

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL

**PROJETO TÉCNICO DE RECONFIGURAÇÃO DE ALIMENTADORES DE
MÉDIA TENSÃO DE 13,8 KV DA CONCESSIONÁRIA COSERN, COM BASE
EM TRANSFERÊNCIA DE CARGAS E EM INDICADORES DE
CONTINUIDADE**

MARIANA DANTAS E VIANA

NATAL
2017

**PROJETO TÉCNICO DE RECONFIGURAÇÃO DE ALIMENTADORES DE
MÉDIA TENSÃO DE 13,8 KV DA CONCESSIONÁRIA COSERN, COM BASE
EM TRANSFERÊNCIA DE CARGAS E EM INDICADORES DE
CONTINUIDADE**

MARIANA DANTAS E VIANA

Orientador: Prof. Dr. José Luiz da Silva Junior.

Co-orientador: Prof. Dr. – Ing. Manoel Firmino de Medeiros Junior.

Projeto Técnico de Mestrado apresentado ao Mestrado Profissional em Energia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Concentração: Reconfiguração de Redes de Distribuição.

NATAL
2017

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN
Sistema de Bibliotecas – SISBI
Catalogação da Publicação na Fonte - Biblioteca Central Zila Mamede

Viana, Mariana Dantas e.

Projeto técnico de reconfiguração de alimentadores de média tensão de 13,8 kv da distribuidora COSERN, com base em transferência de cargas e em indicadores de continuidade / Mariana Dantas e Viana. - 2017.

124 f. : il.

Projeto técnico (mestrado profissional) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica. Natal, RN, 2017.

Orientador: Prof. Dr. José Luiz da Silva Junior.

Coorientador: Prof. Dr. - Ing. Manoel Firmino de Medeiros Junior.

1. Energia elétrica – Projeto técnico. 2. Reconfiguração automática – Projeto técnico. 3. Dispositivos telecomandados - Projeto técnico. 4. Indicadores de continuidade - Projeto técnico. 5. Conjunto elétrico - Projeto técnico. I. Silva Junior, José Luiz da. II. Medeiros Junior, Manoel Firmino de. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.315

DEDICATÓRIA

Aos meus queridos pais pelos ensinamentos.

Ao meu irmão Mário pela fé e esperança.

AGRADECIMENTOS

A **Deus**, primeiramente, por ser minha fortaleza, meu refúgio e minha salvação.

Aos **meus pais**, Teresa e Freitas pela força, carinho e amor e por fazer eu jamais desistir dos meus sonhos.

Ao **meu irmão** Mário, pelas orações e por fazer eu acreditar na esperança e nas dádivas do nosso senhor Jesus Cristo.

Ao **meu irmão** Fausto, pelo incentivo nas horas mais difíceis.

Ao **meu orientador** José Luiz, pela paciência e por acreditar que eu pudesse concretizar este sonho.

Ao **programa de mestrado MPEE**, pela oportunidade.

Aos **meus amigos**, por entenderem a minha ausência nos momentos que mais precisavam da minha presença.

Ao meu querido amigo **Railson**, que mesmo na distância nunca deixou de incentivar e ajudar na realização desse meu sonho.

Aos **demais colegas de trabalho**, pela paciência e ajuda no fornecimento de informações, em especial a **Paulo César**.

À **concessionária COSERN**, pelo fornecimento dos dados para elaboração do trabalho.

“Porque para Deus nada é impossível”
Lucas 1, 37

RESUMO

Constantemente as concessionárias de energia elétrica vêm sendo auditadas pelo agente regulador para a melhoria dos indicadores de continuidade e qualidade dos serviços prestados aos seus consumidores. Diante disso as distribuidoras de energia investem constantemente na melhoria das redes de distribuição de energia como é o caso de instalação de dispositivos telecomandados visando à reconfiguração automática dos circuitos em caso de defeito na rede alimentando os consumidores que ficam ilhados de forma rápida observando as condições operacionais dos circuitos. Neste cenário, esse trabalho propõe um projeto que visa à melhoria de indicadores de continuidade de um conjunto elétrico da Companhia Energética do Estado do Rio Grande do Norte (COSERN), concessionária com sede na cidade de Natal/RN, através de reconfiguração automática, após indicações de pontos específicos na rede de dispositivos automatizados.

Palavras Chave: Reconfiguração Automática, Dispositivos Telecomandados, Indicadores de Continuidade, Conjunto Elétrico.

ABSTRACT

The concessionaries of electric power have been audited constantly by the regulating agent for improving the continuity indicators and quality of services provided to its customers. Based on that , the energy distribution constantly invest in improving the energy distribution networks such as installation of remote control devices aim automatic reconfiguration of the circuits in case of defect in the power in the electric grid that supplies the consumers when they are in a difficult situation so fast , observing the operating condition of the circuit . In this scenario, this work proposes a project so that aims to improve the continuity indicators of a electric set of the Companhia Energética do Estado do Rio Grande do Norte, energy provider located in Natal/RN , by automatic reconfiguration , after indication of specific points in the electric grid of the automated devices .

KeyWords: Automatic Reconfiguration, Remote Control Device, Continuity Indicators, Electric Set.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de um alimentador do sistema de distribuição, com tronco e derivação. A parte do circuito tracejada corresponde ao tronco do alimentador, enquanto as linhas sem tracejo correspondem às derivações dos circuitos.....	28
Figura 2 – Gráfico com percentuais dos principais causadores de faltas nos alimentadores do sistema de distribuição.	29
Figura 3 – Chave Fusível com Elo de Expulsão.....	32
Figura 4 – Modelos de religadores de distribuição.....	33
Figura 5 – Diagrama esquemático de rede com religador a montante de uma chave fusível e um curto circuito a jusante deste.....	34
Figura 6 – Curvas de atuação dos dispositivos de proteção.	34
Figura 7 – Chaves manuais monopolar (esquerda) e tripolar (direita).	35
Figura 8 – Exemplificação de isolamento de trecho de circuito sob falta.	35
Figura 9 – Circuito demonstrativo de reconfiguração após a falta permanente.	37
Figura 10 – Relação de Custos x Confiabilidade.	43
Figura 11 – Traçado representativo de um circuito de distribuição de energia com as tensões nos trechos em pu.	44
Figura 12 – Quadro com Faixas de tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69kV.	45
Figura 13 – Alimentador de distribuição georeferenciado retirado do GSE Oper.	47
Figura 14 – Etapas da elaboração do presente projeto.	52
Figura 15 – Demonstração de alimentadores de distribuição.....	55
Figura 16 – Caso 1: Alimentador 1 com curto circuito permanente.	56
Figura 17 – Alimentador 1 com curto circuito permanente entre CFA 1 e CFA 2.	57
Figura 18 – Circuito com defeito permanente a jusante do telecomandado RL1.....	58
Figura 19 – Tela inicial do programa "Análisis Topológico".	61
Figura 20 – Tela inicial do programa "Reconfigurador de Redes de Distribuição".....	62
Figura 21 – Tracejado dos ALIM's 1 (Vermelho), 2 (Amarelo) e 3 (Azul) pelas ruas de Natal.	66
Figura 22 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 1.	67
Figura 23 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 2.	68
Figura 24 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 3.	69
Figura 25 – Tracejado do ALIM 1 em azul juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo triângulo verde.....	77
Figura 26 – Tracejado do ALIM 2 em vermelho juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo marcador amarelo.	78
Figura 27 – Tracejado do ALIM 2 em vermelho juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo marcador amarelo.	78
Figura 28 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 1 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.....	79
Figura 29 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 2 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.....	81

Figura 30 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 3 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.....	82
Figura 31 – Gráfico com percentual de ganho no DEC para o alimentador 1 entre as configuração atual e futura	85
Figura 32 – Gráfico com percentual de ganho da ENS para o alimentador 1 entre as configuração atual e futura.	86
Figura 33 – Gráfico com percentual de ganho no DEC para o alimentador 2 entre as configuração atual e futura.	86
Figura 34 – Gráfico com percentual de ganho da ENS para o alimentador 2 entre as configuração atual e futura.	87
Figura 35 – Percentual de ganho no DEC para o alimentador 3 entre as configuração atual e futura.	87
Figura 36 – Percentual de ganho da ENS para o alimentador 3 entre as configuração atual e futura.	88
Figura 37 – Sistema de distribuição reduzido a dois nós.	101
Figura 38 – Diagrama de barra para o alimentador 1 na configuração atual.....	119
Figura 39 – Diagrama de barra para o alimentador 2 na configuração atual.....	120
Figura 40 – Diagrama de barra para o alimentador 3 na configuração atual.....	121
Figura 41 – Diagrama de barra para o alimentador 1 para configuração futura proposta.	122
Figura 42 – Diagrama de barra para o alimentador 2 para configuração futura proposta.	123
Figura 43 – Diagrama de barra para o alimentador 3 para configuração futura proposta.	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Percentuais das ocorrências dos tipos de faltas.	29
Tabela 2 – Exemplo de codificação dos alimentadores. Dados obtidos através do Interplan®.....	48
Tabela 3 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 1. Dados retirados do GSE Oper.....	66
Tabela 4 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 2. Dados retirados do GSE Oper.....	67
Tabela 5 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 3. Dados retirados do GSE Oper.....	68
Tabela 6 – Influência de cada alimentador no valor do indicador DEC do conjunto NEOPOLIA nos anos de 2014 a 2016. *O presente alimentador não possui valores bases de referência nos anos de 2014 e 2015.	69
Tabela 7 – Média de execução da tarefa de acordo com a abrangência. Dados retirados do GSE Oper.....	70
Tabela 8 – Tempos Médios do ALIM 1 para o estado atual da rede.....	71
Tabela 9 – Tempos Médios do ALIM 2 para o estado atual da rede.....	71
Tabela 10 – Tempos Médios do ALIM 3 para o estado atual da rede.....	71
Tabela 11 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 1 na configuração atual.	72
Tabela 12 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 2 na configuração atual.	72
Tabela 13 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 3 na configuração atual.	72
Tabela 14 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 1, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	73
Tabela 15 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 2, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	74
Tabela 16 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 3, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	74
Tabela 17 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 1 Dados retirados do <i>Análisis Topológico</i>	75
Tabela 18 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 2. Dados retirados do <i>Análisis Topológico</i>	76
Tabela 19 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 3. Dados retirados do <i>Análisis Topológico</i>	76
Tabela 20 – Tempos Médios do ALIM 1 para o estado futuro da rede.....	80
Tabela 21 – Tempos Médios do ALIM 2 para o estado futuro da rede.....	82
Tabela 22 – Tempos Médios do ALIM 3 para o estado futuro da rede.....	83
Tabela 23 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 1 para configuração futura.....	84
Tabela 24 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 2 para configuração futura.....	84
Tabela 25 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 3 para configuração futura.....	85
Tabela 26 – Comparativo relacionando as influências reais nos anos de 2014 a 2016 na configuração atual e a influência correspondente à configuração futura com os telecomandados introduzidos nos circuitos.	88

Tabela 27 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 1, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	89
Tabela 28 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 2, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	90
Tabela 29 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 3, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.	91
Tabela 30 – Dados dos condutores.	99
Tabela 31 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 1. Dados retirados do Interplan.	105
Tabela 32 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 2. Dados retirados do Interplan.	107
Tabela 33 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 3. Dados retirados do Interplan.	109
Tabela 34 – Dados de carga do alimentador 1. Dados retirados do Interplan.	111
Tabela 35 – Dados de carga do alimentador 2. Dados retirados do Interplan.	113
Tabela 36 – Dados de carga do alimentador 3. Dados do Interplan.	114

ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

CFA – Chave Faca

CFU – Chave Fusível

COI – Centro de Operação Integrado

COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte

CPM – Capim Macio

CT – Chave Telecomandada

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DICRI – Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por ponto de Conexão

ENS – Energia Não Suprida

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC – Frequência Interrupção Individual por Unidade Consumidora

GSE – Gestão do Sistema Elétrico

MT – Média Tensão

NA – Normalmente Aberto

NEO – Neópolis

NF – Normalmente Fechado

NR – Nota de Reclamação

SDEE – Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SE – Subestação

TD – Tempo médio de preparação de uma turma de campo, a localização do defeito e/ou abertura do equipamento de seccionamento e/ou proteção a montante e/ou a jusante do trecho com defeito

TMAE – Tempo Médio de Atendimento

TMD – Tempo Médio de Deslocamento

TME – Tempo Médio de Execução

TMP – Tempo Médio de Preparação

TR – Tempo Médio de Reparo

TT – Tempo Médio de Transferência

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	15
INTRODUÇÃO	15
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	16
1.2 OBJETIVOS	18
1.2.1 <i>Objetivo Geral</i>	18
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	18
CAPÍTULO 2	20
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 INTRODUÇÃO	21
2.1.1 <i>Principais trabalhos publicados</i>	21
CAPÍTULO 3	26
MODELAGEM DO PROBLEMA	26
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	27
3.2 ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	27
3.3 FALTA	28
3.4 INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA .	30
3.5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO	31
3.6 PROCESSO DE RESTABELECIMENTO DE SDEE	36
3.6.1 <i>Atendimento das equipes de prontidão da concessionária</i>	36
3.6.2 <i>Metodologias de reestabelecimento das redes</i>	37
3.7 INDICADORES DE CONTINUIDADE E DE ATENDIMENTO DO SERVIÇO	38
3.7.1 <i>Indicadores de Continuidade Individuais</i>	38
3.7.2 <i>Indicadores de Continuidade Coletivos</i>	40
3.7.3 <i>Energia Não Suprida</i>	40
3.8 INDICADORES DE TEMPO	41
3.9 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DOS SDEE	41
3.10 FLUXO DE POTÊNCIA	43
3.11 QUEDA DE TENSÃO EM CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO	44
3.12 CONJUNTO ELÉTRICO	45
3.13 MODELAGEM DOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	46
3.13.1 <i>Redução dos Alimentadores de Distribuição</i>	46
3.13.2 <i>Extração dos dados alimentadores</i>	47
3.13.3 <i>Redução dos pontos dos alimentadores</i>	49

CAPÍTULO 4	50
METODOLOGIA	50
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	51
4.2 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	51
4.3 ETAPAS DO PROJETO	52
<i>ETAPA 1. ESCOLHA DO CONJUNTO ELÉTRICO</i>	53
<i>ETAPA 2. COLETA DE MÉDIA DE TEMPOS E INDICADORES</i>	54
<i>ETAPA 3. UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ALOCAÇÃO DE CT</i>	60
<i>ETAPA 4. UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES</i>	62
<i>ETAPA 5. RESULTADOS OBTIDOS</i>	63
CAPÍTULO 5	64
RESULTADOS E CONCLUSÃO	64
5.1 PROJETO TÉCNICO	65
5.1.1 <i>Definição do Conjunto Elétrico</i>	65
5.1.2 <i>Definição dos Alimentadores do Conjunto</i>	65
5.1.3 <i>Média de Tempos e Indicadores para Estado Atual</i>	70
5.1.4 <i>Processo de Reconfiguração da Rede no Estado Atual</i>	73
5.1.5 <i>Definição da posição dos Telecomandados via “Análisis Topológico”</i>	75
5.1.6 <i>Média de Tempos e Indicadores – Estado Futuro</i>	78
5.1.7 <i>Processo de Reconfiguração das Redes para o Estado Futuro</i>	89
5.2 CONCLUSÕES	91
5.3 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
ANEXOS	98
ANEXO A – DADOS DOS CONDUTORES	99
APÊNDICES	100
APÊNDICE A – PARÂMETROS DE SENSIBILIDADE	101
APÊNDICE B – DADOS DE BARRA E CARGA DOS ALIMENTADORES	105
<i>B.1. Dados das seções de linha</i>	105
<i>B.2. Dados de Carga</i>	111
APÊNDICE C – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO RECONFIGURADOR DE REDES	115
APÊNDICE D – DIAGRAMA DE BARRAS DOS ALIMENTADORES	119

Capítulo 1

Introdução

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

O sistema elétrico pode ser dividido em três grupos: Geração, Transmissão e Distribuição. A geração compreende a parte em que os centros produtores são responsáveis pela conversão de algum tipo de energia em energia elétrica como, por exemplo, as usinas hidrelétricas. Já o grupo da transmissão, fica com a responsabilidade de transportar a energia gerada nos centros produtores, através das linhas de transmissão, até as subestações distribuidoras de energia.

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) são componentes fundamentais deste setor tendo como função principal fornecer energia elétrica aos clientes com a qualidade adequada e a todo o momento em que for solicitada pelo consumidor. Além das perdas técnicas inerentes aos circuitos de distribuição, existem outros efeitos que ocorrem na rede que provocam a insatisfações dos consumidores de energia elétrica relacionados às interrupções do fornecimento de energia.

No âmbito da distribuição de energia, interrupção de fornecimento dos consumidores corresponde à incapacidade de distribuir energia por um determinado momento, geralmente por um curto intervalo de tempo, mas que ocasiona, na maioria das vezes, um custo elevado por não mensurar previamente o tipo de consumidor e a carga que será interrompida.

Essas interrupções podem ser ocasionadas de duas formas:

- Por eventos intempestivos tais como: árvore na rede, abalroamentos, animais em contato com o circuito, etc.; ou
- Por manutenções preventivas e/ou corretivas na rede;

Como forma de mensurar e manter os níveis mínimos de qualidade e continuidade do serviço prestado pelas concessionárias distribuidoras de energia, grande partes dos países estabeleceram entidades que regulamentam os processos e procedimentos das concessionárias. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do controle das interrupções, a resolução nº 24 de 27 de janeiro de 2000 estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição da energia elétrica através de valores de indicadores de continuidade vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Os principais indicadores são o DEC e o FEC, respectivamente, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

Levando em consideração as premissas estabelecidas pela ANEEL, e visando cada dia melhorar o fornecimento de energia elétrica para os seus clientes, os sistemas de distribuição de energia vêm a cada dia se beneficiar de novas metodologias automatizadas para diminuir o tempo e a frequência de interrupção dos consumidores.

Para os sistemas de distribuição de energia aéreos, observa-se que grande parte das interrupções é inerente à própria rede, acarretando vários problemas. Nesse âmbito, a busca de recursos para a melhoria do serviço é isolar o trecho no caso de defeito e reconfigurar a rede através de equipamentos de proteção e manobra. Portanto, constantemente, o desenvolvimento de novas técnicas e novos equipamentos, tais como religadores automáticos, seccionadores automáticos, chaves fusíveis, são destinados à melhoria das redes de distribuição para que melhores resultados na recomposição do sistema sejam obtidos.

Nesse conceito, este trabalho propõe a elaboração de um projeto, baseado em uma sequência de etapas, visando à reconfiguração automática de alimentadores de distribuição de energia da concessionária COSERN através da mudança da configuração das redes, em caso de falhas nos circuitos, por fechamento ou abertura de chaves estabelecidas em pontos estratégicos. Chave é o dispositivo de proteção da rede de distribuição de energia que tem como objetivo tanto a proteção o trecho de rede a jusante como facilitar a realização de manobras e recomposição de trechos de distribuição que vierem a ficar sem energia ocasionada por uma interrupção. A utilização desse método visa principalmente melhorar os níveis de tensão das redes, minimizar as perdas do sistema, melhorar a confiabilidade, isolar as faltas correntes da rede e para o balanceamento das cargas (CARDONA, 2016).

O foco central da metodologia proposta neste projeto é minimizar a quantidade de clientes interrompidos e diminuir o tempo que os consumidores ficam sob falta permanente. Desta forma, este trabalho é composto 5 capítulos, referências bibliográficas e anexos, distribuídos conforme a seguir:

No capítulo 1 está apresentada a contextualização do problema, o objetivo geral e os objetivos específicos.

No capítulo 2 são destacados os resultados da pesquisa bibliográfica realizada para desenvolvimento desta dissertação. A revisão bibliográfica mostrou a grande dificuldade e as metodologias já utilizadas para tratar o tema de restauração de redes de distribuição;

No capítulo 3 é apresentada uma modelagem do problema a ser tratado.

No capítulo 4 está descrito a metodologia para desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 5 têm-se os resultados do estudo de caso e conclusões.

Por fim, são sumarizadas as referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento deste trabalho. Demais arquivos constituintes estão nos anexos e nos apêndices.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O principal objetivo do presente trabalho consiste em desenvolver um projeto técnico para resolver o problema de melhoria dos indicadores de continuidade de múltiplos alimentadores de distribuição de energia da concessionária Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) através da reconfiguração de redes de distribuição.

O trabalho tem como base a técnica desenvolvida por Silva Junior (2012) vislumbra a utilização de parâmetros de sensibilidade para a reconfiguração de alimentadores de distribuição. Ressalta-se que, a verificação da sensibilidade em redes de distribuição foi desenvolvida por Pimentel Filho (1997) para estudo das tensões nas barras das redes de distribuição, após a alocação de bancos de capacitores, baseando seu estudo na Equação desenvolvida por CESPEDES (1990) para cálculo de fluxo de carga pelo método soma de potências.

1.2.2 Objetivos Específicos

Abaixo estão elencados os objetivos específicos almejados no projeto:

- Realizar um projeto técnico de reconfiguração de redes de múltiplos alimentadores de distribuição da concessionária COSERN;
- Indicar as melhores alternativas para repor as cargas ilhadas devido a um defeito na rede de distribuição de energia com o auxílio do software;

- Fornecer à distribuidora de energia elétrica um procedimento de manobras específicas que auxiliem aos controladores do centro de operação na tomada de decisão das manobras para normalização das cargas;
- Propor à concessionária uma melhor alocação de chaves de proteção automáticas normalmente fechadas e substituição dos encabeçamentos das redes de distribuição tratadas também por dispositivos telecomandados visando à melhoria da eficiência da reconfiguração das redes de distribuição em caso de falta;

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, estão destacados os principais trabalhos relacionados ao tema de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica, principalmente os trabalhos que tem como o objetivo a redução de perdas.

Observou-se que o tema de reconfiguração de redes já vem sendo tratado em várias publicações ao longo dos anos. Durante a pesquisa de revisão bibliográfica, constatou-se que os vários trabalhos foram desenvolvidos em diferentes metodologias, desde técnicas heurísticas até trabalhos de algoritmos multi-objetivos.

2.1.1 Principais trabalhos publicados

Em 1988, Civanlar et al. utilizaram a técnica baseada na troca de ligações onde desenvolveram uma expressão analítica visando a redução de perdas no momento de abertura e fechamento de elementos de manobra sem que o esquema radial da rede fosse alterado. A metodologia de busca para definição de qual chave deverá ser aberta é baseada em métodos heurísticos, evitando assim análises excessivas de operações de abertura e fechamento de elementos.

Em 1989, Baran e Wu modificaram o método proposto por Civanlar et al. (1988) estabelecendo que o problema de reconfiguração de alimentadores de distribuição para redução de perdas e balanço de carga é definido com um problema de programação inteira.

Ainda em 1989, Shirmohammadi et al. descreveram em seu artigo um método heurístico eficiente e robusto para a reconfiguração das redes de distribuição, com o objetivo de reduzir as perdas em linhas resistivas em condições normais de operação. O trabalho desenvolvido neste artigo é baseado na ideia desenvolvida por Merlin e Back (1975). Na metodologia modificada foram mantidos os principais benefícios da ideia original: a convergência para o ótimo ou uma solução quase ótima e a independência da solução final a partir do estado inicial das chaves da rede. No entanto, esta metodologia também evita as desvantagens do método original, tais quais: as cargas são assumidas sendo puramente ativas e são representadas por fontes de corrente fixas, independentemente da mudança da configuração da rede; os ângulos da tensão da rede são considerados insignificantes; as restrições da rede não são consideradas e etc. Um

fluxo de carga foi aplicado que permitiu uma importante redução nos tempos de cálculo computacional.

Assim, o algoritmo funciona da seguinte maneira, primeiramente os dados da rede e das chaves são lidos, após isso, fecha as chaves normalmente abertas criando uma rede malhada. Aplica-se um fluxo de carga para a rede resultante convertendo as cargas em nós injetores de corrente. Assume-se que as chaves fechadas são fontes de corrente que podem ser usadas para modificar os fluxos nos ramos e então calcula-se o valor das fontes fictícias de corrente. Por fim, a chave com mais baixo valor de corrente é aberta, eliminando então um dos ramos da rede.

Em 1993, Hsu e Li propuseram um algoritmo para o planejamento de reconfiguração de alimentadores de distribuição levando em consideração a coordenação de dispositivos de proteção, definido para o período de um ano, aproximadamente. O grande ponto abordado neste artigo é que os dispositivos de proteção são projetados de tal forma que eles permanecerão devidamente coordenados quando houver a reconfiguração da rede, devido à necessidade de balanceamento de carga e redução de perdas.

Em 1997, Taleski e Rajicic abordaram um novo método para a redução de perda de energia para redes de distribuição. O método abordado pelos autores pode ser usado na determinação de configurações que estabelecem perdas mínimas para um determinado período. Basicamente, o método pertence aos métodos conhecidos como “técnicas de permuta de ramos”. Pares de alimentadores são analisados um de cada vez para serem reconfigurados. A reconfiguração é realizada fechando a chave que define o ramo e abrindo a chave que produz a máxima economia em perdas de energia. O ramo candidato a ser aberto é escolhido usando uma técnica semelhante proposta por Cinvalar et al. (1988) mas aplicado para as perdas de energia, em vez de perdas de potência. A ordem pela qual os ramos são analisados e reconfigurados são determinados por regras heurísticas.

Em 2000, Lin et al. propuseram um algoritmo genético refinado para redução de perdas e uma redução do número de chaveamentos de redes radiais. Ao longo do artigo, as discussões sobre reconfiguração foram concentradas na abertura e fechamento de apenas um dispositivo de encabeçamento para preservar a radialidade dos alimentadores envolvidos. O método proposto no artigo foi identificar chaves de interligação e chaves seccionadoras que deveriam ser abertas e fechadas, respectivamente, para que fosse alcançada uma redução máxima das perdas. A mudança das perdas foi calculada a partir

de resultados de dois estudos de fluxo de carga que simulem as configurações do sistema antes e depois da reconfiguração do alimentador. Ainda neste artigo, foi desenvolvida uma fórmula para estimar a variação nas perdas onde essa fórmula busca a maior redução de perdas possíveis.

Em 2010, Cebrian et al., em seu artigo, propuseram a implementação computacional de um algoritmo evolutivo a fim de resolver o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais. Neste trabalho, a reconfiguração das redes de distribuição considera os índices de qualidade de energia e o problema é formulado como um problema de programação inteira mista não-linear. O algoritmo evolutivo desenvolvido faz uso de operadores de recombinação e mutação especialmente desenvolvidos para manter redes de configuração radiais alternativas. Funções de aptidão estão relacionadas a perdas na rede e penalizações em matéria de restrições de tensão e carregamento. O modelo descrito neste artigo também lida com os custos de qualidade de energia, interrupções de duração longas (maior ou igual a 1 min) e interrupções de processo cliente devido a quedas de tensão. Um método de fluxo eficiente de energia determina as perdas de rede, equipamentos de carga e tensões de barra para diferentes topologias de rede. Quanto aos índices de qualidade de energia, o método de simulação de Monte Carlo foi implementado e incorporado no modelo de otimização.

Em 2011, Savier et al. apresentam em seu artigo a alocação das perdas de energia aos consumidores ligados à rede de distribuição radial antes e depois da reconfiguração da rede em um desregulamentado. A alocação das perdas é feita de forma quadrática, baseando-se na identificação das partes real e imaginária da corrente em cada ramo e as perdas são atribuídas aos consumidores. O problema de reconfiguração da rede é formulado como um problema multiobjetivo sujeito as restrições operacionais e elétricos do sistema. Os quatro objetivos abordados são: a minimização da perda de energia do sistema, minimização dos desvios da tensão nos nós, minimização da violação de restrição de cada ramo e minimização do desequilíbrio dos carregamentos dos transformadores. A formulação do problema considera os seguintes aspectos: alocação de perdas para os consumidores antes da reconfiguração da rede, reconfiguração da rede através de uma aproximação multiobjetivo mantendo-se a estrutura radial mesmo após o processo de reconfiguração e a alocação de perdas para os consumidores após a reconfiguração da rede.

Em 2012, Jazebi et al. propuseram um artigo que aborda a capacidade de reconfiguração de redes para melhorar problemas de qualidade de energia, tais como harmônicos e quedas de tensão, para mitigar as perdas de energia. Um algoritmo evolutivo diferencial foi implementado para resolver o problema de otimização não linear. Este trabalho sugere que os operadores de distribuição reconfigurem periodicamente a rede para minimizar o risco de más operações causadas por quedas de tensão e mitigar as perdas harmônicas adicionadas a um sistema de distribuição.

Ainda em 2012, Barbosa et al. propuseram um artigo onde aborda uma heurística semi-destrutiva também é usada para acelerar a análise topológica das soluções da rede. Juntamente com uma heurística construtiva, essa heurística é responsável pela operação de cruzamento do algoritmo evolucionário desenvolvido. Este artigo tem como objetivo de estudo os problemas de reconfiguração e restauração em sistemas de distribuição e o desenvolvimento de um software eficiente e robusto que incorpore ferramentas computacionais de otimização multiobjetivo capazes de redefinir a nova configuração de uma rede de 13,8 kV, seja devido a interrupções, seccionamentos ou simplesmente para minimização de perdas e balanceamento de carga.

Em 2012, Barbosa, em sua tese de doutorado, desenvolveu uma metodologia de abordagem para os problemas de reconfiguração e restauração que soluciona tanto os alimentadores já utilizados na literatura quanto em alimentadores reais de distribuição de energia elétrica. Buscou-se aprimorar tanto a técnica de verificação de espaço de busca do problema tratado quanto o procedimento da avaliação da rede por cálculo de carga. Ainda em sua tese, buscou-se uma formulação matemática que contemplasse as situações de reconfiguração e restauração.

Em 2013, Bayat em seu artigo desenvolveu um novo método heurístico denominado distribuição de tensão uniforme com base em um algoritmo construtivo, especialmente destinado à reconfiguração ótima de redes de distribuição em grande escala. O algoritmo começa com a expansão de uma sub-rede através de um rastreamento de tensão máxima da barra e realizando uma série de trocas de ramo simultaneamente. Esse algoritmo apresenta uma alta velocidade de convergência, explícito ou sem restrições radiais e capaz de se obter uma solução ou uma solução ótima global.

Em 2014, Barbosa et al., propuseram em seu artigo um algoritmo evolucionário multiobjetivo com base no NSGAI no qual foi acoplado a uma versão intervalado do

método backward/forward. O método robusto para resolver problemas de reconfiguração foi chamado de Algoritmo Evolutivo Intervalo multiobjetivo. Os objetivos do trabalho são: fornecer uma nova estratégia que trata corretamente as incertezas de carga na otimização de reconfiguração de alimentadores de distribuição, demonstrar a fragilidade das soluções ótimas encontradas por abordagens convencionais em ambientes reais incertos e discutir como soluções robustas podem substituir soluções pseudo-ideiais para garantir condições operacionais de rede razoáveis e satisfatórias no pior cenário. A formulação matemática proposta é estabelecida onde os quatro objetivos para o caso de reconfiguração de redes de distribuição são a minimização das perdas de potência ativa, a minimização do desvio das tensões da barra com vistas à obtenção de um perfil mais plano, a minimização do carregamento de corrente para balanceamento das cargas e a minimização da quantidade de manobras.

Peralta (2015, p. 20) em sua dissertação propôs uma:

Técnica para resolver o problema de restauração de redes radiais, baseado na meta-heurística busca tabu [...]. Define-se o objetivo desse trabalho como apresentar uma proposta de solução para resolver o problema de restauração de sistemas de distribuição com geração distribuída, encontrando-se uma configuração pós-falta de boa qualidade via a reconfiguração da rede em um tempo aceitável para o controle real do sistema de distribuição, considerando as necessidades de manter os limites de continuidade, respeitando os limites de operação e fornecendo ao final uma sequência lógica de chaveamentos que garante os aspectos operacionais.

Embora muito tenha se debatido sobre metodologias, vantagens, inconvenientes e os impactos, são poucos os trabalhos que mensuram e demonstram os ganhos dos indicadores de qualidade de uma concessionária de distribuição com a reconfiguração de redes de distribuição.

Capítulo 3

Modelagem do Problema

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem por finalidade abordar as principais características inerentes aos sistemas de distribuição, elencando fatores que provocam desde faltas até interrupções no fornecimento dos consumidores, o que leva à necessidade do cálculo dos indicadores de continuidade do serviço regulados pela agência reguladora deste país. Além disso, serão abordadas as metodologias de reestabelecimento dos sistemas, através da utilização de dispositivos de proteção que podem ser utilizados, desde seccionamento do trecho isolando defeitos e melhorando a confiabilidade das redes de distribuição.

3.2 ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Alimentador de distribuição é uma parte do SDEE composto de dispositivos de proteção, dispositivos de manobras, estruturas e condutores elétricos, aéreos ou subterrâneos, que tem por objetivo transportar energia elétrica aos consumidores supridos em média tensão (MT) e para os transformadores de distribuição de energia da concessionária que, por sua vez, têm a função de fornecer a energia para os clientes baixa tensão (BT). Esse componente do SDEE é constituído de linha tronco e ramais.

Tronco do alimentador é a parcela mais importante de um alimentador de distribuição, pois ele parte da subestação até o primeiro dispositivo de proteção a jusante, contém a maior seção dos condutores elétricos e compreende a maior parcela de carga ou até mesmo toda a carga do alimentador, além das interligações com os troncos de alimentadores de distribuição que fazem encabeçamento entre eles (ELETROBRAS – PI, 2012).

Ramal de alimentador de distribuição, segundo a definição da CEMIG (2014), é caracterizado por ser composto de condutores de seções inferiores e que atendem a parcelas de cargas de acordo com a sua distribuição em relação ao tronco do alimentador.

Por método utilizado na operação, no presente projeto, considera-se que o tronco é toda e qualquer parte do circuito que ao seu fim possui algum equipamento de

encabeçamento com outro alimentador. Derivações serão consideradas como alguns “braços” dos alimentadores sendo que estes podem possuir equipamentos de proteção ou não (Figura 1).

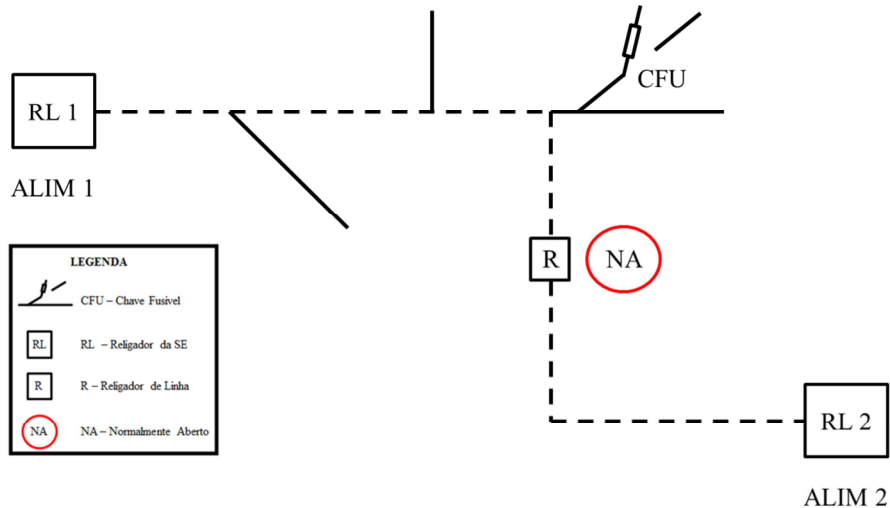


Figura 1 – Representação de um alimentador do sistema de distribuição, com tronco e derivação. A parte do circuito tracejada corresponde ao tronco do alimentador, enquanto as linhas sem tracejo correspondem às derivações dos circuitos.
(Fonte: Autoria própria)

3.3 FALTA

Falta é toda e qualquer perturbação de forma física em um alimentador de distribuição de energia ocasionado por um curto circuito ou por uma sobrecarga na rede. A Figura 2 mostra um gráfico com os principais causadores de faltas nas redes de distribuição, onde pode-se destacar que aproximadamente metades delas são ocasionadas por fenômenos da natureza (descargas atmosféricas, árvore na rede, animais e ventos, etc) (SHORT, 2014).

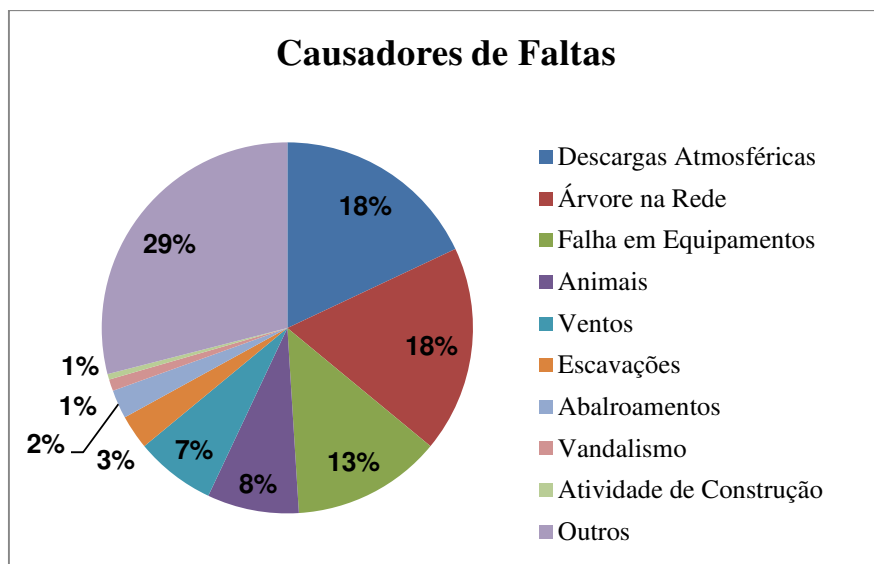


Figura 2 – Gráfico com percentuais dos principais causadores de faltas nos alimentadores do sistema de distribuição.
(Fonte: Short, 2014)

Por Short (2014), as faltas na distribuição ainda podem ser caracterizadas pela quantidade de fases do circuito envolvidas no problema, podendo ocorrer com uma das fases, com duas fases, ou até mesmo com três fases. Vale destacar que as faltas monofásicas são as mais comuns onde 80% das faltas contabilizadas foram qualificadas como envolvendo apenas uma fase em contato ou com o neutro (falta fase-neutro) ou até mesmo com o solo (falta fase terra). Isso é bastante intrínseco, por haver mais redes de distribuição aéreas que são mais susceptíveis às interferências externas. Na Tabela 1, tem-se o percentual para cada tipo de falta que ocorre na rede¹.

Tabela 1 – Percentuais das ocorrências dos tipos de faltas.
(Fonte: Short, 2014)

Falta	Percentual (%)
Fase-Neutro	63
Bifásica	11
Bifásica-Neutro	2
Trifásica	2
Fase Terra	15
Bifásica Terra	2
Trifásica Terra	1
Outras	4

De acordo com a natureza da falta, ela pode ser subdividida de acordo com a seguinte classificação (CAMPO, 2014):

¹ Rede é a abreviação utilizada para alimentador de distribuição ou rede de distribuição de energia.

Faltas Momentâneas ou Temporárias são as que ocorrem em um curto intervalo de tempo ocasionadas pela ação de um arco elétrico², sendo estas rapidamente suprimidas por equipamentos de proteção, mas que acarretam problemas, por provocar picos de tensão acima dos níveis normais de operação dos equipamentos comerciais. São causadas, por exemplo, pelo toque de um galho de árvore ou até mesmo por um animal que se choque acidentalmente com a rede energizada. Em torno de 80% das faltas que ocorrem nos alimentadores são deste tipo (CPFL, 2003).

Por fim, as faltas permanentes são as que necessitam de uma ação imediata de uma equipe de manutenção para corrigir o problema, pois provocam interrupções dos consumidores após isolamento do trecho defeituoso após atuação de um equipamento de proteção. Existem várias causas que provocam esse tipo de falta, tais como: um abaloamento com poste de distribuição levado ao chão, cabo partido por deterioração do tempo ou por ação de terceiros ou por ação de fenômenos naturais, vandalismo, ou até mesmo por uma falha de conexão na rede.

3.4 INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

As interrupções ocorrem quando dispositivos de proteção tentam isolar as faltas que ocorrem na rede interrompendo a corrente de curto circuito quando esta ultrapassa os limites estabelecidos pela proteção.

A partir de uma análise das interrupções de energia elétrica, elas podem ser classificadas quanto ao tipo de falta e quanto aos esquemas de proteção que atuaram para eliminação do trecho defeituoso. Dessa forma, elas podem ser caracterizadas quanto à duração sendo do tipo temporária ou permanente (FERREIRA, 2009).

Interrupções temporárias, de curta duração ou momentâneas são resultados de tentativas de eliminação de faltas, em um período curto de duração, pelos equipamentos de proteção sendo estes da própria subestação, ou dependendo da localização da falta, ao longo dos alimentadores de distribuição. Pela norma norte americana IEEE Std 1159 (2002), esse tipo de interrupção ainda é subdividido de duas formas onde a primeira é caracterizada pelo número de contagem das atuações de proteções dos dispositivos não

² Arco elétrico é o fenômeno ocasionado por um curto circuito onde ocorre a ruptura dielétrica de um gás. Visualmente falando, tem-se a visão da condução de corrente de um eletrodo para outro.

levando em consideração o momento em que ocorreu a eliminação da falta através do bloqueio de um dos equipamentos da rede. Por sua vez, a outra situação é baseada no tempo de duração que está limitado ao restabelecimento através do dispositivo que interrompeu a corrente de curto circuito, sendo que este tempo não pode ultrapassar o valor de 5 minutos (CAMPO, 2014).

As interrupções permanentes ou de longa duração, de acordo com ANEEL (2016), são todas as interrupções que possuem duração de 3 minutos ou mais e as quais serão consideradas para todos os cálculos de indicadores de continuidade para fins de regulação do sistema de distribuição de energia da concessionária. São mais fáceis de serem caracterizadas, pois necessitam de uma ação da distribuidora para recomposição do fornecimento, que ocorre, geralmente, através do processo de manutenção corretiva (CAMPO, 2014). Para esse tipo de interrupção, a concessionária de energia deve arquivar todas as informações pertinentes a estas ocorrências no sistema por um período de 5 anos, registrando os clientes que foram atingidos, a duração, a origem, a natureza, o componente atingido, e a causa da interrupção.

3.5 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO

Uma determinada rede pode conter vários equipamentos que podem tanto proteger o trecho como servir apenas de dispositivos de manobras³ para isolar defeitos em caso de contingência ou para transferências de cargas entre em alimentadores, por exemplo, com o intuito de executar uma manutenção preventiva. Elenca-se os principais equipamentos utilizados em um alimentador de distribuição.

Chave Fusível (CFU) é um dispositivo utilizado à proteção de sobrecorrente de circuitos primários, sendo utilizados em redes aéreas de distribuição urbana e rural e para proteção de subestações de consumidores e da própria concessionária (MAMEDE, 2005). É composta dos seguintes itens:

- Elo fusível;
- Cartucho ou canela;

³ Manobra é uma ação realizada por um controlador do centro de operação de forma remota ou por uma equipe de campo para poder isolar um trecho com defeito ou apenas para realizar atividades de manutenção de rotina.

- Isolador;
- Base ou dispositivo de fixação.

Por não possuírem em seus contatos meios de extinção do arco elétrico (óleo, SF6, etc), esse tipo de equipamento não deve ser utilizado para a realização de manobras em circuitos com carga⁴. Quando se realiza a abertura de um circuito com carga através deste dispositivo, ocorre um desgaste dos contatos da chave provocando danos físicos e possíveis danos à vida das pessoas. Para realização desse tipo de manobra, há equipamentos no mercado que extinguem o arco elétrico através de sua abertura com segurança. A Figura 3 representa uma chave fusível em seu estado normal e no estado atuada.

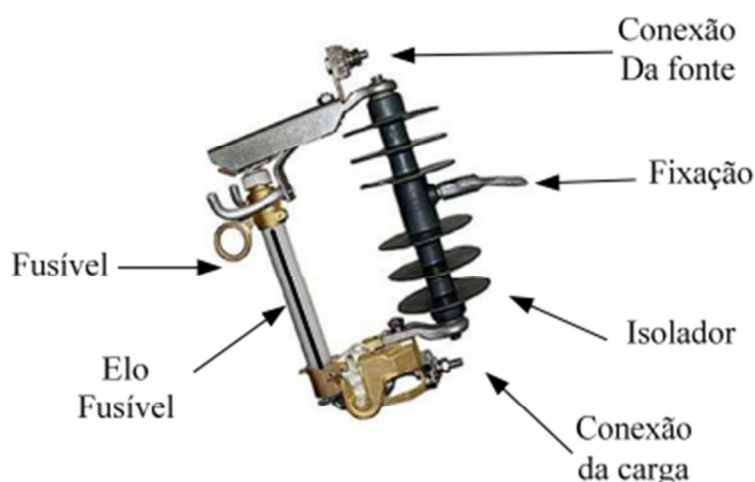


Figura 3 – Chave Fusível com Elo de Expulsão.
(Fonte: Ledesma, 2012)

De acordo com as características de atuação da proteção, os elos fusíveis podem ser divididos nos tipos K, H e T (CELESC, 2014).

- Elos Tipo H: Possuem corrente nominal de 8A e alta temporização para correntes elevadas. São classificados como de alto surto por não romperem devido a surtos⁵ transitórios.
- Elos Tipo K: são elementos de resposta rápida, tendo relação de rapidez entre 6 e 8,1 (corrente nominal de 6A até 200A).

⁴ Circuito com carga é a definição utilizada para alimentador energizado e com consumidores sendo supridos.

⁵ Surto é o sinônimo de impulso.

- Elos TIPO T: elos de resposta lenta, com sua relação de rapidez variando entre 10 e 13 (corrente nominal de 6A até 200A).

Religador é um equipamento de proteção capaz de conduzir ou interromper correntes normais e de curto circuito em alimentadores de forma automática. No momento da operação de religamento, estes dispositivos provocam o surgimento de arcos elétricos que são extintos por meios de extinção inerentes à sua estrutura. Os meios mais comuns são câmara a vácuo, óleo isolante e o gás SF₆. O comando destes equipamentos é através de relés⁶ de atuação temporizada (51) e instantânea (50) e o relé de religamento (79).

São equipamentos utilizados tanto na saída das subestações como ao longo da linha seccionando os trechos e protegendo-os de forma coordenada para que não ocorra interrupção de determinados consumidores de forma desnecessária. A Figura 4 apresenta a representação dos religadores mais utilizados na distribuição.

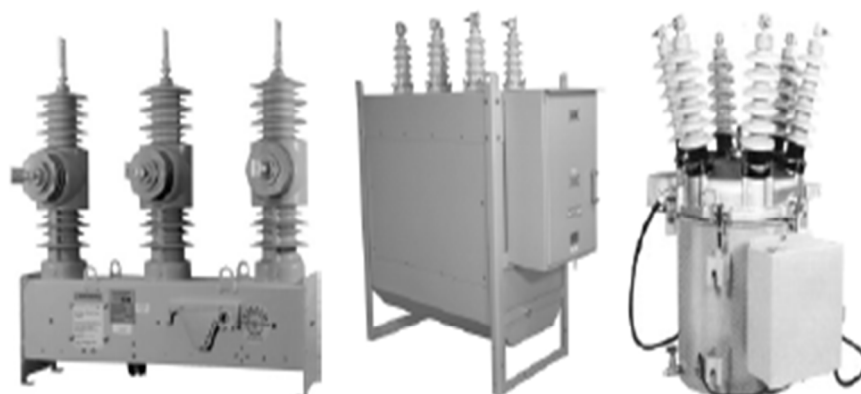


Figura 4 – Modelos de religadores de distribuição.
(Fonte: Ferreira, 2009)

Para funcionamento adequado entre as chaves fusíveis e os religadores, é necessário que haja uma coordenação entre estes dispositivos quando ocorre um defeito na rede.

Partindo-se da Figura 5, supondo que há um defeito à jusante da chave fusível, porém com um religador a montante deste dispositivo, no momento em que ocorrer um curto a jusante da CFU deve existir uma coordenação entre esses dispositivos para que não haja interrupção de cargas de forma desnecessárias.

⁶ Relé é um equipamento capaz de medir grandezas de tensão e corrente, sequência de fases, frequências e outras características de uma rede.



Figura 5 – Diagrama esquemático de rede com religador a montante de uma chave fusível e um curto circuito a jusante deste.
(Fonte: Autoria própria)

A Figura 6 mostra as curvas de atuação destes dispositivos de proteção onde tem-se a atuação da curva rápida do religador sem que ocorra a queima dos elos fusíveis quando a corrente de curto circuito tiver um valor inferior a corrente chamada de I_2 evitando que faltas momentâneas venham provocar interrupções permanentes no circuito. O religador, com sua função de proteção, irá religar e começara a atuar na sua curva temporizada. Se a falta persistir após o religamento, ocorrerá então a queima do elo fusível para que o trecho defeituoso seja isolado. Vale salientar que as correntes deverão estar compreendidas entre as correntes I_1 e I_2 .

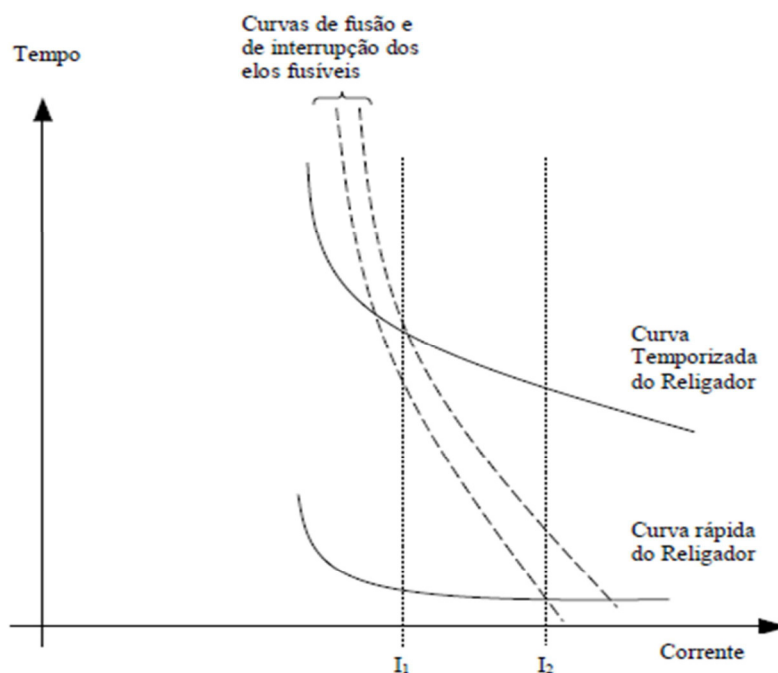


Figura 6 – Curvas de atuação dos dispositivos de proteção.
(Fonte: Sperandio, 2008)

Chaves manuais são equipamentos que não possuem nenhuma característica de proteção, podendo ser monopolares ou tripolares (Figura 7), utilizadas apenas para seccionamento de trechos sob falta permanente ou para transferência de cargas entre

alimentadores. Portanto, elas podem ser tanto normalmente fechadas (NF) como abertas (NA).

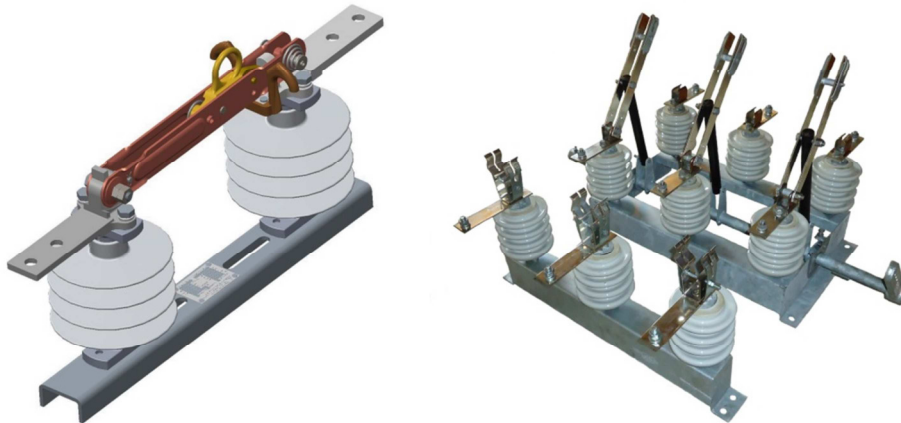


Figura 7 – Chaves manuais monopolar (esquerda) e tripolar (direita).
(Fonte: Google, 2017)

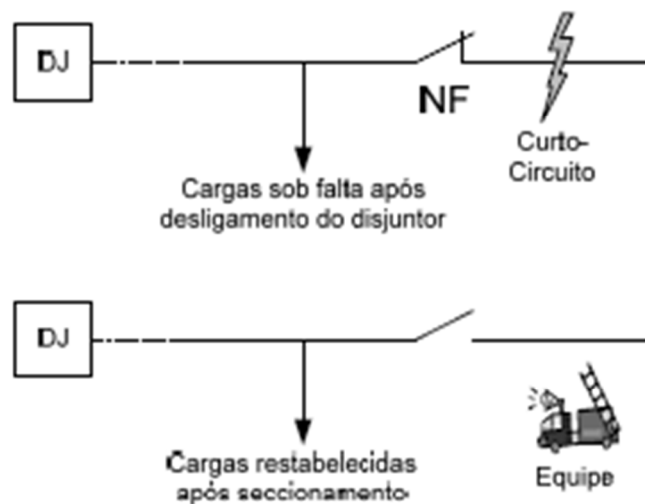


Figura 8 – Exemplificação de isolamento de trecho de circuito sob falta.
(Fonte: Sperandio, 2008)

A Figura 8 exemplifica o seu uso onde, a jusante da chave NF, ocorreu um defeito que interrompeu todas as cargas do circuito com a atuação do disjuntor que é o dispositivo de proteção de todo o circuito. Após identificação pela equipe do ponto exato do defeito no alimentador, utilizou-se a chave NF, realizando a sua abertura, para isolar o trecho defeituoso e normalizar as cargas a montante da chave.

Vale salientar que esse tipo de equipamento contribui de forma bastante significativa para os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade

Consumidora) e ENS (Energia Não Suprida) que serão mais bem detalhados na seção de indicadores e continuidade do serviço.

3.6 PROCESSO DE RESTABELECIMENTO DE SDEE

3.6.1 Atendimento das equipes de prontidão da concessionária

As concessionárias de distribuição de energia possuem equipes de prontidão para que sejam realizadas manutenções corretivas na rede de distribuição e atendimento a diversas notas emergenciais oriundas de solicitações dos consumidores.

O processo de atendimento das notas de reclamação (NR) dos consumidores, que acontece de forma real e contínua, é realizado de acordo com a demanda e criticidade da nota, sendo bastante complexo por não ser possível dimensionar a capacidade de turmas que serão necessárias para correção dos defeitos e em virtude de não existir uma constância na chegada de ocorrências. Essa sazonalidade na chegada de ocorrências no Centro de Operação Integrado (COI) é afetada, principalmente, quando existem alterações no tempo. Geralmente, em dias de muita chuva e vento, têm-se um acréscimo considerável das notas.

Na maior parte das concessionárias, o envio de uma NR é efetuado por um controlador que avalia as características descritas e informadas pelo consumidor, enviando para a equipe técnica, primeiramente, as notas que afetam a segurança de terceiros (como por exemplo: cabo partido de MT ou BT) e, posteriormente, classificando as notas que impactam mais negativamente nos indicadores da empresa.

Uma nota é aberta após um consumidor ou transeunte identificar a necessidade de correção de um defeito na rede. Cada empresa possui um teleatendimento, responsável por colher as informações dos usuários e repassá-las nas notas além de distinguir a área de cada ocorrência.

Além dessa metodologia, outra alternativa de criação de ocorrências é a partir da identificação de um problema de interrupção de energia através do sistema supervisor da concessionária. Todos os equipamentos que possuem automação estão ligados a este sistema e fornecem, em tempo real, as condições da rede, alarmando para o operador quando da ausência de tensão em algum ponto do circuito. Geralmente, esse tipo de

ocorrência tem uma atenção especial por interromper uma grande quantidade de carga e clientes.

3.6.2 Metodologias de reestabelecimento das redes

O processo de reestabelecimento de um circuito deve ser visto de duas formas. Caso a identificação do problema seja efetuada através do sistema supervisor, o controlador deve tomar a iniciativa de tentar retomar as cargas através de dispositivos de seccionamento e transferências, caso haja. Entretanto, o processo mais usual da recomposição, é através de inspeções realizadas pelas equipes de campo. O objetivo da inspeção é identificar a causa e o ponto exato do defeito e garantir que a rede possa ser retomada ao seu estado normal o mais rápido possível. Durante esse período de interrupção permanente, os consumidores afetados ficarão sem o fornecimento de energia.

A Figura 9 retrata um exemplo do processo de reconfiguração compreendido em duas etapas, sendo uma a montante e a outra a jusante do defeito. Tem-se um circuito de distribuição (AL-1) com duas chaves normalmente fechadas (CM-1 e CM-2) e uma chave normalmente aberta (CM-3), que encabeça⁷ com o circuito AL-2, comumente chamada de chave de transferência (CAMPO, 2014).

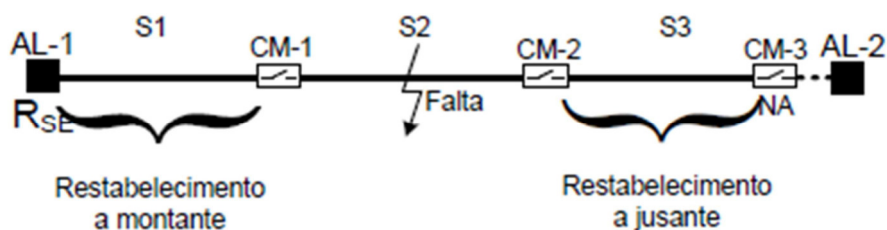


Figura 9 – Circuito demonstrativo de reconfiguração após a falta permanente.
(Fonte: Campo, 2014)

A partir do circuito demonstrativo, havendo uma falta no trecho S2, o relé da subestação R_{SE} irá atuar interrompendo permanentemente todos os consumidores do alimentador. Para eliminar a falta, isolar o trecho defeituoso e realizar o reestabelecimento das cargas, é necessário seguir as seguintes etapas:

⁷ Encabeçar é sinônimo de fazer fronteira.

- a. O primeiro passo é restabelecer as cargas a montante da falta realizando a abertura da chave manual CM-1 e rearmando o disjuntor da subestação. Dessa forma, os consumidores compreendidos nesse trecho S1 estão sujeitos a um a tempo de interrupção que tem duração compreendido entre o despacho para a equipe de campo para a ocorrência, a localização da falta e o deslocamento da turma técnica até a chave CM-1 para isolar a falta.
- b. Para normalização das cargas a jusante do defeito, faz-se necessário a abertura da chave manual CM-2 e fechamento da chave NA CM-3 com o intuito de transferir as cargas para o alimentador de socorro ⁸AL-2. Entretanto essa transferência só pode ser realizada para o alimentador AL-2 se todas as restrições operacionais forem atendidas associadas à capacidade de condução de corrente dos cabos bem como ao nível de tensão do sistema. Após o estudo prévio para a análise de possibilidade de realização da transferência, caso haja possibilidade, os consumidores no trecho S3 ficarão sem energia no tempo compreendido entre a abertura da chave CM-2 e o fechamento da chave CM-3.
- c. Por sua vez, os consumidores no trecho S2 terão suas cargas retomadas somente após atividade de manutenção corretiva pós falta.

Os tempos de reestabelecimentos de cada parcela de consumidor estão dependentes de vários fatores, tais quais: o deslocamento para manobras de seccionamento, tipo de equipamento de proteção que atua para eliminação do defeito, as condições de tempo no momento e a disponibilidade de deslocamento pelas ruas até a falta.

3.7 INDICADORES DE CONTINUIDADE E DE ATENDIMENTO DO SERVIÇO

3.7.1 Indicadores de Continuidade Individuais

⁸ Alimentador de socorro corresponde ao circuito que tem encabeçamento com outro alimentador e pode suprir as cargas deste em momento de contingência, por exemplo, em casos de defeito mantendo as condições necessárias para operação.

Para a ANEEL (2016), os indicadores de continuidade do serviço individuais regulamentados são:

DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), expressas em horas e centésimos de horas, representa o somatório total de horas que um consumidor ficou sem energia provocado pela interrupção do seu fornecimento. É calculado pela Equação 1 abaixo:

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

Sendo $j= 1, 2, \dots, n$ o indexador que identifica as interrupções ocorridas em cada unidade consumidora em um determinado período, n o número de interrupções da unidade consumidora e $t(j)$ corresponde ao tempo de duração de uma dada interrupção.

FIC (Frequência Interrupção Individual por Unidade Consumidora), expressa em números de interrupções e centésimos do número de interrupções, representa o somatório total de vezes que um determinado consumidor ficou sem energia provocado pela interrupção do seu fornecimento. Pode ser calculado pela Equação 2 abaixo:

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

Sendo n o número de interrupções ocorridas na unidade consumidora considerada para o período de apuração.

DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por ponto de Conexão) é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora, também expressa em horas e centésimos de horas. Utiliza-se a seguinte Equação:

$$DMIC = t_{(i)máx} \quad (3)$$

Sendo que $t_{(i)máx}$ corresponde ao valor de tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração para a unidade consumidora considerada.

DICRI (Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) é a duração de interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de horas.

$$DICRI = t_{Crítico} \quad (4)$$

Sendo que $t_{Crítico}$ corresponde ao valor da duração de interrupção em um dia crítico.

3.7.2 Indicadores de Continuidade Coletivos

Ainda de acordo com a ANEEL (2016), as definições dos indicadores de continuidade do serviço coletivos regulamentados são:

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), expressas em horas e centésimas de horas, representa o somatório de todas as durações de interrupção por unidade consumidora provocada por uma interrupção do seu fornecimento dividido pelo número total de consumidores do conjunto estudado. Pode ser caracterizado pela seguinte Equação 5:

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

FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), expressa em números de interrupções e centésimos do número de interrupções, representa o somatório total de todas as frequências de interrupção individual por unidade consumidora provocado por uma interrupção de energia dividido pelo número total de consumidores do conjunto estudado.

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

3.7.3 Energia Não Suprida

A energia não suprida (ENS) é um indicador de confiabilidade baseado considerando o somatório da energia não fornecida devido às interrupções no sistema. Dessa forma, a ENS pode ser calculada como:

$$ENS = \frac{\sum_{j=1}^n [DIC(j) \times C(j)]}{8760}, [kWh/ano] \quad (7)$$

Sendo:

C corresponde ao consumo das cargas em Kwh;

DIC é a duração de interrupção por unidade consumidora;

8760 representa o número total de horas em um ano.

3.8 INDICADORES DE TEMPO

Além dos indicadores relacionados com o tempo de interrupção do fornecimento de energia e com a quantidade de vezes que estes consumidores ficam interrompidos, a ANEEL também regulamenta as concessionárias de distribuição de energia elétrica em relação ao tempo de atendimento das interrupções no fornecimento de energia. Em relação a essa regulamentação as distribuidoras devem apurar os seguintes indicadores de tempo (ANEEL, 2016):

TMP (Tempo Médio de Preparação) é o somatório de todos os tempos de preparação das equipes de atendimento de ocorrências emergenciais, expresso em minutos, dividido pelo número de ocorrências emergenciais verificadas em um conjunto de unidades consumidoras para um período de apuração específico.

TMD (Tempo Médio de Deslocamento) é o somatório de todos os tempos de deslocamento das equipes de atendimento de ocorrências emergenciais, expresso em minutos, dividido pelo número de ocorrências emergenciais verificadas em um conjunto de unidades consumidoras para um período de apuração específico.

TME (Tempo Médio de Execução) é o somatório de todos os tempos de execução das equipes de atendimento de ocorrências emergenciais, expresso em minutos, dividido pelo número de ocorrências emergenciais verificadas em um conjunto de unidades consumidoras para um período de apuração específico.

TMAE (Tempo Médio de Atendimento) corresponde ao somatório do tempo médio de preparação mais o tempo médio de deslocamento mais o tempo médio de execução, ou seja, o tempo médio de atendimento de ocorrências emergenciais, expresso em minutos.

3.9 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DOS SDEE

Confiabilidade é a segurança que um sistema de distribuição tem de exercer suas funções sob condições normais de operação, durante um intervalo de tempo determinado, sem que haja defeitos sob seus componentes. Desta forma, pode ser vista

como a capacidade de projetar e operar o sistema que estão sujeitos a fenômenos naturais intempestivos, portanto, passíveis a possíveis falhas (WARREN, 1996).

As principais características que levam à avaliação do cálculo de sistemas de distribuição são (ELETROBRÁS, 1982):

- a) planejar um sistema que tenha a capacidade de atenuar o efeito de falhas nos componentes da rede.
- b) exercer as normas estabelecidas pelos órgãos reguladores;
- c) organizar os projetos para identificar e alterar determinados parâmetros e componentes da rede que tem um efeito marcante na confiabilidade;
- d) identificar esquemas de manutenção que busquem a melhoria no desempenho.
- e) fundamentar a aplicação de investimentos, associados a uma avaliação quantitativa do custo da distribuidora e visando também o benefício para o consumidor, atrelado a um patamar específico de confiabilidade do serviço prestado.

O estudo econômico é um instrumento de planejamento largamente empregado na determinação do capital necessário para ser aplicado na melhoria do funcionamento dos SDEE. O nível de confiabilidade pode ser considerado o adequado, quando o investimento necessário para prevenir as interrupções no sistema exceda o custo que esta inerente a estas ocorrências (GONEN, 2008). Isso está apresentado na Figura 10, onde é possível observar que o custo necessário para investimento é inversamente proporcional a confiabilidade do sistema, sendo o nível ótimo da confiabilidade o custo mínimo total.

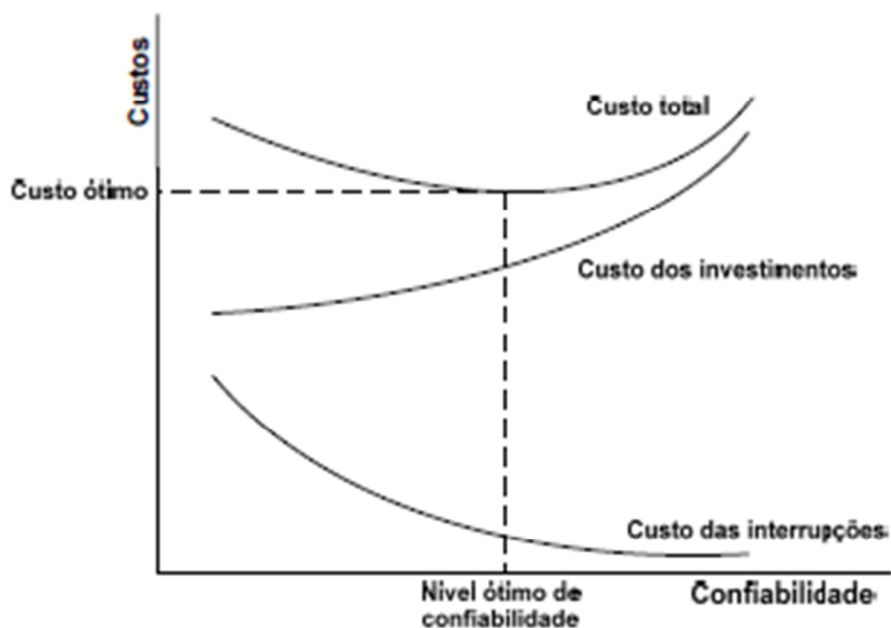


Figura 10 – Relação de Custos x Confiabilidade.
(Fonte: Gonen, 2008)

3.10 FLUXO DE POTÊNCIA

Como necessidade de verificação, é primordial o uso de técnicas que tracem as condições operacionais do sistema em relação aos níveis de tensão da rede e dos carregamentos dos trechos. Para isto, o fluxo de potência consiste, basicamente, na indicação de sobrecargas nos circuitos, as tensões nas barras e a indicação de potência que flui pela rede com o intuito de identificar as perdas dos alimentadores.

Alguns métodos de fluxo de potência foram desenvolvidos para aplicação em sistemas de distribuição. Dentre eles o método de Newton-Raphson e o desacoplado rápido. Todavia, em virtude da alta relação entre os valores de resistência e reatância (R/X) e das suas estruturas normalmente radiais e com poucas malhas, para essas metodologias que trabalham com organização matricial, poderiam ser vistos problemas de maus condicionamentos o que acarretam problemas de convergência dos resultados (SOUZA et al, 2006).

Entretanto, na bibliografia encontra-se o Método de Soma de Potências (CESPEDES, 1990) que não depende da relação R/X no cálculo de fluxo de potência em circuitos radiais.

3.11 QUEDA DE TENSÃO EM CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO

O nível de tensão em um alimentador de distribuição é determinado pela tensão fornecida pela subestação e pelas quedas de tensão ao longo do circuito causadas pela impedância dos cabos. Como forma de exemplificar a queda de tensão em virtude da distância das cargas até o ponto em que encontra-se a subestação, mostra-se a Figura 11 onde o nó inicial, com tensão de referência igual a 1 pu, representa o a fonte e todos os outros são as cargas do circuito (SPERANDIO, 2008).

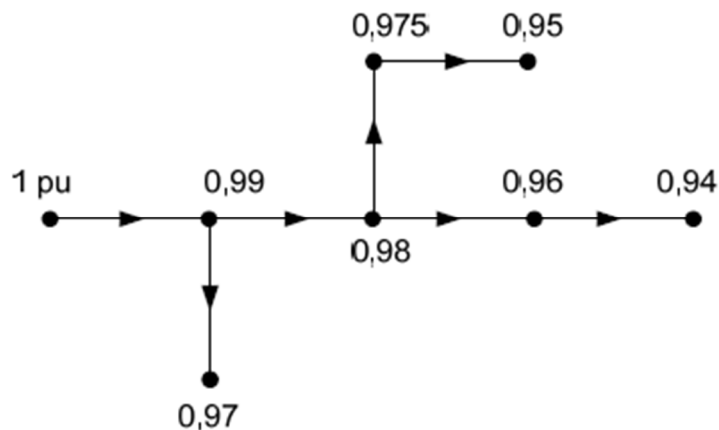


Figura 11 – Traçado representativo de um circuito de distribuição de energia com as tensões nos trechos em pu.
(Fonte: Sperandio, 2008)

Nos casos em que há a necessidade de transferência de carga entre alimentadores em virtude de uma falta, é necessário avaliar as condições dos circuitos, através do fluxo de potência, para que seja avaliada a queda de tensão no alimentador de socorro, em face ao aumento de corrente na rede.

As concessionárias são reguladas e fiscalizadas pela ANEEL em função do nível de tensão do SDEE em regime permanente onde há um estabelecimento dos níveis de tensão de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação de tensões a serem observadas. Seguem as principais definições (ANEEL, 2001):

- a) Tensão de Atendimento (TA): corresponde ao valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou da conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada (em V ou kV);
- b) Tensão Controlada (TC): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato (em V ou kV);
- c) Tensão de Leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados (em V ou kV);
- d) Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pela qual o sistema é projetado (em V ou kV);

A partir destas definições, seguem as faixas de classificação de tensão em regime permanente (Figura 12) para pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 1kV e inferior a 69kV.

Tensão de Atendimento (TA)	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 $TL > 1,05TR$

Figura 12 – Quadro com Faixas de tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69kV. (Fonte: ANEEL, 2001)

3.12 CONJUNTO ELÉTRICO

Como já abordado, a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia compreendem a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica dos consumidores calculados através dos indicadores de continuidade coletivos e indicadores de continuidade individuais, todos estes definidos através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) estabelecido pela ANEEL (2016).

A continuidade do fornecimento de energia é avaliada pela ANEEL através de subdivisões das concessionárias de distribuição de energia, denominadas de conjuntos

elétricos⁹ (ANEEL, 2016). Para cada conjunto, existem indicadores associados e de abrangência variada. Determinados conjuntos podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo em que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto elétrico.

Para a COSERN, a resolução normativa da ANEEL N° 4.030, de 16 de abril de 2013 é o documento mais atual que revisa a configuração dos conjuntos das unidades consumidoras e estabelece os limites dos indicadores definindo 59 conjuntos.

Vale ressaltar que é uma tendência da reguladora atentar-se cada vez mais aos indicadores do conjunto do que efetivamente o indicador global da distribuidora como forma de identificar se todos os clientes estão sendo bem atendidos, sejam eles urbanos ou rurais, de grandes cidades ou de municípios do interior de determinada área de concessão. Portanto, dentro desse contexto, todos os cálculos de indicadores serão baseados em função do número de clientes de um determinado conjunto.

3.13 MODELAGEM DOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

3.13.1 Redução dos Alimentadores de Distribuição

As concessionárias de energia elétrica necessitam armazenar todas as características inerentes das redes o que significa armazenar um grande volume de dados que vão desde os ativos e passivos até o arquivamento de todos os equipamentos que constituem as redes de distribuição. Para armazenamento dessas informações, as distribuidoras utilizam banco de dados georeferenciados¹⁰ que dispõem das posições de todos os componentes de uma rede de distribuição em relação à latitude e à longitude.

A partir do georeferenciamento dos dados é factível termos uma reprodução fidedigna da posição dos equipamentos constantes na rede bem como o comprimento e tipo dos cabos que são utilizados como ilustrado na Figura 13 onde há um detalhamento significativo do caminho que o alimentador percorre.

⁹ Para o presente trabalho, os alimentadores fazem parte do mesmo conjunto elétrico.

¹⁰ Georeferenciar significa tomar conhecimento das informações de um banco de dados em forma de coordenadas geográficas conhecidas.

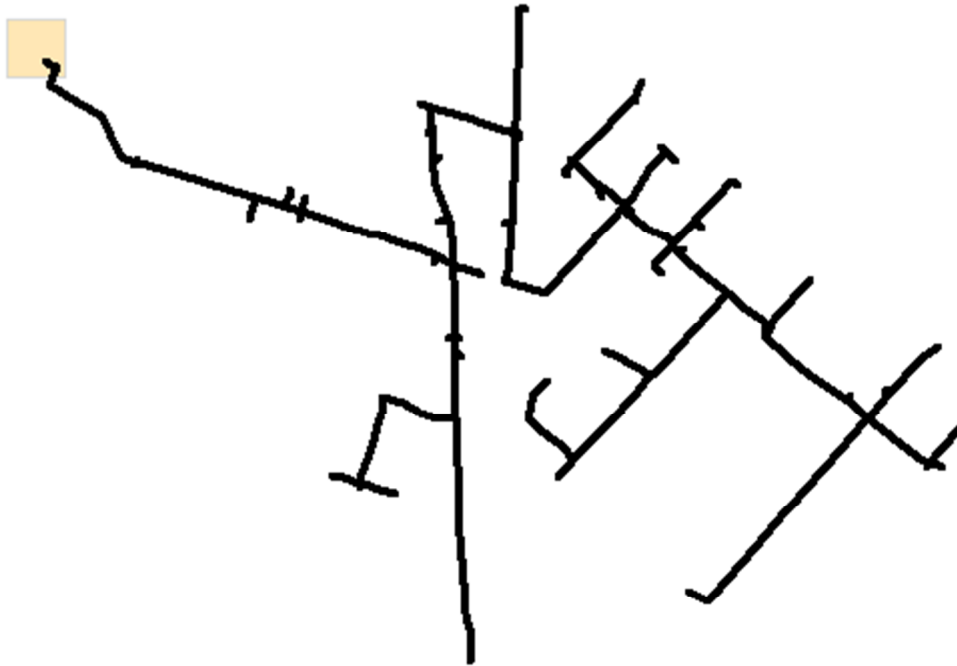


Figura 13 – Alimentador de distribuição georeferenciado retirado do GSE Oper.
(Fonte: COSERN, 2017)

3.13.2 Extração dos dados alimentadores

Na COSERN, todas as informações das redes podem ser visíveis a partir do banco de dados que constituem o GSE Cadastro¹¹, que é responsável por toda a carga de informações e atualizações de toda a rede bem como pelo GSE Oper utilizado pelos controladores do COI para visualização exata das características de uma rede de distribuição.

Para adquirir os dados dos alimentadores georeferenciados utilizados no presente projeto técnico, foram extraídas informações do *Interplan*®¹² que através do banco de dados do GSE Cadastro consegue detalhar todas as informações de um alimentador de média tensão, vide Tabela 2.

¹¹ GSE Cadastro ou Gestão do Sistema Elétrico Cadastro é o sistema utilizado pela Companhia Energética do RN para arquivar e atualizar toda a rede elétrica da concessionária.

¹² Interplan é um software terceirado e desenvolvido pela Daimon utilizado pelo setor de planejamento da COSERN para análise de redes e estudos de planejamento de distribuição de energia elétrica.

Tabela 2 – Exemplo de codificação dos alimentadores. Dados obtidos através do Interplan®
(Fonte: COSERN, 2017)

Alimentador	Cód. Trecho	PG INICIAL	PG FINAL	Comp. (m)	R1 (ohm)	X1 (ohm)	Seção do Cabo	Corrente Admissível (A)	Equip. PG Inicial	Equip. PG Final
ALIMENTADOR 3	10374378	ALIM 3	T59787	24,6	0	0	P-185.0	438	Disjuntor	Chave Faca 3084908
ALIMENTADOR 3	10285986	T59787	T99950	11,6	0,0022	0,003	P-185.0	438	Chave Faca 3084908	
ALIMENTADOR 3	10285987	T99950	G6322	38,9	0,0073	0,0101	P-185.0	438		
ALIMENTADOR 3	10285988	G6322	F1668	40,4	0,0076	0,0105	P-185.0	438		Transformador
ALIMENTADOR 3	43521	F1668	F1666	32,2	0,006	0,0083	P-185.0	438		
ALIMENTADOR 3	43520	F1666	F1667	2,5	0,0038	0,0013	S-4	140		Transformador
ALIMENTADOR 3	43519	F1666	F1665	18,2	0,0034	0,0047	P-185.0	438		
ALIMENTADOR 3	1551414	F1665	V01919	13,5	0,0208	0,007	S-4	140		
ALIMENTADOR 3	43518	F1665	F1664	21,1	0,004	0,0055	P-185.0	438		
.
.
.
ALIMENTADOR 3	43649	F1805	F1806	24,1	0,0371	0,0125	S-4	140		
ALIMENTADOR 3	43650	F1805	F1807	21	0,0037	0,0084	C-120	304		
ALIMENTADOR 3	43651	F1807	F1808	37,7	0,0066	0,0151	C-120	304		
ALIMENTADOR 3	1518497	F1808	G6417	26,7	0,0412	0,0139	S-4	140	Chave Fusível 3044543	
ALIMENTADOR 3	1518498	G6417	V00703	36,8	0,0568	0,0191	S-4	140		Transformador
ALIMENTADOR 3	43652	F1808	F1809	40,8	0,0071	0,0163	C-120	304		
ALIMENTADOR 3	46175	F1809	F1810	41,2	0,0072	0,0165	C-120	304		
ALIMENTADOR 3	46176	F1810	F1811	39	0,0068	0,0156	C-120	304		
ALIMENTADOR 3	46177	F1811	F1812	40,2	0,007	0,016	C-120	304		Transformador

3.13.3 Redução dos pontos dos alimentadores

A extração de dados da rede via *Interplan* é um processo que detém uma certa quantidade de tempo para finalização e que retorna ao usuário todas as informações pertinentes a rede. Alguns desses dados não foram considerados no desenvolvimento do projeto por não serem variáveis do presente estudo. Além disso, quando todas as variáveis são utilizadas para o estudo de fluxo de potência, por exemplo, pode-se ter uma sobrecarga no processamento das informações levando a não obtenção de dados satisfatórios.

Diante disso, algumas ações foram tomadas para reduzir as redes de distribuição não tirando as características elétricas da rede.

Como identificado na Tabela 2, uma rede de distribuição de energia é definida por coordenadas que determinam o início PG (Ponto Geográfico) inicial e o PG final de um trecho.

Essas coordenadas estão associadas a cada poste físico contido na rede que podem conter ou não equipamentos associados. Uma alternativa para reduzir os pontos foi a junção dos trechos que contém as mesmas características elétricas, ou seja, possuem a mesma seção de condutor e não possuem carga agregada nenhuma das barras desse trecho.

Essa agregação possibilitou uma redução de cerca de até 50% das barras de um alimentador.

Capítulo 4

Metodologia

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O principal objetivo das empresas concessionárias de energia elétrica é de fato manter uma boa confiabilidade do sistema e a satisfação dos consumidores. Como comentado anteriormente, a automação dos equipamentos de proteção e do gerenciamento das redes propiciam para a concessionária ganhos elevados, o que inclui a redução da indisponibilidade do circuito, o monitoramento das redes, redução de perdas não técnicas dentre outras características.

O presente trabalho visa a melhor alocação de chaves de manobra automáticas em alimentadores de distribuição da concessionária COSERN para facilitar a reconfiguração dos alimentadores de distribuição com o objetivo de melhorar os indicadores de continuidade do conjunto elétrico ao qual pertencem estes circuitos.

A metodologia proposta nessa dissertação descreve um projeto de reconfiguração automática de múltiplos alimentadores de distribuição da distribuidora, mediante conhecimento do ponto onde ocorreram as interrupções dos alimentadores de distribuição e melhores pontos de alocação de dispositivos telecomandados na rede, de forma a aprimorar a qualidade do serviço destes circuitos. Utilizando a reconfiguração, pretende-se obter uma diminuição nos indicadores de continuidade e do TMAE de uma ocorrência, durante o reestabelecimento do fornecimento da energia para os blocos de carga a montante e a jusante da parte defeituosa. Conforme ANEEL (2016), toda em qualquer interrupção que seja inferior a 3 minutos, não será contabilizada para os indicadores de continuidade.

4.2 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Desenvolver este projeto é um processo que envolve algumas etapas. Por este motivo, essa seção sugere um fluxo das atividades que devem ser seguidas, que nada mais é que uma representação da sequência de atividades do processo de sua elaboração, descrevendo cada etapa, os dados necessários para elaboração e as decisões que foram tomadas para o modelo final.

Em geral, para esse projeto técnico foram aplicadas as seguintes premissas:

- Os alimentadores de distribuição contêm derivações que serão levadas em consideração no cálculo dos indicadores;
- Serão consideradas as interrupções de fornecimento de energia dos múltiplos alimentadores de distribuição da concessionária que serão divididos em blocos, a partir de um dispositivo de proteção;
- Não serão levadas em considerações as interrupções do fornecimento de energia devido a defeitos ocorridos na rede de BT;
- As interrupções consideradas para o desenvolvimento do projeto decorrem apenas de eventos intempestivos na rede de MT;

4.3 ETAPAS DO PROJETO

A seguir, na Figura 14, é mostrado um esquema detalhado da rotina a ser seguida para elaboração desse projeto técnico:

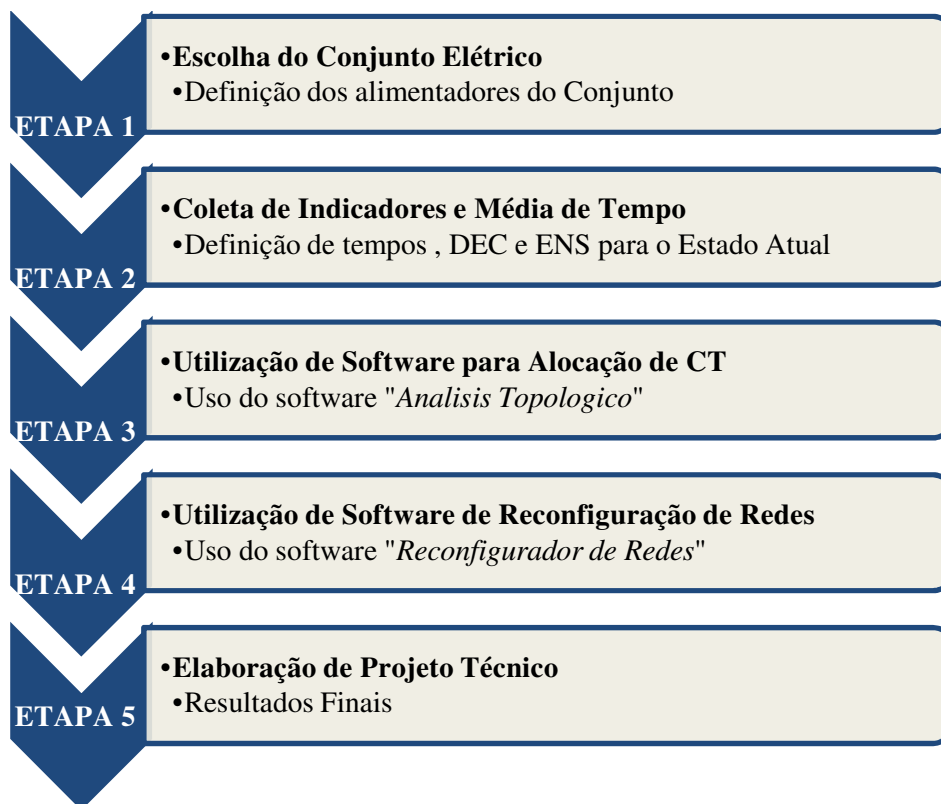


Figura 14 – Etapas da elaboração do presente projeto.
(Fonte: Autoria própria)

ETAPA 1. ESCOLHA DO CONJUNTO ELÉTRICO

A composição do indicador DEC de um conjunto elétrico é dado em função da soma dos DIC's dos consumidores pertencentes a este conjunto. Este indicador é agrupado de várias formas o que permite estudos e análises. Portanto, como o objetivo desse projeto visa os indicadores dos circuitos alimentadores, serão considerados dois tipos de agrupamentos dos DIC's chegando a um DEC equivalente por um alimentador e por um conjunto, lembrando que, este último é o agrupamento escolhido pela ANEEL.

Serão utilizados para o desenvolvimento do projeto, alimentadores reais da concessionária de distribuição de energia COSERN que atendem parte da região urbana da cidade de Natal selecionados pelo grande número de clientes que atendem e os consumidores especiais, tais quais, shoppings, hipermercados e etc.

A informação das características elétricas de cada alimentador (cabo, resistência, reatância, Km de trecho, etc) serão extraídas do software comercial Interplan®. Por sua vez, para obtenção dos dados de indicadores e de tempo dos múltiplos alimentadores escolhidos para a realização do projeto, será feita uma consulta na base histórica do software Gestão do Sistema Elétrico (GSE).

A partir do somatório absoluto do DEC agrupado e oriundo das interrupções no alimentador, obtém-se o DEC correspondente do conjunto estudado. Para relacionar os ganhos e a eficiência das ações realizadas no circuito alimentador para o conjunto, que é o objeto de análise da ANEEL, tem-se que o somatório dos DEC's registrados mensais e absolutos de cada alimentador dividido pela quantidade total de clientes do respectivo conjunto, resultará na participação do alimentador no DEC absoluto do conjunto. O período de amostragem histórico mais recente escolhido para abranger todas as sazonalidades da performance dos alimentadores é correspondente a um ano anterior, mês a mês. Logo, verifica-se que a participação do alimentador no DEC conjunto elétrico é conforme a Equação 8:

$$\begin{aligned} & \textit{Participação no DEC do conjunto} \\ & = \sum_{\text{janeiro/ano}}^{\text{dezembro/ano}} \frac{DEC_Alim_{Mês} \times Cons_Alim_{Mês}}{Cons_Conj_{Mês}} \times 100 \end{aligned} \quad (8)$$

Onde:

DEC_Al_{im}_{Mês} = indicador DEC do alimentador mensal;

Cons_Al_{im}_{Mês} = número de consumidores do alimentador mensal;

Cons_Conj_{Mês} = número de consumidores do conjunto.

ETAPA 2. COLETA DE MÉDIA DE TEMPOS E INDICADORES

Os indicadores coletivos considerados no presente projeto técnico serão o DEC e a ENS. Estes dois elementos são extremamente dependentes do tempo de duração de cada interrupção de energia que ocorre para cada alimentador escolhido no projeto e que, conseqüentemente, reflete diretamente nos indicadores do conjunto elétrico escolhido.

A. Tempo para reestabelecimento de uma falta

Quando ocorre uma falta permanente na rede a informação do defeito chegará ao centro de operação da concessionária por meio de reclamações realizadas por seus consumidores ou por meio do supervisor com a detecção por meio de um equipamento automático de que há um defeito a jusante da sua localização. Em ambos os casos, o tempo de restabelecimento dos consumidores dependerá da natureza do problema e do tempo necessário para reparo da rede defeituosa.

Para efeitos de demonstração, a Figura 15 contém dois alimentadores, o ALIM1 e o ALIM2 e duas chaves manuais, uma NF e outra NA de encabeçamento entre esses alimentadores. Quando ocorre uma falha permanente no alimentador ALIM1, o religador da subestação RL1 irá interromper todos os consumidores supridos por este circuito. O COI irá receber a informação de atuação desse religador e encaminhará para a equipe de campo a ocorrência para averiguação do problema na rede. Caso a equipe encontre o defeito a montante da chave NF, os consumidores a jusante desta podem ser reestabelecidos com a abertura da chave NF e fechamento da chave¹³ de encabeçamento NA com o ALIM2.

¹³ Vale ressaltar que essa transferência só poderá ser realizada se os limites de capacidade de condução de corrente dos cabos forem mantidos em condições normais e se não ocorrer uma queda de tensão brusca nas barras ilhadas e nas barras do circuito que está suprindo estes alimentadores pós falta.

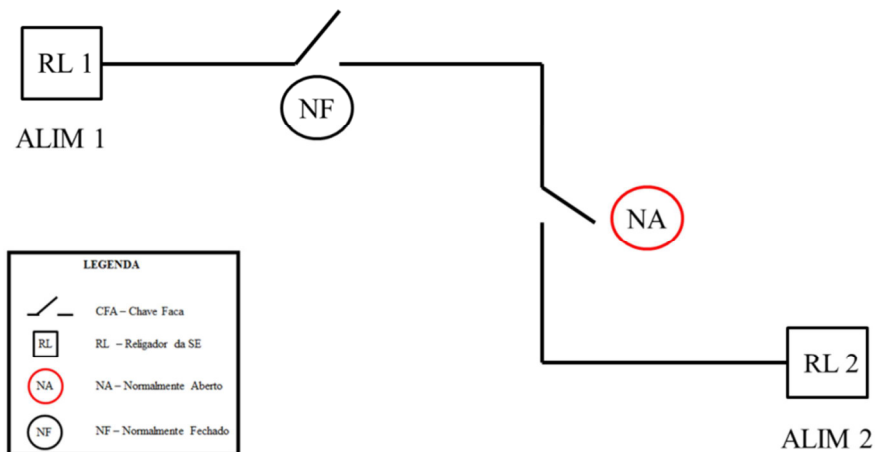


Figura 15 – Demonstração de alimentadores de distribuição.
(Fonte: Autoria própria)

Por outro lado, caso o defeito encontrado ocorresse à jusante da chave NF, essa chave deverá ser aberta e o RL1 será fechado restabelecendo o fornecimento dos consumidores a montante da NF.

Vale ressaltar que essas chaves manuais podem ser substituídas por equipamentos automáticos facilitando a detecção e isolamento da rede defeituosa, contribuindo positivamente e significativamente para os indicadores da empresa. Dessa forma, no presente projeto, será abordado a utilização apenas de equipamentos automáticos que são considerados os principais redutores dos indicadores de qualidade da concessionária. Para uma falta permanente, foram estabelecidos diferentes tempos que serão estratificados da seguinte forma:

- a) Tempo médio de preparação de uma turma de campo, a localização do defeito e/ou abertura do equipamento de seccionamento e/ou proteção a montante e/ou a jusante do trecho com defeito (TD);
- b) Tempo médio de reparo do defeito (TR);
- c) Tempo médio de transferência das cargas que não estão sob defeito (TT), em geral é menor que 3 minutos;

B. Cálculo de Indicadores

B.1. Cálculo do DEC de uma ocorrência para um conjunto elétrico

Como comentado anteriormente, o DEC de uma ocorrência será contabilizado em função do número de clientes que foram atingidos por uma falta permanente, bem como pelo tempo em que estes ficaram sem o suprimento de energia. O valor desse indicador é calculado de diversas formas, dependendo dos tipos de equipamentos de

proteção e manobra que constituem a rede. Dessa forma, nessa seção serão apresentados alguns casos possíveis de cálculo desse indicador.

Caso 1: Considerando a Figura 16, de um alimentador de distribuição ALIM1 que não possui nenhum equipamento de proteção ao longo da sua linha tronco, para todo curto circuito permanente que acontece na rede, todos os consumidores ficarão sem energia até que a rede seja totalmente reparada. Logo, o DEC nesse caso será considerado conforme Equação 9:

$$DEC_{TOTAL} = \frac{(TD + TR) \times N}{C_{Conjunto}} \text{ [horas/consumidor]} \quad (9)$$

Onde,

TD = tempo médio de preparação de uma turma, localização do defeito e abertura do equipamento de proteção ou manobra que isola a falta;

TR = tempo médio de reparo;

N = número de consumidores atingidos na interrupção;

CConjunto = número total de consumidores do conjunto elétrico ao qual o ALIM 1 pertence.

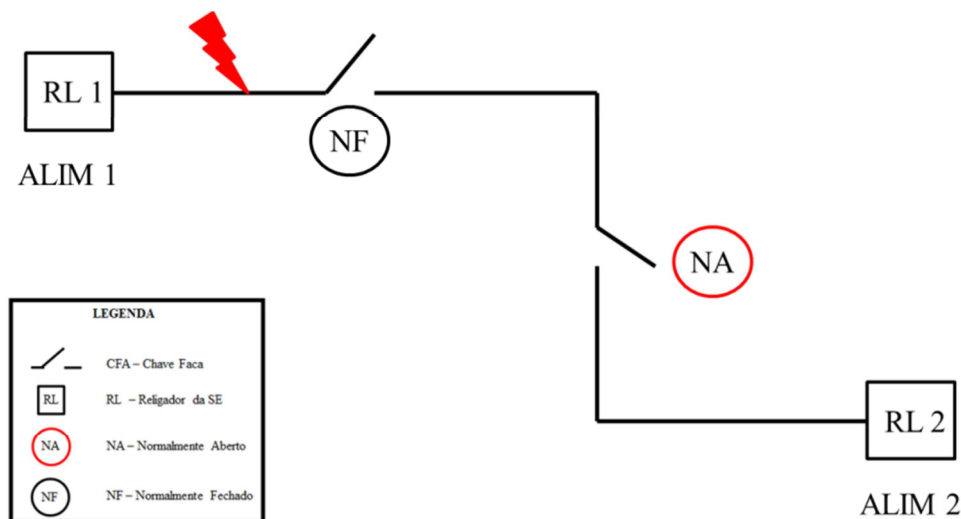


Figura 16 – Caso 1: Alimentador 1 com curto circuito permanente.
(Fonte: Autoria própria)

Caso 2: A Figura 17 mostra a representação de um alimentador de distribuição ALIM1 sem nenhum equipamento de proteção ao longo da sua linha tronco, porém com dois equipamentos de manobra para possível seccionamento do trecho sob falta.

Supondo um defeito entre as chaves CFA 1 e CFA 2, tem-se que o cálculo do DEC será em função do somatório conforme Equação 10:

$$DEC_{TOTAL} = \frac{\Sigma [TD \times N_{montanteCFA1} + (TD+TT) \times N_{jusanteCFA2} + (TD+TR) \times N_{afetadospermanete}]}{C_{Conjunto}}, \quad (10)$$

[horas/consumidor]

Onde,

TD = tempo médio de preparação de uma turma, localização do defeito e abertura do equipamento de proteção ou manobra que isola a falta;

TR = tempo médio de reparo;

TT = tempo médio de transferência;

$N_{montanteCFA1}$ = número de consumidores atingidos na interrupção a montante de CFA1;

$N_{montanteCFA2}$ = número de consumidores atingidos na interrupção a jusante de CFA2;

$N_{afetadospermanente}$ = número de consumidores atingidos na interrupção entre a CFA1 e a CFA2;

$C_{Conjunto}$ = número total de consumidores da concessionária.

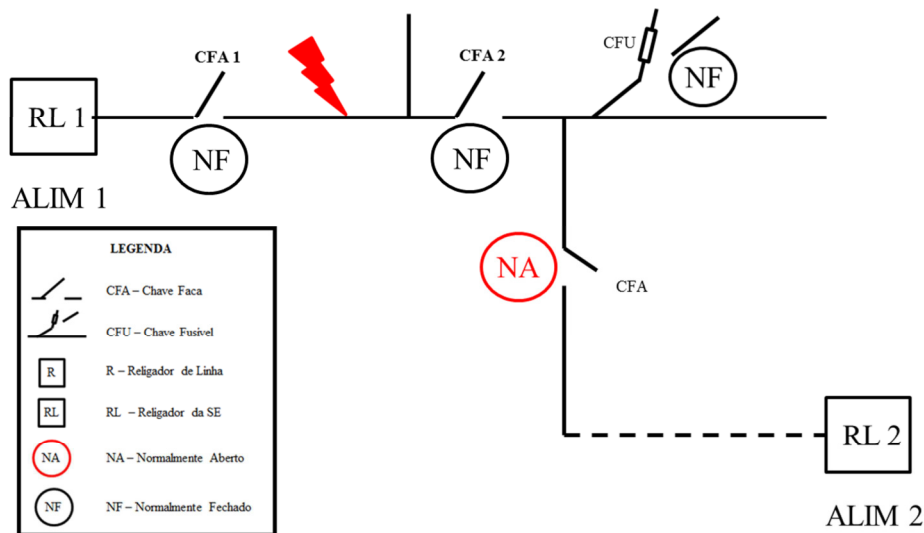


Figura 17 – Alimentador 1 com curto circuito permanente entre CFA 1 e CFA 2.
(Fonte: Autoria própria)

Caso 3: A utilização de um equipamento telecomandado na linha tronco faz toda a diferença no cálculo do DEC de uma ocorrência (Figura 18). Haja vista, o número de

consumidores atingidos agora será reduzido em função da proteção oriunda de um equipamento telecomandado na rede. Supondo agora que ocorre uma interrupção compreendida a jusante do religador RL1, no momento da falta, o centro de operações receberá a informação da atuação do religador da subestação e das medições de corrente durante a falta na chave R(NF). Se o equipamento R não indicar atuação de proteção, então o defeito esta a montante de R. O operador irá abrir R (NF) e irá fechar a chave R (NA), transferindo os consumidores a jusante de R, do alimentador ALIM1 para o alimentador ALIM2. Logo, o DEC será considerado como:

$$DEC_{TOTAL} = \frac{(TD + TR) \times N_{RL1}}{C_{Conjunto}} \text{ [horas/consumidor]} \quad (11)$$

Sendo,

TD = tempo médio de preparação de uma turma, localização do defeito e abertura do equipamento de proteção ou manobra que isola a falta;

TR = tempo médio de reparo;

N_{RL1} = número de clientes atingidos na interrupção;

C_{Conjunto} = número total de consumidores do conjunto ao qual ALIM 1 pertence;

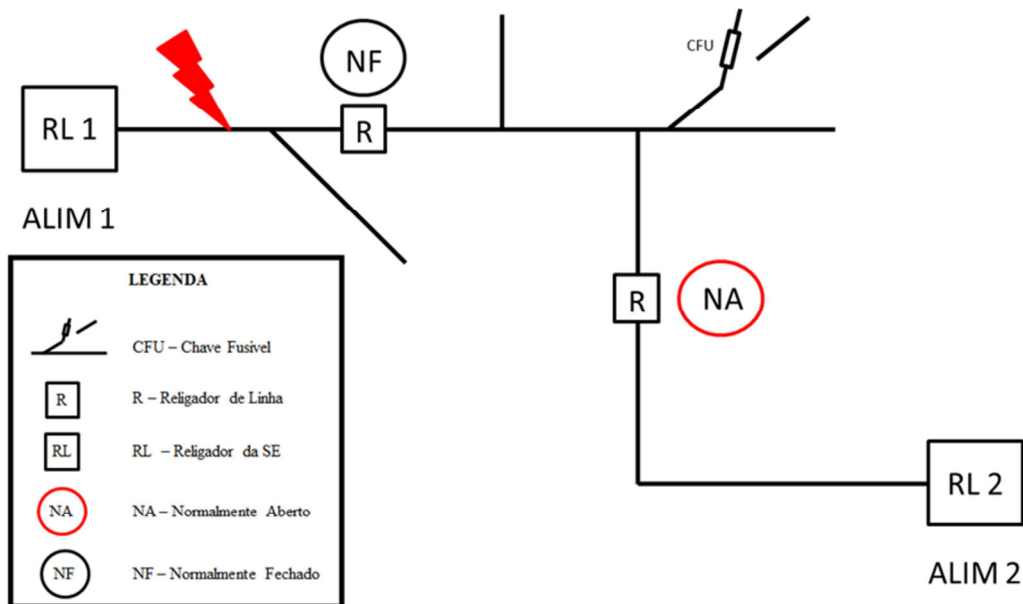


Figura 18 – Circuito com defeito permanente a jusante do telecomandado RL1.
(Fonte: Autoria própria)

B.2. Cálculo da ENS de uma ocorrência para um conjunto elétrico

A ENS pode ser calculada em função do consumo anual dos consumidores afetados em cada situação.

Caso 1: Vide Figura 16, em que todos os consumidores serão afetados, tem-se:

$$ENS_{TOTAL} = \frac{\sum_1^n DEC \times C}{8760} [kWh/ano] \quad (12)$$

Onde,

$\sum_1^n DEC$ = somatório de todas as durações de interrupção.

C = consumo anual dos consumidores afetados na interrupção;

8760 corresponde ao total de horas em um ano.

Caso 2: De acordo com a Figura 17, onde a falta ocorre entre as chaves manuais CFA1 e CFA 2, tem-se:

$$ENS_{TOTAL} = \frac{\sum \left[TD \times N_{mont.CFA1} \times C_{mont.CFA1} + (TD+TT) \times N_{jus.CFA2} \times C_{jus.CFA2} \dots \right. \\ \left. \dots + (TD+TR) \times N_{afet.perm.} \times C_{afet.perm.} \right]}{8760} [kWh/ano] \quad (13)$$

Sendo,

TD = tempo médio de preparação de uma turma, localização do defeito e abertura do equipamento de proteção ou manobra que isola a falta;

TR = tempo médio de reparo;

TT = tempo médio de transferência;

$N_{mont.CFA1}$ = número de consumidores a montante da CFA1;

$C_{mont.CFA1}$ = consumo anual dos consumidores a montante da CFA1;

$N_{jus.CFA2}$ = número de consumidores a jusante da CFA2;

$C_{jus.CFA2}$ = consumo anual dos consumidores a montante da CFA2;

$N_{afetadosperm}$ = número de consumidores afetados entre a CFA1 e a CFA2;

$C_{afetadosperm}$ = consumo anual dos consumidos afetados entre a CFA1 e a CFA2;

8760 corresponde ao total de horas de um ano.

Por sua vez, para o caso 3, onde apenas os consumidores compreendidos entre o RL1 e o religador R serão atingidos, tem-se:

$$ENS_{TOTAL} = \frac{\sum_1^n DEC \times C_{RL1}}{8760} [kWh/ano] \quad (14)$$

Sendo,

$\sum_1^n DEC$ = somatório de todas as durações de interrupção.

C_{RL1} = consumo anual dos consumidores atingidos pelo RL1.

8760 corresponde ao total de horas em um ano.

ETAPA 3. UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ALOCAÇÃO DE CT

Para promover uma rápida reconfiguração das redes de distribuição é necessário realizar investimentos e introduzir dispositivos telecomandados na rede que proporcionem um rápido conhecimento para o operador do trecho sob interrupção bem como possibilidades rápidas de transferências de cargas das possíveis barras ilhadas, sempre levando em consideração as características técnicas dos circuitos.

Entretanto, introduzir uma chave telecomandada na rede, demanda uma posição que otimize a relação custo *versus* benefício e proporcione melhores valores de indicadores.

Essa seção aborda a utilização do software “*Análisis Topológico*” desenvolvido pela empresa Iberdrola, que identifica a melhor posição de alocação de dispositivos telecomandados na rede, com o intuito de buscar a melhoria do indicador de continuidade DEC a partir da reconfiguração automática das redes sob defeito de forma mais rápida e eficaz.

O objetivo do programa é dividir um circuito de distribuição de energia com dispositivos telecomandados para transferências remotas. Ele utiliza o DEC, que atualmente é o indicador mais impactante da concessionária, que tem como parâmetros fundamentais o tempo e a quantidade de clientes. O tempo, seja ele de descoberta do defeito, reparo ou transferência esta inteiramente relacionado com a extensão do circuito e é praticamente inevitável não ficar com cargas interrompidas após uma falha até o reparo.

Na expectativa de utilizar de maneira prudente o investimento nas redes, a empresa utiliza esse software na tentativa de reconfigurar a topologia dos circuitos de maneira que fique equalizado a quantidade de clientes atendidos por um dispositivo, proporcionais a extensão da rede através da Equação abaixo:

$$DEC_{total} = Extensão_{trecho 1} \times (UC_{trecho 1} + UC_{trecho 2}) + \dots + Extensão_{trecho n} \times UC_{trecho n} \quad (15)$$

Sendo,

DEC_{total} = será o valor de duração de interrupção total após subdivisão do circuito com os telecomandados.

$Extensão_{trecho\ n}$ = parte n do circuito após inclusão de um dispositivo telecomandado;

$UC_{trecho\ n}$ = quantidade de unidades consumidoras.

O menor valor de DEC encontrado no resultado representa a equalização entre a quantidade de clientes e extensão de rede. O processo deverá ser feito para cada barra do alimentador e refeito até que a quantidade de clientes entre as chaves atinja a quantidade crítica de clientes do conjunto. Vale salientar que, a quantidade crítica é a quantidade de clientes que se interrompido pelo tempo total (tempo esse que corresponde ao tempo de conhecimento da interrupção somado ao tempo de reparo da rede) a concessionária pode perder o indicador do dia/semana/mês do conjunto.

A Figura 19 representa a tela inicial do programa “*Análisis Topológico*”.

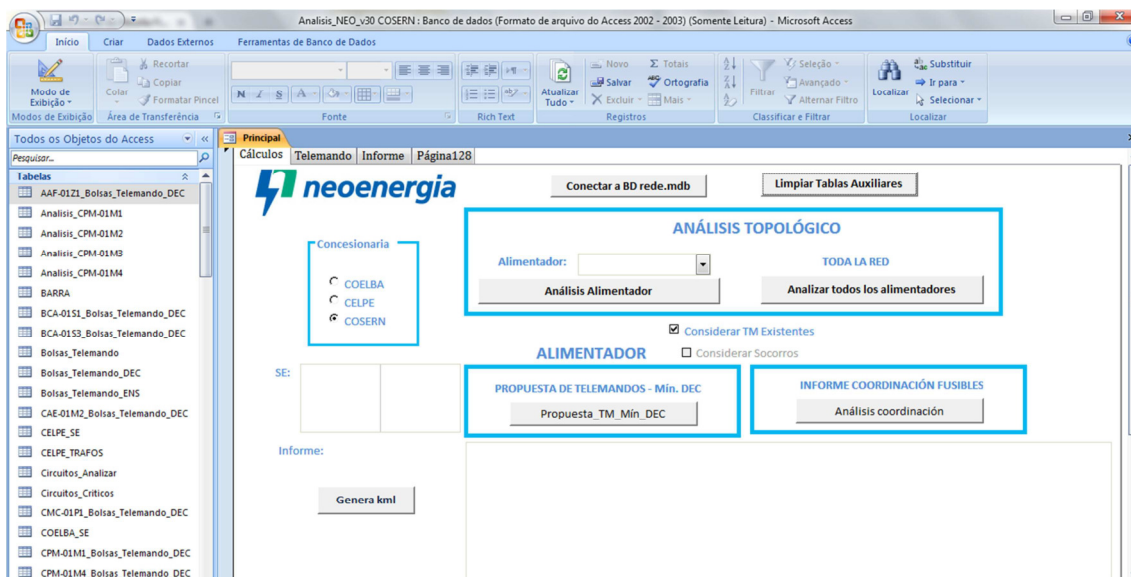


Figura 19 – Tela inicial do programa "Análisis Topológico".
(Fonte: Autoria própria)

Vale ressaltar que, para obtenção do maior ganho possível no indicador com a introdução desses dispositivos na rede, faz-se necessário também substituir os encabeçamentos entre os circuitos para equipamentos automatizados afim de facilitar a transferência de cargas das barras ilhadas para um alimentador de socorro.

ETAPA 4. UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES

Para estudo e desenvolvimento do projeto da reconfiguração de redes dos alimentadores reais da concessionária COSERN, será utilizado o software desenvolvido por Silva Junior (2012) em sua tese de doutorado. Conforme descrito em sua tese:

O método proposto adota um processo de linearização para estimação das variações de tensão em todas as barras de uma rede de distribuição quando ocorrem variações nas tensões em todas as barras de uma rede de distribuição quando ocorrem variações de carga ou de tensão nessas barras. Através dessa linearização é possível estabelecer parâmetros de sensibilidade a essas variações, para determinar as operações de chaveamento necessárias para a recomposição do serviço.

A análise matemática dos parâmetros de sensibilidade pode ser vista no Apêndice A desta dissertação.

As informações iniciais para a reconfiguração necessária para a solução de um defeito na rede são apresentadas na Figura 20 onde esta representada a tela inicial do programa a ser utilizado. Para avaliação dos chaveamentos necessários para recomposição da rede, é necessário introduzir na tela inicial do programa dados tais quais: o nome inicial da rede, a necessidade de informar se houve ou não interrupção, qual a subestação do trecho sob falta, o código do alimentador em contingência e as barras inicial e final do trecho onde ocorreu um defeito.

```
C:\Windows\system32\cmd.exe
Senhor Operador, hoje é Sat Aug 19 15:21:03 2017
Digite nome da rede:
dis
RECONFIGURACAO DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUICAO
Ocorreu defeito na rede (s/n)?
s
Digite a SE do trecho defeituoso:
neo
Digite o codigo do alimentador do trecho defeituoso:
02
Digite a barra inicial do trecho defeituoso:
17
Digite a barra final do trecho defeituoso:
18

OCORRENCIA NO ALIMENTADOR neo - 2, TRECHO 17 - 18
ATUACAO PROUAVEL DA CHAUE 12 - fusi NO TRECHO 1216 1217
NÃO HÁ BARRAS ILHADAS
POTENCIA DAS BARRAS SOB DEFEITO: 322.04 kVA
```

Figura 20 – Tela inicial do programa "Reconfigurador de Redes de Distribuição".
(Fonte: Autoria própria)

O programa fornece as informações da provável chave de proteção que fica a montante do defeito, as chaves que isolam esse trechos, as barras que ficaram ilhadas, as chaves de interligação que poderão ser utilizadas na recomposição das possíveis barras ilhadas, a potência total a transferir e as barras de fronteira correspondentes as barras de encabeçamento (SILVA JUNIOR, 2012).

O programa isola o trecho defeituoso, executa o cálculo de fluxo de carga e fornece as tensões nas barras de fronteira, nas do alimentador de socorro e nas prováveis barras ilhadas.

No caso em que não há barras ilhadas o programa também fornece o equipamento de proteção a montante que atuará para um trecho sob interrupção bem como a informação da potência das barras sob defeito.

ETAPA 5. RESULTADOS OBTIDOS

Nesta etapa, através de interrupções provocadas nas redes, serão descritos os resultados obtidos de indicadores para o estado atual das redes de distribuição escolhidas do conjunto elétrico estudado bem como as possibilidades de transferências de cargas das barras ilhadas através do software “*Reconfigurador de Redes*”. Após essa etapa, com o auxílio do *Analisis Topologico*, serão analisados os melhores pontos de alocação de dispositivos telecomandados, e introduzidos telecomandados em todos os encabeçamentos, visando a melhor reconfiguração das cargas ilhadas dos alimentadores estudados, a indicação de melhoria dos indicadores de continuidade dos circuitos de distribuição e a melhoria obtida para o conjunto elétrico ao qual eles pertencem podendo ser observadas através de gráficos percentuais comparativos para cada indicador.

Capítulo 5

Resultados e Conclusão

5.1 PROJETO TÉCNICO

5.1.1 Definição do Conjunto Elétrico

O conjunto elétrico escolhido da distribuidora COSERN a ser estudado no presente projeto é denominado NEOPOLIA, atualmente com 40474 consumidores englobando todos os clientes de duas subestações denominadas de Capim Macio (CPM) e Neópolis (NEO) e mais alguns consumidores de três outras subestações da concessionária. Vale salientar que para o presente estudo de caso não vai se considerar os cálculos de FEC, haja vista os valores globais apurados nos últimos anos desse indicador para a concessionária foram consideravelmente inferiores aos limites estabelecidos pela ANEEL. Entretanto, o DEC vem sendo sempre o principal causador de pagamento de compensação aos consumidores e por esta razão, o foco do projeto em indicadores coletivos, será na duração da interrupção.

5.1.2 Definição dos Alimentadores do Conjunto

Os alimentadores aqui considerados serão descritos como ALIM 1, 2 e 3. Sendo os alimentadores 1 e 2 da mesma subestação A localizada no bairro de Neópolis e o terceiro alimentador da subestação B, essa por sua vez, localizada no bairro de Capim Macio, ambos os circuitos na cidade de Natal/RN. Para estudo de caso e viabilidade de ganho do sistema, será considerado apenas os encabeçamentos entre estes três circuitos de distribuição. Com o auxílio do software *Google Earth*®, pode-se demonstrar o encaminhamento desses alimentadores pelas ruas da cidade de Natal sendo os seguintes tracejados definidos como segue: Vermelho – ALIM 1, Amarelo – ALIM 2 e Azul – ALIM 3 (Figura 21).



Figura 21 – Tracejado dos ALIM's 1 (Vermelho), 2 (Amarelo) e 3 (Azul) pelas ruas de Natal.
(Fonte: Autoria própria)

O alimentador ALIM 1 possui aproximadamente 54 transformadores que alimentam em torno de 1573 unidades consumidoras distribuídas vide Tabela 3:

Tabela 3 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 1. Dados retirados do GSE Oper.
(Fonte: COSERN, 2017)

ALIM 1		
Classe de Consumo	Total	VIP'S
Comercial	345	2
Residencial	1205	1
Adm Publica	9	3
IP ¹⁴	12	0
Industrial	1	0
Serviço Público	1	1
Total	1573	7

Esse alimentador possui 6 classes de consumos sendo a classe residencial a de maior destaque. Dentre os consumidores do presente alimentador, pode-se destacar os clientes que necessitam de equipamentos vitais para a saúde humana, caracterizados pela própria concessionária através da nomenclatura “VIP”. Nesses casos, é considerado imprescindível que o atendimento a ocorrências a este grupo seja realizado o mais breve possível.

É considerado um alimentador importante por atender grandes consumidores comerciais e importantes da cidade de Natal. A Figura 22 representa um diagrama

¹⁴ IP é a abreviação para iluminação pública.

unifilar simplificado do alimentador ALIM 1 contendo a descrição de todas as chaves deste circuito. Ainda conforme Figura 22, o alimentador será dividido em 7 blocos caracterizados pelos dispositivos de proteção e manobra, considerados importantes, em casos de defeito na rede para isolamento do trecho sob falta.

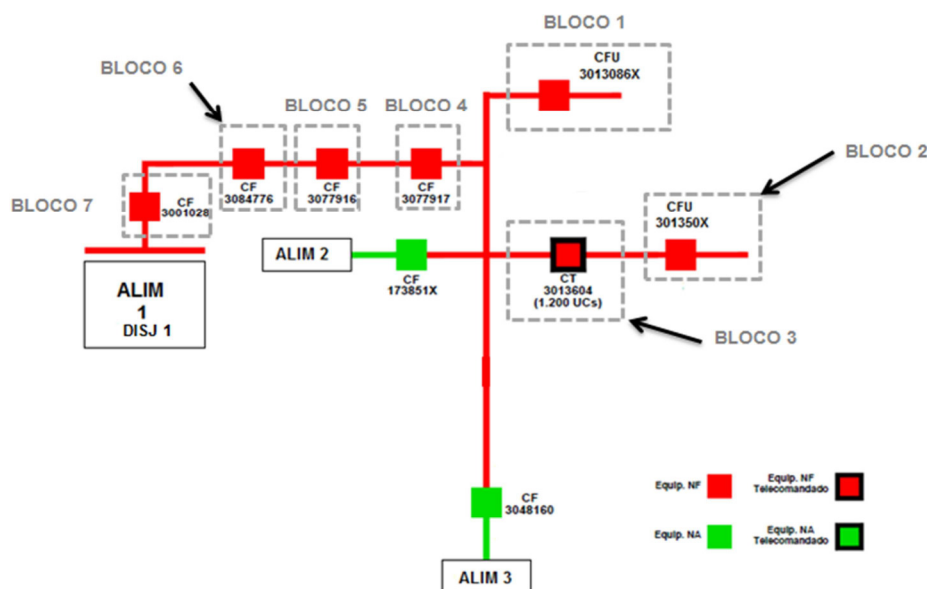


Figura 22 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 1.
(Fonte: Autoria própria)

O alimentador ALIM 2, por sua vez, possui aproximadamente 53 transformadores que alimentam em torno de 2587 unidades consumidoras distribuídas conforme a seguir demonstrado na Tabela 4. Assim com o alimentador 1, é constituído mais de consumidores residenciais.

Tabela 4 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 2. Dados retirados do GSE Oper.
(Fonte: COSERN, 2017)

ALIM 2		
Classe de Consumo	Total	VIP'S
Comercial	240	1
Residencial	2331	0
Adm Publica	9	5
IP	6	0
Industrial	2	0
Serviço Público	1	1
Total	2587	7

Dentre os 3 circuitos escolhidos para estudo, esse é o que possui o maior número de consumidores porém a maioria deles sendo consumidores residenciais. A Figura 23 é a representação do diagrama unifilar do alimentador ALIM 2 com apenas 4 blocos.

Pode-se observar que o único dispositivo de proteção e manobra desse circuito é o religador da subestação. Ao longo do circuito, tem-se apenas chaves facas manuais para seccionamento do trecho em caso de falta, e algumas chave fusíveis que protegem o trecho, devido à quantidade de clientes a jusante.

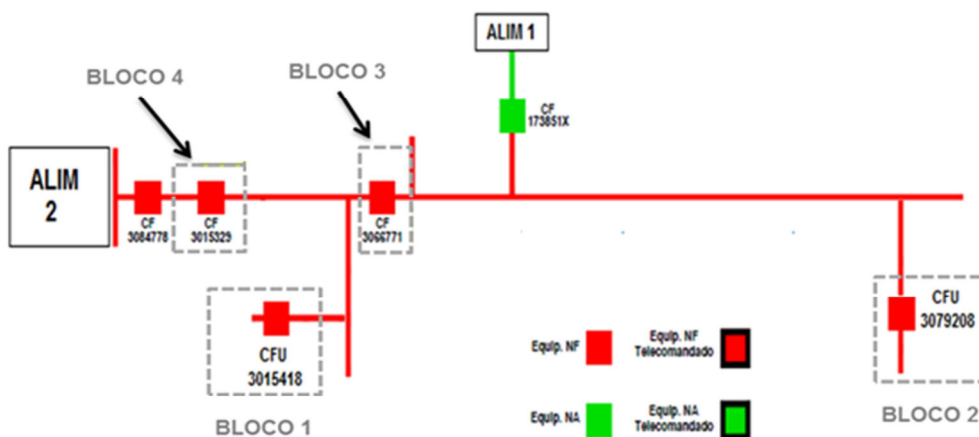


Figura 23 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 2.
(Fonte: Autoria própria)

Por último, o alimentador ALIM 3 contém 53 transformadores que suprem aproximadamente 265 unidades consumidoras. É um circuito de extrema importância por alimentar grandes hotéis de Natal e por fazer parte de uma das avenidas mais importantes da cidade, considerada via de turismo da capital potiguar. A Tabela 5 reporta a divisão de consumidores deste circuito.

Tabela 5 – Descrição dos tipos de consumidores do alimentador 3. Dados retirados do GSE Oper.
(Fonte: COSERN, 2017)

ALIM 3		
Classe de Consumo	Total	VIP'S
Comercial	81	1
Residencial	163	0
Adm Publica	8	2
IP	12	0
Serviço Público	1	1
Total	265	4

Como o circuito 1, ALIM 3 também possui apenas um equipamento telecomandado. A Figura 24 é a representação do diagrama unifilar desta rede que

também será dividida em sete blocos de acordo com os seus dispositivos de proteção e manobra.

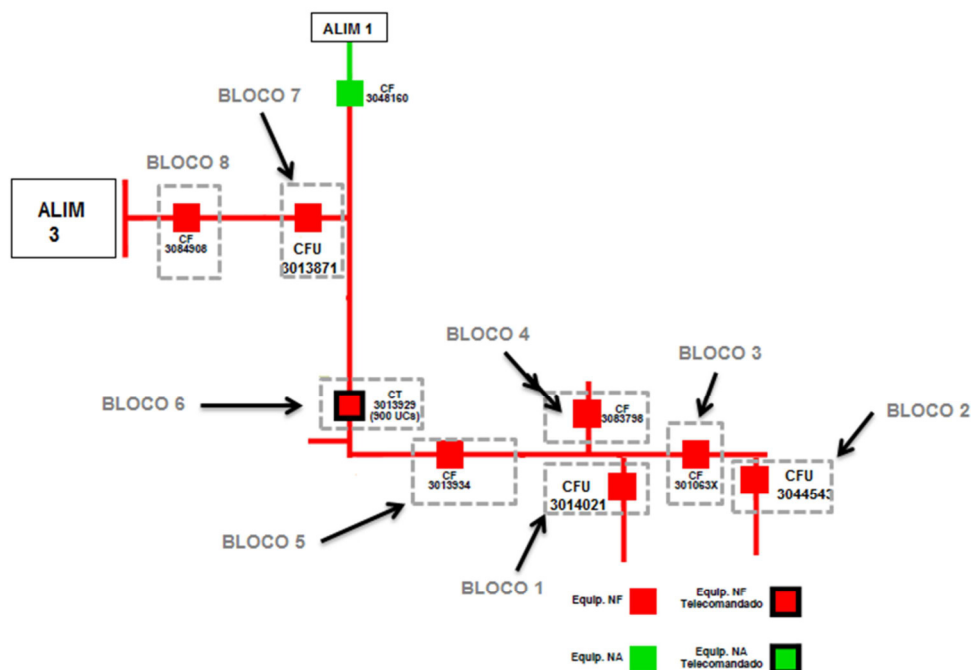


Figura 24 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 3.
(Fonte: Autoria própria)

Dentre eles, o único circuito que possui encabeçamento com os outros dois alimentadores é o ALIM 1. Entretanto, em nenhum dos encabeçamentos, atualmente, possuem equipamentos telecomandados para realização de transferências de cargas.

De acordo com a Equação 8, é calculada a influência desses circuitos no indicador DEC do conjunto NEOPOLIA nos anos de 2014 a 2016 conforme Tabela 6:

Tabela 6 – Influência de cada alimentador no valor do indicador DEC do conjunto NEOPOLIA nos anos de 2014 a 2016. *O presente alimentador não possui valores bases de referência nos anos de 2014 e 2015.
(Fonte: COSERN, 2017)

Descrição	Valores de Contribuição dos Alimentadores no DEC do Conjunto			
	Ano\Alimentador	ALIM 1	ALIM 2	ALIM 3
2014		3%	13%	-*
2015		4%	17%	-*
2016		11%	8%	1%

5.1.3 Média de Tempos e Indicadores para Estado Atual

Para definição do tempo total, abordado no Capítulo 4 na etapa 2, seção A, foram realizadas medições de tempo para cada dispositivo de manobra e proteção dos alimentadores através do banco de dados do GSE.

A média dos tempos TD e TT foram calculadas através das informações das interrupções cadastradas no banco do GSE, que sinalizam, aproximadamente, o tempo em que a equipe de campo localiza o ponto exato da interrupção e o registro pelo operador do centro de operação das manobras dos dispositivos de proteção e manobra que isolam a falta e o tempo para transferência dos consumidores ilhados. Esses tempos variam de acordo com os tipos de dispositivos presentes na rede.

Entretanto, o tempo médio de reparo de uma rede em uma nota depende do tipo de causa que provocou a interrupção dos consumidores, ou seja, da abrangência da ocorrência. A abrangência esta relacionada com o tipo de dispositivo que atuou para interromper os consumidores. Atualmente, para as concessionárias, esse quesito esta subdividido em: individual, transformador, chave, alimentador, subestação e não identificado quando não há registro algum do solicitante da nota nem ao menos quando a equipe de campo consegue localizar o ponto de defeito causador da falta ou consumidor que realizou a abertura da ocorrência. Para extração dos valores, foram realizados através de consulta de dados no GSE Oper mediante todas as ocorrências que ocorreram no ano de 2016. A Tabela 7 especifica a média de execução para cada ocorrência de acordo com a abrangência da interrupção. Como todos os dispositivos da rede são considerados como “CHAVE”, o TR a ser considerados para todos os casos será de 50 min.

Tabela 7 – Média de execução da tarefa de acordo com a abrangência. Dados retirados do GSE Oper. (Fonte: COSERN, 2017)

Abrangência	Execução (min)
Alimentador	100
Chave	50
Individual	35
Não Identificado	38
Subestacao	75
Transformador	44

De posse desses dados e mediante divisão dos circuitos em blocos, vide Figuras 22 a 24, foi possível definir tabelas para cada alimentador, que subdivide os tempos das

interrupções para classes de clientes a montante, a jusante ou contidos no trecho sob defeito permanente. As Tabelas 8, 9 e 10 representam, respectivamente, esses tempos calculados para o ALIM 1, ALIM2 e ALIM 3:

Tabela 8 – Tempos Médios do ALIM 1 para o estado atual da rede.
(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Tempos Médios - Estado Atual (ALIM1)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	2h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3	-	-	-	1h	50min	-	-	-	-
BLOCO 4	30min	-	-	1h10min	50min	-	-	-	-
BLOCO 5	30min	-	-	30min	-	30min	30min	50min	30min
BLOCO 6	30min	-	-	30min	-	30min	30min	50min	30min
BLOCO 7	-	-	-	30min	-	15min	30min	50min	15min

Tabela 9 – Tempos Médios do ALIM 2 para o estado atual da rede.
(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Tempos Médios - Estado Atual (ALIM2)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3	30min	-	-	2h	50min	-	-	-	-
BLOCO 4	-	-	-	30min	-	30min	30min	50min	30min

Tabela 10 – Tempos Médios do ALIM 3 para o estado atual da rede.
(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Tempos Médios - Estado Atual (ALIM 3)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3	1h10min	-	-	1h10min	50min	-	-	-	-
BLOCO 4	1h10min	-	-	1h10min	50min	-	-	-	-
BLOCO 5	1h30min	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 6	-	-	-	1h20min	50min	-	-	-	-
BLOCO 7	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 8	-	-	-	30min	-	15min	30min	50min	15min

Mediante esses valores médios de tempos TD, TR e TT medidos, pode – se calcular os valores de indicadores de DEC e ENS para o estado atual da rede. Ressalta-se que para cada circuito, foram provocadas interrupções a jusante de cada dispositivo de proteção e/ou manobra informado nos diagramas simplificados e que formam os blocos de cargas. Dessa forma, as Tabelas a seguir, representam, respectivamente, os valores calculados de DEC e ENS para os circuitos ALIM 1, ALIM2 e ALIM3.

Tabela 11 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 1 na configuração atual.
(Fonte: Aatoria própria)

ALIM 1		
Bloco	DEC_{atual} (horas/consumidor)	ENS_{atual} (kWh/ano)
1	628,386948	103,4405023
2	3730,790137	1078,615753
3	5381,232396	1787,690466
4	7676,533083	12200,03342
5	3858,032317	509,7679578
6	3927,212531	513,8327625
7	2924,511208	398,2725525

Tabela 12 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 2 na configuração atual.
(Fonte: Aatoria própria)

ALIM 2		
Bloco	DEC_{atual} (horas/consumidor)	ENS_{atual} (kWh/ano)
1	2023,521273	174,0767671
2	1550,789807	142,1707991
3	9755,6456	5949,865219
4	8078,43718	3790,264310

Tabela 13 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 3 na configuração atual.
(Fonte: Aatoria própria)

ALIM 3		
Bloco	DEC_{atual} (horas/consumidor)	ENS_{atual} (kWh/ano)
1	5,765017872	0,029534247
2	5,765017872	0,622520548
3	329,0178056	103,7269726
4	331,9003146	171,9392785
5	469,4371695	39,20427397
6	599,5618586	324,1395068
7	924,0500074	474,4164383
8	616,6510187	263,2565136

5.1.4 Processo de Reconfiguração da Rede no Estado Atual

A partir dos dados técnicos das redes fornecidos pelo *Interplan*[®], descritos no Apêndice B dessa dissertação foi possível avaliar a reconfiguração da rede atual para defeito em cada trecho, obtendo os resultados a partir do programa “*Reconfigurador de Redes*”. Conforme descrito no Capítulo 4, é possível obter os dados de equipamentos de proteção que isolam o trecho defeituoso, a potência das barras sob defeito e das barras ilhadas, dados de chaves de encabeçamento com possíveis alimentadores de socorro e informações de queda de tensão em todas as barras do circuito com trecho defeituoso bem como do alimentador de encabeçamento. Um exemplo de saída do programa pode ser visto no Apêndice C dessa dissertação. Os resultados sumarizados das reconfigurações das redes das barras ilhadas podem ser visualizados nas Tabelas de 14 a 16.

Para a Tabela 14, referente a reconfiguração das barras ilhadas do alimentador 1, o isolamento do trecho sob falta, para todos os casos, é realizado através de chaves manuais e o dispositivo que atua sempre é o disjuntor da SE, ou seja, todos os consumidores são afetados na interrupção. A normalização dos consumidores que podem ser restabelecidos por não estarem contidos no trecho sob falta só pode ser realizada após equipe de campo percorrer, identificar a causa e isolar, através das chaves manuais. Da mesma forma, a transferência, quando possível, também é realizada por dispositivos manuais. Pode-se ainda verificar que para os alimentadores 2 e 3, o funcionamento não é destoante do primeiro vide Tabelas 15 e 16, respectivamente.

Tabela 14 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 1, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

Alimentador 1 – Configuração Atual									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	3245,71	8	DISJ	09	CFA	7-15	1
01-02	32,99	S	3212,72	8	DISJ	09-10	CFA-CFA	7-15	1
02-03	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1 ¹⁵
03-04	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1
04-05	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1
05-06	26,27	S	3123,51	8	DISJ	11-25	CFA-CFA	7-15	1

¹⁵ Nota da autora: Para este caso, tem-se o resultado do programa “Reconfigurador de redes” no Apêndice D.

Tabela 15 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 2, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

Alimentador 2 – Configuração Atual									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	1772,07	1	DISJ	02	CFA	7	1
01-02	0,00	S	1772,07	1	DISJ	02-03	CFA-CFA	7	1
02-03	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
03-04	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
04-05	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
04-06	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
06-07	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
06-08	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
08-09	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
09-10	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
10-11	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
11-12	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
10-13	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
13-14	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
14-15	498,88	S	1273,19	1	DISJ	03-05	CFA-CFA	7	1
15-19	498,88	S	1273,19	1	DISJ	07	CFA	7	1
10-20	498,88	S	1273,19	1	DISJ	07	CFA	7	1

Tabela 16 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 3, na configuração atual, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

Alimentador 3 – Configuração Atual									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	1390,47	16	DIS	17	CFA	15	1
01-02	69,03	S	1321,44	16	DIS	17-18	CFA-CFA	15	1
02-03	69,03	S	1321,44	16	DIS	17-18	CFA-CFA	15	1
03-04	69,03	S	1321,44	16	DIS	17-18	CFA-CFA	15	1
03-05	69,03	S	1321,44	16	DIS	17-18	CFA-CFA	15	1
05-06	69,03	S	1321,44	16	DIS	17-18	CFA-CFA	15	1

É importante destacar que o ALIM1 é o único dos circuitos que possui encabeçamento com os demais podendo ter suas cargas transferidas para ambos em caso de contingência. Entretanto, como a filosofia do programa é a transferência das cargas ilhadas para o alimentador de socorro com a menor queda de tensão, para o caso de defeito no ALIM1 identificou que as transferências para o ALIM 3 sempre é considerada a melhor opção. Com o auxílio do software *AUTOCAD*, foi possível realizar o diagrama de barras dos alimentadores escolhidos podendo serem vistos no Apêndice D.

5.1.5 Definição da posição dos Telecomandados via “*Análisis Topológico*”

De posse dos dados da rede já conhecidos e detalhados pelo *Interplan*[®], foram introduzidas as informações no ambiente do software “*Análisis Topológico*”, calculada a eficiência, a quantidade e posicionamento dos dispositivos telecomandados a introduzir futuramente em cada circuito para obter o melhor ganho possível nos indicadores dos circuitos. De posse dos resultados e eficiência retornados, é possível verificar que a partir do 4º telecomandado na rede, há uma redução da eficiência com o equipamento deixando claro, para ambos os circuitos, que o máximo de dispositivos necessários para serem introduzidos visando a melhoria são 3. Como comentado no Capítulo 4, além da indicação desses dispositivos ao longo da rede, será considerar que todos os equipamentos de encabeçamento entre estes circuitos são automatizados. Os resultados são sumarizados nas Tabelas 17, 18 e 19, respectivamente, para o ALIM 1, ALIM 2 e o ALIM 3.

Tabela 17 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 1 Dados retirados do *Análisis Topológico*.
(Fonte: COSERN, 2017)

Eficiência para cada Telecomandado – ALIM 1					
Telecomandado	1º	2º	3º	4º	5º
Eficiência (%)	42,62	33,41	45,03	28,07	19,86

Tabela 18 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 2. Dados retirados do *Análisis Topológico*.
(Fonte: COSERN, 2017)

Eficiência para cada Telecomandado – ALIM 2					
Telecomandado	1°	2°	3°	4°	5°
Eficiência (%)	63,73	34,04	42,76	19,29	22,34

Tabela 19 – Dados de eficiência extraídos do programa para cada dispositivo introduzido na rede do ALIM 3. Dados retirados do *Análisis Topológico*.
(Fonte: COSERN, 2017)

Eficiência para cada Telecomandado – ALIM 3					
Telecomandado	1°	2°	3°	4°	5°
Eficiência (%)	46,63	58,26	44,38	22,66	23,54

Para uma melhor visualização, utilizou-se o *Google Earth*[®] que demonstra graficamente o tracejado do circuito e a marcação desses novos dispositivos na rede mediante informação da barra de localização. A Figura 25 representa o tracejado do ALIM 1 com a indicação, pelos quadrados verdes, dos novos dispositivos telecomandados a serem instalados na rede. É importante destacar que o primeiro telecomandado, sugerido pelo “*Análisis Topológico*”, corresponde a mesma posição de uma chave telecomandada já existente no circuito no estado atual, entre as barras 28 e 29 possível de visualização no diagrama de barras do ALIM 1 no Apêndice D, extremamente importante por agregar um número elevado de consumidores afetando consideravelmente no DEC do alimentador e, conseqüentemente, no do conjunto elétrico em caso de defeito permanente na rede. Na Figura 25 é possível visualizar o seu posicionamento pela indicação da seta vermelha.



Figura 25 – Tracejado do ALIM 1 em azul juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo triângulo verde.
(Fonte: Google Earth, 2017).

Para o ALIM 2, mediante informação da Tabela 18, pode-se observar que a introdução do primeiro dispositivo telecomandado fornece a maior eficiência entre todos os demais dispositivos da rede e dos alimentadores vizinhos. Atualmente, além de possuir o maior número de clientes, este circuito não possui nenhum equipamento automatizado ao longo da sua linha tronco. A Figura 26, demonstra o tracejado do ALIM 2 com a marcação de indicadores amarelos do posicionamento dos telecomandados calculados pelo programa.

A Figura 27 apresenta a imagem extraída do ALIM 3 com a indicação do posicionamento dos dispositivos apontados pelo programa. Mesmo essa rede já contendo um dispositivo automatizado, o “*Análisis Topológico*” indicou posições diferentes para alocação das chaves.



Figura 26 – Traçado do ALIM 2 em vermelho juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo marcador amarelo.
(Fonte: Google Earth, 2017).



Figura 27 – Traçado do ALIM 2 em vermelho juntamente com o posicionamento dos novos telecomandados sugeridos destacados pelo símbolo marcador amarelo.
(Fonte: Google Earth, 2017).

5.1.6 Média de Tempos e Indicadores – Estado Futuro

Com a nova configuração dos circuitos de distribuição, foram calculados os tempos e, conseqüentemente, os valores de DEC e ENS atuais. A Figura 28 representa o

diagrama unifilar simplificado do ALIM 1 com os três dispositivos telecomandados indicados pelo “*Análisis Topológico*” bem como a representação dos encabeçamentos, com o ALIM 2 e ALIM 3, com dispositivos automatizados.

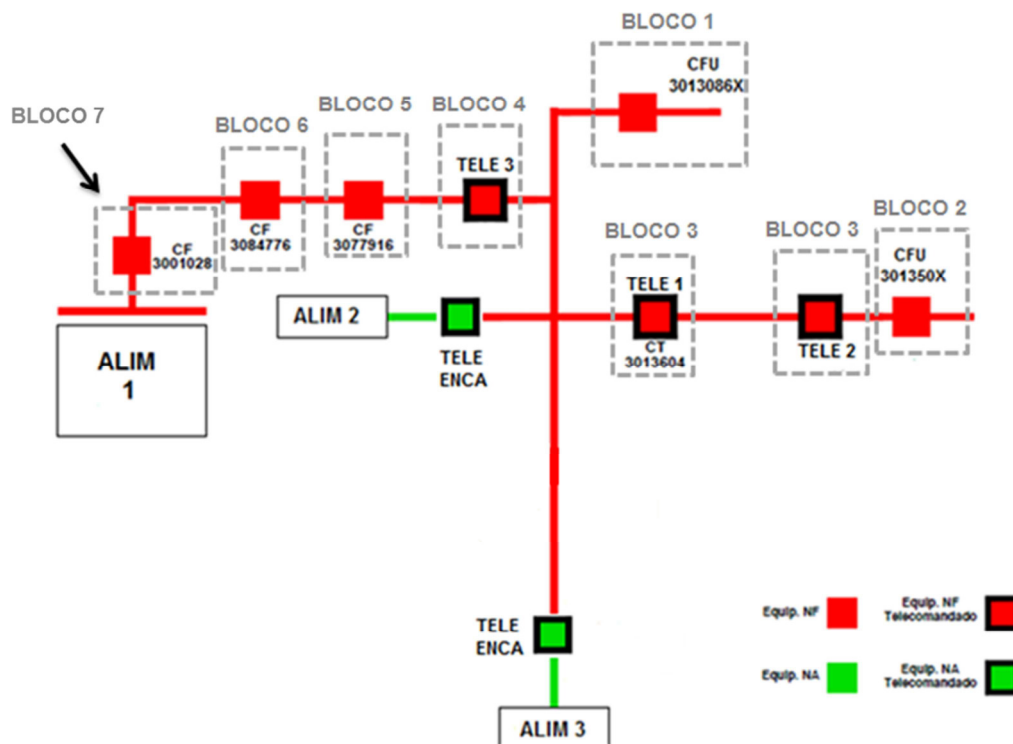


Figura 28 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 1 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.
(Fonte: Autoria própria)

Na divisão de blocos, em comparação com a configuração atual representada na Figura 22, observa-se que o bloco 3 será a composição agora de dois dispositivos telecomandados, o TELE 1 e o TELE 2. Dessa forma, o valor final do DEC e da ENS para o bloco 3 será o somatório das parcelas de interrupção desses dispositivos. Pode-se destacar ainda o bloco 4, que antes coberto por uma chave manual, agora é protegido pelo TELE 3. Para este ALIM 1, os novos valores de tempo médios calculados são destacados na Tabela 20.

Tabela 20 – Tempos Médios do ALIM 1 para o estado futuro da rede.
(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Tempos Médios - Estado Futuro (ALIM1)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	2h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3 Parcela 1	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3 Parcela 2	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 4	-	-	-	1h	50min	-	-	-	-
BLOCO 5	30min	-	-	-	-	0min	30min	50min	-
BLOCO 6	30min	-	-	- / 30min	-	0min / 15min	30min	50min	15min
BLOCO 7	-	-	-	- / 30min	-	0min / 15min	30min	50min	15min

Pode-se observar que para os blocos 1 e 2 não há mudança no tempo de tratativa em caso de defeito a jusante dos equipamentos de proteção. Já o bloco 3, como dito anteriormente, teve o seu tempo dividido em duas parcelas, sendo a parcela 1 para o TELE 1 e a parcela 2 para o TELE 2. Em comparação com a Tabela 8, há uma redução de 50% no tempo TD para os clientes a jusante do trecho defeituoso, ou seja, isso ocorre devido, principalmente, ao caminho necessário que a equipe de campo tem a percorrer para a localização do defeito que é encurtado em virtude da divisão desse trecho com dois dispositivos de proteção que sinalizam as faltas a jusante da sua localização. Outro ponto a ser observado é o tempo TD dos clientes a montante do trecho defeituoso do bloco 4. Com a inclusão da chave telecomandada no lugar da CFA 3077917 sinalizada na Figura 22, quando ocorrer um defeito a jusante deste dispositivo não haverá mais os clientes a montante interrompidos em virtude da atuação do religador da subestação. A chave telecomandada terá a função de interromper apenas os clientes no trecho sob falta e sob sua visão. Ainda sobre os resultados da Tabela 20, no bloco 5 pode-se verificar que não há mais tempo TD para os clientes a jusante do trecho defeituoso em virtude das cargas poderem ser transferidas automaticamente. Para esse caso, o tempo TT foi considerado de *0min* pela rapidez de resposta de normalização das cargas. Esse comportamento é semelhante para determinadas cargas dos blocos 6 e 7. Vale destacar também o decréscimo no tempo TT de *30min* para *15min* dos clientes, tanto a jusante

quanto contidos entre dispositivos que isolam o trecho, em virtude da redução de trecho a percorrer pela equipe de campo.

Da mesma forma, tem-se o diagrama unifilar simplificado do ALIM 2 representado na Figura 29. Pode-se observar que os blocos 1 e 2 permanecem com a mesma característica da configuração atual. Entretanto os blocos 3 e 4 serão subdivididos em duas parcelas cada, sendo o bloco 3 constituído de duas parcelas referentes ao telecomandado 1 e a outra ao telecomandado 2 e o bloco 4 subdividido entre a chave telecomandada 3 e a chave faca manual 3015329. Segue também representação de telecomandado de encabeçamento com o alimentador 1 já representado na Figura 29.

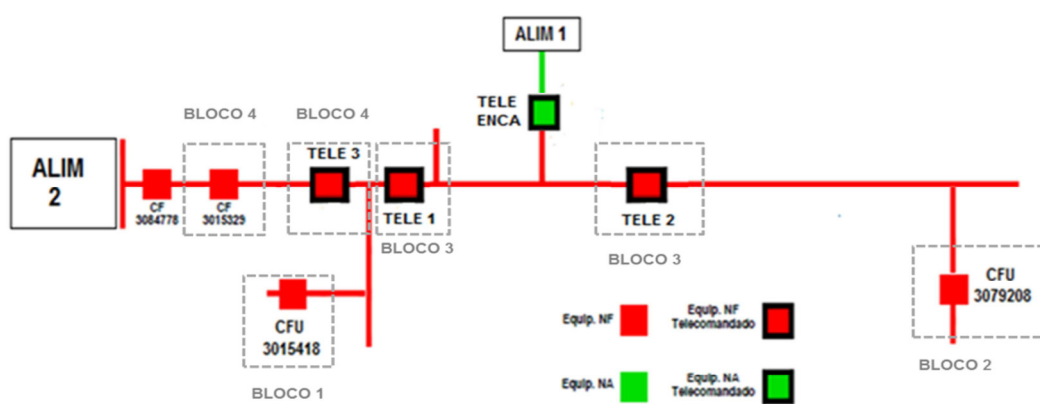


Figura 29 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 2 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.
(Fonte: Autoria própria)

Os resultados de tempos médios para a configuração atual do alimentador 2 são sumarizados na Tabela 21. Como os dispositivos de proteção dos blocos 1 e 2 são chaves fusíveis, os tempos médios calculados permanecem os mesmos já detalhados anteriormente para a configuração atual. O bloco 3 não terá mais tempo médio TD para os clientes a montante do trecho sob falta pois eles não serão atingidos para um defeito a jusante do telecomandado 1 ou do 2.

Já para o bloco 4, com a introdução do telecomandado 3, tem-se a exclusão do tempo TT dos clientes a jusante do trecho sob falta e a diminuição para 0_{min} do tempo de transferência dos consumidores a jusante do trecho defeituoso da parcela 1 pois eles podem ser transferidos para o alimentador de socorro. O posicionamento do telecomandado 3 reporta também a exclusão do tempo de transferência para os clientes contidos entre os dispositivos que isolam a parte da rede sob falta.

Tabela 21 – Tempos Médios do ALIM 2 para o estado futuro da rede.
(Fonte: Aatoria própria)

Descrição	Tempos Médios – Estado Futuro (ALIM2)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
Parcela 1									
BLOCO 3	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
Parcela 2									
BLOCO 4	-	-	-	-	-	0min	30min	50min	-
Parcela 1									
BLOCO 4	-	-	-	-	-	-	30min	50min	-
Parcela 2									

A Figura 30, por sua vez, representa a configuração futura do alimentador 3. Todos os blocos detalhados na Figura 24, com exceção do bloco 7, foram mantidos para a configuração futura, com a inclusão do telecomandado 3 na direção da chave automatizada de encabeçamento com o alimentador 1.

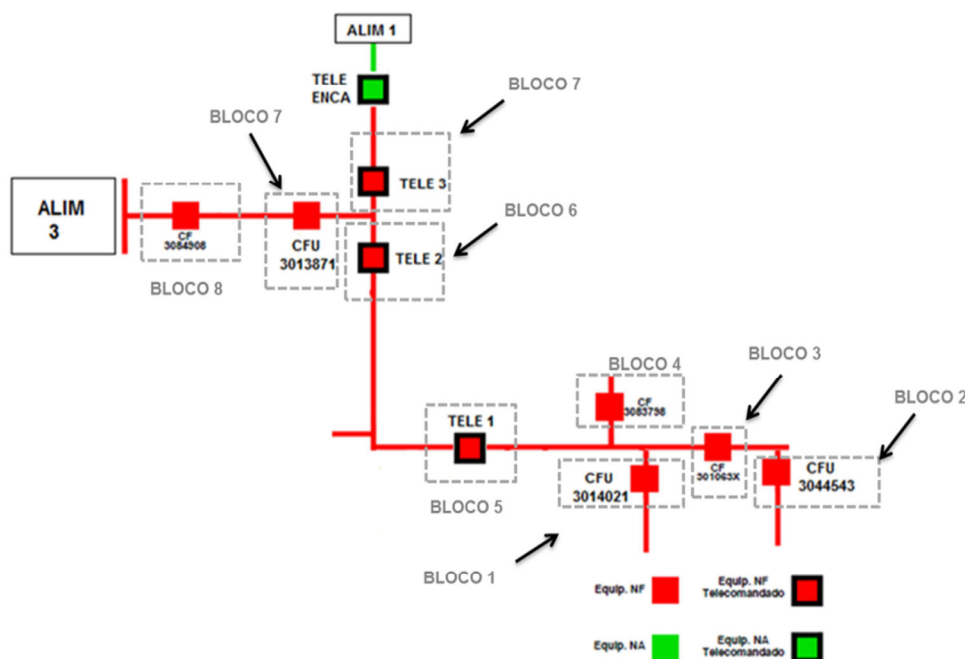


Figura 30 – Diagrama unifilar simplificado do ALIM 3 na configuração atual pós introdução dos dispositivos telecomandados.
(Fonte: Aatoria própria)

Os tempos médios para a configuração futura proposta, com a localização dos dispositivos pelo “*Análisis Topológico*”, foram detalhados na Tabela 22. Para os blocos 1 e 2 protegidos por chave fusível, os tempos médios continuam os mesmos dos tempos médios sumarizados na Tabela 10 correspondente a média de tempos para a configuração atual. Para o bloco 3, tem-se uma diminuição dos tempos TD dos consumidores a montante e a jusante do trecho sob falta dados pela inclusão do telecomandado 1, sinalizando e diminuindo o trecho que a equipe de campo tem que percorrer. Essa redução é válida para os tempos médios TD dos blocos 3 e 4. Os blocos 5 e 6 serão protegidos, respectivamente, pelos telecomandados 1 e 2. Destaca-se a exclusão do tempo TD para os clientes a montante do bloco 5 e a diminuição do tempo TD para os clientes a jusante do trecho sob falta para o bloco 6. Já o bloco 7 será a subdivisão de duas parcelas devido ao dispositivo telecomandado 3. Para esse bloco é importante salientar que nem todos os consumidores a montante poderão ser transferidos quando houver atuação da chave fusível que protege o trecho sob falta. Dessa forma, tem-se um tempo TT de *0min* para os clientes a jusante do telecomandado 3 e tempos TD e TR para os demais consumidores deste circuitos atingidos na interrupção.

Tabela 22 – Tempos Médios do ALIM 3 para o estado futuro da rede.
(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Tempos Médios - Estado Futuro (ALIM3)								
	Cliente a Montante do Trecho Defeituoso			Cliente a Jusante do Trecho Defeituoso			Cliente Contido entre Dispositivos que Isolam o Trecho Defeituoso		
	TD	TR	TT	TD	TR	TT	TD	TR	TT
BLOCO 1	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 2	-	-	-	1h30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 3	30min	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 4	30min	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 5	-	-	-	1h00	50min	-	-	-	-
BLOCO 6	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 7 Parcela 1	-	-	-	30min	50min	0min	-	-	-
BLOCO 7 Parcela 2	-	-	-	30min	50min	-	-	-	-
BLOCO 8	-	-	-	-	-	0min/30min	30min	50min	-

O destaque para o bloco 8 é o aumento do tempo TT para parte dos clientes a jusante do trecho sob falta de *15min* para *30min*. Isso dar-se-á apenas pelo tempo em

que a equipe chegará a chave fusível que isolará o trecho sob falta e a transferência das demais cargas ilhadas para o alimentador 1.

Com esses valores médios de tempos TD, TR e TT medidos para a configuração futura, pode-se calcular então os valores de indicadores de DEC e ENS provocando interrupções à jusante de cada dispositivo de proteção e/ou manobra, informado nos diagramas simplificados, e que formam os blocos de cargas como descritos. Dessa forma, as Tabelas (23, 24 e 25) a seguir, representam, respectivamente, os valores calculados de DEC e ENS para os circuitos ALIM 1, ALIM2 e ALIM3 para a proposta futura.

Tabela 23 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 1 para configuração futura.
(Fonte: Autoria própria)

ALIM 1		
Bloco	DEC_{futuro} (horas/consumidor)	ENS_{futuro} (kWh/ano)
1	628,38694799	103,44050228
2	3730,790136878	1078,615753
3	4994,152625	1703,269991
4	7007,379223	11181,52881
5	34,17832024	1,5638379
6	94,2992209	2,954797945
7	50,2380128	2,173789954

Tabela 24 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 2 para configuração futura
(Fonte: Autoria própria)

ALIM 2		
Bloco	DEC_{futuro} (horas/consumidor)	ENS_{futuro} (kWh/ano)
1	2023,521273	174,0767671
2	1550,789807	142,1707991
3	8034,787765	3954,395562
4	3729,142989	759,3486027

Tabela 25 – Dados de DEC e ENS para o ALIM 3 para configuração futura.
(Fonte: Autoria própria)

ALIM 3		
Bloco	DEC_{futuro} (horas/consumidor)	ENS_{futuro} (kWh/ano)
1	5,765017872	0,029534247
2	5,765017872	0,622520548
3	23,47185847	35,006294520
4	23,47185847	7,6583013698
5	49,82622588	25,581278538
6	467,7900215	263,339324200
7	759,7469980	300,505333333
8	376,3733096	125,342972602

Comparando os resultados obtidos do DEC e da ENS para a configuração futura com a configuração atual, é notório os ganhos significativos que são obtidos ao longo dos alimentadores devido a facilidade da reconfiguração das redes de distribuição estudada através dos dispositivos telecomandados propostos ao longo dos alimentadores e nos encabeçamentos entre eles. Em alguns casos, tem-se ganhos de DEC até 99% e ENS de 100% em alguns blocos de carga, como é o caso do bloco 7 para o alimentador 1, vide figuras 31 e 32.

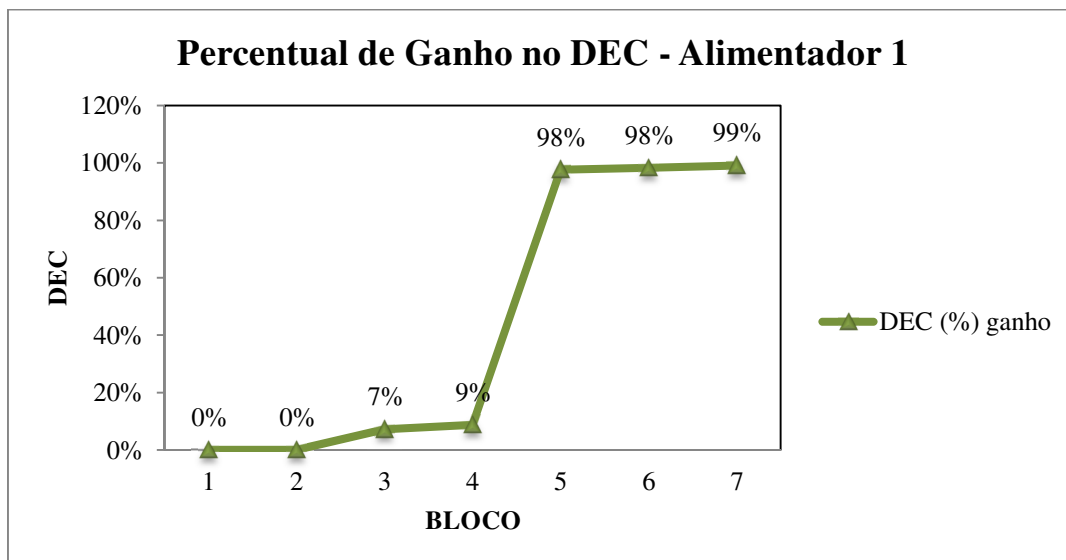


Figura 31 – Gráfico com percentual de ganho no DEC para o alimentador 1 entre as configuração atual e futura
(Fonte: Autoria própria)

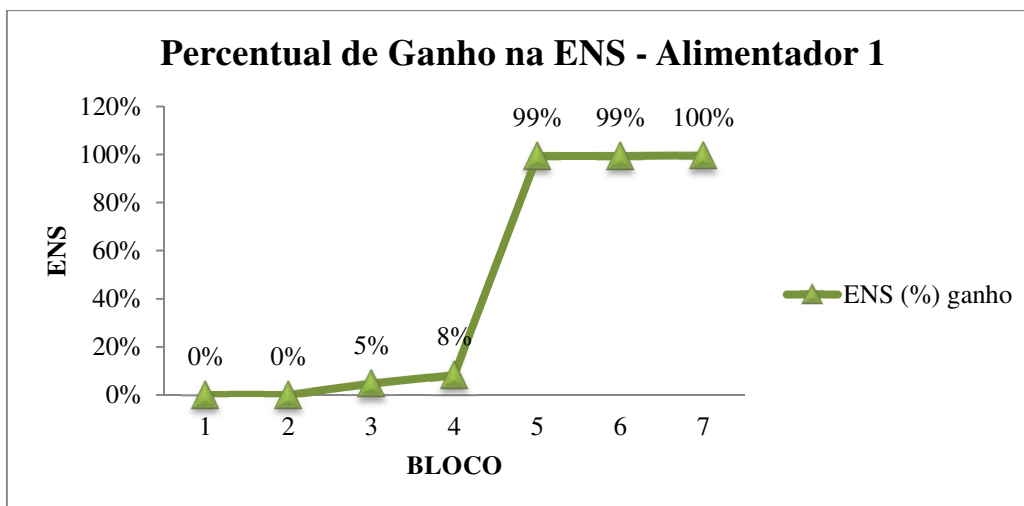


Figura 32 – Gráfico com percentual de ganho da ENS para o alimentador 1 entre as configuração atual e futura.
(Fonte: Autoria própria)

Já o alimentador 2 foi o que teve menos redução dos indicadores com a máxima redução para DEC de 54% e 80% para ENS ambos no bloco 4, como é possível verificar nas figuras 33 e 34, respectivamente. Entretanto, essa melhoria é extremamente significativa, pois a configuração atual não permite nenhum indicativo para o operador de onde esta o possível defeito, haja vista, como comentado na apresentação do seu diagrama unifilar atual, não há nenhum telecomandado ao longo da linha tronco.

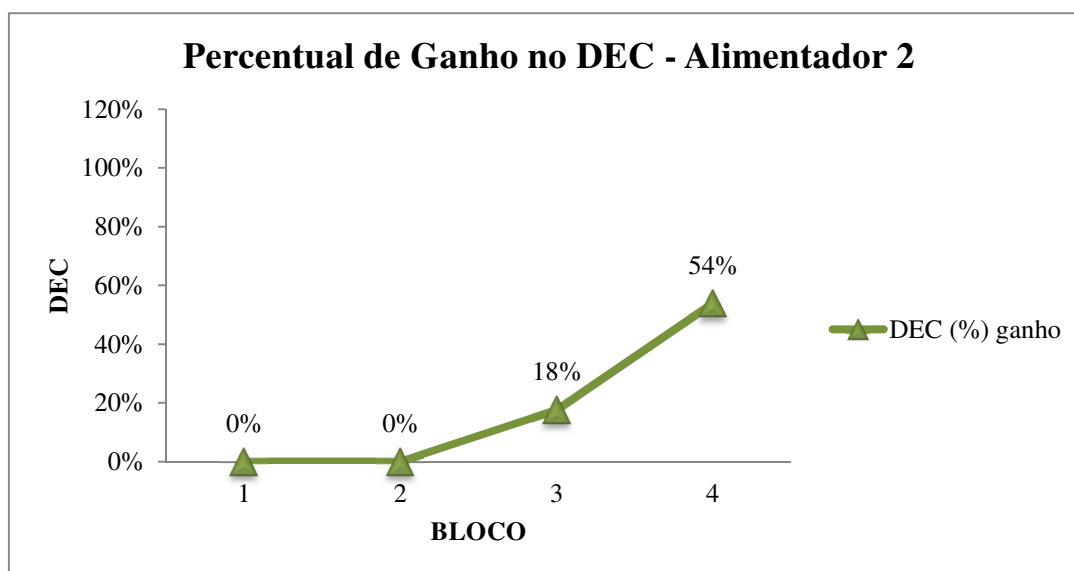


Figura 33 – Gráfico com percentual de ganho no DEC para o alimentador 2 entre as configuração atual e futura.
(Fonte: Autoria própria)

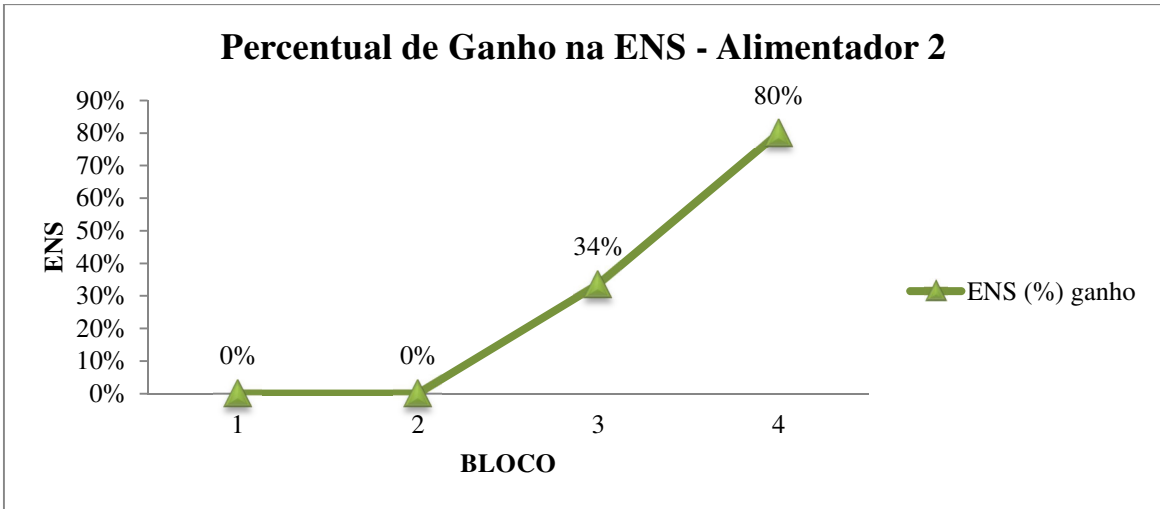


Figura 34 – Gráfico com percentual de ganho da ENS para o alimentador 2 entre as configuração atual e futura.
(Fonte: Autoria própria)

De igual, as figuras 35 e 36, os gráficos demonstram os ganhos percentuais dos indicadores calculados para o alimentador 3 com uma máxima de 93% no DEC e 96% para a ENS no bloco 7.

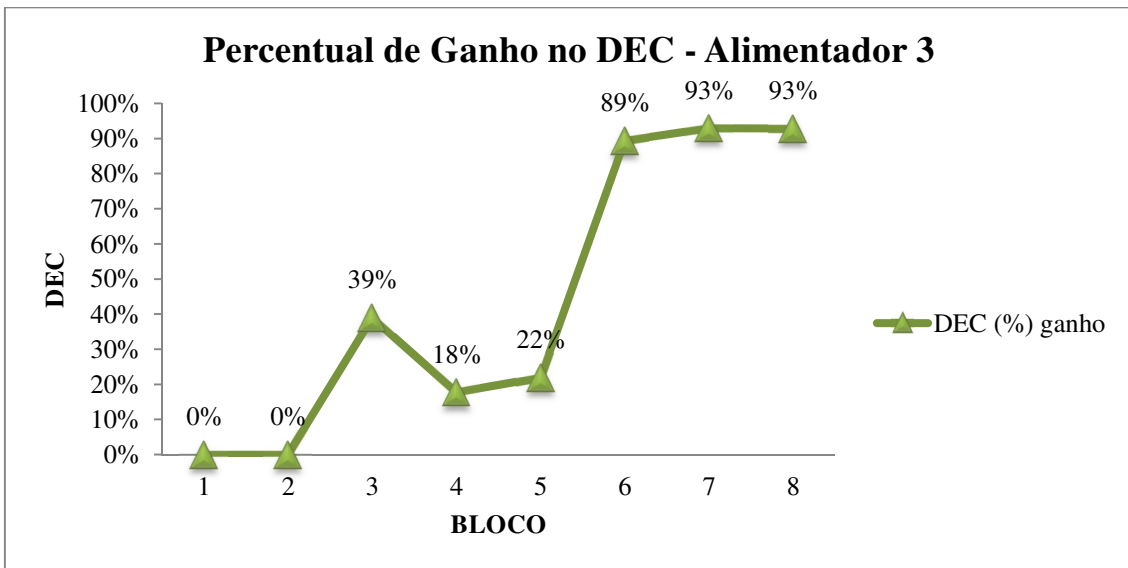


Figura 35 – Percentual de ganho no DEC para o alimentador 3 entre as configuração atual e futura.
(Fonte: Autoria própria)

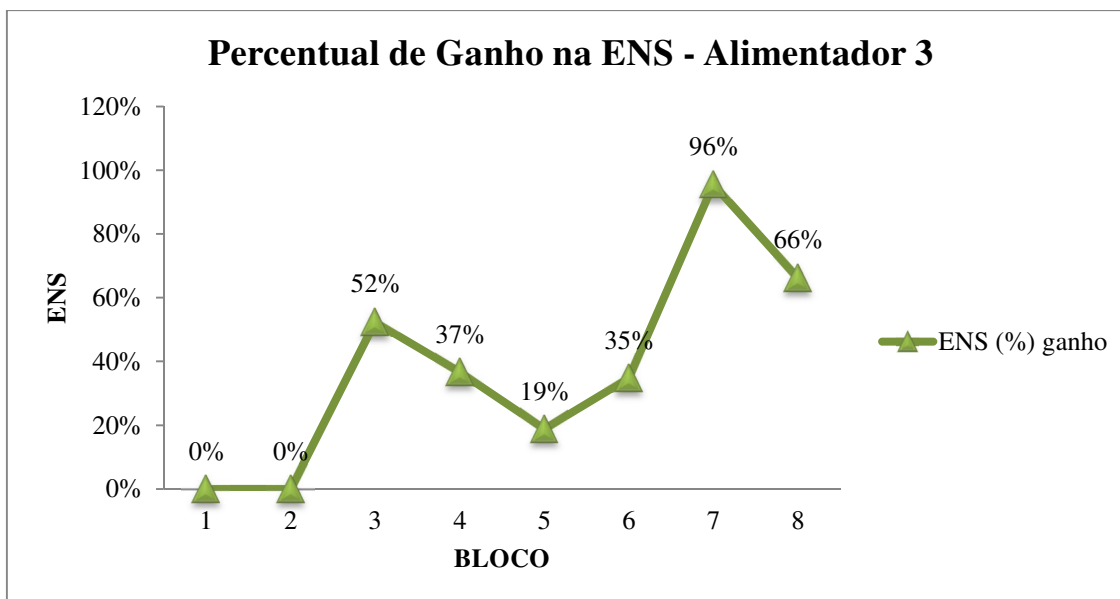


Figura 36 – Percentual de ganho da ENS para o alimentador 3 entre as configuração atual e futura.
(Fonte: Autoria própria)

Mediante ainda estes resultados, com a melhoria do indicador de duração de interrupção é possível verificar que com a introdução destes dispositivos, tem-se uma redução na influência desses circuitos no valor do DEC do conjunto calculado. Desta forma, a Tabela 26 é comparativa relacionando as influências reais nos anos de 2014 a 2016 na configuração atual e a influência correspondente ao ambiente simulado com os dispositivos automatizados introduzidos nos circuitos.

Tabela 26 – Comparativo relacionando as influências reais nos anos de 2014 a 2016 na configuração atual e a influência correspondente à configuração futura com os telecomandados introduzidos nos circuitos.

(Fonte: Autoria própria)

Descrição	Valores de Contribuição dos Alimentadores no DEC do Conjunto					
	ALIM 1 ATUAL	ALIM 1 FUTURO	ALIM 2 ATUAL	ALIM 2 FUTURO	ALIM 3 ATUAL	ALIM 3 FUTURO
2014	3%	2%	13%	9%	-*	-*
2015	4%	0%	17%	12%	-*	-*
2016	11%	6%	8%	6%	1%	0%

5.1.7 Processo de Reconfiguração das Redes para o Estado Futuro

Partindo-se da configuração futura proposta, foram elaborados os desenhos, com o auxílio do *AUTOCAD*[®], dos diagramas de barras para cada circuito podendo ser vistos no Apêndice E deste trabalho. A partir do programa “*Reconfigurador de Redes*”, como realizado para a configuração atual, foram provocadas interrupções nos trechos de cada circuito, obtendo-se os resultados de atuação dos equipamentos de proteção que isolam o trecho sob falta, a potência das barras ilhadas, dispositivos de encabeçamento com os alimentadores e quedas de tensão em todas as barras.

A Tabela 27 representa a proposta de reconfiguração do circuito 1. Pode-se verificar que a potência das barras ilhadas continuam as mesmas. Há, entretanto, diferença nos equipamentos que isolam o trecho, caso de defeito no trecho 05-06. Além disso, a transferência das cargas dar-se-á rapidamente pelas chaves telecomandadas de encabeçamento.

Tabela 27 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 1, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

ALIMENTADOR 1 – CONFIGURAÇÃO FUTURA									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	3245,71	8	DISJ	09	CFA	7-15	1
01-02	32,99	S	3212,72	8	DISJ	09-10	CFA-CFA	7-15	1
02-03	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1
03-04	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1
04-05	62,94	S	3149,79	8	DISJ	10-11	CFA-CFA	7-15	1
05-06	26,27	S	3123,51	8	DISJ	11-25	CFA-CT ¹⁶	7-15	1

A Tabela 28, demonstra a resposta do programa para as possíveis reconfiguração para a configuração futura do alimentador 2. Comparando com os dados da configuração atual, além da mudança dos equipamentos que isolam os trechos sob defeito de chaves manuais para chaves telecomandadas, há a possibilidade de aumentar

¹⁶ Abreviação para chave telecomandada.

as transferências de barras ilhadas com o aumento dos dispositivos automatizados, caso para defeito entre os trechos 20-21, 21-22, 22-23 e 23-24.

Tabela 28 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 2, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

ALIMENTADOR 2 – CONFIGURAÇÃO FUTURA									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	1772,07	1	DISJ	02	CFA	7	1
01-02	0,00	S	1772,07	1	DISJ	02-03	CFA-CFA	7	1
02-03	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
03-04	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
04-05	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
04-06	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
06-07	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
06-08	148,29	S	1623,78	1	DISJ	03-27	CFA - CT	7	1
08-09	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
09-10	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
10-11	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
11-12	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
10-13	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
13-14	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
14-15	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
15-19	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
10-20	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
20-21	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
21-22	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
22-23	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1
23-24	505,45	S	1118,33	27	CT	05	CT	7	1

O destaque para a configuração futura do alimentador 3, é a possibilidade de realizarmos as possíveis transferências das barras ilhadas, após defeito nos trechos 05-07, 07-24 e 24-25, com o acréscimo do dispositivo automatizado 3. Os resultados para esse caso foram sumarizados na Tabela 29.

Tabela 29 – Resultados de reconfiguração da rede do alimentador 3, na configuração futura, para defeito em trechos que terão barras ilhadas.
(Fonte: Autoria própria)

ALIMENTADOR 3 – CONFIGURAÇÃO FUTURA									
Defeito no trecho	Potência da barra sob defeito (kVA)	Há barras ilhadas	Potência das barras ilhadas (kVA)	Atuação provável da chave	Tipo de Equip.	Chave(s) que isola(m) barras sob defeito	Tipo de Equip.	Fechar Chave(s)	Cálculo de Fluxo de Carga
00-01	0,00	S	1390,47	16	DISJ	17	CFA	15	1
01-02	69,03	S	1321,44	16	DISJ	17-18	CFA-CFU	15	1
02-03	69,03	S	1321,44	16	DISJ	17-18	CFA-CFU	15	1
03-04	69,03	S	1321,44	16	DISJ	17-18	CFA-CFU	15	1
03-05	69,03	S	1321,44	16	DISJ	17-18	CFA-CFU	15	1
05-06	69,03	S	1321,44	16	DISJ	17-18	CFA-CFU	15	1
05-07	1174,54	S	146,89	18	CFU	29	CT	15	1
07-24	1174,54	S	146,89	18	CFU	29	CT	15	1
24-25	1174,54	S	146,89	18	CFU	29	CT	15	1

5.2 CONCLUSÕES

Diante da forte necessidade da reconfiguração de redes de distribuição de forma rápida, visando à melhora dos indicadores dos alimentadores e, conseqüentemente, do conjunto elétrico, o presente trabalho consistiu na elaboração de um projeto técnico de posicionamento de chaves telecomandas ao longo dos circuitos e nos encabeçamentos, visando a melhor reconfiguração automática entre eles sem que as condições técnicas, tais quais a queda de tensão nas barras, fossem ultrapassados os limites operacionais determinados em regulação.

Partindo-se de um estudo de caso de 3 alimentadores de distribuição constituintes do mesmo conjunto elétrico, foi possível caracterizar os tempos médios das interrupções através de ocorrências já registradas no sistema para estes circuitos e para o tipo de dispositivo atuante ou manobrado do mesmo. Conseqüentemente, com o número de consumidores e a demanda consumida por eles, foi possível estabelecer o DEC e a ENS base para o presente estudo.

De posse dessas informações, com o auxílio do software para alocação de dispositivos, foi possível introduzir dispositivos telecomandados ao longo das redes e,

estabelecido a substituição dos encabeçamentos entre os circuitos por chaves também automatizadas.

Os resultados indicaram reduções significativas nos valores do DEC e da ENS para o ambiente simulado proposto. Com o software “Reconfigurador de Redes” foi possível verificar a melhoria das transferências das cargas ilhadas e as quedas de tensões estimadas através do fluxo de potência.

Percebe-se que a modificação estrutural dos circuitos permitem melhores reconfigurações das redes em caso de defeito, melhorando não somente o desempenho dos alimentadores como o desempenho do conjunto visando buscar uma performance ótima do ponto de vista operacional alinhado também com a prudência dos investimentos necessários para que a concessionária forneça energia dentro dos patamares de qualidade estabelecidos pela reguladora.

5.3 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Dentre os principais aspectos sugeridos no desenvolvimento de trabalhos futuros podem ser citados:

- Utilizar o presente estudo como ferramenta fundamental na tomada de decisão para o planejamento de distribuição de energia da concessionária visando a melhor reconfiguração de redes de distribuição através de dispositivos telecomandados;
- Instalação de conjuntos de medição para validação e comparação do balanço de energia;
- Replicação dessas ações através de novos estudos e realocação de equipamentos telecomandados para melhor reconfiguração das redes de distribuição e utilizar de técnicas financeiras para avaliar o retorno do investimento para a concessionária.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia.** Brasília, DF, v. 7, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 10 out. 2016.

_____. **Resolução Nº 024, de 27 de janeiro de 2000.** Brasília, DF. 2000. Disponível em: <http://www.lex.com.br/doc_18998_RESOLUCAO_N_24_DE_27_DE_JANEIRO_DE_2000.aspx>. Acesso em: 07 out. 2017.

_____. **Resolução Nº 505, de 26 de novembro de 2001.** Brasília, DF. 2001. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bres2001505.pdf>>. Acesso em: 03 ago. 2017.

BARAN, M. E.; WU, F. F. **Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing.** IEEE Power Engineering Review, v. 9, n. 4, p. 101 – 102, abr. 1989.

BARBOSA, C. H. N. de R.; CAMINHAS, W. M.; VASCONCELOS, J. A.; **Adaptive technique to solve multi-objective feeder reconfiguration problem in real time context.** In: Proc of the sixth int conf evolutionary multi-criterion opt, EMO 2012, Springer, Ouro Preto, Brasil, p. 418–32.

_____. RIBEIRO, R. S.; VASCONCELOS, J. E. O.; SILVEIRA, T. A. G.; CUNHA, T. B.; PEREIRA, E. C.; VASCONCELOS, J. A. **Reconfiguração Autônoma de Sistemas Primários de Distribuição de Energia Elétrica.** In: IV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. Goiânia, 2012. p. 1-6.

_____. **Reconfiguração e Restauração Ótima de Sistemas de Distribuição Primária de Energia Elétrica.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

_____. MENDES, M.H. S.; VASCONCELOS, J.A. **Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks.** Electrical Power and Energy Systems, v. 54, p. 619-630, jan. 2014.

BAYAT, A. **Uniform voltage distribution based constructive algorithm for optimal reconfiguration of electric distribution networks.** Electrical Power and Energy Systems, v. 104, p. 146-155, nov. 2013.

CAMPO, S. D. M. **Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia com Restrições de Reestabelecimento.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

CARDONA, N. P. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando uma Metodologia Multipartida.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, 2016.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. **Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms.** Electric Power Systems Research, v. 80, p. 53-62, jan. 2010.

CESPEDES, R. **New Method for the Analysis of Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 1, p. 391-306, jan. 1990.

CINVALAR, S., GRAINGER, J.J., YIN, H., LEE, S.S.H. **Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, n. 3, p. 1217 – 1223, jul. 1988.

COMPANHIA ELÉTRICA DO ESTADO DE SANTA CATARINA (CELESC). **Elos fusíveis de Distribuição** (Manual Especial), p.34, 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINHAS (CEMIG). **Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas.** Minas Gerais, MG. 2014. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma_tecnica.aspx>. Acesso em: 20 out. 2016.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (COSERN). **Informações corporativas, com permissão de uso.** 2017

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Norma técnica 2912: proteção de redes áreas de distribuição – sobrecorrente.** p.100, 2003.

ELETOBRÁS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Comitê de distribuição. **Planejamento de sistemas de distribuição / Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás,** Rio de Janeiro, Editora Campus / Eletrobrás, 1982. (Coleção de Distribuição de Energia Elétrica, v. 1)

_____. **Manual de Procedimentos de Redes de Distribuição – Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas.** Piauí, PI. 2012. Disponível em: <<http://www.eletrbraspiaui.com/download>>. Acesso em: 20 out. 2016.

FERREIRA, G. D.; CARDOSO, G. **Otimização da Confiabilidade de Distribuição de Energia Elétrica: Uma abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

GONEN, T. **Electric power distribution system engineering.** 2. ed. Boca Raton FL EUA: CRC Press, 2008.

HSU, Y.Y.; YI, J.H. **Planning of Distribution Feeder Reconfiguration with Protective Device Coordination.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 8, n. 3, p. 1340-1347, jul. 1993.

IEEE Standard 1159, **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, jun. 1995 e “**IEEE Task Force p1159 – Monitoring Electric Power Quality**”, Institute of Electrical and Electronics Engineers, fev. 2002.

JAZEBI, S.; VAHIDI, B.; **Reconfiguration of Distribution Networks Utilities Power Quality Disturbances.** Electric Power Systems Research, v. 91, p. 9-17, 2012.

LEDESMA, J. J. G.; **Uma Metodologia para Análise de Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

LIN, W-M., CHENG, F-S. and TSAY, M-T., **Distribution Feeder Reconfiguration with Refined Genetic Algorithm.** IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, v. 147, n. 6, p. 349 – 354, nov. 2000

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos.** 3. ed., Rio de Janeiro, RJ, LTC, 2005, 784 p.

MERLIN, A.; BACK, H. **Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system.** In: 5th POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE – PSCC, Cambridge, UK, v. 1, p.1-18, 1975.

PERALTA, R. A. V. **Desenvolvimento de uma Metodologia para Restauração Automática de Redes de Distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2015.

PIMENTEL FILHO, M. C. **Otimização do Fluxo de Carga pelo Método da Soma de Potências.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, dez 1997.

SAVIER, J. S., DAS, D., **Loss allocation to consumers before and after reconfiguration of radial distribution networks.** Electric Power Systems Research, v. 33, p. 540-549, 2011.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. **Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1492 – 1498, abr. 1989.

SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook.** 1. ed. Boca Raton: CRC Press LCC, 2004. 762 p. ISBN 0849317916.

SILVA JUNIOR, J. L. da; **Determinação de Chaveamento para Recomposição do Serviço em Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão Através de Método Baseado em Parâmetros de Sensibilidade.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

SOUZA, B. A.; BRAZ, H. D. M., ALBUQUERQUE J.M. C. de; GUTTERRES, J. G. G.; **Fluxo de Carga em Sistemas de Distribuição Radiais com Geração Distribuída: Método da Soma de Potência Modificado.** IEEE Latin America Transactions, v. 4, n. 3, p. 192 – 197, maio 2006.

SPERANDIO, M.; **Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

TALESKI, R.; RAJICIC, D. **Distribution network reconfiguration for energy loss reduction.** IEE Transactions on Power Systems, v. 2, n. 1, p. 398-406, fev. 1997.

WARREN, C. A. **Distribution reliability: what is it?,** IEEE Industry Applications Magazine, v. 2, p. 32-37, jul./ago. 1996.

Anexos

ANEXO A – DADOS DOS CONDUTORES

Tabela 30 – Dados dos condutores.
(Fonte: COSERN, 2017)

ID¹⁷	Condutor	Imáx (A)¹⁸	Diâmetro (mm)	Resistência (Ohm/km)	Admitância (Ohm/km)
1	16	120	5,10	1,2836	0,4993
2	25	180	5,87	0,9609	0,3723
3	35	230	6,95	0,6097	0,3567
4	70	229	10,35	0,5699	0,0972
5	120	313	11,26	0,3279	0,9340
6	336	514	18,31	0,1902	0,3761
7	4/0	140	6,35	1,5973	0,5057
8	1/0	230	10,11	0,6961	0,5042
9	185	438	15,00	0,2108	0,2589

¹⁷ Abreviação de identificação. Essas abreviações serão utilizadas nas tabelas x, x, x.

¹⁸ Abreviação para corrente máxima em Ampères.

Apêndices

APÊNDICE A – PARÂMETROS DE SENSIBILIDADE

O desenvolvimento matemático dos parâmetros de sensibilidade está embasado no método de fluxo de carga desenvolvido por CESPEDES (1990) chamado método da soma de potências. Segundo o autor, a característica básica dessa solução é a transformação das equações que relacionam as tensões entre dois nós de uma rede de distribuição de energia, em uma Equação biquadrada e que tem uma solução direta. Essa característica pode ser vista através da Figura 37.

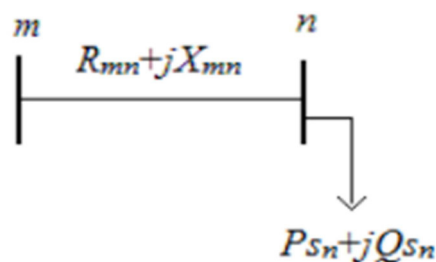


Figura 37 – Sistema de distribuição reduzido a dois nós.
(Fonte: Silva Junior, 2012)

1 DEFINIÇÃO DA EQUAÇÃO BIQUADRADA DO MÉTODO SOMA DE POTÊNCIAS

A Equação biquadrada pode ser obtida conforme descrito abaixo. Sendo a potência aparente, descrita conforme a Equação 16:

$$S = V_o \cdot I^* = P + jQ, \text{ de modo que } I = \frac{(P - jQ)}{V_o^*} \quad (16)$$

Pela lei das malhas de Kirchhoff, tem-se:

$$V_i - V_o = I(R + jX) \quad (17)$$

Substituindo a corrente I encontrada na Equação 16, tem-se:

$$V_i - V_o = \frac{(P - jQ)}{V_o^*} x(R + jX) \quad (18)$$

Se $V_i = |V_i| < \theta_i$ e $V_o = |V_o| < \theta_o$, substituindo na Equação 19, obtem-se:

$$(V_i - V_o) \cdot V_o^* = (P - jQ)(R + jX) \quad (19)$$

$$(V_i x V_o) x |V_o|^2 = (P - jQ)(R + jX) \quad (20)$$

$$|V_i||V_o| < (\theta_i - \theta_o) - |V_o|^2 = (P - jQ)(R + jX) \quad (21)$$

$$|V_i||V_o|[\cos(\theta_i - \theta_o) + j\text{sen}(\theta_i - \theta_o)] - |V_o|^2 = (P - jQ)(R + jX) \quad (22)$$

Considerando $\theta_i - \theta_o = \delta$, tem-se:

$$|V_i||V_o|[\cos(\delta) + j\text{sen}(\delta)] - |V_o|^2 = (P - jQ)(R + jX) \quad (23)$$

$$|V_i||V_o|\cos(\delta) + |V_i||V_o|j\text{sen}(\delta) - |V_o|^2 = (P - jQ)(R + jX) \quad (24)$$

Separando a Equação 24 em partes real e imaginária e elevando estas equações ao quadrado, obtém-se a Equação biquadrada descrita conforme abaixo:

$$V_o^4 + [2(PR + QX) - V_i^2]V_o^2 + (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) = 0 \quad (25)$$

2 PARÂMETROS DE SENSIBILIDADE

A fim de simplificar a Equação biquadrada do método soma de potências definida em 25 e descrevendo conforme estabelecido em Silva Junior (2012), tem-se:

$$a = 1 \quad (26)$$

$$b = 2(R_{mn}P_{Sn} + X_{mn}Q_{Sn}) - V_m^2 \quad (27)$$

$$c = (R_{mn}^2 + X_{mn}^2) + (P_{Sn}^2 + Q_{Sn}^2) \quad (28)$$

Assim,

$$aV_n^4 + bV_n^2 + c = 0 \quad (29)$$

A Equação 29 tem a solução abaixo:

$$V_n^2 = \frac{-b + (b^2 - 4ac)^{1/2}}{2} \quad (30)$$

2.1. Parâmetros de Sensibilidade $\frac{\partial V_n}{\partial P_{sk}}$

A partir da Equação 30, pode-se determinar $\frac{\partial V_n}{\partial P_{sk}}$;

$$\frac{\partial V_n}{\partial P_{sk}} = \frac{1}{2V_n} \left[\frac{-\frac{\partial b}{\partial P_{sk}} + \frac{1}{2}(b^2 - 4c)^{-1/2}(2b\frac{\partial b}{\partial P_{sk}} - 4\frac{\partial c}{\partial P_{sk}})^{1/2}}{2} \right] \quad (31)$$

Se estabelecermos que $b = 2(R_{mn}P_{sn} + X_{mn}Q_{sn}) - V_m^2$ e $c = (R_{mn}^2 + X_{mn}^2) + (P_{sn}^2 + Q_{sn}^2)$, tem-se:

$$\frac{\partial b}{\partial P_{sk}} = 2 \left(R_{mn} \frac{\partial P_{sn}}{\partial P_{sk}} + X_{mn} \frac{\partial Q_{sn}}{\partial P_{sk}} - V_m \frac{\partial V_m}{\partial P_{sk}} \right) \quad (32)$$

$$\frac{\partial c}{\partial P_{sk}} = 2(R_{mn}^2 + X_{mn}^2) \left(2P_{sn} \frac{\partial P_{sn}}{\partial P_{sk}} + 2Q_{sn} \frac{\partial Q_{sn}}{\partial P_{sk}} \right) \quad (33)$$

2.2. Parâmetros de Sensibilidade $\frac{\partial V_n}{\partial V_k}$

Segundo Silva Junior (2012),

Os parâmetros de sensibilidade das variações de tensão em uma barra quando ocorrem variações de tensão nessa mesma barra ou em outras barras serão utilizados para estimativa das tensões nas barras isoladas da ilha¹⁹, a partir da nova tensão estimada na barra energizada de cada chave de interligação que possa vir a alimentar esse conjunto [...].

¹⁹ Ilha corresponde ao bloco de carga que ficou isolado, sem fornecimento de energia, devido a algum defeito na rede de distribuição de energia.

Assim, pode-se determinar esses parâmetros da seguinte forma:

$$\frac{\partial V_n}{\partial P_{sk}} = \frac{1}{2V_n} \left[\frac{-\frac{\partial b}{\partial V_k} + \frac{1}{2}(b^2 - 4c)^{-1/2}(2b\frac{\partial b}{\partial V_k} - 4\frac{\partial c}{\partial V_k})}{2} \right] \quad (34)$$

$$\frac{\partial b}{\partial V_k} = 2 \left(R_{mn} \frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k} + X_{mn} \frac{\partial Q_{s_n}}{\partial V_k} - V_m \frac{\partial V_m}{\partial V_k} \right) \quad (35)$$

$$\frac{\partial c}{\partial V_k} = 2(R_{mn}^2 + X_{mn}^2) \left(P_{s_n} \frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k} + Q_{s_n} \frac{\partial Q_{s_n}}{\partial V_k} \right) \quad (36)$$

2.3. Parâmetros de Sensibilidade $\frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k}$ e $\frac{\partial Q_{s_n}}{\partial V_k}$

Segundo Silva Junior (2012),

“Para a determinação de $\frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k}$ e $\frac{\partial Q_{s_n}}{\partial V_k}$, há de se levar em

consideração que as potências P_{s_n} e Q_{s_n} são, respectivamente, as potências ativas e reativas acumuladas na barra n , além das perdas nos trechos a jusante dessa barra. Levando-se em consideração que as cargas dessas barras podem ser modeladas por potência constante, por corrente constante ou por impedância constante, a potência ativa de cada barra n pode ser determinada pela soma das potências de cada um dos modelos [...]”.

Dessa forma, tem-se que $\frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k}$.

$$\frac{\partial P_{s_n}}{\partial V_k} = 0 + P_{n,ic} \frac{\partial V_n}{\partial V_k} + 2P_{n,zc} V_n \frac{\partial V_n}{\partial V_k} + \frac{\partial \sum P_{s_l}}{\partial V_k} + \frac{\partial \left[\sum R_{nl} \frac{P_{s_l}^2 + Q_{s_l}^2}{V_l^2} \right]}{\partial V_k} \quad (37)$$

O mesmo raciocínio pode ser aplicado para o parâmetro de sensibilidade da potência reativa.

APÊNDICE B – DADOS DE BARRA E CARGA DOS ALIMENTADORES

Os dados utilizados nos testes com os 3 alimentadores da COSERN, são sumarizados nas Tabelas a seguir. As potências são expressas em termos de seus valores trifásicos.

B.1. Dados das seções de linha

Tabela 31 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 1. Dados retirados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados de Seção de Linha do Alimentador 1			
Barra Inicial	Barra Final	L (km)	ID
00	01	0,0213	3
01	02	0,0365	3
02	03	0,5217	3
03	04	0,3364	3
04	05	0,0363	3
05	06	0,4204	9
06	07	0,0409	9
07	08	0,0554	5
08	09	0,0408	7
08	10	0,027	5
10	11	0,0297	8
11	12	0,0578	7
10	13	0,0725	5
13	14	0,0423	5
14	15	0,0087	5
15	16	0,0475	5
16	17	0,0388	8
17	18	0,0672	7
18	19	0,09	7
18	20	0,094	7
20	21	0,0982	8
07	22	0,0223	5
22	23	0,0395	5
23	24	0,0327	5
24	25	0,03	8
25	26	0,027	5
26	59	0,037	7

26	28	0,016	7
28	29	0,0395	8
29	30	0,0624	8
30	31	0,0979	8
30	32	0,0411	7
32	33	0,1539	8
30	34	0,0465	8
34	35	0,1891	8
34	36	0,1189	8
36	68	0,2172	8
68	38	0,1252	8
38	39	0,098	8
39	40	0,0283	7
40	41	0,0715	8
39	42	0,2064	7
42	43	0,1093	7
42	44	0,1786	7
42	45	0,1556	7
45	46	0,071	7
45	47	0,1303	7
26	48	0,0656	5
48	49	0,0385	5
49	50	0,1542	5
50	51	0,0414	5
51	52	0,0263	8
52	53	0,1158	8
51	54	0,0913	5
54	55	0,0489	7
54	56	0,0508	5
56	57	0,0674	5
57	58	0,0878	5
58	27	0,0296	2
27	60	0,0118	2
60	61	0,0205	7
60	62	0,0119	8
58	63	0,0742	5
63	64	0,1169	9
64	65	0,057	9
65	66	0,0711	7
65	67	0,0989	9
67	37	0,06572	9

Tabela 32 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 2. Dados retirados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados de Seção de Linha do Alimentador 2			
Barra Inicial	Barra Final	L²⁰ (km)	ID
00	01	0,0096	6
01	02	0,2459	6
02	03	0,2346	6
03	04	0,023	6
04	05	0,0348	7
04	06	0,0338	6
06	07	0,0265	7
06	08	0,118	6
08	09	0,1214	6
09	10	0,0336	6
10	11	0,0084	6
11	12	0,0386	6
10	13	0,1121	6
13	14	0,0155	6
13	15	0,1355	6
15	16	0,153	7
16	17	0,1865	7
16	18	0,2008	7
15	19	0,0818	6
10	20	0,0736	6
20	21	0,0895	6
21	22	0,0114	6
22	23	0,0657	6
23	24	0,1317	6
24	25	0,0481	6
25	26	0,0556	6
26	27	0,1423	6
27	28	0,1658	6
28	29	0,1641	6
29	30	0,0214	6
30	31	0,0947	8
29	32	0,0371	8
32	33	0,0757	8
33	34	0,0275	8
33	35	0,1491	8
28	36	0,263	6
36	37	0,0476	7

²⁰ Abreviação de comprimento.

36	38	0,0273	7
38	39	0,026	7
39	40	0,1075	7
36	41	0,0169	6
41	42	0,1083	6
42	43	0,1797	4
43	44	0,0725	7
43	45	0,2438	7
43	46	0,1603	7
42	47	0,1092	6
47	48	0,0828	7
47	49	0,1723	6
49	50	0,0455	6
50	51	0,1356	7
51	52	0,0371	7
50	53	0,0925	7
53	54	0,1833	7
54	55	0,1747	8
50	56	0,038	6
56	57	0,0917	6
57	58	0,0793	8
35	59	0,0306	8
57	60	0,0207	8

Tabela 33 – Dados de Seção de Linha do Alimentador 3. Dados retirados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados de Seção de Linha do Alimentador 3			
Barra Inicial	Barra Final	L (km)	ID
00	01	0,0246	9
01	02	0,0909	9
02	03	0,0322	9
03	04	0,0025	7
03	05	0,0182	9
05	06	0,0135	7
05	07	0,028	9
07	08	0,1182	9
08	09	0,0575	7
09	10	0,0336	7
08	11	0,1143	9
11	12	0,0051	8
11	13	0,1662	9
13	14	0,0653	9
14	15	0,0038	2
15	16	0,0417	3
16	17	0,0237	3
16	18	0,0382	3
13	19	0,0832	9
19	20	0,0048	3
19	21	0,0874	9
21	22	0,0035	2
22	37	0,174	9
07	24	0,0575	9
24	25	0,0076	7
24	26	0,0929	9
26	27	0,2533	9
27	28	0,0486	9
27	29	0,0709	5
29	30	0,2468	5
30	31	0,0236	5
30	32	0,0358	5
32	33	0,1566	4
33	34	0,0972	4
34	35	0,0915	5
34	36	0,1435	5
36	23	0,0044	7

36	38	0,0131	5
38	39	0,1534	5
39	40	0,0226	1
39	41	0,0397	5
41	42	0,0501	5
42	43	0,0617	3
43	44	0,1668	3
44	45	0,0048	3
44	46	0,038	3
46	47	0,0354	1
47	48	0,0738	1
48	49	0,085	3
42	50	0,1849	5
50	51	0,0443	3
50	52	0,0985	5
52	53	0,1879	5
53	54	0,0241	7
53	55	0,021	5
55	56	0,0377	5
56	57	0,0635	7
56	58	0,1612	5
58	59	0,0374	5

B.2. Dados de Carga

Tabela 34 – Dados de carga do alimentador 1. Dados retirados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados das Cargas Alimentador 1		
Barra	P(kW)	Q(kVAr)
02	30,35	12,93
03	27,55	11,74
04	30,35	12,93
06	24,17	10,30
09	42,08	17,93
12	67,07	28,57
13	27,20	11,59
14	28,52	12,15
15	58,71	24,98
17	6,60	2,81
18	216,37	91,44
19	9,81	4,18
21	64,12	26,32
22	172,20	73,18
23	30,90	13,16
25	49,87	21,25
29	22,71	9,68
31	118,91	50,10
32	21,92	9,34
33	150,34	62,54
34	152,85	64,02
35	32,80	13,58
36	261,86	108,38
38	135,51	56,17
41	15,95	6,80
43	219,46	91,51
44	149,81	63,26
45	6,34	2,70
46	29,34	12,15
47	116,5	48,95
48	14,53	6,19
49	9,51	4,05
50	150,93	64,63
52	13,47	5,74
53	30,35	12,93
55	21,20	9,03
56	32,22	13,73
57	83,54	35,57

27	50,84	21,57
61	23,77	10,13
62	132,10	56,27
66	30,37	12,94
67	77,43	32,99

Tabela 35 – Dados de carga do alimentador 2. Dados retirados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados das Cargas		
Alimentador 2		
Barra	P (kW)	Q(kVAr)
03	47,62	20,20
05	33,06	14,08
07	5,14	2,19
08	50,65	21,55
09	28,15	11,99
11	19,65	8,00
13	1,53	0,61
14	23,77	10,13
16	50,42	21,48
17	53,51	22,65
18	51,23	21,73
19	82,57	34,58
20	12,16	5,18
21	59,08	24,84
22	0,16	0,07
23	26,41	11,25
24	56,97	24,18
25	14,49	6,17
26	18,21	7,73
27	14,52	6,07
28	10,77	0,37
31	24,82	10,58
32	79,68	33,65
34	10,56	4,50
35	35,93	15,31
37	47,16	20,04
38	42,11	17,85
39	0,87	0,37
40	16,48	7,02
41	40,43	17,01
43	70,47	29,60
44	29,72	12,66
45	33,29	13,93
46	31,87	13,52
48	94,73	40,34
49	54,86	23,03
51	27,78	11,77
52	69,20	29,48
53	19,94	8,46
54	58,74	24,77
55	76,23	32,20
56	0,86	0,37
57	42,78	18,15
58	64,81	27,55

Tabela 36 – Dados de carga do alimentador 3. Dados do Interplan.
(Fonte: COSERN, 2017)

Dados das Cargas Alimentador 3		
Barra	P(kW)	Q(kVAr)
02	35.93	15.23
04	0.41	0.17
06	27.20	11.59
09	3.67	1.53
10	25.62	10.91
12	13.25	5.65
13	0.00	0.00
17	18.50	7.88
18	36.93	15.72
20	19.94	8.49
22	17.25	7.35
25	22.54	9.60
26	42.91	18.28
29	40.25	17.15
33	49.09	20.79
23	9.52	4.05
40	59.42	25.31
41	6.37	2.71
43	4.75	1.56
45	119.64	50.97
49	0.00	0.00
51	194.76	82.97
52	0.07	0.03
54	517.83	220.60
57	9.24	3.94
58	4.40	1.87

APÊNDICE C – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO RECONFIGURADOR DE REDES

Como forma de exemplificar a resposta do programa “*Reconfigurador de Redes*” segue resultado provindo do software.

D.1 Resultados para a rede atual.

Defeito no trecho 05-06

Senhor Operador, hoje , Sat Aug 05 19:33:51 2017

Digite nome da rede:

RECONFIGURACAO DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUICAO

Ocorreu defeito na rede (s/n)?

Digite a SE do trecho defeituoso:

Digite o codigo do alimentador do trecho defeituoso:

Digite a barra inicial do trecho defeituoso:

Digite a barra final do trecho defeituoso:

OCORRENCIA NO ALIMENTADOR NEO - 2, TRECHO 5 - 6

ATUACAO PROVAVEL DA CHAVE 8 - disj NO TRECHO 1200 1201

CHAVES QUE ISOLAM AS BARRAS SOB DEFEITO:

Chave faca - 11nf no trecho 1205 - 1206

Chave faca - 25nf no trecho 1206 - 1207

BARRAS ILHADAS: 1207 1208 1222 1209 1210 1223 1211 1213 1224 1212 1214 1225 1215
1226 1216 1259 1228 1248 1217 1229 1249 1218 1230 1250 1219 1220 1231 1232 1234 1251
1221 1233 1235 1236 1252 1254 1268 1253 1255 1256 1238 1257 1239 1258 1240 1242 1227
1263 1241 1243 1244 1245 1260 1264 1246 1247 1261 1262 1265 1266 1267

CHAVES A FECHAR PARA ALIMENTAR AS BARRAS ILHADAS

Chave 7na, no trecho 1135 1259

Chave 15na, no trecho 1267 2137

POTENCIA DAS BARRAS SOB DEFEITO: 26.27 kVA

POTÊNCIA DAS BARRAS ILHADAS A TRANSFERIR: 3123.51 KVA

BARRAS DE FRONTEIRA 1135 2137

BARRAS DE FRONTEIRA E TENSÕES ESTIMADAS (p.u.) COM A CARGA ILHADA
(barras ordenadas da maior para a menor tensões)

2137 0.9949

1135 0.9827

ILHA AGREGADA · BARRA DE FRONTEIRA 2137

2100 1.

2101 0.999822497

2102 0.999176145

2103 0.998950958

2104 0.998950958

2105 0.998824298

2106 0.998820662

2107 0.998628557

2108 0.998020113

2109 0.9980039

2110 0.997995615

2111 0.997438014

2112 0.997437656

2113 0.996593952

2114 0.996587873

2115 0.996586561

2116 0.996577203

2117 0.996575415

2118 0.996571541

2119 0.996179998

2120 0.996179581

2121 0.995749056

2122 0.995680153

2123 0.995494723

2124 0.998522043

2125 0.998520315

2126 0.998354852

2127 0.997918248

2128 0.997918248

2129 0.997640848

2130 0.996713102

2131 0.996713102

2132 0.996578217

2133 0.996218741

2134 0.9960078

2135 0.9960078

2136 0.995495081

2137 0.994823098

2138 0.995449305

2139 0.994910419

2140 0.994900882

2141 0.994778872

2142 0.994615614

2143 0.99458462

2144 0.994504273

2145 0.994501829
2146 0.994504273
2147 0.994504273
2148 0.994504273
2149 0.994504273
2150 0.9940992
2151 0.994064689
2152 0.99389708
2153 0.993513346
2154 0.993394256
2155 0.993512213
2156 0.993510246
2157 0.993504584
2158 0.993507504
2159 0.993507504
1267 0.994498253
1265 0.994023979
1264 0.99375391
1266 0.994003296
1263 0.993199468
1258 0.992405355
1257 0.99153173
1227 0.992368579
1256 0.990860224
1260 0.992357492
1254 0.990377903
1261 0.992352903
1262 0.992349863
1251 0.989440203
1255 0.990367949
1250 0.989063501
1252 0.989434659
1249 0.987737119
1253 0.989417613
1248 0.98740375
1226 0.986843288
1225 0.986762762
1259 0.986843288
1228 0.986621797
1224 0.986657619
1229 0.986344159
1223 0.98656559
1230 0.985920608
1222 0.986458838
1231 0.985864222
1232 0.985852599
1234 0.985665739
1207 0.986414731

1233 0.98574084
1235 0.985635698
1236 0.985127032
1208 0.986294448
1268 0.984408975
1209 0.986277759
1210 0.986239195
1238 0.98400116
1211 0.98622942
1213 0.986123741
1239 0.983740449
1212 0.986190557
1214 0.986061752
1240 0.983736157
1242 0.982700527
1215 0.986048102
1241 0.983730674
1243 0.982467175
1244 0.982440948
1245 0.98247087
1216 0.98599112
1246 0.982450783
1247 0.982324302
1217 0.985933661
1218 0.985737741
1219 0.985728264
1220 0.98567605
1221 0.985645175

Numero de fluxos para calcular parâmetros 1
Restrições Operacionais Atendidas.
Desnecessário o Cálculo dos Parâmetros!
Total de cálculos de Fluxo de Carga 1
Fecha Chave no Trecho 1267 2137

Chaves a Abrir na Recomposição:
11 nf faca no trecho 1205- 1206 1 0
25 nf faca no trecho 1206- 1207 2 0

Chaves a Fechar na Recomposição:
8 nf disj no trecho 1200- 1201 1
15 na faca no trecho 1267- 2137 2

Ilha foi totalmente atendida

FIM DO PROCESSO DE RESTAURAÇÃO!

APÊNDICE D – DIAGRAMA DE BARRAS DOS ALIMENTADORES

Nas Figuras abaixo, estão detalhadas os diagramas atuais e futuros dos alimentadores estudados.

D.1 Diagramas atuais

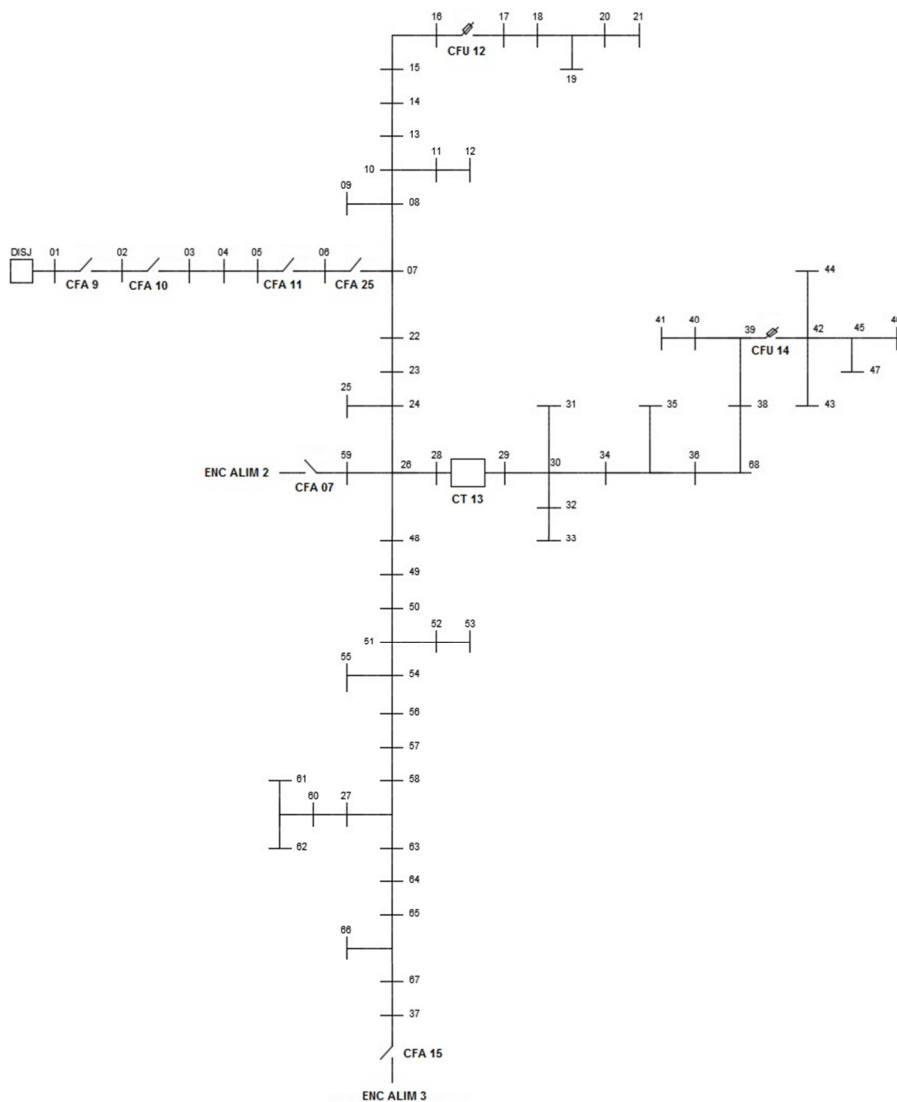


Figura 38 – Diagrama de barra para o alimentador 1 na configuração atual.
(Fonte: Autoria própria)

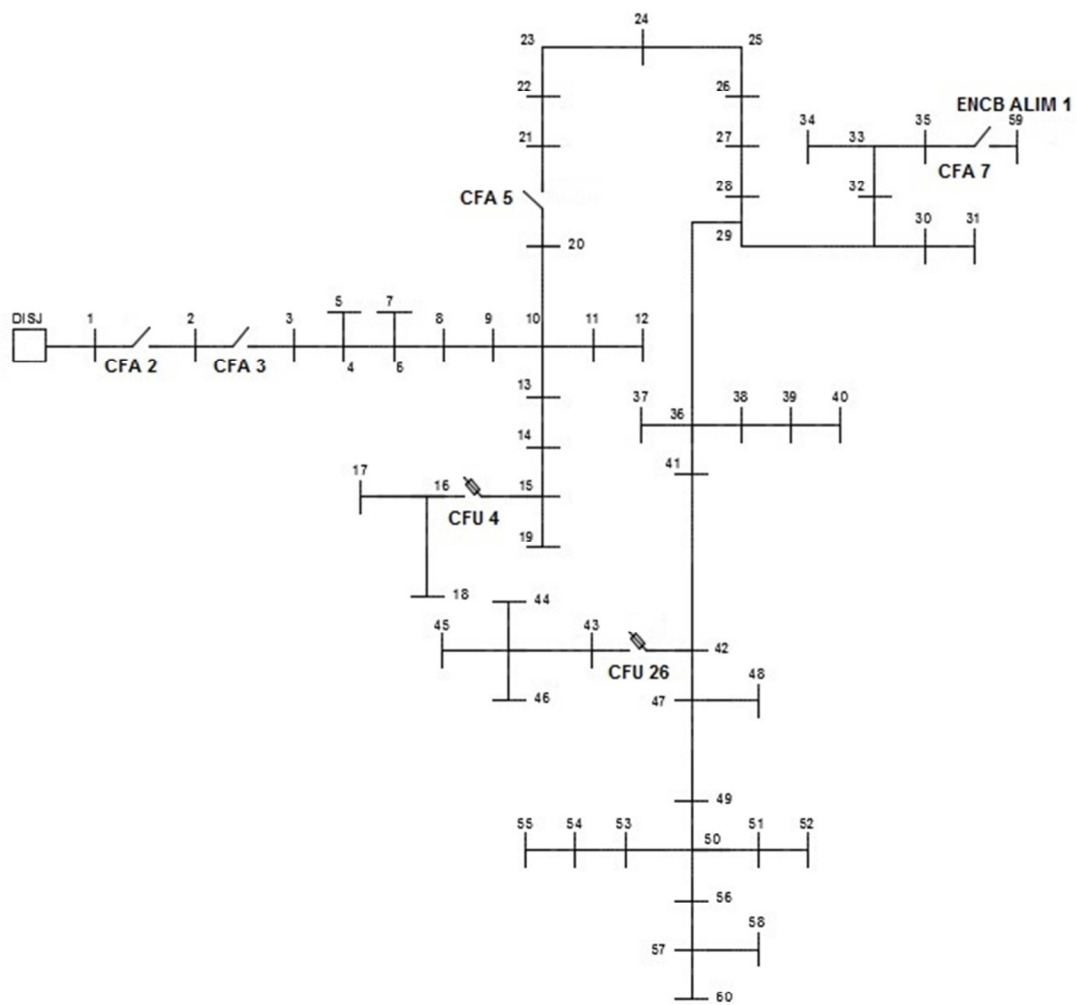


Figura 39 – Diagrama de barra para o alimentador 2 na configuração atual.
(Fonte: Autoria própria)

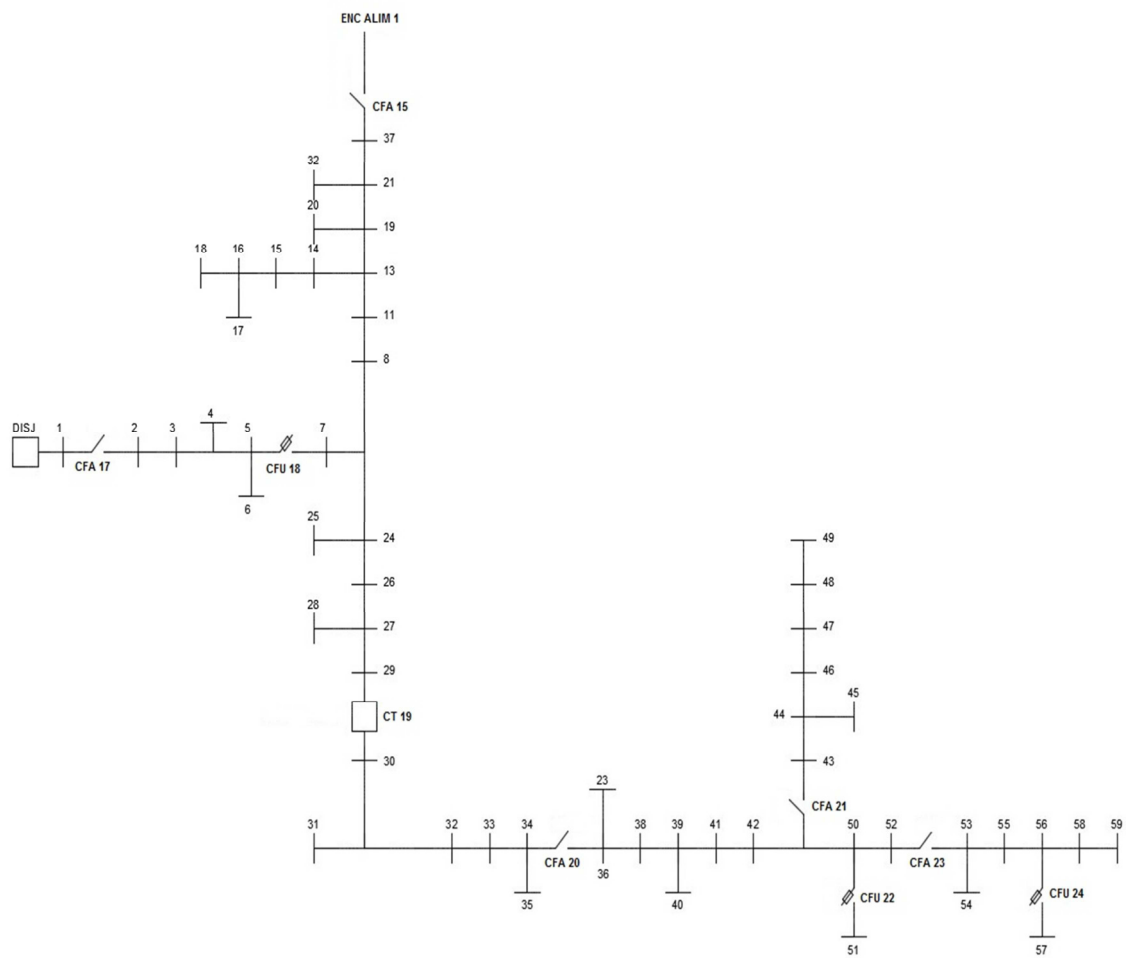


Figura 40 – Diagrama de barra para o alimentador 3 na configuração atual.
(Fonte: Autoria própria)

D.2 Diagramas futuros

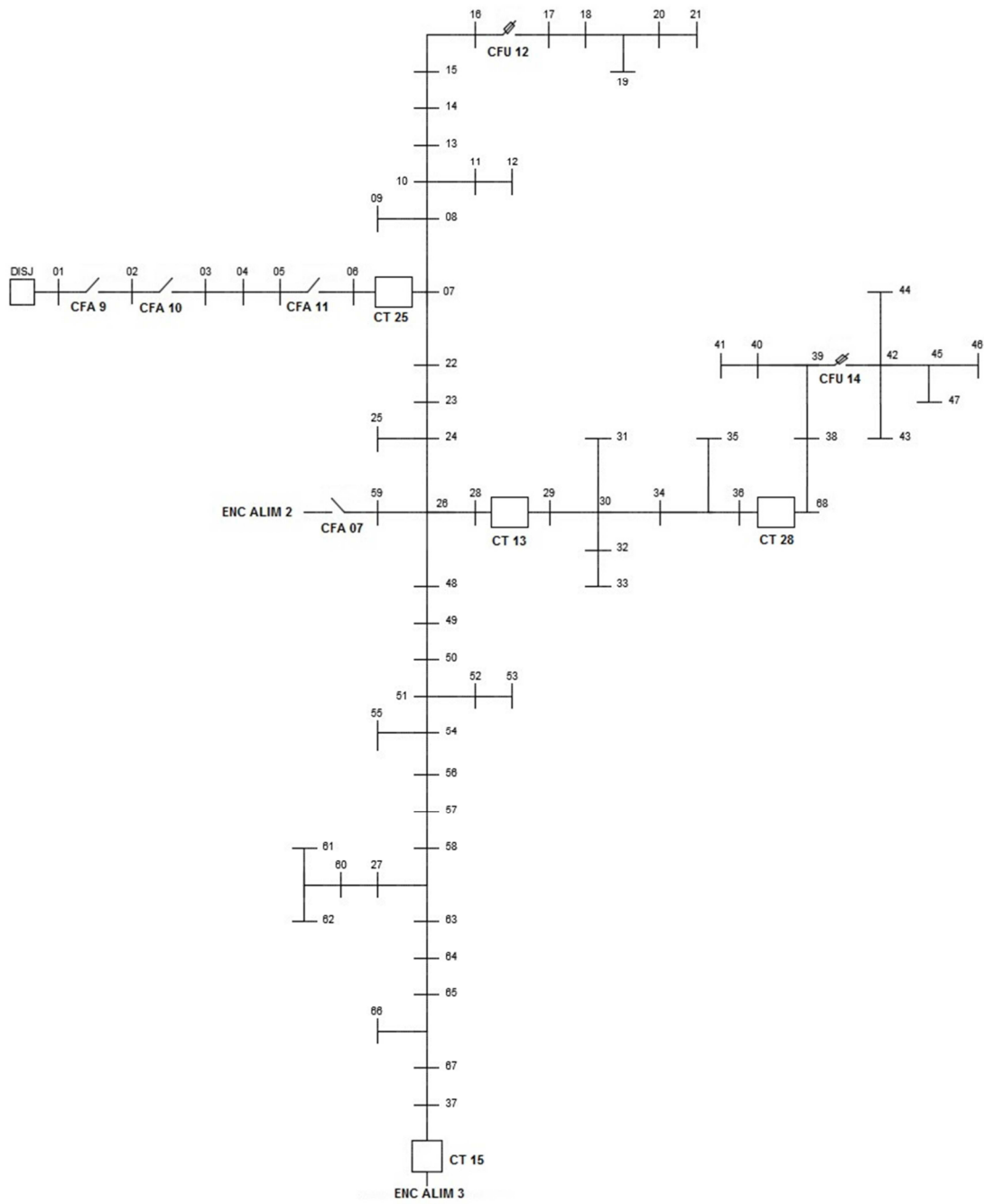


Figura 41 – Diagrama de barra para o alimentador 1 para configuração futura proposta.
(Fonte: Autoria própria)

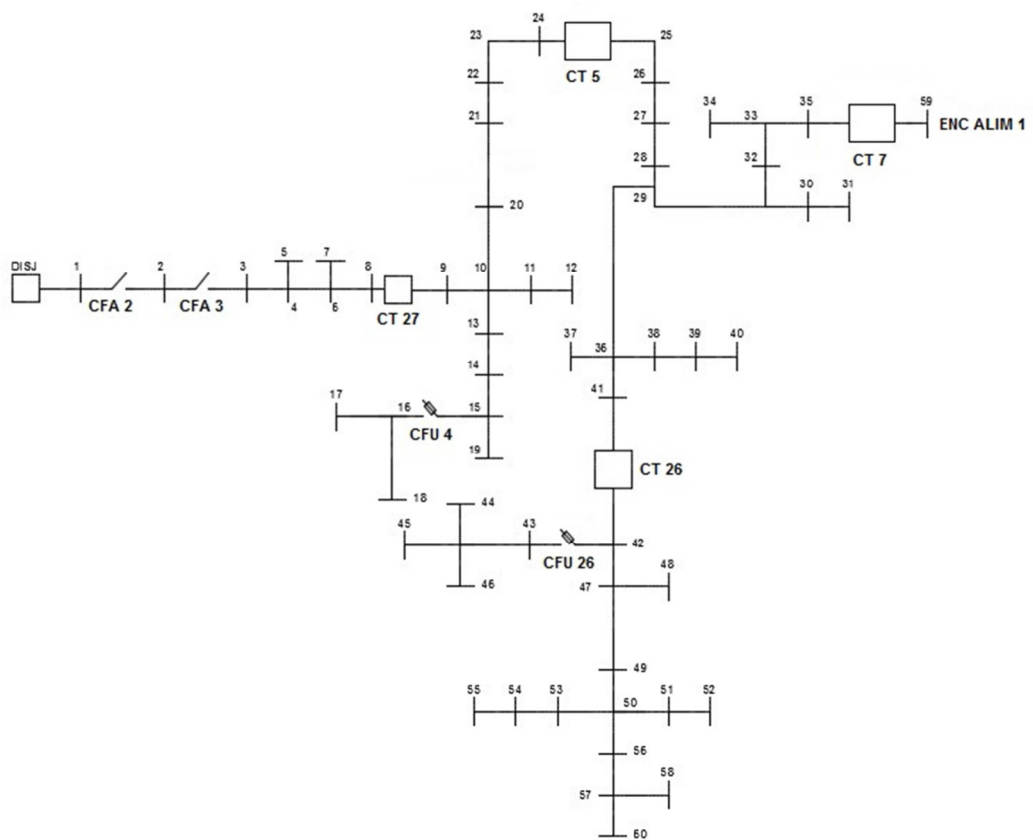


Figura 42 – Diagrama de barra para o alimentador 2 para configuração futura proposta.
(Fonte: Autoria própria)

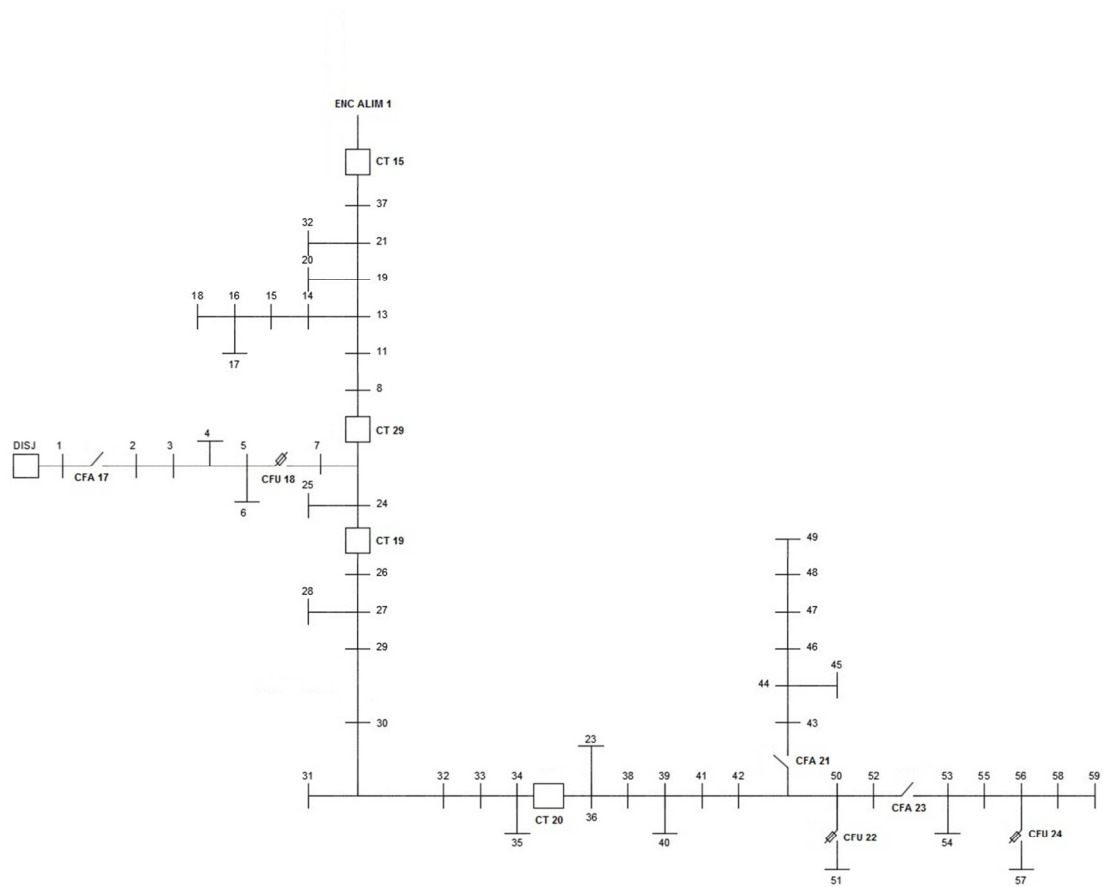


Figura 43 – Diagrama de barra para o alimentador 3 para configuração futura proposta.
(Fonte: Autoria própria)