: Software Proview, 2019.

Através de estudos e análise dos manuais dos fabricantes, observou-se que o modelo de religadores no circuito adotado possui funções e parâmetros configuráveis para que os dispositivos tomem as decisões de reconfigurar a rede automaticamente,

com configurações específicas e distintas para os equipamentos de proteção (NF) e de manobra (NA).

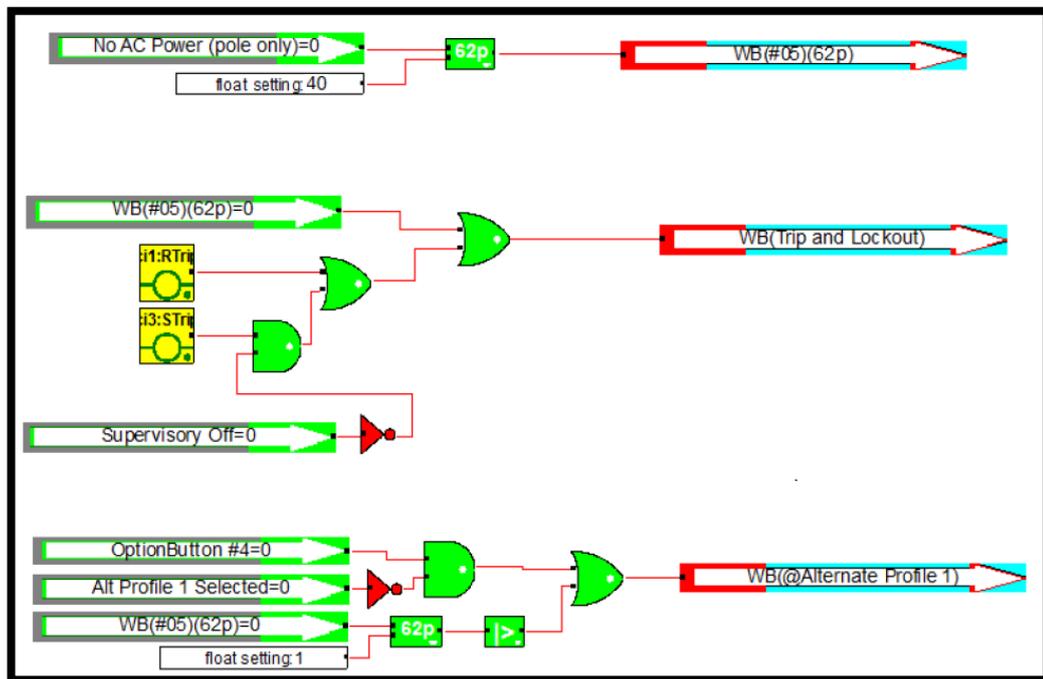
Para que isso ocorra, é preciso configurar um grupo de ajuste específico, parametrizar o religador de proteção com função de “seccionalizador” e determinando um tempo para que o equipamento altere para o modo chave e abra se detectar ausência de tensão na fonte, seccionando o circuito naquele ponto e possibilitando que a rede a jusante seja restabelecida após o fechamento do religador NA.

O religador de manobra deve ser configurado num grupo de ajuste modo *Tie*, e deve possuir leituras de tensão em ambos os lados, identificando a ausência de tensão de qualquer uma das fontes, e no caso da detecção desta em qualquer sentido, após um período de tempo determinado, o religador irá fechar, ligando o trecho desligado até o primeiro local de abertura de circuito adiante, que no caso ideal, será o religador de proteção que abriu anteriormente após detectar um defeito no seu sentido fonte.

Desta forma, as lógicas que devem ser implementadas via software Proview nos religadores proteção (NF) do modelo Cooper consiste basicamente nas premissas a seguir:

- O controle começa a contagem de tempo (TD1, TD2 e TD3 se estiverem configuradas) quando há uma falta de tensão ou tensão inferior a  $0,7 pu$  nas três fases do lado fonte simultaneamente;
- Após 50 segundos do início da contagem (TD2), altera o grupo de ajuste para grupo Alternativo 1 (modo chave);
- Após 60 segundos o RL abre e bloqueia;
- O ponto binário BI063 indica quando a contagem por falta de tensão se inicia;
- O ponto binário BI064 indica quando a função deu um comando de abertura no religador;
- O ponto binário BO052 será um pulso representando o comando para bloqueio/desbloqueio;
- Desabilitar lógica *Self-Healing* se religador atuar por proteção.

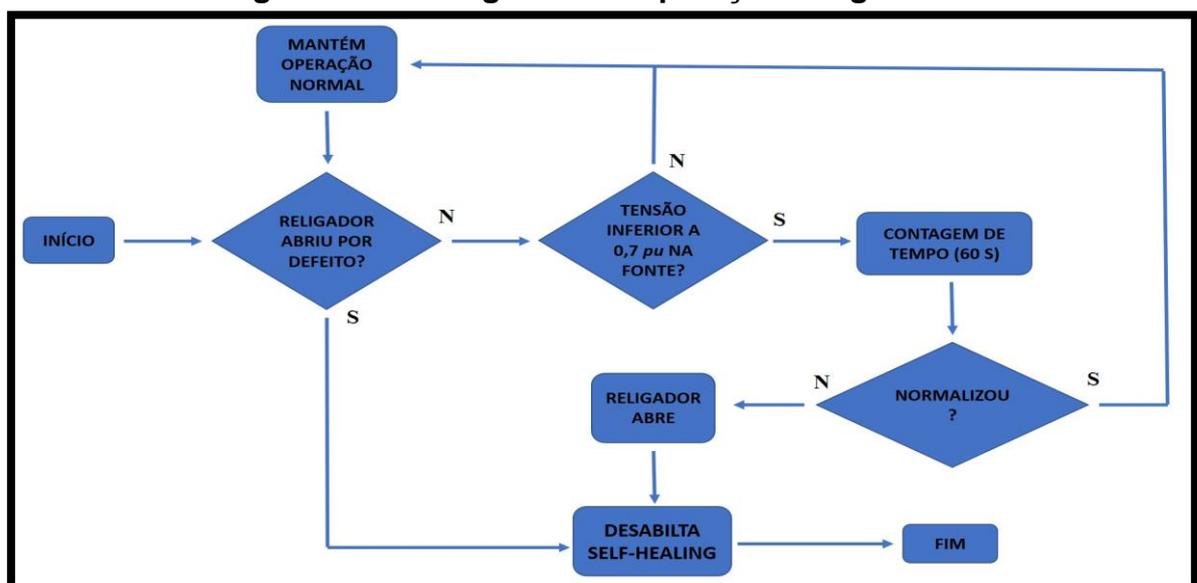
**Figura 27 - Lógica para Religador Proteção (NF)**



Fonte: Software Proview, 2019.

A lógica desenvolvida no software específico para ser aplicada nos religadores proteção de ambos os circuitos alimentadores envolvidos está apresentada na Figura 27, enquanto um fluxograma de como o equipamento deve operar nessa situação é apresentado na Figura 28.

**Figura 28 - Fluxograma de Operação Religador NF**



Fonte: Autor, 2019.

Seguindo o raciocínio de operação coordenada entre os equipamentos, o religador de manobra (NA) deverá operar e realizar a lógica conforme descrito abaixo:

- O controle começa a contagem das variáveis de tempo parametrizadas quando detecta uma falta de tensão ou tensão inferior a 0,7 pu nas três fases em qualquer uma das fontes simultaneamente;
- Após 60 segundos do início da contagem (TD2), altera o grupo de ajuste para grupo Alternativo\_2 (proteção), se a falta de tensão for no lado fonte da subestação de SCB (Source I);
- Após 60 segundos do início da contagem (TD2), altera o grupo de ajuste para grupo Alternativo\_1 (proteção), se a falta de tensão for no lado fonte da subestação de VNB (Source II);
- Após 75 segundos o RL fecha;
- O ponto binário BI063 indica quando a contagem por falta de tensão se inicia;
- O ponto binário BI065 indica quando a função deu um comando de fechamento no religador;
- O ponto binário BO052 será um pulso representando o comando para bloqueio/desbloqueio.

**Figura 29 - Parâmetros Configurados no Religador Proteção**

The screenshot shows the 'Loop Scheme Settings Dialog' with the following configurations:

- Sectionalizing:**  Sectionalizing
- LS Reset on Manual Trip To Lockout:**  (tie mode only)
- Sectionalizing Options Only:**
  - LS Auto Reset on "TD3" Timeout: 30 [sec.] unless OCP lockout
  - Auto Close on LS Auto Reset
  - Auto Return to Normal, LS Reset
  - Permit Manual Close while LS Not Reset
  - LS Reset on Manual Close
- Voltage Controls:**
  - LS Enable
  - Loss of Voltage Level: 300
  - Voltage Restored Level: 9660
- Source equals SI, Load equals SII:**
  - Source I:**
    - Voltage Response Mode: 3 Phase
    - Voltage Transfer "TD1" Delay: 60 [sec.]
    - LS Action: Trip LO
    - After LS Action: No Change
    - Ground Trip Blocked: Momentary
    - Non-Reclosing: Alt. Profile 1
    - Alternate Profile: Latch
    - Alternate Profile/Switch Mode: 50 [sec.]
    - Momentary Func. "TD2" Delay:  LS Enable SI
  - Source II (Tie):**
    - Voltage Response Mode: 3 Phase
    - Voltage Transfer "TD1" Delay: 15 [sec.]
    - LS Action: Close
    - After LS Action: No Change
    - Ground Trip Blocked: No Change
    - Non-Reclosing: No Change
    - Alternate Profile: Normal Profile
    - Alternate Profile/Switch Mode: No Change
    - Momentary Func. "TD2" Delay: 20 [sec.]
    - LS Action:  LS Enable SII
- Source 1 Voltage Transfer Time Delay (Seconds):** MIN = 1, MAX = 1000

Além da lógica, outros parâmetros devem ser configurados no software, além de selecionar o modo *Sectionalizing* ou *Tie*, como a tensão de disparo de contagem de tempo de acordo com a classe de tensão da rede de MT, onde 0,7 pu representa uma tensão de 9000 V na rede de 13,8 kV e relação de transformação de 120:1 conforme a relação do TP de medição no equipamento, logo, os parâmetros que devem ser configurados nos religadores de proteção e manobra podem ser observados, respectivamente, na tela apresentada na Figura 29 e Figura 30.

O religador de manobra (NA) necessita monitorar as grandezas elétricas nas duas fontes. Como o equipamento vem dotado de sensores de tensão internos, não se faz necessário instalação de equipamentos adicionais para realizar a leitura de tensão. Em equipamentos mais antigos que não possuam os sensores, essa técnica seria viável, desde que fossem instalados TPs auxiliares devidamente conectados nos bornes corretos para obter as informações necessárias da rede.

**Figura 30 - Parâmetros Configurados no Religador Manobra**

The screenshot displays the 'Loop Scheme Settings Dialog' for a 'Tie' mode configuration. The dialog is divided into several sections:

- Mode Selection:** 'Tie' is selected in the dropdown menu. A checkbox for 'LS Reset on Manual Trip To Lockout (tie mode only)' is checked.
- Sectionalizing Options Only:**
  - 'LS Auto Reset on "TD3" Timeout' is set to 30 [sec.] unless OCP lockout.
  - Options for 'Auto Close on LS Auto Reset', 'Auto Return to Normal, LS Reset', 'Permit Manual Close while LS Not Reset', and 'LS Reset on Manual Close' are unchecked.
- Voltage Controls:**
  - 'LS Enable' is checked.
  - 'Loss of Voltage Level' is set to 300.
  - 'Voltage Restored Level' is set to 9660.
- Source Configuration:**
  - 'Source equals SI, Load equals SII' is selected in the dropdown.
  - Configuration for 'Source I' and 'Source II (Tie)' is shown side-by-side.
  - Both sources are set to '3 Phase'.
  - 'Voltage Transfer "TD1" Delay' is set to 75 [sec.] for both.
  - 'LS Action' is set to 'Close' for both.
  - 'Momentary' and 'Latch' options are available for both sources.
  - 'Momentary Func. "TD2" Delay' is set to 60 [sec.] for both.
  - 'LS Enable SI' and 'LS Enable SII' are both checked.
- After LS Action:**
  - Options include 'Ground Trip Blocked', 'Non-Reclosing', 'Alternate Profile', and 'Alternate Profile/Switch Mode'.
  - 'Momentary Func. "TD2" Delay' is also listed here.

Fonte: Software Preview, 2019.

O painel frontal do comando do religador possibilita que os eletricitistas ou pessoas que venham a operar este equipamento identifiquem a presença de tensão na(s) fonte(s), bem como status das proteções e do equipamento, além disso, será

configurado um botão de reset e outro para habilitar e desabilitar o *Self-Healing* localmente.

O comando de reset será o botão da primeira coluna e na segunda linha, enquanto que para habilitar essa ferramenta será o botão da primeira coluna na terceira linha conforme apresentado na Figura 31, onde o *led* acesso significa a função excluída e *led* apagado função habilitada, função esta que poderá ser acessada e manipulada também de forma remota se necessário.

**Figura 31 - Habilitar / Desabilitar *Self-Healing* no Hardware**



Fonte: Autor, 2019.

## 4.9 Simulações

Após a definição da arquitetura distribuída, do local, da forma e os parâmetros a serem configurados e dos equipamentos para a implementação da técnica *Self-Healing*, inicia-se a etapa de testes desta ferramenta através de simulações em laboratório, a fim de validar os ajustes realizados e as efetivas ações destes equipamentos uma vez instalados em sistemas elétricos de distribuição de energia.

Para a elaboração dos testes no laboratório, foi utilizado um simulador de corrente monofásico, que foi conectado a uma fase de um religador através das buchas de conexão com a rede primária, um terminal no lado fonte e outro no lado carga para formar um circuito fechado conforme Figura 32, simulando a corrente real de uma rede de média tensão para validar o funcionamento do equipamento perante uma falta permanente nesses circuitos.

**Figura 32 - Testes com Simulador de Corrente Monofásico**



Fonte: Autor, 2019.

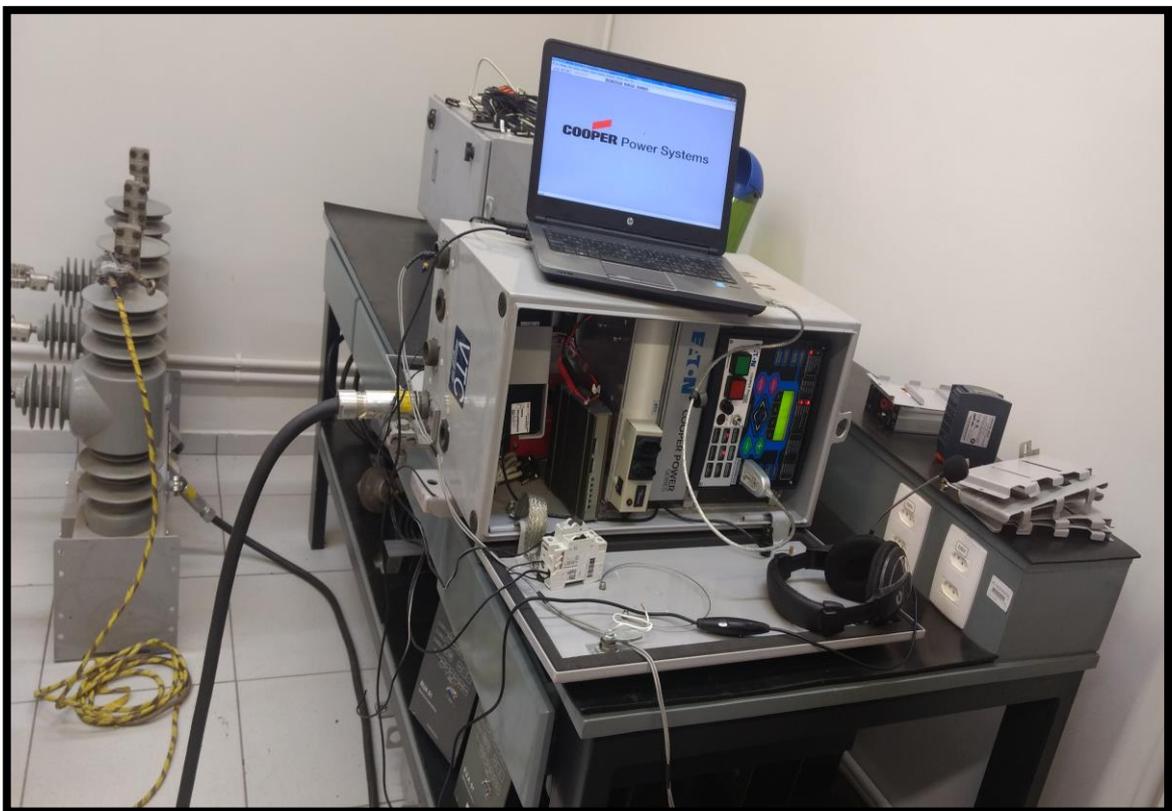
Apesar da conexões diretas com a rede de média tensão, a parte lógica e inteligente destes equipamentos se encontra numa caixa de comando separada do religador, a qual possui baterias em paralelo com a alimentação CA depois da retificação com tensão de 24V, e contém as placas eletrônicas responsáveis pelo

funcionamento adequado destes dispositivos, sendo que o controle e o religador são fisicamente interligados somente por dois cabos, um cabo de 4 pinos que é responsável pelas leituras de tensão do lado fonte realizadas internamente no religador, e outro cabo de 28 pinos responsável pela comunicação entre eles.

A conexão correta nas entradas no controle são fundamentais para a eficiência desta metodologia de reconfiguração, logo, foram realizadas alguns ajustes e as devidas conexões para possibilitar os testes, conectando o controle com o religador e alimentando o mesmo com uma tensão de 110 V em corrente alternada, promovendo a inversão da polaridade e das ligações das conexões comuns dos bornes de leitura de tensão, simulando a presença de tensão em ambas as fontes com jumpers para as três fases simultaneamente, conforme Figura 35.

Foram inseridos ainda no circuito dois disjuntores, sendo um para o lado fonte e outro para o lado carga, a fim de possibilitar a interrupção da alimentação e verificar a resposta no caso de perda de tensão em qualquer uma das duas fontes, como pode ser observado na Figura 33.

**Figura 33 - Preparação do Controle para Simulações**

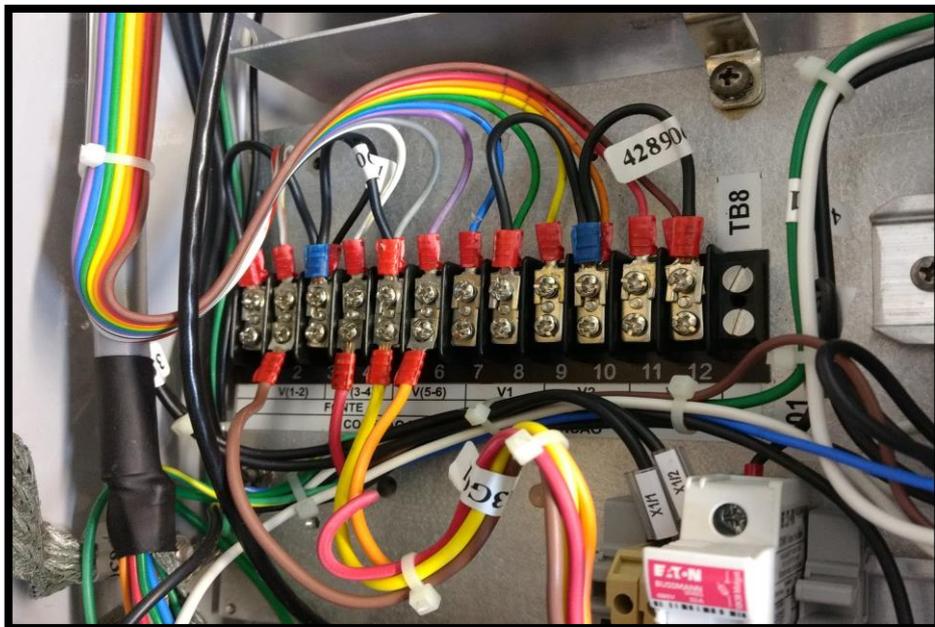


Fonte: Autor, 2019.

A ligação original do sensor de tensão destes religadores consiste em interligar o neutro das três fases, nos bornes superiores 1, 3 e 5 da régua TR8, cuja referência provém do pino 5 (amarelo) do sensor. Os valores das grandezas de tensão de cada fase são conectados separadamente nos pinos 2 (marrom), 4 (vermelho) e 6 (laranja), conforme apresentado na Figura 34.

Para fins de simulação, as conexões do sensor de tensão foram removidas, e as ligações em ponte adaptadas para ligação da própria tensão de alimentação do relé, ligada ao circuito pelos disjuntores, identificando assim a presença de tensão em ambas as fases do lado fonte e também do lado carga.

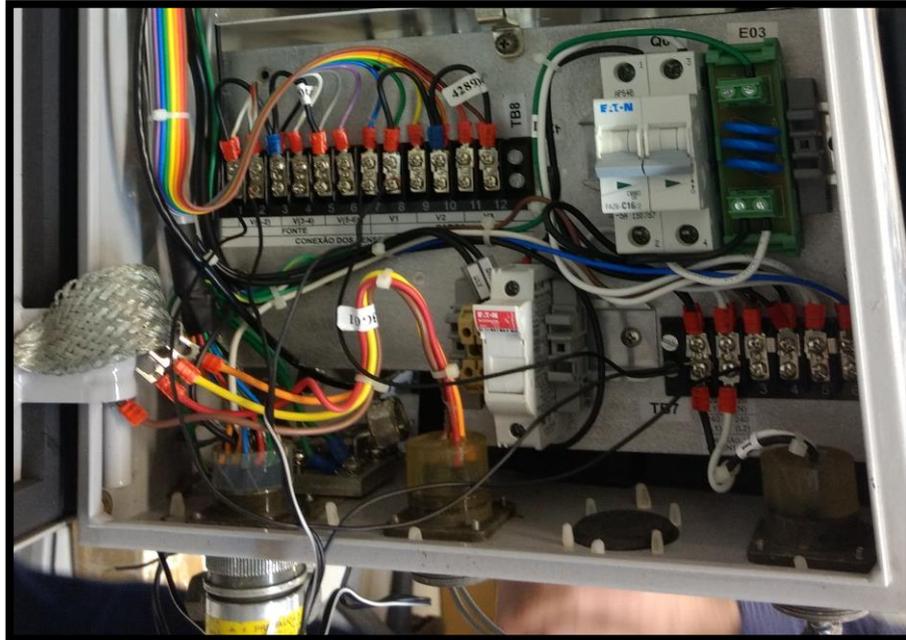
**Figura 34 - Ligações Originais dos Sensores de Tensão**



Fonte: Autor, 2019.

Uma vez ajustadas as devidas ligações nos bornes e dos circuitos de alimentação, simulou-se o comportamento do equipamento perante algumas situações, e, após os testes, realizou-se a coleta dos eventos gerados pelo próprio controle do equipamento, validando experimentalmente a resposta do religador para casos de faltas temporárias e permanentes na rede elétrica de média tensão e funcionalidade da técnica *Self-Healing* implementada.

**Figura 35 - Preparação das Entradas do Controle para Simulações**



Fonte: Autor, 2019.

As simulações realizadas foram divididas em duas etapas, sendo a primeira parte referente ao religador modo proteção, contendo simulações do equipamento perante faltas temporárias e permanentes na rede, em casos de ausência de tensão na fonte, além de comando para habilitar e desabilitar a funcionalidade de reconfiguração automática e as respectivas sinalizações destas ações no controle.

Já a segunda parte consiste em testes no religador modo manobra, simulando a reconfiguração autônoma em caso da ausência de tensão por período determinado em qualquer umas das fontes, indicações e sinalizações no controle, troca do grupo de ajuste e ainda a simulação de defeito no trecho manobrado, ocasionando nova abertura do religador, desta vez por proteção, e mantendo o circuito defeituoso isolado neste ponto.

As indicações dos *leds* geradas no controle nestes testes estão apresentadas nos anexos O, P, Q, R, S, T e U do presente trabalho e evidenciam os resultados.

## 5 RESULTADOS

Primeiramente foram realizadas simulações para a aplicabilidade no religador proteção VAI – 1369, com comandos nas botoeiras do controle para habilitar e desabilitar a função (eventos 8, 9,17, 19, 32, 35, 43 e 44), além disso foram efetuados três simulações de ausência de tensão na fonte deste equipamento, conforme eventos 7, 31 e 42 registrados, fazendo com que o controle procedesse conforme esperado, alterando o grupo de ajuste para um perfil alternativo 1 sem proteção, abrindo e bloqueando o religador após o tempo configurado na Figura 29, de 50 e 60 segundos.

**Figura 36 - Eventos Registrados no Religador Proteção em Simulação**

User device name = VAI01369										
Evt	Date	Time	Type	IA	IB	IC	3I0	VA	VB	VC
001	19/09/13	14:36:10.745	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	0	0	0
002	19/09/13	14:36:10.621	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
003	19/09/13	14:36:09.537	+LS TRIP++++++	16	0	0	16	0	0	0
004	19/09/13	14:36:09.734	CONTROL ALARMS	16	0	0	16	0	0	0
005	19/09/13	14:36:00.979	NON-RECLOSE ON	16	0	0	16	0	0	0
006	19/09/13	14:35:59.785	ALT PROFILE #1	16	0	0	16	0	0	0
007	19/09/13	14:35:08.545	+SI VOLTS LOW+++	16	0	0	16	0	0	0
008	19/09/13	14:33:12.798	-LS ENABLED---	15	0	0	15	118	118	118
009	19/09/13	14:32:41.004	+LS DISABLED++++	15	0	0	15	118	118	118
010	19/09/13	14:31:33.655	MANUAL/EXT CLOSE	0	0	0	0	118	118	118
011	19/09/13	14:29:45.486	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	118	118	118
012	19/09/13	14:29:45.078	FAULT DATA (pri)	96	0	0	96	117	117	117
013	19/09/13	14:29:44.659	OVERCURRENT TRIP	96	0	0	96	118	118	118
014	19/09/13	14:29:43.659	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	118	118	118
015	19/09/13	14:29:43.342	FAULT DATA (pri)	97	0	0	97	117	117	117
016	19/09/13	14:29:42.903	OVERCURRENT TRIP	97	0	0	97	118	118	118
017	19/09/13	14:29:42.798	-LS ENABLED---	38	0	0	38	118	118	118
018	19/09/13	14:29:25.820	MANUAL/EXT CLOSE	38	0	0	38	118	118	118
019	19/09/13	14:27:41.004	+LS DISABLED++++	38	0	0	38	118	118	118
020	19/09/13	14:26:23.930	SEQUENCE RESET	38	0	0	38	117	117	117
021	19/09/13	14:24:24.659	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	118	118	118
022	19/09/13	14:24:24.411	FAULT DATA (pri)	102	0	0	102	118	118	118
023	19/09/13	14:23:23.077	OVERCURRENT TRIP	102	0	0	102	118	118	118
024	19/09/13	14:23:22.820	MANUAL/EXT CLOSE	0	0	0	0	118	118	118
025	19/09/13	14:17:23.086	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	0	0	0
026	19/09/13	14:17:23.078	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
027	19/09/13	14:17:22.278	+LS TRIP++++++	43	0	0	43	0	0	0
028	19/09/13	14:17:22.181	CONTROL ALARMS	43	0	0	43	0	0	0
029	19/09/13	14:17:13.979	NON-RECLOSE ON	46	0	0	46	0	0	0
030	19/09/13	14:17:12.785	ALT PROFILE #1	46	0	0	46	0	0	0
031	19/09/13	14:16:22.087	+SI VOLTS LOW+++	44	0	0	44	0	0	0
032	19/09/13	14:15:43.475	-LS ENABLED---	43	0	0	43	118	118	118
033	19/09/13	14:12:32.361	MANUAL/EXT CLOSE	0	0	0	0	118	118	118
034	19/09/13	14:11:49.895	-LS RESET	0	0	0	0	118	118	118
035	19/09/13	14:10:05.932	+LS DISABLED++++	0	0	0	0	0	0	0
036	19/09/13	14:07:30.537	CONTROL LOCKOUT	0	0	0	0	0	0	0
037	19/09/13	14:07:30.528	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
038	19/09/13	14:07:29.865	+LS TRIP++++++	45	0	0	45	0	0	0
039	19/09/13	14:07:29.713	CONTROL ALARMS	46	0	0	46	0	0	0
040	19/09/13	14:07:20.979	NON-RECLOSE ON	46	0	0	46	0	0	0
041	19/09/13	14:07:19.785	ALT PROFILE #1	46	0	0	46	0	0	0
042	19/09/13	14:06:29.536	+SI VOLTS LOW+++	46	0	0	46	0	0	0
043	19/09/13	14:05:58.269	-LS ENABLED---	45	0	0	45	117	117	117
044	19/09/13	14:05:54.045	+LS DISABLED++++	46	0	0	46	118	118	118

Fonte: Software Proview, 2019.

Analisando a Figura 36, observa-se a abertura do equipamento por ausência de tensão nos registros 3, 27 e 38, sendo que ainda foram simuladas uma falta transitória e uma falta permanente no circuito.

A falta temporária está registrada no evento 23, onde o religador realiza uma tentativa de religamento (evento 21), e como a falta foi temporária, não foram realizadas mais tentativas da sequência de religamento, e o ciclo foi resetado após 180 segundos, de acordo com o evento 20.

Um defeito permanente no trecho está registrado com início no evento 16 através de uma corrente de defeito entre a fase a e terra simulada de 97 A, onde o religador atua (evento 14) e realiza uma nova tentativa de religamento. Como o defeito persiste, o equipamento volta a atuar e bloquear no evento 11, ou seja, o religador desliga e não realiza mais tentativas de religamento, uma vez que neste caso está parametrizado para uma sequência de dois religamentos apenas.

Normalmente os religadores são parametrizados com três tentativas de religamento, contudo, com a implementação da reconfiguração automática, o religador proteção ficará configurado somente com dois religamentos, sendo a terceira tentativa realizada pelo religador modo manobra após seu fechamento, como será simulado mais adiante no presente trabalho.

Os testes envolvendo o religador de manobra SCR – 1897 também foram realizados com êxito, os eventos registrados pelo controle durante as simulações podem ser observados na Figura 37, onde estão registradas os comandos manuais de habilitar e desabilitar a reconfiguração autônoma, a identificação da falta de tensão nas duas fontes, e ação do controle de realizar a troca de ajuste e alterar o status do equipamento para ligado, e ainda desligando o religador por proteção caso detecte a existência de uma falta permanente na rede.

Analisando os registros da Figura 37, nota-se os eventos citados anteriormente, os itens 10, 14, 15, 16, 29 e 30 consistem nos comandos de habilitar e desabilitar a função *Self-Healing*, a terminologia SI trata da tensão da fonte proveniente do AL SCB16 enquanto SII refere-se a fonte do AL VNB22.

A simulação inicial consistiu em simular a ausência de tensão no AL SCB16, conforme evento 28. Como a situação não normalizou, houve a alteração do grupo de ajuste para proteção do grupo alternativo 1, inicialmente com exclusão do religamento automático pelo fato do religador proteção existente já ter realizado duas tentativas se

ocorreu uma falta permanente neste trecho, e seguido do comando de fechamento do religador, listado nos eventos 26, 25 e 24 respectivamente.

**Figura 37 - Eventos Registrados no Religador Manobra em Simulação**

User device name = SCR01897										
Evt	Date	Time	Type	IA	IB	IC	3I0	VA	VB	VC
001	19/09/13	15:56:15.263	non-reclose off	0	0	0	0	0	0	0
002	19/09/13	15:56:15.008	FAULT DATA (pri)	96	0	0	96	118	118	118
003	19/09/13	15:56:14.843	OVERCURRENT TRIP	96	0	0	96	118	118	118
004	19/09/13	15:56:14.843	CONTROL LOCKOUT	96	0	0	96	118	118	118
005	19/09/13	15:56:14.418	+LS CLOSE++++++	0	0	0	0	118	118	118
006	19/09/13	15:56:14.279	NON-RECLOSE ON	0	0	0	0	0	0	0
007	19/09/13	15:55:59.224	ALT PROFILE #2	0	0	0	0	0	0	0
008	19/09/13	15:55:54.220	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
009	19/09/13	15:54:59.226	+SII VOLTS LOW++	0	0	0	0	0	0	0
010	19/09/13	15:54:25.865	-LS ENABLED---	0	0	0	0	118	118	118
011	19/09/13	15:54:13.227	-SII VOLTS HIGH	0	0	0	0	118	118	118
012	19/09/13	15:53:44.036	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
013	19/09/13	15:53:29.043	+SII VOLTS LOW++	0	0	0	0	0	0	0
014	19/09/13	15:52:58.796	-LS ENABLED---	0	0	0	0	118	118	118
015	19/09/13	15:52:33.973	+LS DISABLED++++	0	0	0	0	118	118	118
016	19/09/13	15:52:14.455	-LS ENABLED---	0	0	0	0	118	118	118
017	19/09/13	15:51:33.838	-LS RESET	0	0	0	0	118	118	118
018	19/09/13	15:50:51.328	-SII VOLTS HIGH	89	0	0	89	118	118	118
019	19/09/13	15:50:51.011	-SI VOLTS HIGH	89	0	0	89	118	118	118
020	19/09/13	15:49:47.712	NORMAL PROFILE	0	0	0	0	118	118	118
021	19/09/13	15:49:45.610	MAN/EXT TRIP/LO	89	0	0	89	118	118	118
022	19/09/13	15:46:45.610	CONTROL LOCKOUT	89	0	0	89	118	118	118
023	19/09/13	15:46:43.268	non-reclose off	89	0	0	89	118	118	118
024	19/09/13	15:46:39.727	+LS CLOSE++++++	0	0	0	0	118	118	118
025	19/09/13	15:46:34.279	NON-RECLOSE ON	0	0	0	0	0	0	0
026	19/09/13	15:46:24.785	ALT PROFILE #1	0	0	0	0	0	0	0
027	19/09/13	15:46:19.475	+LS NOT RESET+++	0	0	0	0	0	0	0
028	19/09/13	15:45:24.601	+SI VOLTS LOW+++	0	0	0	0	0	0	0
029	19/09/13	15:43:58.954	-LS RESET	0	0	0	0	118	118	118
030	19/09/13	15:43:51.796	-LS ENABLED---	0	0	0	0	118	118	118

Fonte: Software Preview, 2019.

O teste seguinte simulou a falta de tensão na segunda fonte provinda do AL VNB22, descrito no evento 9. Como a situação persistiu, houve a alteração do grupo de ajuste para proteção do grupo alternativo 2, com religamento automático excluído, e seguido do comando de fechamento do religador, respectivamente listado nos eventos 7, 6 e 5.

Neste caso, ainda foi simulado a existência de um defeito no trecho protegido pelo religador VAI - 1369, o qual realizou duas tentativas de religamento e permaneceu desligado, iniciando o processo de contagem de tempo do religador de manobra do experimento, o qual veio a fechar de acordo com evento 5 da Figura 37, e, ao detectar a falta no trecho, que foi simulada através uma corrente de defeito 97 A na fase A, abriu novamente (evento 3), e bloqueou nova tentativa de religamento (evento 2), seccionando o circuito e reportando tais informações ao sistema supervisor.

Uma vez comprovado o funcionamento da reconfiguração automática através de testes em laboratório, e com base nas informações apresentadas na Figura 25 e os resultados atuais apresentados no item 4.7, pode-se afirmar que a implementação prática desta ferramenta traria resultados bem satisfatórios para o local de instalação adotado, resultando numa redução em torno de 20,5%, cerca de 218653,75 CHI nas interrupções dos alimentadores de média tensão SCB16 e VNB22 quando os desarmes forem no religadores 848339 e 848359.

Além dos custos operacionais envolvidos nos atendimentos das ocorrências e na realização de manobras, com o *Self-Healing* o impacto com indicadores seria reduzido significativamente se a técnica for aprimorada e inserida em mais pontos da rede de distribuição de média tensão, já que os índices estabelecidos pela Aneel são cada vez mais desafiadores e o DEC é um índice cada vez mais difícil de manter sob controle.

## 6 CONCLUSÃO

O setor elétrico do mundo contemporâneo está além de distribuir energia elétrica aos consumidores, ou seja, nota-se a existência de uma forte tendência para projetos de automação das redes de distribuição com a inserção das *smart grids*, o que faz com que as concessionárias distribuidoras de energia busquem e invistam em projetos de adequação e melhoria para os sistemas existentes. O trabalho apresentado segue essa analogia de otimização das redes elétricas.

A realização do projeto de implementação da técnica *Self-Healing*, a partir de um ponto específico adotado, realizando manobras de reconfiguração automáticas das redes de média tensão, é de suma importância tanto para redução dos custos operacionais, quanto para os indicadores de desempenho regulados pela Aneel, melhorando o desempenho e os resultados nesses locais, contribuindo para a satisfação dos clientes e evitando multas por descontinuidade de fornecimento de energia.

Analisando o desempenho existente e comparando com a metodologia proposta, percebe-se um resultado satisfatório para a utilização desta ferramenta, impactando significativamente nos resultados para a empresa distribuidora de energia, principalmente ao se considerar que se trata da automação de apenas um trecho do sistema, e que os benefícios podem ser muito maiores e expressivos se a técnica for utilizada em outros locais, ou até então a implementação do sistema *Self-Healing* com arquitetura centralizada, gerenciada pelo supervisor.

O tema escolhido para a realização do trabalho foi realizado dentro do escopo do curso de Engenharia Elétrica da UNISC, abordando assuntos sobre controle, automação, protocolos de comunicação, programação, sistema elétrico de potência, circuitos de corrente alternada, e principalmente equipamentos elétricos e eletrônicos.

Apesar de ser um assunto pouco abordado no decorrer da trajetória acadêmica, o conhecimento acerca do sistema elétrico de potência e as maneiras que é possível interagir com o mesmo é crucial para o trabalho de um engenheiro eletricista, bem como conhecer equipamentos e o comportamento desse sistema diante dos avanços tecnológicos e automatização dos serviços e da sociedade de forma geral.

O trabalho desenvolvido colocou em prática alguns conhecimentos teóricos adquiridos durante o curso, além de incentivar um estudo mais detalhado e específico

sobre temas relacionados à controle, comunicação e automação de sistemas, exigindo muita disciplina, além de pesquisas e análises de sistemas específicos baseado no fabricante dos equipamentos, para viabilizar o desenvolvimento do projeto proposto, simulação com testes em laboratório e apresentação dos resultados obtidos.

Em conclusão a este trabalho acadêmico, é verificada a vasta quantidade de projetos que podem ser realizados na automação de sistemas de distribuição, bem como a complexidade para implementação dos mesmos.

O setor elétrico é uma área com um enorme potencial de expansão, requer profissionais capacitados e especializados para identificar as possibilidades de melhorias, assim como adotar as melhores técnicas e viabilizar a implementação destas soluções nos sistemas físicos reais.

A proposta de reconfiguração automática da rede de média tensão em um ponto específico explanada neste trabalho acadêmico será apresentada para a concessionária de energia local para avaliação, juntamente com os resultados obtidos como benefícios do sistema, otimização da performance, redução de custos e a viabilidade de implementação.

Contudo, a implementação real por parte da concessionária pode se tornar inviável no momento em função de procedimentos operacionais padronizados existentes. Para a utilização prática desta ferramenta, o sistema supervisorio deveria ser configurado para trabalhar de forma conjunta com a arquitetura distribuída do *Self-Healing*, e ainda seria necessário um treinamento para todos os operadores do centro de operações e de todos os eletricitas, para que sejam capacitados a identificar as manobras automáticas e para evitar acidentes, além de necessitar de aprovação da diretoria da empresa.

## **6.1 Sugestões para trabalhos futuros**

A elaboração de projetos relacionados ao sistema de distribuição de energia geralmente são de natureza complexa e envolvem fatores externos, como permissões para análise, uso e alterações de configurações do sistema supervisorio ou de dados da empresa em estudo.

Para trabalhos futuros, é de suma importância analisar o comportamento e configurações disponíveis para outros fabricantes e modelos de equipamentos

instalados nas redes de distribuição, e verificar a possibilidade de desenvolver técnicas de *Self-Healing* através dos mesmos, apesar das limitações estruturais que possuam, tais como religadores.

Sabe-se que a técnica de *Self-Healing*, fazendo uso da arquitetura centralizada, com o sistema supervisor gerenciando todas as manobras e variáveis do processo, é a mais eficaz, logo, a análise e implementação desta ferramenta seria um avanço considerável e obteria resultados ainda mais significativos ao processo.

Somado ao gerenciamento pelo SCADA, a tomada de decisão quanto às limitações estruturais da rede, verificação do carregamento, análise através de algoritmos específicos de todas as manobras possíveis e reconfiguração automática devido a quaisquer fatores diferentes da condição normal de operação da rede são pontos muito importantes a serem desenvolvidos e implementados.

A implementação de uma ferramenta de recomposição autônoma com as características citadas anteriormente seria ideal para as concessionárias de energia, contudo, trata-se de um assunto bastante desafiador pela dificuldade de testes reais no sistema de distribuição, e pela disponibilidade para operar e manipular o sistema supervisor da empresa concessionária para adequação e inserção das lógicas e sistemas necessários, além de comprovar os resultados e obter as permissões necessárias para a efetivação do projeto.

## 7 CRONOGRAMA

A descrição dos prazos de conclusão e as respectivas etapas desenvolvidas no decorrer do desenvolvimento deste trabalho acadêmico estão apresentadas no Cronograma 1, onde as linhas referem-se às etapas desenvolvidas, sendo que todas elas possuem uma data específica de término e estão indicadas nas colunas subsequentes contendo os demais meses do ano de 2019.

**Cronograma 1 - Cronograma de execução**

Etapas	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV
Introdução, tema, justificativa, objetivos, metodologia e cronograma.	12							
Revisão bibliográfica acerca do setor elétrico, proteção e configuração de redes.	26							
Revisão bibliográfica sobre comunicação e supervisão de equipamentos.		04						
Revisão bibliográfica acerca de redes inteligentes e método <i>Self-Healing</i> .		18						
Revisão bibliográfica de técnicas para implementação do sistema <i>Self-Healing</i> .		30						
Revisão ortográfica, formatação do texto.			05					
Revisão de Normas e formatação.			19					
Análise de circuitos alimentadores e suas limitações estruturais.				29				
Verificação de situações impeditivas de implementação <i>Self-Healing</i> .					15			
Análise e reconfiguração dos ajustes de proteção.						03		
Análise do sistema de supervisão e comunicação.						21		
Desenvolvimento de uma lógica de implementação física para <i>Self-Healing</i> .						28		
Simulações em software e validação da lógica adotada.							10	
Aplicação real da técnica <i>Self-Healing</i> em rede de distribuição de energia elétrica da concessionária local.							17	
Resultados e Conclusões.								02

Fonte: Autor, 2019.

## REFERÊNCIAS

ABB. *Produtos de média tensão*. Disponível em: <<https://new.abb.com/medium-voltage/sv/apparater/brytare/brytare-inomhus/hd4>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

ABRADEE. *Setor elétrico*. 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 01 mar. 2019.

ALENCAR, Márcio Aurélio dos Santos. *Fundamentos de Redes de Computadores*. Universidade Federal do Amazonas – CETAM, Manaus, 2010.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 25 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 21 mar. 2019.

BARBOSA, Carlos Henrique Nogueira de Resende. *Reconfiguração e restauração ótima de sistemas de distribuição primária de energia elétrica*. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

BARROS, B. F.; GEDRA, R. L. *Cabine primária: subestação de alta tensão de consumidor*. 1.ed., São Paulo: Érica, 2009.

BAYER, F. M.; ECKHARDT, M.; MACHADO, R. *Automação de sistemas*. 4. ed. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria - Colégio Técnico Industrial de Santa Maria - Escola Técnica Aberta do Brasil, 2011.

BRITO, Edivaldo. *O modem*. 2018. Disponível em: <<https://br.ccm.net/contents/391-o-modem>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

CARVALHO, Marcus Rodrigo. *Estudo comparativo entre fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. Dissertação (Mestrado) - São Paulo Universidade de São Carlos, São Paulo, 2006.

CEMIG. *ND - 4.15 - Proteção de sobrecorrentes do sistema de distribuição de média tensão da Cemig*. 2017. Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/nd\\_4\\_15\\_000001p.pdf](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/nd_4_15_000001p.pdf)>. Acesso em: 03 abr. 2019.

CEPEL. *Supervisão e controle de sistemas elétricos em tempo real*. 2017. Disponível em: <<http://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/menu/supervisao-e-controle-de-sistemas-eletricos-em-tempo-real.htm>>. Acesso em: 03 abr. 2019.

CPFL. *GED 2912 - Proteção de redes aéreas de distribuição*. 2016. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>>. Acesso em: 19 de mar. 2019.

D'AJUZ, Ary. *Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

EATON. *Religadores e chaves*. 2017. Disponível em: <<http://www.eaton.com.br/EatonNBR/ProductsSolutions/Electrical/ProdutoseseServicos/SistemasdePotencia/ReligadoreseChaves/index.htm>>. Acesso em: 20 de mar. 2019.

ELEKTRO. *ND 78 – Proteção de redes aéreas de distribuição*. 2014. Disponível em: <<https://www.elektro.com.br/seu-negocio/normas-e-formularios-ND-78>>. Acesso em: 18 mar. 2019.

ELIPSE. *Cases*. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/case/solucao-self-healing-da-elipse-software-agiliza-a-recomposicao-do-sistema-de-energia-da-cemar/>>. Acesso em: 18 ago. 2019.

FALCÃO, Djalma Mosqueira. *Integração de tecnologias para viabilização da smart grid*. Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém-PA, 2010. Disponível em: <[http://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te061/artigo\\_SMART\\_GRID\\_SBSE\\_2010\\_DjalmaFalcao.PDF](http://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te061/artigo_SMART_GRID_SBSE_2010_DjalmaFalcao.PDF)>. Acesso em: 22 de mar. 2019.

\_\_\_\_\_. *Smart Grids e micro redes: o futuro já é presente*. Anais do VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (SIMPASE). Rio de Janeiro, 2009.

FERNANDES, Filipe. *Transmissão de sinais analógicos e digitais*. 2012. Disponível em: <<http://fmfernandes.blogspot.com/2012/10/transmissao-de-sinais-analogicos-e.html>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

FONSECA, Alexandre Gomes. *Análise de reconfiguração de redes de distribuição baseada em fluxo de potência desacoplado rápido*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

FONSECA, Jonatha Revoredo Leite. *Aplicação da técnica de self healing na reconfiguração automática de redes elétricas*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

FOROUZAN, Behrouz A. *Comunicação de Dados e Redes de Computadores*. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

GOOGLE EARTH PRO. Versão 7.1. Disponível em: <<https://www.google.com.br/earth/download/gep/agree.html>>. Acesso em: 22 de mar. 2019.

INTECHOPEN. Disponível em: <<https://www.intechopen.com/books/energymanagement-systems/smart-grid>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

KONDO, Daniela Vinci. *Alocação de religadores automatizados em sistemas de distribuição*. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2015.

JUNQUEIRA, W.; LEMOS, F. A. B. *Metodologia de isolamento de seção em falta e recomposição de redes de distribuição*. Artigo do XX Congresso Brasileiro de Automática - Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Rio Grande do Sul, 2014.

LAMBIASE, Clodoaldo de Borba. *Aplicação de self-healing em sistemas elétricos*. TCC (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Rio Grande do Sul, 2012.

LOPES, Márcio Leandro de Araújo. *Automação em rede de energia elétrica na distribuição subterrânea*. 2017. TCC (Graduação Engenharia Elétrica) - Faculdade Anhanguera de Guarulhos, Guarulhos, 2017.

LÓPEZ, J. C.; RIDER M. J. *Smart Grids: Self healing and Switch Allocation in a Real System*. Artigo do XII Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão De Energia Elétrica – CLAGTEE. São Paulo – SP, 2017. Disponível em: <<http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/12-025.pdf>>. Acesso em: 18 abr. 2019.

LUIZ, Fernando César. *O que é Smart Grid?* 2010. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/o-que-e-smart-grid/smartimg/>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

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

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 8. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011.

MOREIRA, Egberto de Arruda. *Aplicação de religadores híbridos em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

MOREIRA, Roberto Marino Marques. *Análise técnico-econômica de estratégias de self-healing em smart grids*. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Lisboa, 2011.

NASCIMENTO, Jaílson Augusto de Oliveira. *Alocação de religadores normalmente abertos em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

NOGUEIRA, Carlos Eduardo Rodrigues. *Autorrestauração de redes de distribuição com foco na operação da distribuição - ferramenta de auxílio à tomada de decisão*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, 2016.

PFITSCHER, Luciano Lopes. *Reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica com monitoramento em tempo real*. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, Santa Maria, 2013.

PRAMIO, Jeferson Turrati. *Estudo sobre Self Healing: conceitos, metodologias e aplicações em redes de distribuição de energia elétrica*. Tese (Pós-Graduação) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Curitiba, 2014.

SANTOS, Éderson Costa. *Estratégias de planejamento de smart grids*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará – UFPA, Belém, 2017.

SARAIVA, Felipe de Oliveira. *Aplicação de sistemas multiagentes para gerenciamento de sistemas de distribuição tipo smart grids*. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

SCHMIDT, Hernán Prieto. *Reconfiguração de redes de distribuição através de programação não-linear inteira*. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

SCHNEIDER Electric. *Catálogo de produtos e serviços*. Disponível em: <<https://www.se.com/br/pt/product-range-presentation/-religadores-serie-u27/?filter=business-6-media-tensao-e-automacao-de-redes-de-distribuicao>>. Acesso em: 09 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. *Sepam comunicação DNP3 – Manual de utilização*. 2009. Disponível em: <[http://sepam.schneiderelectric.com.br/file/download/Sepam\\_DNP3](http://sepam.schneiderelectric.com.br/file/download/Sepam_DNP3)>. Acesso em: 30 maio 2019

SIMÕES, C.; TOLEDO, P. *Implantação de sistemas self-healing em concessionárias de energia*. Anais do X Fórum Latino-Americano de Smart Grid. São Paulo – SP, 2017. Disponível em: <[http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2017/pericles\\_toledo.pdf](http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2017/pericles_toledo.pdf)>. Acesso em: 25 mar. 2019.

SOFTWARE INTERPLAN. Versão 1.65.0. Disponível em: <<https://www.daimon.com.br>>. Acesso em: 22 de mar. 2019.

SOFTWARE PROVIEW. Versão 5.0 Rev. 04b. Disponível em: <[http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power\\_systems/products/control\\_s\\_and\\_relays/recloser\\_controls/proview-software-for-form-6-control1.html](http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/control_s_and_relays/recloser_controls/proview-software-for-form-6-control1.html)>. Acesso em: 22 de mar. 2019.

TORRES, Gabriel. *Redes de computadores: curso completo*. Rio de Janeiro - RJ: Axcel Books, 2004.

VAZ, Rafael Ribeiro de Carvalho. *Metodologia de posicionamento de religadores e dimensionamento de rede de fibra óptica para automação de sistemas de energia*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás. Goiânia, 2017.

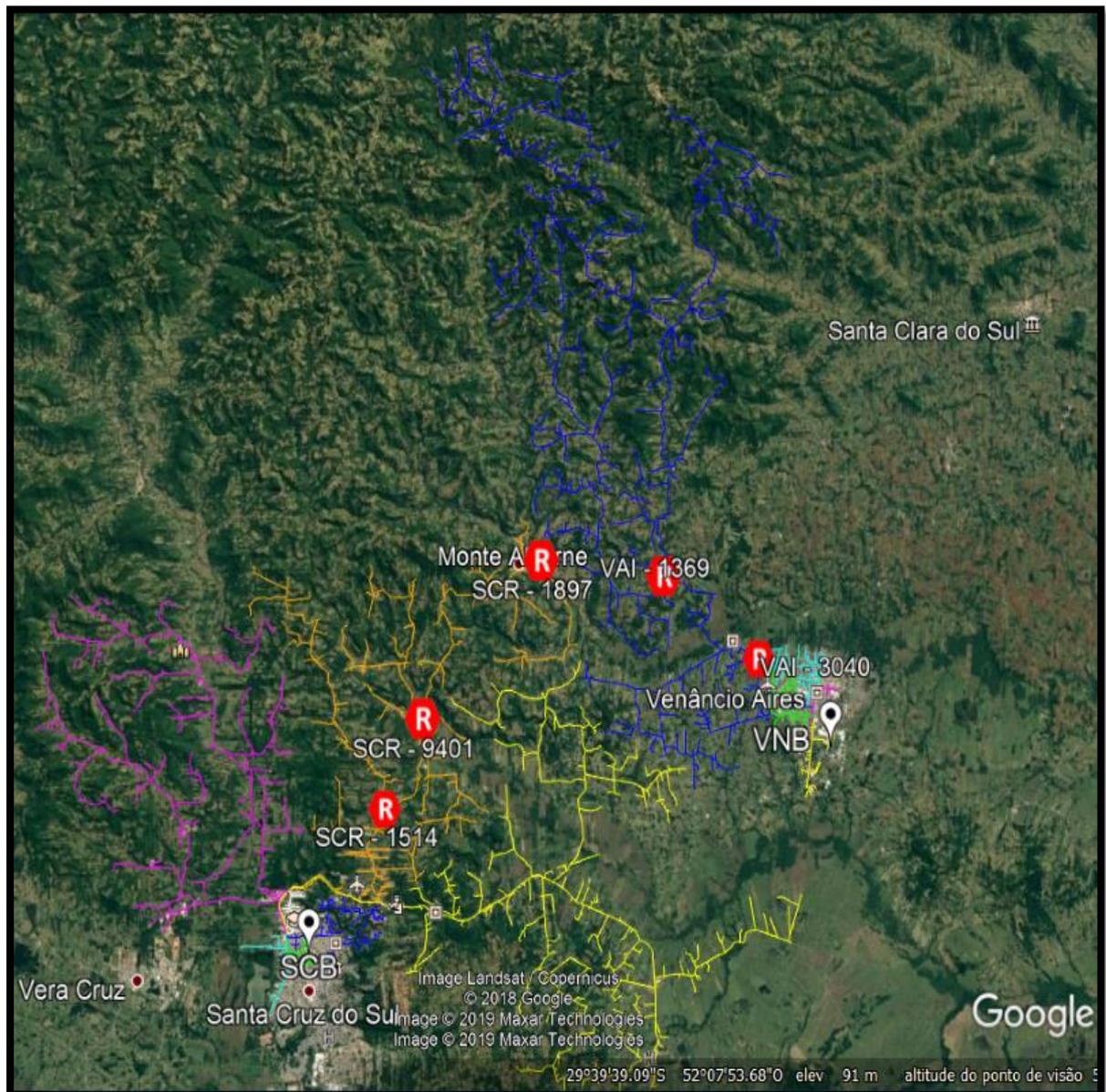
V2COM. *Especificação técnica GT – 650E*. Disponível em: <<https://fccid.io/ANATEL/01791-15-03426/MANUAL/E11C7D0D-D697-46D6-9BA1-4977EC303B5C/PDF>>. Acesso em: 5 abr. 2019.

ZANCAN, Marcos Daniel. *Controladores programáveis*. 3. ed. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria - Colégio Técnico Industrial de Santa Maria, 2010.

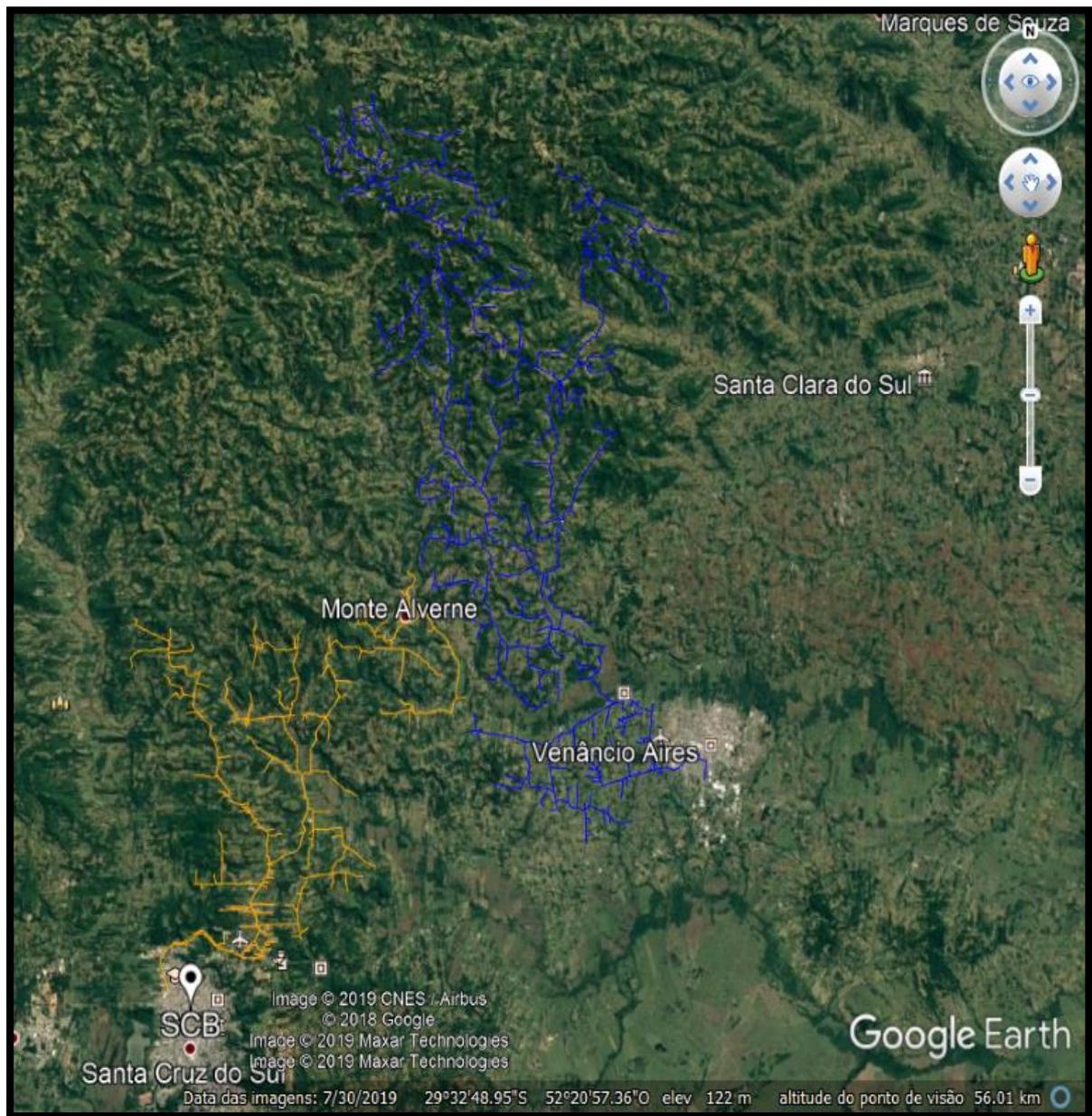
ZIMMER, C.; FRANCO JÚNIOR, M. A. *Automação da distribuição de energia: recomposição automática de redes de distribuição*. 2014. TCC (Graduação Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Curitiba, 2014.

## ANEXOS

## ANEXO A – Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22

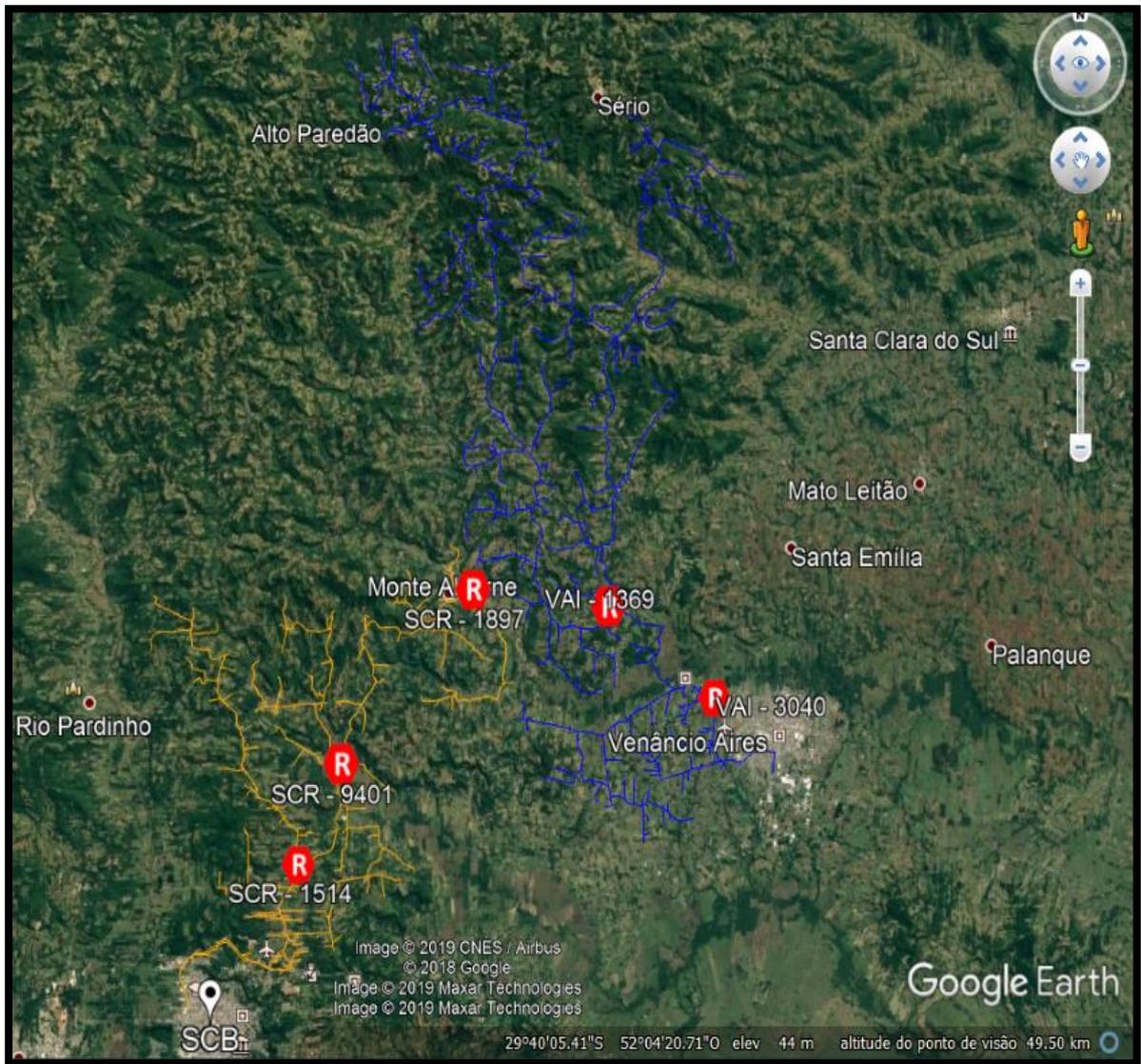


Fonte: Google Earth Pro, 2019.

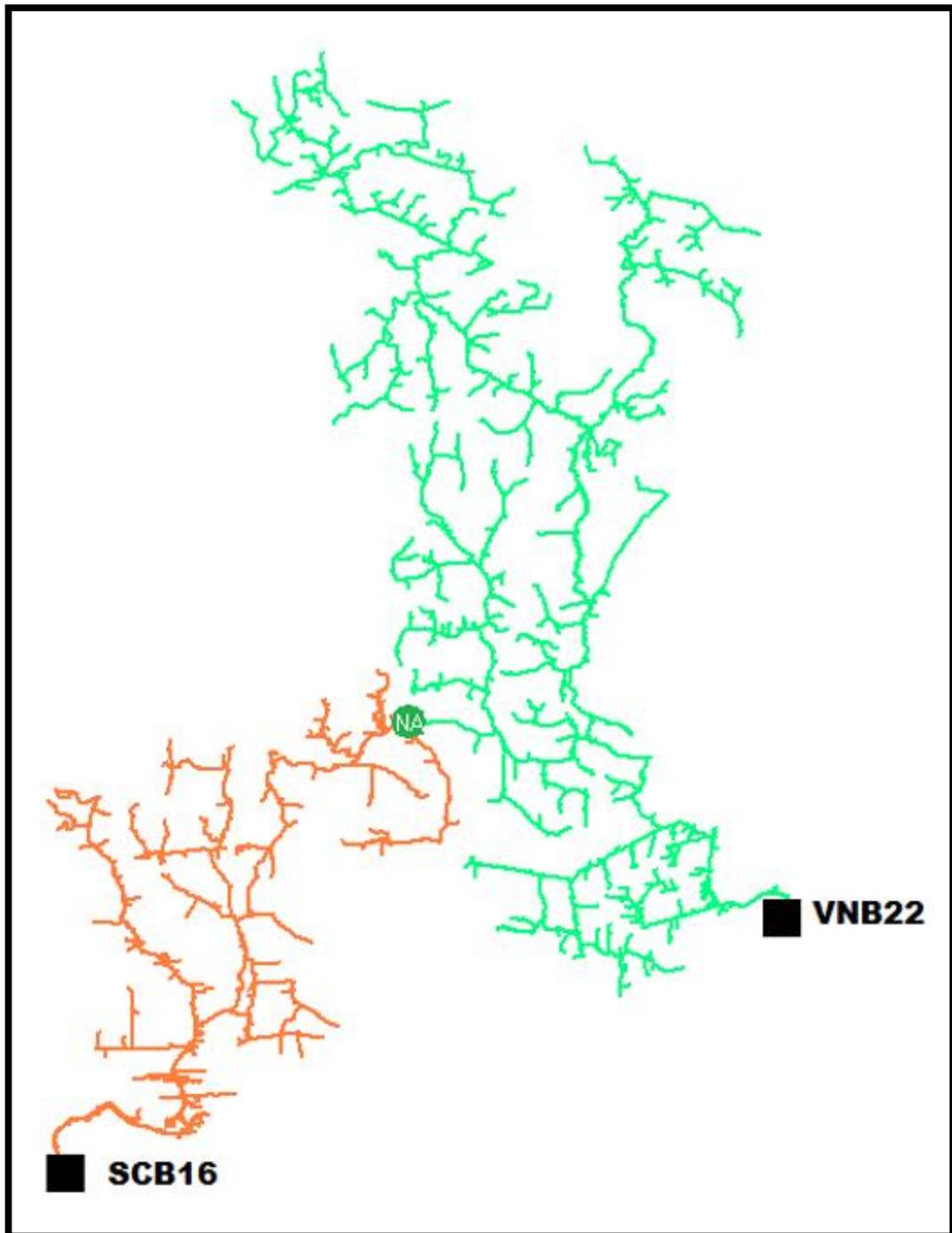
**ANEXO B – Circuitos Alimentadores SCB16 e VNB22**

Fonte: Google Earth Pro, 2019.

### ANEXO C – Circuitos SCB16 e VNB22 com Equipamentos



Fonte: Google Earth Pro, 2019.

**ANEXO D – Circuitos SCB16 e VNB22 com Equipamentos**

Fonte: Software Interplan, 2019.



### ANEXO F – Tela Supervisório Religador 848359

**ESTADOS:**

- RELIGADOR DESLIGADO
- RELIGADOR LIGADO
- RELIGADOR EM FALHA
- MODO REMOTO
- MODO LOCAL
- MODO RELIGADOR

848359

Eventos Alar mes DOC's

848359

VAI01369

R

LIGADO

79

51N

SGF

Auto

**MEDIÇÕES:**

BAT.	27,1Vcc	VAB	13,66kV
OPERAÇÕES	104	VBC	13,73kV
		VCA	13,65kV

CORRENTES - CARGA

FASE A	19 A	FASE C	13 A
FASE B	19 A	NEUTRO	9 A

**ALARMES:**

- FALTA VCA
- ALARME BATERIA
- HOT LINE TAG
- BLOQUEIO - 79 LO

**BANDEIROLAS:**

- FASE A
- FASE B
- FASE C
- NEUTRO
- SGF TRIP

RELATO DE FALHA DE TELECOMANDO

**CORRENTES DE DEFEITO: (ÚLTIMA ATUAÇÃO)**

FASE A	14 A	FASE C	11 A
FASE B	73 A		

**AJUSTES:**

	1369	5 / 3 / 2018
Fase:	150 A	Neutro: 40 A
		SGF: 99999 A

MODEM V2COM  
MIDIA ESEYE  
MODELO: F6V22

**Unifilar:**

SE:VNB AL: VNB22

Fonte: Supervisório (Arquivo CPFL), 2019.

**ANEXO G – Tela Supervisório Religador 904471**

**ESTADOS:**

- RELIGADOR DESLIGADO
- RELIGADOR LIGADO
- RELIGADOR EM FALHA
- MODO REMOTO
- MODO LOCAL

EQUIPAMENTO MODO CHAVE

904471		
Eventos	Alar mes	DOC's

# 904471

## SCR01897

C

DESLIGADO

AUTO

**MEDIÇÕES:**

Bat: 26,4Vcc

TENSÃO "x" - TENSÃO "I"			
ABx	13,97 kV	ABi	14,00 kV
BCx	13,73 kV	BCi	13,83 kV
CAX	13,88 kV	CAi	13,96 kV

CORRENTES - CARGA			
FASE A	0 A	FASE C	0 A
FASE B	0 A	NEUTRO	0 A

**ALARMES:**

- FALTA VCA
- ALARME BATERIA
- HOT LINE TAG
- BLOQUEIO - 79 LO

**BANDEIROLAS:**

- FASE A
- FASE B
- FASE C
- NEUTRO
- SGF TRIP

**CORRENTES DE DEFEITO:**  
(ÚLTIMA ATUAÇÃO)

FASE A	0 A	FASE C	0 A
FASE B	0 A		

**AJUSTES:** 1897 6 / 3 / 2018

EQUIPAMENTO MODO CHAVE

MODEM V2COM  
MIDIA ESEYE      MODELO: F6V22

RELATO DE FALHA DE TELECOMANDO

**Unifilar:**

SE:SCB AL: SCB16

Fonte: Supervisório (Arquivo CPFL), 2019.

**ANEXO H – Religador VAI - 1369 / 848359**



Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO I – Religador SCR - 9401 / 848339**



Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO J – Religador SCR - 1897 / 904471**

Fonte: Autor, 2019.

### ANEXO L – Parâmetros Religador Modo Manobra

Simplified Setup

Group **Normal** Cancel Help OK

**Operations Sequence**

	TCC1	TCC2	Min Trip	Trip #1	Trip #2	Trip #3	Trip #4
Ph	152	152	1500	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Ph Rcls Interval #1, #2, #3			1	5	10		
Gd	152	152	1500	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Gd Rcls Interval #1, #2, #3			1	5	10		
Trips to Lockout	1		Reset Time 180				

**System Configuration, PT/Bushing Connections**

Description SCR01897

Connected...  A/AB  B/BC  C/CA

PT Ratio (x:1) 2200 2200 2200

Adjust (deg) -176 -176 -176

V expected 13.8 1-2 3-4 5-6

CT Type 1Amp Wye-Connected PT's

CTR (1A) 1000 A-B-C Phase Sequence

CTR (5A) 1200 Disable Phantom Phase

Pole Mounted System Frequency 60

**Complex TCC**

	Time Multiplier	Time Adder	Min Rsp Time
TCC1 Ph	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En
TCC1 Gd	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En
TCC2 Ph	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En
TCC2 Gd	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En

**High Current Trip**

	HCT	Min Trip Mult	Time Delay
TCC1 Ph	<input type="checkbox"/> En	32	0.016
TCC1 Gd	<input type="checkbox"/> En	32	0.016
TCC2 Ph	<input type="checkbox"/> En	32	0.016
TCC2 Gd	<input type="checkbox"/> En	32	0.016

**Complex TCC**

	Disk Reset Coeff.
TCC1 Ph	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk
TCC1 Gd	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk
TCC2 Ph	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk
TCC2 Gd	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk

**High Current Lockout**

	Pickup	Trip #1	Trip #2	Trip #3
Ph	20000	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En
Gd	20000	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En

**Cold Load Pickup**

	TCC	Min Trip	Time Mult.	Time Adder	Min Rsp Time
Ph	152	1500	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En
Gd	152	1500	25 <input checked="" type="checkbox"/> En	0 <input type="checkbox"/> En	0.013 <input type="checkbox"/> En
<input checked="" type="checkbox"/> Block	Ops to L/O 1	Rcls Intrvl 2	Actv Time 20		

**Reclose Retry**

Enable Interval 60 # of Attempts 1

**Interrupter Duty**

100% Duty Factor Preset Ph A% 0 Ph B% 0 Ph C% 0

1111 (kA\*10<sup>5</sup>)

Duty Cycle Factor (expressed in multiples of 10<sup>5</sup>)

Fonte: Autor, 2019.

### ANEXO M – Parâmetros de Proteção do Grupo Alternativo 1

Simplified Setup

Group **Alternate 1** Cancel Help OK

**Operations Sequence**

	TCC1	TCC2	Min Trip	Trip #1	Trip #2	Trip #3	Trip #4
Ph	120	120	140	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Ph Rcls Interval #1, #2, #3	1			5	10		
Gd	137	137	36	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Gd Rcls Interval #1, #2, #3	1			5	10		
Trips to Lockout	1			Reset Time 180			

**Complex TCC**

		Time Multiplier	Time Adder	Min Rsp Time
TCC1	Ph	0.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0
	Gd	1.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0
TCC2	Ph	0.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0
	Gd	1.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0

**High Current Trip**

	HCT	Min Trip Mult	Time Delay
TCC1	Ph	<input checked="" type="checkbox"/> En	6.667
	Gd	<input checked="" type="checkbox"/> En	25
TCC2	Ph	<input checked="" type="checkbox"/> En	6.667
	Gd	<input checked="" type="checkbox"/> En	25

**Complex TCC**

	Disk Reset Coeff.
TCC1	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk
TCC2	1e-006 <input type="checkbox"/> Disk

**High Current Lockout**

	Pickup	Trip #1	Trip #2	Trip #3
Ph	20000	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En
Gd	20000	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En	<input type="checkbox"/> En

**Reclose Retry**

Enable Interval 60 # of Attempts 1

**Interrupter Duty**

100% Duty Factor Preset 1111 (kA\*10<sup>5</sup>) Ph A% 0 Ph B% 0 Ph C% 0

**Cold Load Pickup**

	TCC	Min Trip	Time Mult.	Time Adder	Min Rsp Time
Ph	120	140	0.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0
Gd	137	36	1.3	<input checked="" type="checkbox"/> En	0

Block Ops to L/O 1 Rcls Intrvl 2 Actv Time 20

**System Configuration, PT/Bushing Connections**

Description SCR01897

Connected...  A/JAB  B/BC  C/JCA

PT Ratio (x:1) 2200 2200 2200

Adjust (deg) -176 -176 -176

V expected 13.8 1-2 3-4 5-6

CT Type 1Amp Wye-Connected PT's

CTR (1A) 1000 A-B-C Phase Sequence

CTR (5A) 1200 Disable Phantom Phase

Pole Mounted System Frequency 60

Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO N – Parâmetros de Proteção do Grupo Alternativo 2**

Simplified Setup

Group **Alternate 2** Cancel Help OK

**Operations Sequence**

	TCC1	TCC2	Min Trip	Trip #1	Trip #2	Trip #3	Trip #4
Ph	120	120	90	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Ph Rcls Interval #1, #2, #3			1	5	10		
Gd	134	134	50	TCC2	TCC2	TCC2	TCC2
Gd Rcls Interval #1, #2, #3			1	5	10		
Trips to Lockout			1	Reset Time			180

**System Configuration, PT/Bushing Connections**

Description **SCR01897**

Connected...  A/AB  B/BC  C/CA

PT Ratio (x:1) 2200 2200 2200

Adjust (deg) -176 -176 -176

V expected 13.8 1-2 3-4 5-6

CT Type 1Amp Wye-Connected PT's

CTR (1A) 1000 A-B-C Phase Sequence

CTR (5A) 1200 Disable Phantom Phase

Pole Mounted System Frequency 60

**Complex TCC**

	Ph	Time Multiplier	Time Adder	Min Rsp Time
TCC1	Ph	0.5	0	0.013
	Gd	1.1	0	0.013
TCC2	Ph	0.5	0	0.013
	Gd	1.1	0	0.013

**High Current Trip**

	HCT	Min Trip Mult	Time Delay
TCC1	Ph	10	0.01
	Gd	16.67	0.01
TCC2	Ph	10	0.01
	Gd	16.67	0.01

**Complex TCC**

	Disk Reset Coeff.
TCC1	1e-006
TCC2	1e-006

**High Current Lockout**

	Pickup	Trip #1	Trip #2	Trip #3
Ph	20000			
Gd	20000			

**Cold Load Pickup**

	TCC	Min Trip	Time Mult.	Time Adder	Min Rsp Time
Ph	120	90	0.5	0	0.013
Gd	134	50	1.1	0	0.013

Block Ops to L/O 1 Rcls Intrvl 2 Actv Time 20

**Reclose Retry**

Enable Interval 60 # of Attempts 1

**Interrupter Duty**

100% Duty Factor Preset Ph A% 0 Ph B% 0 Ph C% 0

1111 (kA\*10<sup>5</sup>)

Fonte: Autor, 2019.

## ANEXO O – Indicação de Presença de Duas Fontes no Religador NA



Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO P – Religador NA sem Tensão Fonte VNB**



Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO Q – Religador NA sem Tensão Fonte SCB**

Fonte: Autor, 2019.

### ANEXO R – Sem Tensão VNB Reconfigurado



Fonte: Autor, 2019.

### ANEXO S – Sem Tensão SCB Reconfigurado



Fonte: Autor, 2019.

## ANEXO T – Religador sem Tensão e SH Desabilitado



Fonte: Autor, 2019.

**ANEXO U – Religador sem Tensão e SH Habilitado**



Fonte: Autor, 2019.



UNIVERSIDADE DE SANTA CRUZ DO SUL  
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO

PRÓ-REITORIA DE EXTENSÃO

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

Av. Independência, 2293 - 96815-900 - Santa Cruz do Sul - RS  
Fone: (51) 3717.7300 - Fax: (51) 3717.1855 - [info@unisc.br](mailto:info@unisc.br) - [www.unisc.br](http://www.unisc.br)