

**CENTRO UNIVERSITÁRIO ASSIS GURGACZ
ROBERTO PANGARTTE**

**ESTUDO DO IMPACTO NOS INDICADORES DE INTERRUPÇÃO NO
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES DE RECOMPOSIÇÃO
AUTOMÁTICA *LOOP-SCHEME***

**CASCADEL
2018**

**CENTRO UNIVERSITÁRIO ASSIS GURGACZ
ROBERTO PANGARTTE**

**ESTUDO DO IMPACTO NOS INDICADORES DE INTERRUPÇÃO NO
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES DE RECOMPOSIÇÃO
AUTOMÁTICA *LOOP-SCHEME***

Projeto de pesquisa apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Universitário Assis Gurgacz para elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso.

Orientador: Prof. Ederson Zanchet

**CASCADEL
2018**

**CENTRO UNIVERSITÁRIO ASSIS GURGACZ
ROBERTO PANGARTTE**

**ESTUDO DO IMPACTO NOS INDICADORES DE INTERRUPÇÃO NO
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES DE RECOMPOSIÇÃO
AUTOMÁTICA LOOP-SCHEME**

Trabalho apresentado no Curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário Assis Gurgacz, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob orientação do Professor Ederson Zanchet.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Ederson Zanchet

Centro Universitário Assis Gurgacz



Prof. Ewerson Luiz Poisk

Centro Universitário Assis Gurgacz



Prof. Mario Elias Carvalho do Nascimento

Centro Universitário Assis Gurgacz

Cascavel, 08 de dezembro de 2018.

DEDICATÓRIA

A toda minha família e em especial a minha esposa Mauren, que não mediu esforços para me apoiar, tanto na realização deste trabalho como ao longo de minha graduação e a minha amada filha Heloísa.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me proporcionar essa caminhada vitoriosa, motivo de imenso orgulho.

Agradeço a toda minha família pelo apoio incondicional, em especial a minha esposa Mauren e minha amada filha Heloísa.

A instituição FAG, no qual tenho orgulho de realizar uma das etapas mais importantes de minha vida, e aos professores que dedicaram seu tempo e conhecimento para contribuir com minha formação, em especial a meu orientador, professor e amigo Ederson Zanchet.

Agradeço a todos os meus amigos que muitas vezes sentiram minha ausência, porém nunca deixaram de me incentivar.

A todos os meus colegas de classe, em especial meu amigo e parceiro na realização de todos os trabalhos ao longo do curso, Adrielson Dellani, no qual sem ele, certamente essa tarefa seria mais árdua.

A empresa COPEL Distribuição por me proporcionar às ferramentas necessárias para a realização deste trabalho e a meu colega de trabalho Maurício Dreyer, pela ajuda na realização deste trabalho.

“Se vi mais longe foi por estar de pé sobre os ombros de gigantes.”

Isaac Newton

RESUMO

Este trabalho tratou sobre a tecnologia empregada em redes de distribuição de energia elétrica chamada *Loop-Scheme*, que tem como função principal, isolar defeitos no sistema primário de distribuição transferindo parcelas de cargas através de manobras de chaveamento, realizadas automaticamente pelo próprio sistema de recomposição, com o intuito de minimizar o número de consumidores afetados por desligamentos acidentais do sistema elétrico. A rede estudada está localizada entre as subestações Capitão Leônidas Marques e Canteiro Caxias, dos municípios de Capitão Leônidas Marques e Realeza, ambos no sudoeste do Paraná, e pertencem Companhia Paranaense de Energia – COPEL[®]. O sistema está em funcionamento desde o início do ano de 2018, sendo assim, foram analisados e comparados os dados de ocorrências de interrupção do ano de 2018 com o mesmo período do ano anterior a implantação do sistema, a fim de quantificar o impacto nos indicadores de qualidade de energia elétrica no que se refere ao tempo de interrupção multiplicado pelo número de consumidores afetados pela interrupção. Onde o sistema mostrou-se eficiente apresentando significativa redução de tais indicadores, mesmo em um cenário geral desfavorável, que foi o caso de 2018, onde o número geral de interrupções foi maior que as registradas no ano anterior, confirmando a viabilidade da implantação sob o ponto de vista da qualidade da energia elétrica, uma vez que tais indicadores são monitorados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a fim de garantir baixos índices de interrupção no sistema elétrico de distribuição de energia e o impacto na sociedade em geral.

Palavras-chave: *Loop-scheme*; recomposição automática; subestação.

ABSTRACT

This work deals with the technology used in electric power distribution networks called Loop-Scheme, whose main function is to isolate defects in the primary distribution system by transferring load parcels through switching maneuvers, performed automatically by the system of recomposition, with the purpose of minimizing the number of consumers affected by accidental disconnections of the electrical system. The network studied is located between the Capitão Leônidas Marques and Canteiro Caxias substations, in the municipalities of Capitão Leônidas Marques and Realeza, both in the southwest of Paraná, and belong to Companhia Paranaense de Energia – COPEL[®]. The system has been in operation since the beginning of 2018, thus analyzing and comparing the data of occurrences of interruption of the year 2018 with the same period of the year prior to the implementation of the system, in order to quantify the impact on the indicators of electricity quality with regard to the interruption time multiplied by the number of consumers affected by the interruption. Where the system proved to be efficient, showing a significant reduction of such indicators, even in a general unfavorable scenario, which was the case of 2018, where the overall number of interruptions was higher than those recorded in the previous year, confirming the viability of the since these indicators are monitored and supervised by the Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, in order to guarantee low rates of interruption in the electricity distribution system and the impact on society in general.

Keywords: Loop-scheme; automatic recomposition; substation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1	Estrutura básica do Sistema Elétrico de Potência – SEP.....	16
Figura 2.2	Rede de distribuição primária e secundária.	17
Figura 2.3	Alimentadores de distribuição.	19
Figura 2.4	Rede de distribuição convencional.....	20
Figura 2.5	Rede de distribuição compacta.	21
Figura 2.6	Alimentador de distribuição.	23
Figura 2.7	Religador automático.	24
Figura 2.8	Chave seccionadora unipolar.	25
Figura 2.9	Diagrama do sistema de recomposição automática Lupa.....	32
Figura 2.10	Sistema Lupa da rede Foz do Iguaçu.....	33
Figura 2.11	Diagrama do sistema de recomposição automática Lupa atuado.....	33
Figura 2.12	Transferência de cargas com dois religadores.....	36
Figura 2.13	Seccionamento de <i>loop</i> com três religadores.	37
Figura 2.14	Seccionamento de <i>loop</i> com cinco religadores.	38
Figura 3.15	Diagrama Unifilar do Sistema <i>Loop-Scheme</i> CLM – CTX.....	41
Figura 3.16	Mapa, Área de atuação dos COD COPEL®.	42
Figura 3.17	Mapa, Área de atuação do COD do oeste do Paraná.	43
Figura 3.18	Ponto cego de atuação do Sistema <i>Loop-Scheme</i> CLM e CTX.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 01	Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná em 2017.....	45
Tabela 02	Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná em 2018.....	46
Tabela 03	Interrupções no <i>Loop-Scheme</i> em 2017 por equipamento.	47
Tabela 04	Interrupções no <i>Loop-Scheme</i> em 2017.	48
Tabela 05	Interrupções no <i>Loop-Scheme</i> em 2018 por equipamento.	49
Tabela 06	Interrupções no <i>Loop-Scheme</i> em 2018.	51
Tabela 07	Comparação de Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná.	52
Tabela 08	Interrupções no <i>Loop-Scheme</i> em 2017 e 2018.	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1	Interrupções na abrangência oeste e sudoeste do Paraná.	53
Gráfico 4.2	Somatório de Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná.	54
Gráfico 4.3	Interrupções no sistema <i>Loop-Scheme</i> CLM e CTX.	55
Gráfico 4.4	Somatório de Interrupções no Sistema <i>Loop-Scheme</i>	57
Gráfico 4.5	Influência de interrupções do <i>Loop-Scheme</i> no Geral.	58
Gráfico 4.6	Simulação da Influência de interrupções do <i>Loop-Scheme</i> no Geral...59	
Gráfico 4.7	Percentual do Σ (Cons x hora) <i>Loop-Scheme</i>	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AT	Alta tensão.
BVD	Boa Vista da Aparecida.
BT	Baixa tensão.
Cc	Número total de consumidores do conjunto considerado.
CDO	Centro de Designação Otimizado.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais.
CLM	Capitão Leônidas Marques.
Cons	Consumidor.
COD	Centro da Operação da Distribuição.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia.
COS	Centro de Operação do Sistema.
CTX	Canteiro Caxias.
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.
DIC	Duração de interrupção Individual por Unidade Consumidora.
DIC(i)	Duração de interrupção individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.
DICRI	Duração da interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora.
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora.
ET	Estação de transformação.
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade Consumidora.
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
FIC(i)	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.
FDR	<i>Feeder.</i>
GA	Gás Automática.
GTD	Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.
i	Índice de interrupções da unidade consumidora.

kV	Quilovolt.
LS	<i>Loop-Scheme</i> .
MCM	Milhar Circular Milhão.
MDI	Marmelândia.
MT	Média tensão.
MVA	Megavoltampère.
n	Número de interrupções da unidade consumidora.
NA	Normalmente aberta.
NBR	Norma Brasileira.
NF	Normalmente fechada.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional.
RA	Religador Automático.
RDR	Rede de Distribuição Rural.
RDU	Rede de Distribuição Urbana.
RZA	Realeza.
SASE	Sistema de Automação de Subestações.
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados.
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão.
SE	Subestação.
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SOD	Sistema de Operação da Distribuição.
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso.
<i>t_{crítico}</i>	Duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.
<i>t(i)</i>	Tempo de duração da interrupção.
<i>t(i) máx</i>	Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua.
UC	Unidade Consumidora.
V	Volt.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	16
2.1.1	Distribuição de energia elétrica.	17
2.1.1.1	Rede de distribuição primária.	18
2.1.1.2	Rede de distribuição secundária.	19
2.1.2	Redes convencionais aéreas.....	20
2.1.3	Redes convencionais compactas.	21
2.2	COMPONENTES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA	22
2.2.1	Alimentador de distribuição.	22
2.2.2	Religador automático.....	23
2.2.3	Chave seccionadora.	24
2.3	INDICADORES DE CONTINUIDADE.....	25
2.3.1	Indicadores individuais.	26
2.3.2	Indicadores coletivos.	26
2.4	Medidas de tendência central	27
2.4.1	Média.....	27
2.4.2	Mediana.....	28
2.4.3	Moda.....	28
2.5	FALHAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	28
2.5.1	Falha transitória e permanente.	29
2.6	RECOMPOSIÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	29
2.6.1	Métodos clássicos de recomposição.	29
2.6.2	Centro de operação da distribuição.	30
2.6.3	Crítérios gerais para recomposição de alimentadores.....	31
2.7	EXEMPLO DE SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICA	31
2.7.1	Sistema Lupa.....	32
2.8	SISTEMAS DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICA <i>LOOP-SCHEME</i>	34
2.8.1	Princípio de funcionamento.	34
2.8.2	Exemplo de atuação do sistema.....	35
2.8.2.1	Sistema com dois religadores.....	35
2.8.2.2	Sistema com três religadores.	36

2.8.2.3	Sistema com cinco religadores.....	38
3	METODOLOGIA.....	40
3.1	LOCALIZAÇÃO E DATA DE IMPLANTAÇÃO	41
3.2	NÚMERO DE UNIDADES CONSUMIDORAS.....	41
3.3	ÁREA DE APURAÇÃO DOS DADOS.....	42
3.4	DEFINIÇÃO DOS DADOS PARA ANÁLISE	44
3.5	ANÁLISE GERAL DE INTERRUPÇÕES	44
3.5.1	Interrupções nas regiões oeste e sudoeste do Paraná em 2017.....	45
3.5.2	Interrupções nas regiões oeste e sudoeste do Paraná em 2018.....	45
3.6	ANÁLISE ESPECÍFICA DE INTERRUPÇÕES	46
3.6.1	Atuações pré-instalação <i>Loop-Scheme</i> no ano de 2017	47
3.6.2	Atuações pós-instalação <i>Loop-Scheme</i> no ano de 2018.....	48
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	52
4.1	COMPARAÇÃO GERAL E ESPECÍFICA	52
4.1.1	Comparativo Geral de Interrupções de 2017 com 2018	52
4.1.2	Comparativo específico do <i>Loop-Scheme</i> 2017 com 2018	54
4.1.3	Comparativo de interrupções gerais e específicas	57
5	CONCLUSÃO.....	61
	REFERÊNCIAS.....	62
	ANEXO A.....	65
	ANEXO B	66
	ANEXO C	67
	ANEXO D	68
	ANEXO E	69
	ANEXO F.....	70

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico, o bem-estar social e a qualidade de vida de um país ou região estão diretamente ligados à qualidade da energia elétrica disponível. Um dos principais indicadores quanto à qualidade de energia elétrica refere-se ao tempo de interrupção no fornecimento, indicador este que é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora – FEC (ANEEL, 2015).

No intuito de minimizar o tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica, diminuindo os prejuízos e o impacto na vida das pessoas, novas tecnologias são inseridas nas redes de distribuição frequentemente.

A tecnologia tema deste estudo é conhecida como Sistema de Recomposição automática *Loop-Scheme*, que tem a função de recompor trechos de redes de Distribuição atingidas por defeitos transitórios ou permanentes, transferindo parcelas de cargas instaladas para circuitos alternativos.

Esse sistema possui no mínimo três chaves Religadoras Automáticas - RA, instaladas em série uma com as outras, sendo que a chave posicionada entre as outras duas encontra-se na posição normalmente aberta - NA e é chamada de chave mestre e as demais normalmente fechadas - NF. Na ocorrência de um defeito em um dos lados da chave mestre NA a proteção da chave NF atuará interrompendo o fluxo de potência, a chave mestre ficará sem tensão nos terminais no sentido da chave Religadora Automática atuada, e com a ausência de tensão em um dos terminais da chave mestre, a mesma atuará fechando automaticamente reestabelecendo o fluxo de potência no trecho interrompido.

Este trabalho teve como objetivo estudar o funcionamento do sistema de recomposição automática *Loop-Scheme* e mensurar quantitativamente o impacto no indicador de interrupção de $\sum$ (cons x hora), comparando os valores de tal indicador, anteriores à implantação do sistema com os posteriores a implantação.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

A estrutura básica de um Sistema Elétrico de Potência - SEP é composta por geradores, transformadores elevadores e abaixadores, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição, e está subdividida em três grandes blocos. A geração, transmissão e a distribuição de energia elétrica - GTD (KAGAN, 2015). Conforme ilustra-se na Figura 2.1.

Figura 2.1 Estrutura básica do Sistema Elétrico de Potência – SEP.



Fonte: Disponível em <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>> Acesso em mai. 2018.

Cada um desses blocos mencionados tem uma função específica dentro do SEP, onde a geração é o setor responsável pela conversão de um tipo de energia mecânica, podendo ser hídrica, eólica, térmica, etc., em energia elétrica. A transmissão é a responsável pelo transporte da energia elétrica do local da produção aos centros de consumo, ou subestações rebaixadoras, e por último, a distribuição, que por sua vez é o setor encarregado por distribuir a energia elétrica para os consumidores através da rede primária e secundária de distribuição, sendo este o último elo do sistema com o consumidor (KAGAN, 2015).

2.1.1 Distribuição de energia elétrica.

A ANEEL define redes e linhas de distribuição como:

Conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição. Geralmente, as linhas são circuitos radiais e as redes são circuitos malhados ou interligados (ANEEL, 2012, p. 50)

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE (2018), as redes de distribuição são fáceis de serem vistas em ruas e avenidas, e são mais comumente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto, conforme apresenta a Figura 2.2.

Figura 2.2 Rede de distribuição primária e secundária.



Fonte: autor.

A distribuição de energia se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta-tensão que é superior a 69 kV e inferior a 230 kV, média tensão que opera entre 1 kV e 69 kV e baixa tensão, sendo este igual ou inferior a 1 kV (ANEEL, 2015).

Já o conceito de sistema de distribuição segundo a Companhia Paranaense de Energia - COPEL[®], é a parte de um sistema elétrico destinado à distribuição de

energia aos consumidores, compreendido por subestações de distribuição, barramentos de 13,8 kV e 34,5 kV das subestações de transmissão e rede de distribuição.

2.1.1.1 Rede de distribuição primária.

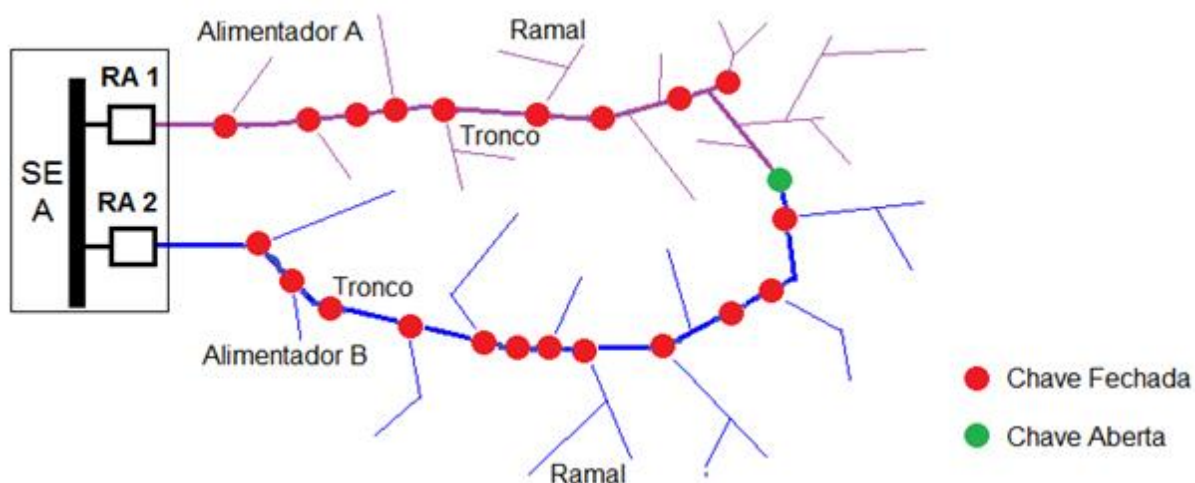
As redes de distribuição primária ou de média tensão saem das subestações de distribuição e operam, no caso da rede aérea, radialmente, com possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingência, devido à manutenção corretiva ou preventiva. Os troncos dos alimentadores são normalmente compostos por condutores de seção 336,4 MCM, permitindo, na tensão de 13,8 kV, o transporte de potência máxima de cerca de 12 MVA, que na necessidade de transferência de blocos de carga entre alimentadores por motivos de manutenção programada ou corretiva, fica limitada a cerca de 8 MVA. Estas redes atendem a consumidores primários e transformadores de distribuição, estações transformadoras, que suprem a rede secundária, também chamada de baixa tensão (KAGAN, 2005).

A definição dada pela ANEEL que compreende os Sistemas de Distribuição de Média Tensão – SDMT:

Conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV, na maioria das vezes com função primordial de atendimento a unidades consumidoras, podendo conter geração distribuída (ANEEL, 2012, p. 53).

Na Figura 2.3, ilustra-se um diagrama unifilar de dois alimentadores distintos, demonstrando o tronco, chaves e os ramais dos alimentadores de distribuição.

Figura 2.3 Alimentadores de distribuição.



Fonte: autor.

As redes de distribuição primárias contam com um tronco principal do qual se derivam ramais, que usualmente são protegidos por chaves de proteção, que na sua maioria são dotadas de elos fusíveis. Dispõem de chaves de seccionamento, que operam na condição normal fechada – NF, que se destinam a isolar trechos de rede, para permitir sua manutenção corretiva ou preventiva. É usual também instalar-se num mesmo circuito, ou entre outros circuitos diferentes, chaves que operam abertas, chamadas chaves normalmente abertas – NA, que podem ser fechadas em manobras de transferência de carga (KAGAN, 2005).

2.1.1.2 Rede de distribuição secundária.

Segundo Kagan (2005), das estações de transformação, ou transformadores de distribuição, deriva-se a rede secundária ou de baixa tensão, com tensão geralmente 220/127 V ou 380/220 V, que opera em circuito radial e supre os consumidores de baixa tensão, como por exemplo, consumidores residenciais, pequenos comércios e pequenas indústrias. Tendo esses circuitos comprimentos da ordem de centenas de metros destacando-se o predomínio, nesta rede, consumidores residenciais e usualmente a rede secundária não conta com recurso para o atendimento de contingências.

As redes secundárias construídas pelas concessionárias são usualmente do tipo convencional ou multiplexada, onde na rede convencional são utilizados todos

os condutores nus e na posição vertical, já na rede multiplexada são utilizados cabos isolados onde circulam as fases torcidas ou enroladas num cabo nu que conduz o neutro do sistema de baixa tensão (RIBEIRO, 2008).

2.1.2 Redes convencionais aéreas.

As redes de distribuição aéreas convencionais possuem o menor grau de confiabilidade, pois não há nenhuma proteção contra toques aos condutores, já que todos os condutores são nus (BRITO, 2007). Em caso de toques de uma árvore, linhas de pipas ou outros objetos, pode ser alto o nível da corrente de curto circuito, fazendo com que a proteção atue. Além disso, acidentes podem ocorrer neste tipo de rede, pois no caso de contato com a mesma, ocorrerá um choque com uma diferença de potencial significativa, de acordo com o nível de tensão da rede.

As redes aéreas são compostas na sua maioria por postes de concreto circular ou duplo T, cruzetas, isoladores, para-raios, iluminação pública, condutores, transformadores, bancos de capacitores, chaves seccionadoras e cabos de alumínio de acordo com as normas que variam de acordo com a concessionária (RIBEIRO, 2008). A Figura 2.4 apresenta uma rede de distribuição aérea do tipo convencional.

Figura 2.4 Rede de distribuição convencional.



Fonte: autor.

Este tipo de distribuição de energia elétrica é o que mais está susceptível à ocorrência de defeitos e por consequência de interrupções no fornecimento de energia elétrica. Sendo estes predominantemente causados por galhos de árvores, linhas ou cordas, entre outros objetos que venham a entrar em contato com os

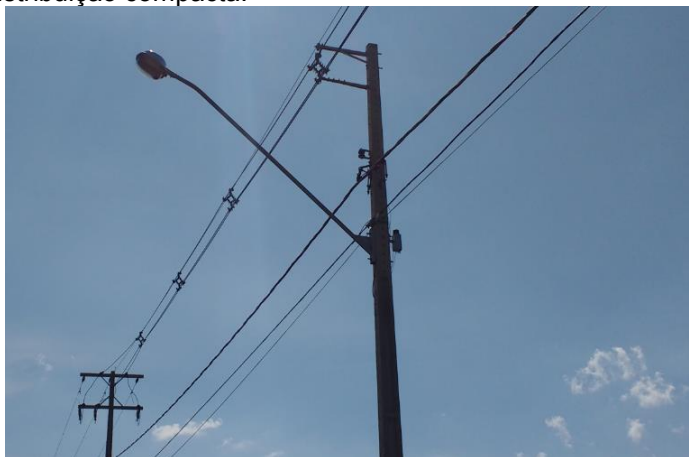
condutores da rede. Com o intuito de evitar as faltas geradas pelas árvores próximas as redes, as concessionárias de energia elétrica realizam podas nas árvores próximas as redes de distribuição periodicamente (CORTES, 2016).

2.1.3 Redes convencionais compactas.

A rede compacta surgiu como uma solução tecnologia para melhorar a qualidade da energia distribuída pelas concessionárias de energia aos clientes aumentando a confiabilidade do sistema e diminuindo a manutenção. Construtivamente a sustentação da rede compacta é feita através do cabo de aço, chamado cabo mensageiro, onde o cabo mensageiro é fixado aos postes por meio de braços metálicos e os condutores protegidos são fixados nos espaçadores losangulares isolados, chamados comumente de espaçador ninja (RIBEIRO, 2016).

A rede de distribuição aérea compacta demonstrada na Figura 2.5, é formada por um conjunto de equipamentos composto por cabo de aço de sustentação, condutores cobertos com capa protetora e espaçadores losangulares, confeccionados em material polimérico (RIBEIRO, 2016).

Figura 2.5 Rede de distribuição compacta.



Fonte: autor.

A rede compacta tem sido empregada nos sistemas de distribuição de energia elétrica desde o seu surgimento, seguindo como tendência entre as concessionárias a substituição das redes convencionais pelas redes compactas, pois estas por sua vez, permitem a aproximação de galhos de árvores e entre os próprios condutores, sem o risco de provocar curto-circuito em caso de contato não permanente com

galhos ou entre os condutores (COPEL, 2013).

2.2 COMPONENTES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

A rede de distribuição primária é composta pelos alimentadores de distribuição que derivam das Subestações - SE de distribuição e possuem equipamentos como: transformadores, para-raios, chaves de manobra, chaves fusíveis de proteção, religadores automáticos, bancos de capacitor e reguladores de tensão (LIMA, 2011).

2.2.1 Alimentador de distribuição.

Alimentador primário de distribuição é a parte de uma rede de distribuição primária que alimenta, diretamente ou por intermédio de seus ramais, os primários dos transformadores de distribuição. Constituído por tronco e ramais, onde o tronco é a parte principal de um alimentador primário, que deriva diretamente da subestação até o primeiro equipamento de proteção. Caracteriza-se por ter maior seção nos condutores, atende maior parcela ou ao total da carga do alimentador, além de interligações com troncos de alimentadores vizinhos, conforme a configuração da rede. Já o ramal, é a parte de um alimentador primário que deriva do tronco, e na maioria das vezes, caracteriza-se por condutores de seções inferiores à do tronco, atendendo apenas parcelas de carga, conforme a sua distribuição em relação ao tronco (Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, 2014).

A Figura 2.6, apresenta um diagrama unifilar de parte dos alimentadores Comercial, representado em azul, FAG, representado na cor cinza, Rio Grande representado na cor verde, Shopping representado na cor laranja, Muffato representado na cor rosa, Santa Catarina representado na cor amarelo e Dione representado na cor marrom ambos da subestação Olímpico, e com característica predominantemente de atendimento urbano, extraído do programa Sistema de Operação da Distribuição - SOD.

Figura 2.7 Religador automático.



Fonte: autor.

Mamede (2011) afirma que os religadores têm uma ampla aplicação em circuitos de distribuição das redes aéreas das concessionárias de energia elétrica, por permitirem que os defeitos transitórios sejam eliminados sem a necessidade de deslocamento de pessoal de manutenção para percorrer o alimentador afetado pelo defeito. Esses equipamentos não devem ser aplicados em instalações industriais ou comerciais, onde os defeitos são quase sempre de natureza permanente, ao contrário das redes aéreas urbanas e rurais.

2.2.3 Chave seccionadora.

A definição de chave, segundo a Norma Brasileira - NBR 6935/1985 é dada como o “Dispositivo mecânico de manobra, que na posição aberta assegura uma distância de isolamento e na posição fechada mantêm a continuidade do circuito elétrico, nas condições especificadas” (ABNT, 1985, p.2).

A definição de chave se assemelha com a definição de seccionador, sendo que esta por sua vez, conforme a NBR 6935/1985 é definida como:

Dispositivo mecânico de manobra capaz de abrir e fechar o circuito quando uma corrente de “intensidade desprezível” é interrompida ou restabelecida ou quando não ocorre variação de tensão significativa através dos terminais de cada polo do seccionador [...] (ABNT, 1985, p. 2).

As chaves seccionadoras são indispensáveis nas redes de distribuição, pois é através delas que ocorre o isolamento de defeitos nas manobras para a

recomposição da rede primaria de distribuição, demonstrada na Figura 2.8.

Figura 2.8 Chave seccionadora unipolar.



Fonte: autor.

Os seccionadores são utilizados em subestações para permitir manobras de circuito elétrico, sem carga, isolando disjuntores, transformadores de medida, de proteção e barramentos. Também são utilizados em redes aéreas de distribuição urbana e rural, convencionais ou compactas com a finalidade de seccionar os alimentadores durante os trabalhos de manutenção ou realizar manobras diversas previstas pela operação (MAMEDE, 2011).

Para Guth (2013), as chaves seccionadoras não tem a capacidade de interromper correntes de curto-circuito, são simplesmente um ponto de contato entre dois trechos da rede, e podem estar normalmente fechadas, para isolar falhas a jusante por meio da abertura, ou normalmente abertas, para transferir cargas de um alimentador para outro na falta de um dos circuitos.

2.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE

A continuidade de fornecimento é avaliada pelas empresas de distribuição, a partir das ocorrências na rede de distribuição. Por exemplo, uma determinada falha em dado equipamento da rede pode causar a interrupção de vários consumidores. A contabilização da qualidade do serviço a estes consumidores ou relacionada a este sistema de distribuição é avaliada após um determinado período, em geral, mensalmente, trimestralmente ou anualmente (KAGAN, 2005).

2.3.1 Indicadores individuais.

Conforme o item 5.4.1 do PRODIST, Módulo 8, deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão, os indicadores de continuidade (ANEEL, 2017):

A duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC) é calculada utilizando a Equação 2.1:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad \text{Equação 2.1}$$

A frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC) é calculada utilizando a Equação 2.2:

$$FIC = n \quad \text{Equação 2.2}$$

A duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC) é calculada utilizando a Equação 2.3:

$$DMIC = t(i)_{\text{máx}} \quad \text{Equação 2.3}$$

A duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI), utilizando a Equação 2.4:

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad \text{Equação 2.4}$$

2.3.2 Indicadores coletivos.

Conforme o item 5.5.1 do PRODIST, Módulo 8, deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade discriminados (ANEEL, 2017):

A duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) é calculada utilizando a Equação 2.5:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad \text{Equação 2.5}$$

A frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) é calculada utilizando a Equação 2.6:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad \text{Equação 2.6}$$

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, destacando-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC (ANEEL, 2017).

2.4 MEDIDAS DE TENDÊNCIA CENTRAL

Todo procedimento de medição consiste em determinar experimentalmente uma grandeza física. A teoria de incertezas auxilia na determinação do valor que melhor representa uma grandeza, embasado nos valores medidos (BALBINOT, 2000, p. 36).

2.4.1 Média

Segundo Balbinot (2000), o termo média caracteriza o valor mais esperado em um conjunto de dados ou eventos, sendo está um tipo de medida de tendência central utilizada para a representação de um conjunto de valores. A Média Aritmética é o somatório de números, dividido pela quantidade de números somados, conforme Equação 2.7.

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n f_i X_i}{n} \quad \text{Equação 2.7}$$

2.4.2 Mediana

A mediana “representa o valor médio do conjunto de dados ordenados em ordem de grandeza, ou seja, a média aritmética dos dois valores centrais” (BALBINOT, 2000, p. 37).

2.4.3 Moda

“A moda é definida como o valor que mais frequentemente ocorre no conjunto de dados” (BALBINOT, 2000, p. 37).

2.5 FALHAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Na operação dos sistemas elétricos de potência, frequentemente surgem falhas nos equipamentos que compõem as redes de distribuição, resultando em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, com a consequente redução na qualidade do serviço prestado.

A falha mais comum em qualquer sistema de potência é o curto-circuito, que dá origem as correntes elevadas circulando em todos os elementos energizados, tendo como resultados severos distúrbios de tensão ao longo de todo o sistema elétrico, ocasionando, muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras.

Além do curto-circuito, a sobrecarga é outro fator que pode originar danos materiais significativos ao sistema elétrico de potência. Existindo ainda outros dois fenômenos, não menos severos, que podem ocorrer nos sistemas elétricos: as sub e sobre tensões com diferentes origens, de descargas atmosféricas e manobras, entre outras (MAMEDE FILHO, 2013).

Mamede Filho (2013) afirma que as concessionárias de energia elétrica, acompanham e avaliam rigorosamente as interrupções de seus sistemas, a fim de se orientarem no planejamento estratégico e operacional, objetivando melhorar a qualidade de fornecimento de energia a seus clientes. Destacam também, que as causas das interrupções dos sistemas de geração e transmissão no setor elétrico brasileiro, são oriundas de: 48% fenômenos naturais; 12% falhas em materiais e equipamentos; 9% falhas humanas; 9% falhas diversas; 8% falhas operacionais; 4%

falhas na proteção e medição; 4% objetos estranhos na rede e 6% de condições ambientais.

2.5.1 Falha transitória e permanente.

As redes aéreas de distribuição de energia, convencionais ou compactas, por serem expostas aos mais diversos tipos de intempéries e intervenções humanas, estão sujeitas a variadas causas de falhas em seu sistema.

Conforme afirma Ramos (2014), estas falhas são normalmente classificadas como, falhas transitórias, que são definidas como uma anomalia temporária, capaz de gerar intensidades de corrente indesejadas ao sistema de distribuição, como o curto-circuito. E tem como característica a não necessidade de intervenção de manutenção no local, pois o defeito cessa em poucos segundos, oriundos geralmente por descargas atmosféricas ou do simples toque de galhos de árvores na rede elétrica primária, na iminência de ventos fortes.

As falhas permanentes, que é definida como a anomalia permanente com capacidade de gerar correntes de curto-circuito que se caracteriza pela necessidade de intervenção local para manutenção emergencial, como por exemplo, no caso de estruturas ou equipamentos que compõe a rede de distribuição, como, postes, cruzetas, isoladores e condutores, dentre outros equipamentos avariados por abalroamento com veículos, queda de árvores sobre a rede dentre outros.

2.6 RECOMPOSIÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A reconfiguração ou recomposição das redes de distribuição se dá através da operação de abertura e fechamento de chaves que permitem manobras e têm como objetivo o melhor balanceamento das cargas, redução nas perdas e o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica para os consumidores (FERREIRA, 2010).

2.6.1 Métodos clássicos de recomposição.

Os métodos heurísticos trazem a oportunidade de utilizar conhecimentos computacionais, utilizados geralmente para desenvolver problemas numéricos, e

aplicar em conjunto com conhecimentos específicos qualitativos, representados por regras práticas adotadas por engenheiros (MORELATO, 1989).

Esses métodos de reconfiguração ou recomposição das redes de distribuição de energia, podem ser divididos em três métodos clássicos listados nos itens de a à c, (SILVA *apud* BARAN, 2012).

- a) Método de troca de trechos: o sistema opera em configuração radial e o algoritmo de recomposição automático abre e fecha as chaves caracterizando uma troca de trechos ou remanejamento de cargas.
- b) Método baseado em laços: o sistema é inicialmente configurado com todas as chaves de interligação fechadas e, portanto com um determinado número de laços, onde os laços são abertos um a um conforme a função objetivada, que normalmente é a redução das perdas.
- c) Método construtivo: o sistema é considerado com todas as chaves direcionadas pelo fechamento das chaves abertas, a partir da barra inicial de cada alimentador levando em consideração a escolha do trecho que proporciona a menor perda.

O método de troca de trechos é o método é mais comumente adotado pelas concessionárias e é o método no qual se enquadra o sistema *Loop-Scheme* tema deste trabalho.

2.6.2 Centro de operação da distribuição.

A ANEEL define o Centro de Operação – CO, como:

Conjunto centralizado de pessoal, informações, equipamentos e processamento de dados, de cada distribuidora, destinado a exercer as ações de coordenação, supervisão, controle, comando e execução da operação das instalações de baixa tensão, de média tensão e de alta tensão de distribuição. Para as instalações do agente incluídas na rede de operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, este centro é o responsável por ações de supervisão, controle, comando e execução da operação (ANEEL, 2008, p.24).

Para operar seus sistemas elétricos é comum, nas empresas de distribuição de energia, a existência de dois Centros de Operação: o Centro de Operação do

Sistema – COS e o Centro de Operação da Distribuição – COD, sendo o COS normalmente responsável pela operação remota e a coordenação da operação em tempo real do Sistema Elétrico de Subtransmissão e das Subestações 138 kV, e o COD, responsável pela operação remota de chaves, reguladores de tensão e religadores de rede e a coordenação da operação e manutenção em tempo real do Sistema de Distribuição (GUTH, 2013).

2.6.3 Critérios gerais para recomposição de alimentadores.

Conforme descrito no Manual de Instruções Técnicas de Redes de Distribuição - MIT 160802, da COPEL[®], é de responsabilidade dos operadores do COD definir a melhor opção de manobra levando-se sempre em consideração as condições regulamentadas no manual, que como regra devem procurar reduzir ao máximo o trecho afetado, como também minimizar desligamentos aos consumidores com prioridade de atendimento (COPEL, 2017).

Para a recomposição de alimentadores dotados de religadores automáticos de subestações ou religadores em estruturas fora das subestações e que atendam áreas urbanas, é obrigatório à inspeção visual da rede tronco do alimentador. Sendo liberado da inspeção visual apenas as redes rurais ou as redes urbanas com ramais de derivação protegidas por chave de proteção (COPEL, 2017).

De acordo com a característica do alimentador que pode ser, urbano de subestação, urbano de trecho, misto urbano e rural de subestação, rural de subestação e rural de trecho, onde a definição de religador de trecho é aquele que é localizado em estruturas fora da subestação. Existem normas e diretrizes que orientam a tomada de decisão dos envolvidos na recomposição dos alimentadores, conforme os fluxogramas contidos nos anexos A, B, C, D e E deste trabalho.

2.7 EXEMPLO DE SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICA

Com o objetivo de recompor trechos de alimentadores de distribuição automaticamente no menor tempo possível durante a ocorrência de defeitos, as redes de distribuição de energia elétrica com sistemas de recomposição automática foram sendo aprimoradas com o passar dos anos, existindo hoje vários modelos diferentes, com tecnologias e princípio de funcionamento distinto, porém todas com

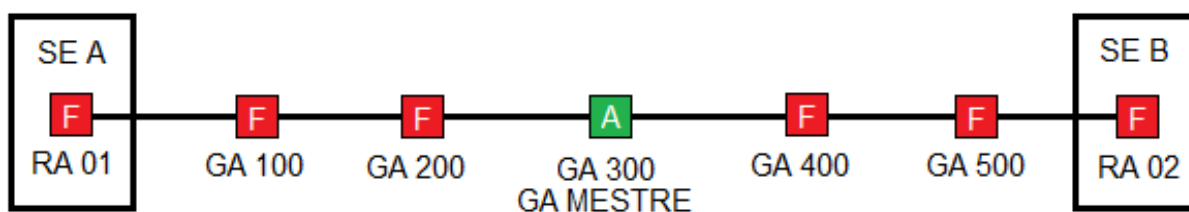
o mesmo propósito.

2.7.1 Sistema Lupa.

O sistema Lupa foi assim nomeado por utilizar chaves a gás automatizadas no qual o controle é produzido pela fabricante Lupa Tecnologia[®].

O sistema Lupa utilizado na concessionária COPEL[®], é baseado no método de troca de trechos. É formado por dois alimentadores, onde cada alimentador possui duas chaves intermediárias entre o Religador Automático - RA localizado na subestação de distribuição e a chave normalmente aberta que interliga os dois alimentadores, conforme representado na Figura 2.9, regulamentada pelo MIT 160815 (COPEL, 2016).

Figura 2.9 Diagrama do sistema de recomposição automática Lupa.



Fonte: Companhia Paranaense de Energia – COPEL[®], adaptado pelo autor.

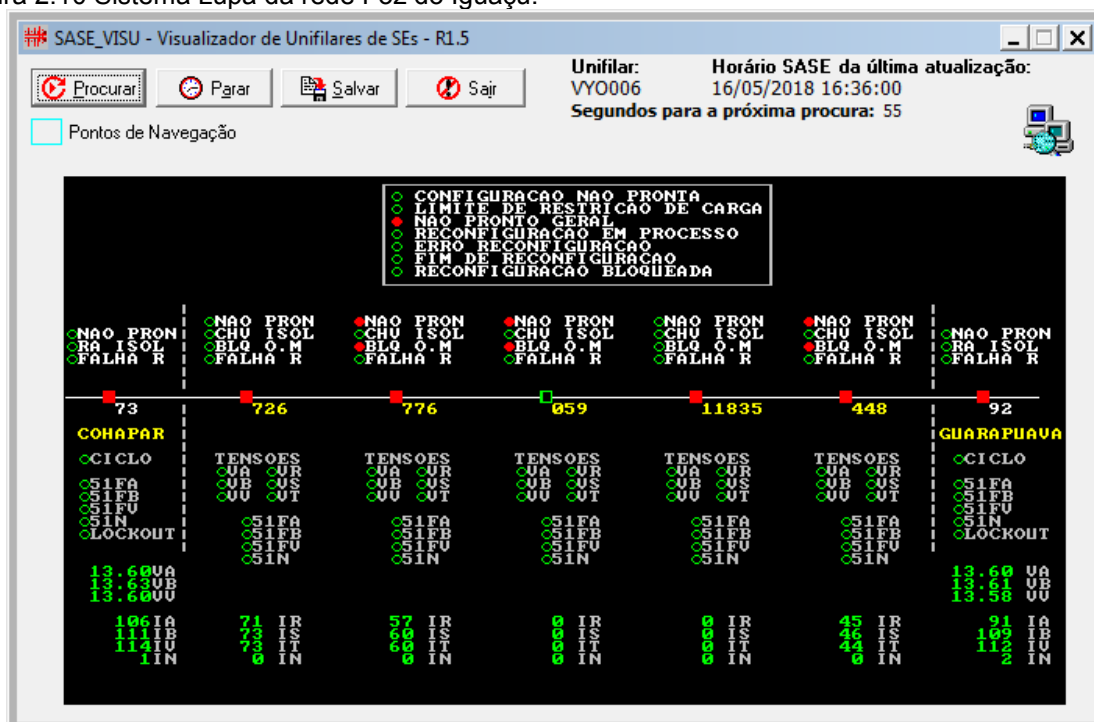
Nesse tipo de sistema, a chave a Gás Automática - GA é a chave mestre, e opera normalmente aberta, sendo a responsável por comandar as demais chaves fechadas por meio da análise das informações obtidas por sensores localizados em todas as chaves que fornecem informações de tensão em ambos os lados da chave, estado dos relés de sobrecorrente, medição de corrente e estado das chaves, aberta ou fechada.

A chave mestre possui uma lógica que tem a finalidade de isolar a rede elétrica que foi submetida a um defeito, ocasionando por sua vez uma falta permanente, permitindo a recomposição ou a reconfiguração do restante dos trechos através das manobras de abertura e fechamento automático das chaves que compõe o sistema.

A Figura 2.10 apresenta a tela de monitoramento do Sistema de Automação de Subestações - SASE, demonstrando o sistema Lupa de recomposição automática, dos alimentadores Guarapuava e Cohapar, ambos da subestação Vila Yolanda, da

cidade de Foz do Iguaçu, PR.

Figura 2.10 Sistema Lupa da rede Foz do Iguaçu.

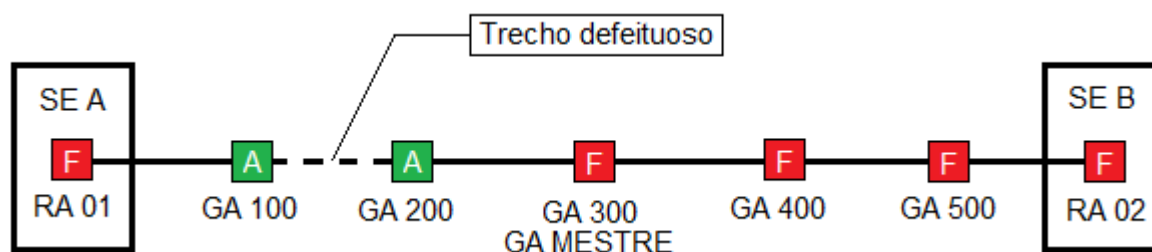


Fonte: Print Screen do Sistema do Sistema de Automação de Subestações – SASE, 16/05/2018.

O sistema Lupa, bem como todas as chaves e subestações automatizadas da COPEL®, são monitoradas pelo SASE.

A Figura 2.11, exemplifica a atuação do sistema na ocorrência de um defeito permanente entre as chaves GA 100 e GA 200, onde o sistema isola o trecho defeituoso e religa o restante do alimentador.

Figura 2.11 Diagrama do sistema de recomposição automática Lupa atuado.



Fonte: Companhia Paranaense de Energia – COPEL®, adaptado pelo autor.

A sequência da atuação do sistema na ocorrência de um defeito permanente entre as chaves GA 100 e GA 200 ocorre conforme itens a à e:

- a) O religador automático da SE A recebe um surto de corrente, ocasionado pelo defeito, atuando o sistema de proteção, fazendo com que o mesmo abra.
- b) O RA 1 faz uma tentativa de fechamento após um tempo pré-configurado no religador. Porém, como o defeito é permanente, o sistema de proteção do religador atua novamente, fazendo o RA 1 da SE A abrir.
- c) A chave GA 100 identifica a passagem de uma sobrecorrente e envia essa informação por meio de fibra óptica para a chave mestre, que por sua vez ordena a abertura da chave GA 100 e da chave GA 200.
- d) Após a abertura da chave GA 100 o religador automático da SE A fecha, religando o circuito do RA 1 até a chave GA 100.
- e) Após abertura da chave GA 200, a chave mestre fecha, religando o circuito da chave mestre até a chave GA 200 pelo religador 2 da SE B.

Esse sistema, assim como todos os sistemas de recomposição automática é dinâmico e pode assumir várias configurações distintas, de acordo com o ponto onde ocorre o defeito.

2.8 SISTEMAS DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICA *LOOP-SCHEME*

Assim como no sistema Lupa, o sistema *Loop-Scheme* também é baseado no método de troca de trechos, porém com algumas diferenças. A principal diferença é que o sistema *Loop-Scheme* não precisa de comunicação entre as chaves que compõe o sistema, nem mesmo comunicação com os CODs, porém, na COPEL[®] todos os sistemas que estão em funcionamento são supervisionados em tempo real, através do SASE e normatizados pelo MIT 160815 da companhia (COPEL, 2016).

2.8.1 Princípio de funcionamento.

O princípio de funcionamento do sistema *Loop-Scheme* vêm de uma característica do equipamento, que é dotado da função *loop-scheme* nos religadores automáticos da marca *Cooper Power System*[®].

[...] *The Form 6 - LS Control senses the loss of source-and/or load-side*

voltage with customer supplied potential transformers or internal voltage sensors. The control will perform its programmed LS functions after a programmable time delay when loss of voltage occurs. The control can be in either the sectionalizing or the tie mode of operation (COOPER, 2008, p. 5-73).

O controle *form 6*, dos religadores *Cooper*, são dotados de uma função chamada *loop-scheme*, na qual através de sensores de tensão detecta a perda da fonte ou da tensão, tanto do lado da carga como do lado da fonte. A atuação de abertura e fechamento dos religadores que compõe o sistema ocorre após um tempo que é programado previamente no próprio controle do equipamento (COOPER, 2008).

2.8.2 Exemplo de atuação do sistema.

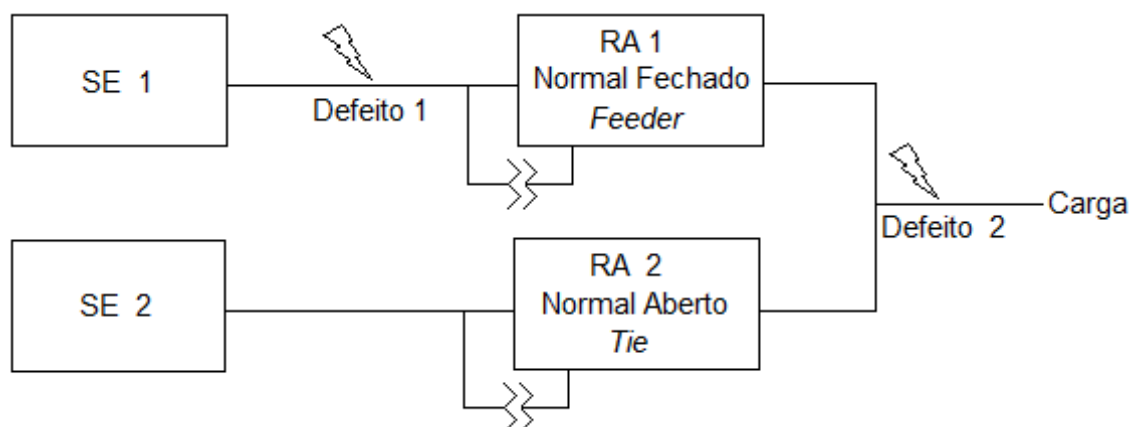
O sistema de recomposição automática *Loop-Scheme* pode ser formado por dois ou mais religadores, sendo que quanto maior o número de equipamentos, melhor será o confinamento ou o seccionamento do trecho defeituoso na ocorrência de falhas e mais possibilidades de atuação terá o sistema de acordo com a disposição dos equipamentos nos alimentadores, no que se refere a distribuição de cargas (COOPER, 2008).

2.8.2.1 Sistema com dois religadores.

O sistema com dois religadores é um sistema simples de transferência de carga, conforme se apresenta na Figura 2.12.

Este sistema opera com fontes distintas, onde o religador automático R1, é chamado de *Feeder* - FDR e opera normalmente na posição fechado e o religador R2, chamado *TIE*, opera na posição normalmente aberto.

Figura 2.12 Transferência de cargas com dois religadores.



Fonte: Religadores *Kyle Form 6* Controle de Religador Baseado em Microprocessador: Guia de Programação, adaptado pelo autor.

Na ocorrência de um defeito no trecho entre a fonte 1 e o religador R1, o sistema de proteção da fonte 1 atuará, executando uma ou mais tentativas de religamento, conforme pré-definido no controle do religador da fonte 1, caso o defeito seja de característica permanente, o sistema irá a *blackout*, ocasionando a falta de tensão em ambos os lados de R1 e em um lado de R2, ficando com o fornecimento de energia prejudicado entre a fonte 1 e o religador *TIE* R2.

Ao sensibilizar a ausência de tensão, os religadores R1 e R2 atuarão, respectivamente, obedecendo aos tempos ajustados nos equipamentos, ou seja, o religador FDR R1 abrirá e em seguida o religador *TIE* R2 fechará, energizando a parte do circuito onde não ocorreu o defeito e por consequência, isolando o defeito.

Na ocorrência de um defeito no trecho entre o R1 e R2, o religador FDR R1 executará uma ou mais tentativas de religamento conforme pré-definido no controle do equipamento, caso as tentativas de religamento não tenham sucesso, o sistema irá a *blackout* e com a ausência de tensão em um dos lados do religador *TIE* R2, o mesmo fechará executando uma única tentativa de religamento, que sendo esta sem sucesso, fará o sistema entrar em *blackout* até a solução do defeito.

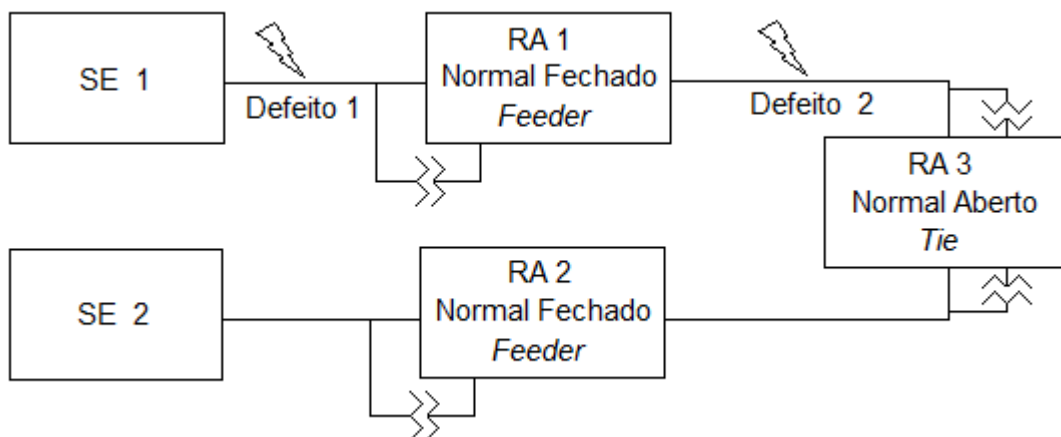
Nesse caso a carga instalada no sistema está somente entre R1 e R2, mas poderia estar em qualquer outro ponto do sistema (COOPER, 2008).

2.8.2.2 Sistema com três religadores.

Este sistema é provido de três religadores dispostos em série, sendo que dois deles são do tipo FDR (R1 e R2) e localizados no ponto médio entre a fonte e o

religador normalmente aberto, e um do tipo *TIE* (R3) localizado no ponto médio entre os religadores R1 e R2, e assim como no sistema com dois religadores, opera com fontes distintas, conforme ilustrado na figura 2.13.

Figura 2.13 Seccionamento de *loop* com três religadores.



Fonte: Religadores *Kyle Form 6* Controle de Religador Baseado em Microprocessador: Guia de Programação, adaptado pelo autor.

Na ocorrência de um defeito no trecho entre a fonte 1 e o religador R1, o sistema de proteção da fonte 1 atuará, executando uma ou mais tentativas de religamento, conforme pré-definido no controle do religador, caso o defeito seja de característica permanente, o sistema irá a *blackout*, ocasionando a falta de tensão em ambos os lados de R1 e em um lado de R3, ficando com o fornecimento de energia prejudicado entre a fonte 1 e o religador *TIE* R3.

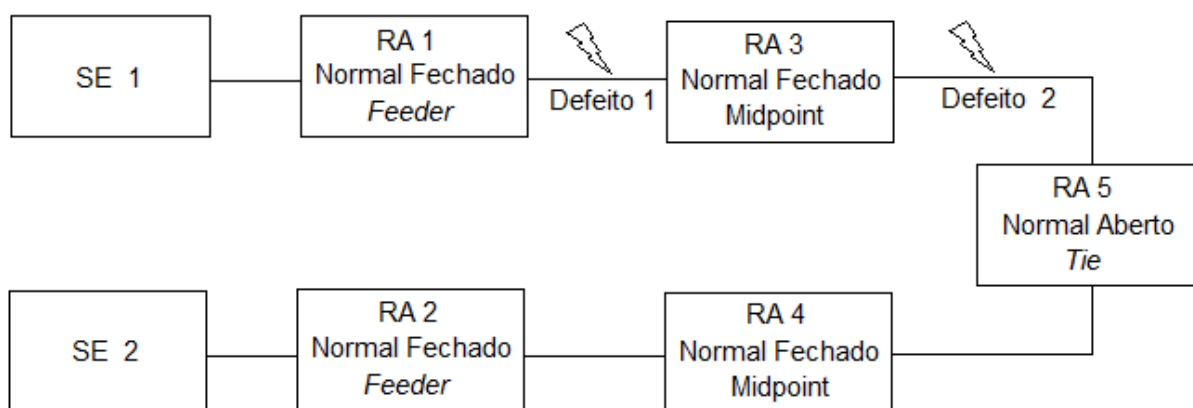
Ao sensibilizar a ausência de tensão, os religadores R1 e R3 atuarão, obedecendo aos tempos ajustados nos equipamentos, ou seja, o religador FDR R1 abrirá e em seguida o religador *TIE* R3 fechará, energizando a parte do circuito onde não ocorreu o defeito e por consequência, isolando o defeito entre a fonte 1 e R1.

Na ocorrência de um defeito no trecho entre o R1 e R3, o religador FDR R1 executará uma ou mais tentativas de religamento conforme pré-definido no controle do equipamento, caso as tentativas de religamento não tenham sucesso, o sistema irá a *blackout* e com a ausência de tensão em um dos lados do religador normalmente aberto *TIE* R3, o mesmo fechará executando uma única tentativa de religamento, que sendo esta sem sucesso, deixará o sistema interrompido entre R1 e R3 isolando o trecho.

2.8.2.3 Sistema com cinco religadores.

Este sistema, ilustrado na Figura 2.14, possui cinco RAs, na qual os religadores FDR R1 e R2 são normalmente fechados e operam como seccionalizadores, porém, com a presença de mais dois religadores normalmente fechados, um localizado entre o religador *TIE* R5 e FRD R1, e outro entre os religadores *TIE* R5 e o FDR R2, denominados *Midpoint - MID* por estarem no meio do sistema.

Figura 2.14 Seccionamento de *loop* com cinco religadores.



Fonte: Religadores *Kyle Form 6* Controle de Religador Baseado em Microprocessador: Guia de Programação, adaptado pelo autor.

Na ocorrência de um defeito no trecho entre o religador FRD R1 e o religador *MID* R3, o sistema de proteção do religador R1 atuará, executando uma ou mais tentativas de religamento, conforme pré-definido no controle do religador R1, caso o defeito seja de característica permanente, o sistema irá a *blackout*, ocasionando a falta de tensão em ambos os lados de R3 e em um lado de R5, ficando com o fornecimento de energia prejudicado entre o religador FDR R1 e o religador *TIE* R5.

Ao sensibilizar a ausência de tensão, os religadores R3 e R5 atuarão, respectivamente, obedecendo aos tempos ajustados nos equipamentos, ou seja, o religador FDR R3 abrirá e em seguida o religador *TIE* R5 fechará, energizando a parte do circuito onde não ocorreu o defeito e por consequência, isolando o defeito entre R1 e R3.

Para a *fault 2*, ou o defeito no trecho que compreende entre os religadores *MID* R3 e *TIE* R5, o religador FDR R3 executará uma ou mais tentativas de religamento conforme pré-definido no controle do equipamento, caso as tentativas

de religamento não tenham sucesso, o sistema irá a *blackout* e com a ausência de tensão em um dos lados do religador normalmente aberto *TIE* R5, o mesmo fechará executando uma única tentativa de religamento, que sendo esta sem sucesso, deixará o sistema interrompido entre R3 e R5 isolando o trecho defeituoso até a localização e eliminação do defeito para que seja possível energizar a rede do trecho referido.

3 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do estudo dos impactos nos indicadores e a viabilidade de implantação do sistema *Loop-Scheme*, fez-se necessários à utilização dos seguintes *softwares*:

- a) Sistema de Operação da Distribuição – SOD;
- b) Sistema de Automação de Subestações – SASE;
- c) *Microsoft Excel™* (versão estudante).

Todos os ensaios e as coletas de dados foram realizados no âmbito da COPEL[®], com a prévia autorização para a utilização dos *softwares* mencionados, pelo responsável do setor do COD Oeste, na cidade de Cascavel, PR.

O SOD é o programa utilizado na operação do sistema de distribuição de energia nos COD da COPEL[®]. É através deste *software*, que os operadores do COD registram as ocorrências e executam análises de manobras para intervenções na rede elétrica de distribuição. Também é através desse programa que se faz a contabilização e o levantamento dos dados de indicadores de continuidade.

O SASE é o *software* de controle e monitoramento das subestações e de chaves automatizadas, utilizado pela COPEL[®].

O programa *Microsoft Excel™*, na versão estudante foi utilizado para a computação dos dados e a geração dos gráficos relacionados.

O projeto teve início com base em pesquisa bibliográfica sobre as redes de distribuição de energia elétrica, visando conhecer suas características, e os principais equipamentos que as compõe. Bem como, o estudo dos diferentes tipos de redes de distribuição com recomposição automática.

Realizou-se o estudo das fórmulas que definem os valores dos indicadores de qualidade no fornecimento de energia elétrica, DEC e FEC, no que se refere aos tempos de interrupção coletivos e individuais.

Realizou-se um estudo sobre o princípio de funcionamento do sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, com foco na atuação do sistema. Analisados os indicadores de interrupção, nas atuações das redes antes da implantação do sistema *Loop-Scheme*, e confrontado com os resultados obtidos após a implantação do sistema.

3.1 LOCALIZAÇÃO E DATA DE IMPLANTAÇÃO

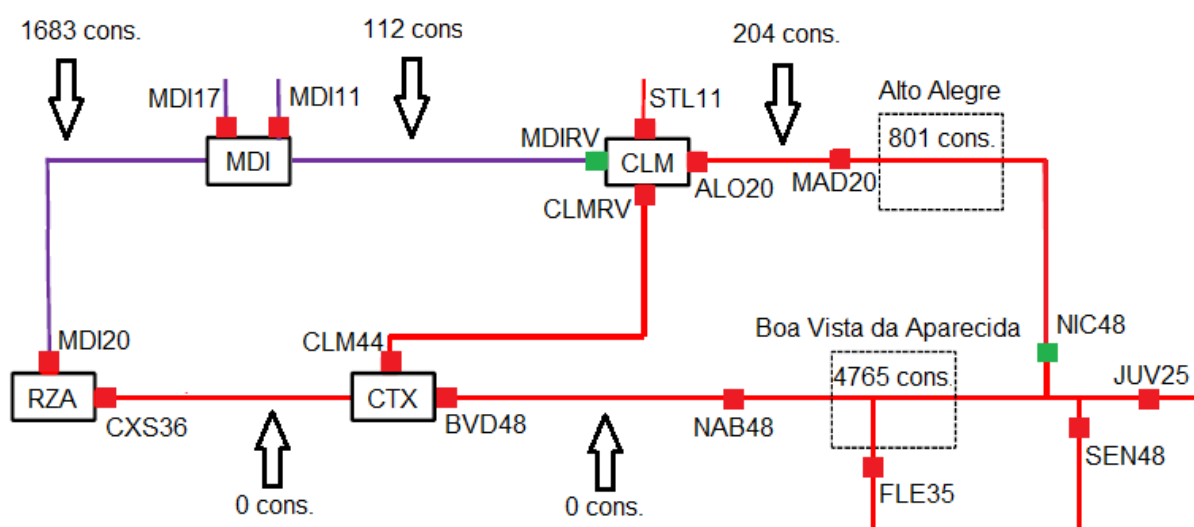
O sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, tema deste estudo está em operação desde o dia 01 de janeiro de 2018 e está instalado na rede de média tensão entre os municípios de Capitão Leônidas Marques no oeste do Paraná e Realeza no sudoeste do Paraná.

A rede de distribuição que compõe o sistema *Loop-Scheme* CLM e CXS tem como principais consumidores os munícipes de Boa Vista da Aparecida e Alto Alegre, distritos de Capitão Leônidas Marques, ambos situados na região oeste do estado do Paraná.

3.2 NÚMERO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

O sistema *Loop-Scheme* tem atualmente um total de 7.565 de unidades consumidoras, sendo destes, 5.770 unidades consumidoras atendidas pela rede que compõe o sistema, e mais 1.795 unidades consumidoras atendidas pela rede fonte do sistema, distribuídos conforme demonstra a figura 3.15, formando um único sistema de recomposição automática.

Figura 3.15 Diagrama Unifilar do Sistema *Loop-Scheme* CLM – CTX.



Fonte: autor.

A subestação Realeza – RZA localizada no município de Realeza é atendida em 138 kV e é a fonte das subestações Marmelândia – MDI através do alimentador

Marmelândia (MDI20) e Canteiro Caxias – CTX através do alimentador Expresso Canteiro Caxias (CXS36), ambas na tensão 34,5 kV. A subestação Capitão Leônidas Marques – CLM tem como primeira fonte a subestação Canteiro Caxias – CTX e como segunda fonte a subestação Marmelândia – MDI.

3.3 ÁREA DE APURAÇÃO DOS DADOS

A Companhia Paranaense de Energia – COPEL[®] distribui energia elétrica para a grande maioria dos municípios do estado do Paraná, que por sua vez é dividido por áreas de atuação dos Centros de Operação da Distribuição – COD.

A figura 3.16 apresenta a divisão geográfica das áreas de atuação dos Centros de Operação da Distribuição da COPEL[®].

Figura 3.16 Mapa, Área de atuação dos COD COPEL[®].



Fonte: Companhia Paranaense de Energia – COPEL[®], adaptado pelo autor.

Atualmente na COPEL[®] existem cinco Centros de Operação da Distribuição, que dividem o estado do Paraná em cinco regionais: O COD Leste que atende a regional Curitiba, o COD Centro-Sul que atende a regional Ponta Grossa, o COD Norte que atende a regional Londrina, o COD Noroeste que atende a regional

Maringá e por fim o COD Oeste que atende a regional de Cascavel, que é a regional pioneira na instalação de sistemas de recomposição do tipo *Loop-Scheme*, incluindo o sistema objeto de estudo deste trabalho.

Para a verificação e análise do cenário geral das ocorrências de interrupções, foram apuradas todas as interrupções incluídas no SOD ocorridas nos 105 municípios listados no anexo F, da região Oeste e Sudoeste e parte do Centro-Sul do estado do Paraná na área de abrangência do Centro de Operação da Distribuição Oeste da COPEL®, demonstrado na figura 3.17.

Figura 3.17 Mapa, Área de atuação do COD do oeste do Paraná.



Fonte: Companhia Paranaense de Energia – COPEL®, adaptado pelo autor.

Foram apuradas as ocorrências de interrupção entre janeiro de 2017 a setembro de 2018 a fim de comparar o número de interrupções, tempo médio de interrupções e a quantidade de unidades consumidoras com interrupção no fornecimento de energia elétrica no período, a fim de demonstrar um panorama geral de tais indicadores na região oeste e sudoeste do Paraná e comparar com as ocorrências específicas que envolveram o sistema *Loop-Scheme* de CLM e CTX.

3.4 DEFINIÇÃO DOS DADOS PARA ANÁLISE

Para alcançar o objetivo de mensurar quantitativamente a eficiência do sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, escolheu-se analisar o Σ (cons x hora), que é a soma de todos os consumidores com interrupção no fornecimento de energia elétrica multiplicado pelo tempo da interrupção em horas para cada respectiva ocorrência de interrupção, separados por períodos de apuração.

O índice de Σ (cons x hora) é o indicador que apresenta maior confiabilidade na apuração dos dados. Poderiam se apurados o tempo do deslocamento das equipes para a realização do chaveamento manualmente. Porém uma equipe pode demorar mais que outra, dependendo do deslocamento, trânsito dentre outros fatores o que traria muita subjetividade a análise.

A análise somente do número de ocorrências de interrupção, não reflete segurança de que o sistema é eficiente, pois pode ocorrer que o número de interrupções seja maior, porém com menos consumidores afetados pelas respectivas interrupções. Assim como a análise somente o número de consumidores afetados, também não reflete segurança na eficiência do sistema, pois a divisão do alimentador ou seu fracionamento pelos equipamentos de proteção por si só já promove tal diminuição no número de consumidores.

Outro indicador que pode ser analisado é o DEC. Porém para a obtenção desse indicador falta somente realizar a divisão do Σ (cons x hora) pelo número de consumidores total do conjunto. Porém, o conjunto é definido e pode ser modificado com o passar do tempo pela concessionária de energia elétrica, então esse dado não poderia ser confrontado com estudos futuros sobre o tema. Já o índice de Σ (cons x hora) será sempre definido da mesma forma o que facilita sua análise e interpretação.

3.5 ANÁLISE GERAL DE INTERRUPÇÕES

Nesse capítulo estão apresentados os índices de Σ (cons x hora) referente às interrupções ocorridas na área geral de atuação do Centro de Operação da Distribuição – COD OES, que atende o oeste e o sudoeste do Paraná, separadas pelos períodos do ano de 2017 e 2018.

3.5.1 Interrupções nas regiões oeste e sudoeste do Paraná em 2017

Nas ocorrências apuradas através do Sistema de Operação da Distribuição – SOD, referentes aos meses de janeiro a dezembro de 2017, contabilizou-se o somatório do número de consumidores com fornecimento de energia elétrica interrompido e multiplicado pelo tempo máximo das respectivas interrupções, e demonstrado na tabela 01, onde para cada mês tem-se o número exato de interrupções na área de abrangência do Centro de Operação da Distribuição da região oeste e sudoeste do Paraná.

Tabela 01 – Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná em 2017.

Mês	Σ (Cons x hora) em 2017
01	1.042.238,41
02	1.225.411,83
03	943.346,69
04	1.705.858,97
05	1.458.327,38
06	800.891,04
07	567.239,46
08	1.229.333,98
09	636.440,92
10	5.997.892,19
11	1.989.979,60
12	998.995,86

Fonte: autor.

A unidade de medida para os valores da tabela 01 é dada em [cons x hora] (número de consumidores multiplicado pelo tempo da interrupção em horas) e destaca o mês de outubro do ano 2017, como o mês onde houve o maior valor de consumidor vezes hora interrompido, valor esse de 5.997.892,19 cons x hora.

3.5.2 Interrupções nas regiões oeste e sudoeste do Paraná em 2018

Nas ocorrências apuradas através do Sistema de Operação da Distribuição – SOD, referentes aos meses de janeiro a setembro de 2018, foram contabilizados o somatório do número de consumidores com fornecimento de energia elétrica interrompido e multiplicado pelo tempo máximo da interrupção, e demonstrado na

tabela 02, onde para cada mês tem-se o número exato de interrupções na área de abrangência do Centro de Operação da Distribuição da região oeste e sudoeste do Paraná.

Tabela 02 – Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná em 2018.

Mês	Σ (Cons x hora) em 2018
01	1.160.586,04
02	801.568,66
03	2.024.285,98
04	536.518,68
05	1.190.549,30
06	1.030.137,84
07	470.308,93
08	842.112,97
09	2.139.913,56
10	-
11	-
12	-

Fonte: autor.

A unidade de medida para os valores da tabela 02 é dada em [cons x hora] (número de consumidores multiplicado pelo tempo da interrupção em horas) e destacam os meses de março e setembro do ano 2018, como os meses onde houve os maiores valores de consumidor hora interrompido, valores esses de 2.024.285,98 e 2.139.913,56 cons x hora, respectivamente.

Não foi possível a aquisição dos dados referentes ao último trimestre de 2018, em virtude do tempo. Pois os dados deste trabalho foram extraídos e analisados anteriormente aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2018. No entanto, esses dados poderão ser acrescentados ao trabalho a partir de janeiro de 2019.

3.6 ANÁLISE ESPECÍFICA DE INTERRUPÇÕES

Nesse capítulo estão apresentados especificamente os índices de Σ (cons x hora) referente às interrupções e unidades consumidoras atendidas pelo sistema de recomposição automática *Loop-Scheme* de CLM e CTX e pela fonte do sistema, separadas pelas atuações no ano de 2017 e 2018 e por fim a comparação entre períodos de apuração.

3.6.1 Atuações pré-instalação *Loop-Scheme* no ano de 2017

O sistema *Loop-Scheme* entrou em operação no dia 01 de janeiro de 2018, porém alguns equipamentos que compõe o sistema já estavam instalados e em funcionamento anteriormente a essa data. Por isso faz-se necessário à apresentação da tabela 03, que apresenta o somatório dos consumidores multiplicado pelo tempo da interrupção em horas.

Tabela 03 – Interrupções no *Loop-Scheme* em 2017 por equipamento.

Mês/2017	$\sum$ (Cons x hora)						
	ALO20	BVD48	CLM44	MAD20	NAB48	CXS36	NIC48
01	333,00	8.852,55	2,03	0,00	0,00	0,00	0,00
02	3.014,89	3.885,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03	50,40	5.667,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04	2.449,40	16.371,21	0,00	0,00	0,00	0,00	46,20
05	272,85	5.928,35	0,00	0,00	0,00	0,02	6.050,19
06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,98	0,00
07	33,60	76,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
08	1.640,27	58,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
09	1.286,96	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
10	3.754,48	30.281,73	2,51	1.945,30	0,00	0,00	86,60
11	84,27	11.777,72	1,92	13,18	18.301,30	0,00	243,40
12	117,95	550,17	2,02	522,85	157,90	0,00	117,77

Fonte: autor.

Os equipamentos ALO20 e BVD48 já estavam em operação durante todos os períodos da apuração, pois eles são a fonte do sistema. A implantação do sistema nesses alimentadores teve como intuito diminuir o número de interrupções nesses circuitos e melhorar a qualidade da distribuição de energia elétrica aos seus consumidores.

No ano de 2017, os equipamentos que compõem o sistema *Loop-Scheme* já estavam cadastrados no Sistema de Operação da Distribuição – SOD, porém, em campo, no lugar de religadores automáticos, estavam instaladas chaves Seccionadoras Unipolares – SU, e é por isso que para alguns meses constam valores de interrupção para esses equipamentos.

Através dos valores da tabela 03, obtêm-se a tabela 04, na qual apresenta a soma dos índices de interrupção de todos os equipamentos que compõe o sistema referente ao ano de 2017.

Tabela 04 – Interrupções no *Loop-Scheme* em 2017.

Mês/2017	Σ (Cons x hora) do Sistema
01	9.187,58
02	6.900,72
03	5.717,57
04	18.866,81
05	12.251,41
06	1,98
07	109,92
08	1.698,95
09	1.287,01
10	36.070,62
11	30.421,79
12	1.468,66

Fonte: autor.

Seguindo a tendência do panorama geral de interrupções, a tabela 04 apresenta os maiores valores nos meses de outubro e novembro, sendo esses valores na ordem de 36.070,62 e 30.421,79 cons x hora, respectivamente.

3.6.2 Atuações pós-instalação *Loop-Scheme* no ano de 2018

As atuações no sistema *Loop-Scheme*, bem como o fracionamento dos alimentadores pela instalação de mais religadores automáticos a partir de 2018, impactaram nos índices de interrupção positivamente na rede estudada. Diminuindo os tempos de interrupção e o número de consumidores afetados pelas interrupções, pois com a entrada de mais equipamentos, houve uma divisão dos alimentadores, também chamado fracionamento de circuito, devido ao maior número de equipamentos dotados de sistemas de proteção individuais, que é o caso dos Religadores Automáticos – RA e ainda com a possibilidade da inversão de fluxo de potência nos casos de defeitos permanentes.

Na tabela 05 têm-se os valores de número de consumidores vezes o tempo de interrupção em horas referente ao período entre os meses de janeiro e setembro do ano de 2018, em todos os equipamentos que compõe o sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*.

Tabela 05 – Interrupções no *Loop-Scheme* em 2018 por equipamento.

Mês/2018	$\sum$ (Cons x hora)						
	ALO20	BVD48	CLM44	MAD20	NAB48	CXS36	NIC48
01	641,11	679,03	0,04	80,10	371,40	0,00	0,00
02	1.945,68	388,07	0,16	426,30	7.250,10	0,00	14,17
03	4.818,13	6.392,57	0,22	853,08	0,00	0,00	352,68
04	25,33	0,00	0,02	31,23	1683,50	0,00	0,00
05	1.040,66	0,00	0,00	191,04	439,10	0,00	0,00
06	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
08	167,79	79,13	0,19	1.876,23	158,85	0,00	679,99
09	40,27	473,60	0,06	26,74	447,76	0,00	13,37
10	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: autor.

Como se pode notar na tabela 05, os maiores índices estiveram presentes nos meses de fevereiro, março e agosto para o ano de 2018. Contudo, esse efeito se explica pelo fato de que os defeitos que ocasionaram tais índices de interrupção nesses meses foram de origem permanente e ocorreram nos pontos do sistema de recomposição onde não se tem a possibilidade de atuação do sistema, chamado ponto radial do circuito, que é o caso das interrupções nos equipamentos NAB48 e MAD20 no mês de fevereiro e agosto, respectivamente.

Os pontos onde o sistema não tem a possibilidade de reversão são os dois lados próximos ao religador automático normalmente aberto que nesse sistema é o religador NIC48. Pois na ocorrência de um defeito nesses pontos o sistema atuará, porém a reversão pela segunda fonte realizará o teste sob o defeito que ocasionou a própria atuação do sistema.

A figura 3.18 apresenta o diagrama Unifilar do sistema de recomposição automática *Loop-Scheme* CLM e CTX a fim de demonstrar os pontos cegos do sistema de recomposição automática.

Tabela 06 – Interrupções no *Loop-Scheme* em 2018.

Mês/2018	Σ (Cons x hora) do Sistema
01	1.771,68
02	10.024,48
03	12.416,68
04	1.740,08
05	1.670,80
06	0,05
07	0,00
08	2.962,18
09	1.001,80
10	-
11	-
12	-

Fonte: autor.

Os meses que tiveram os maiores somatórios de interrupções vezes o número de consumidores afetados pelas respectivas interrupções foram fevereiro com 10.024,48 cons x hora, março com 12.416,68 cons x hora e agosto com 2.962,18 cons x hora.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 COMPARAÇÃO GERAL E ESPECÍFICA

Esse capítulo apresenta o comparativo do Σ (cons x hora) de interrupções na área de abrangência geral do COD OES do ano de 2017 com o ano de 2018 e o comparativo específico do Σ (cons x hora) de interrupções no sistema *Loop-Scheme* de CLM e CTX, também entre os anos de 2017 com 2018.

4.1.1 Comparativo Geral de Interrupções de 2017 com 2018

A comparação do somatório de Unidade Consumidora – UC multiplicado pelo tempo da interrupção do ano de 2017 com o ano de 2018 se faz necessário para analisar o cenário geral de índices, pois pode se mensurar quantitativamente qual ano ou mês foi mais severo ou mais ameno no que se refere à quantidade de interrupções, tendo em vista que a maioria das interrupções é causada por causas externas como, condições de clima, tempestades com descargas atmosféricas e ambientais, como árvores que tocam ou caem nas redes de MT nesses eventos climáticos. Na tabela 07 tem-se a comparação do somatório dos índices de interrupção dos anos de 2017 com 2018 no período de apuração.

Tabela 07 – Comparação de Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná.

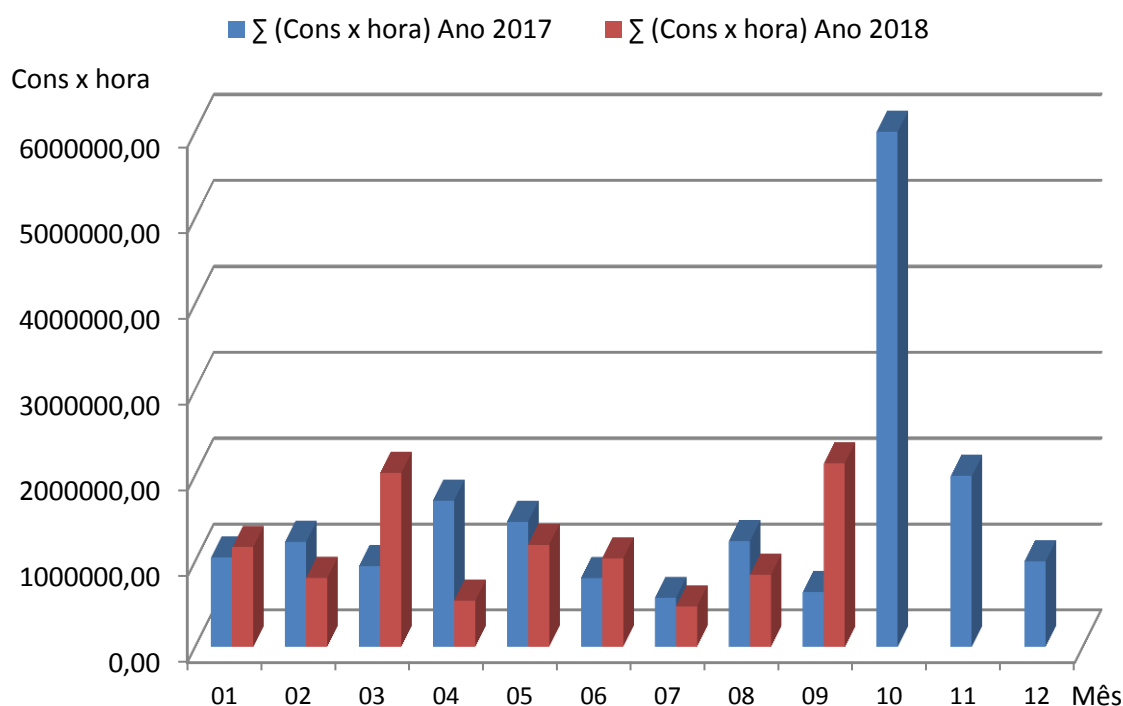
Mês	Σ (Cons x hora)	
	Ano 2017	Ano 2018
01	1.042.238,41	1.160.586,04
02	1.225.411,83	801.568,66
03	943.346,69	2.024.285,98
04	1.705.858,97	536.518,68
05	1.458.327,38	1.190.549,30
06	800.891,04	1.030.137,84
07	567.239,46	470.308,93
08	1.229.333,98	842.112,97
09	636.440,92	2.139.913,56
10	5.997.892,19	-
11	1.989.979,60	-
12	998.995,86	-

Fonte: autor.

O destaque da tabela 07 se dá pela comparação dos piores valores obtidos em 2017 com 2018. Sendo o mês de outubro de 2017 quase três vezes pior que o pior mês de 2017, setembro.

O gráfico 4.1 é formado pelos dados obtidos da tabela 07, para melhor compreensão e comparação dos valores mencionados.

Gráfico 4.1 Interrupções na abrangência oeste e sudoeste do Paraná.



Fonte: autor.

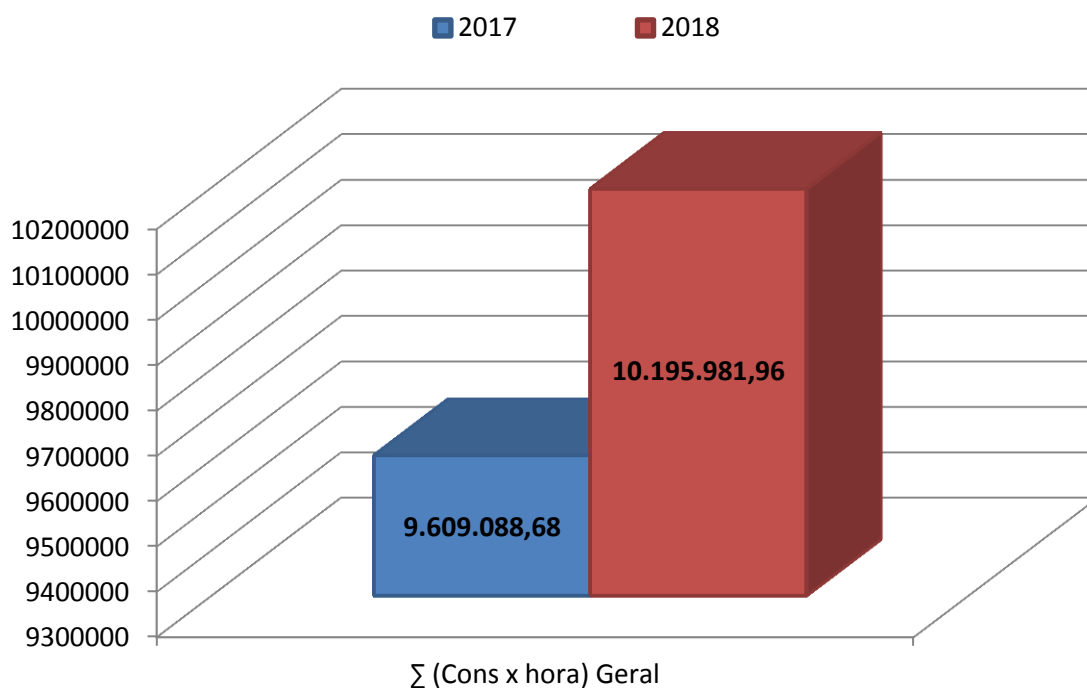
Na análise do gráfico 4.1 conclui-se que o mês com o maior índice de $\Sigma(\text{cons} \times \text{hora})$ é o mês de outubro de 2017, chegando num valor quase três vezes maior que o segundo mês mais afetado, setembro de 2018. Isso ocorre devido à mudança de estação no final do mês de setembro com o fim do inverno e início da primavera onde os eventos climáticos se apresentam com mais severidade na região sul do Brasil impactando o oeste e sudoeste do estado do Paraná e percebido pelo elevado número de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Também se podem comparar os índices $\Sigma(\text{cons} \times \text{hora})$ mês a mês do ano de 2017 com 2018, além do comparativo do mesmo período para cada ano específico.

O gráfico 4.2 a seguir apresenta a soma de todos os $\Sigma(\text{cons} \times \text{hora})$ afetados de toda a área de atuação do COD Oeste, nos meses de janeiro a setembro de 2017 comparando com o mesmo período do ano de 2018, quantificando o quão maior

foram às ocorrências de interrupção em 2018 com relação ao mesmo período do ano anterior, 2017.

Gráfico 4.2 Somatório de Interrupções no oeste e sudoeste do Paraná.



Fonte: autor.

O ano de 2018 teve no período apurado de janeiro a setembro, índices de 10.195.981,96 cons x hora, já para o mesmo período de apuração referente ao ano anterior, 2017, ocorreram 9.609.088,68 cons x hora de interrupções. Ou seja, o período apurado do ano de 2018 teve 586.893,28 cons x hora a mais com interrupção que o período apurado referente a 2017. O que nos dá um panorama geral da análise de interrupções no fornecimento de energia elétrica, concluindo que o ano de 2018 foi mais afetado que o ano de 2017 na comparação entre os mesmos meses para cada ano.

4.1.2 Comparativo específico do *Loop-Scheme* 2017 com 2018

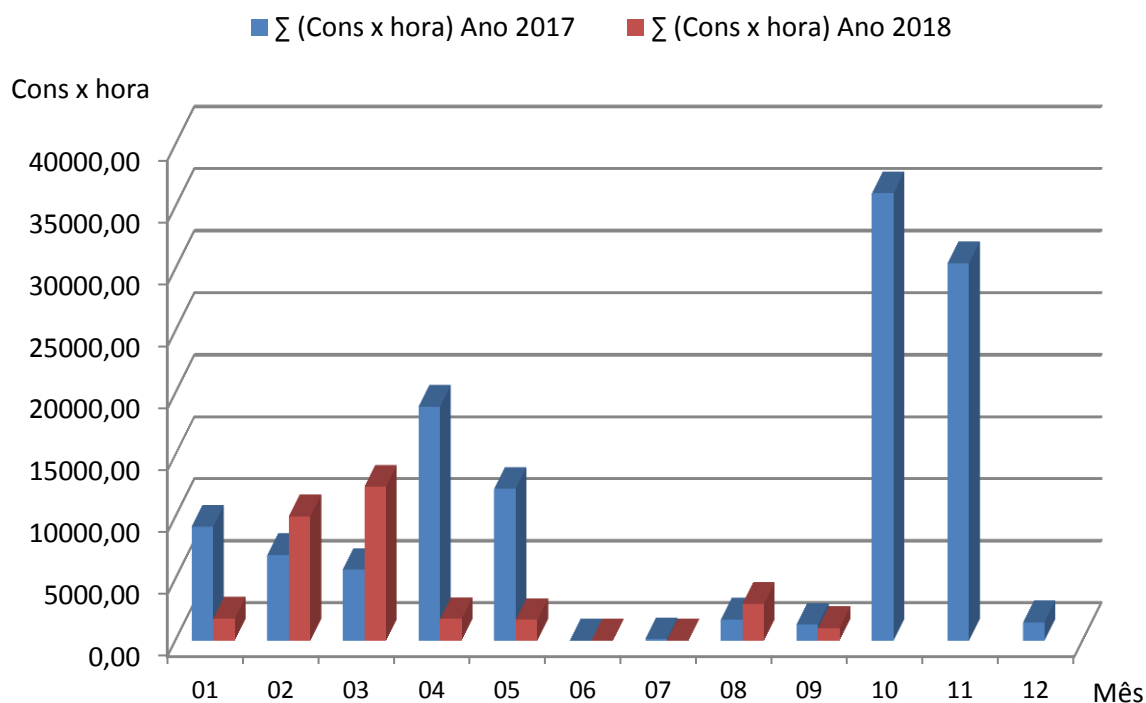
A tabela 08 apresenta o comparativo dos somatórios de interrupção dos anos de 2017 e 2018 apenas nos equipamentos que compõem o sistema *Loop-Scheme* e evidencia a diminuição dos índices na grande maioria dos meses apurados.

Tabela 08 – Interrupções no *Loop-Scheme* em 2017 e 2018.

Mês	Σ (Cons x hora)	
	Ano 2017	Ano 2018
01	9.187,58	1.771,68
02	6.900,72	10.024,48
03	5.717,57	12.416,68
04	18.866,81	1.740,08
05	12.251,41	1.670,80
06	1,98	0,05
07	109,92	0,00
08	1.698,95	2.962,18
09	1.287,01	1.001,80
10	36.070,62	-
11	30.421,79	-
12	1.468,66	-

Fonte: autor.

Com posse dos dados representados na tabela 08, se obteve o gráfico 4.3 para uma melhor visualização e comparação dos dados mês a mês em 2017 e 2018.

Gráfico 4.3 Interrupções no sistema *Loop-Scheme* CLM e CTX.

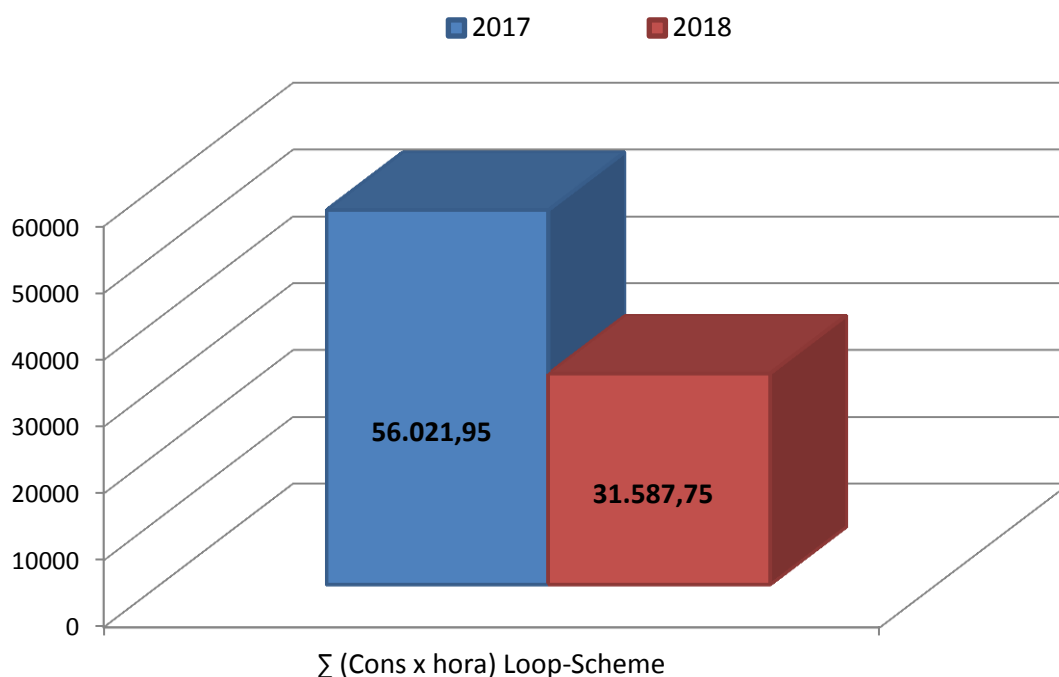
Fonte: autor.

A análise do gráfico 4.3 evidencia os seguintes pontos:

- A maioria dos meses apurados do ano de 2017 tiveram menores índices de interrupção, com exceção dos meses fevereiro, março e agosto.
- Os índices de interrupção referentes ao sistema *Loop-Scheme* manteve a tendência geral registrando o pior índice no mês de outubro.
- A comparação do mês de abril de 2017 com 2018 teve o melhor resultado e na sequência o mês de maio.
- Não houve atuação nos equipamentos que compõe o sistema nos meses de junho e julho de 2017 e 2018.
- Não está constando os dados referentes aos meses outubro, novembro e dezembro, pois a estratificação dos dados ocorreu anteriormente ao mês de outubro e logicamente esses índices não existiam.

Os pontos listados revelam melhora significativa em 2018 com relação a 2017, exceto nos meses fevereiro, março e agosto. Porém, ao analisar pontualmente os indicadores nesses meses, nota-se que as atuações ocorreram nos pontos onde o sistema de recomposição é vulnerável, ou seja, onde não existe a possibilidade de atuação automática.

O gráfico 4.4 apresenta a soma de todos os $\sum(\text{cons} \times \text{hora})$ dos consumidores atendidos exclusivamente pelo Sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, nos meses de janeiro a setembro de 2017 comparando com o mesmo período do ano de 2018, quantificando o quanto menor foram às ocorrências de interrupção em 2018 com relação ao mesmo período do ano anterior, 2017.

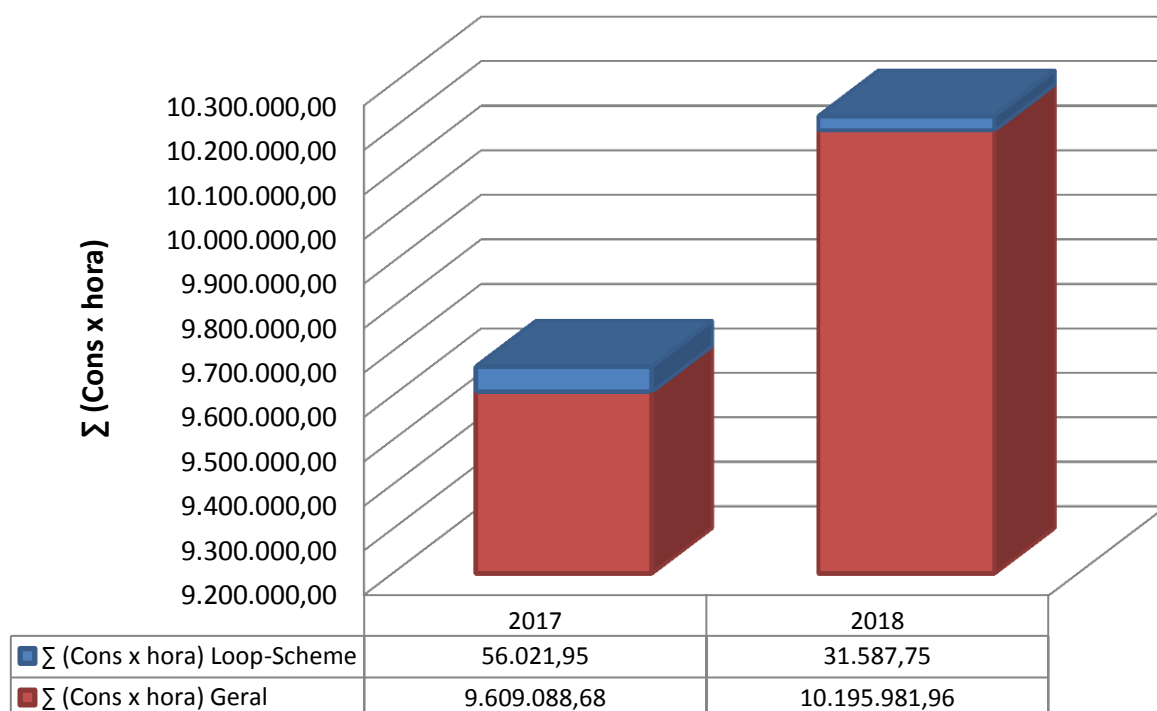
Gráfico 4.4 Somatório de Interrupções no Sistema *Loop-Scheme*.

Fonte: autor.

O ano de 2018 teve no período apurado de janeiro a setembro, índices de 31.587,75 cons x hora, já para o mesmo período de apuração referente ao ano anterior, 2017, ocorreram 56.021,95 cons x hora de interrupções. Ou seja, o período apurado do ano de 2018 teve 24.434,2 cons x hora a menos de interrupção que o período apurado referente a 2017. O que nos dá um panorama específico da análise de interrupções no fornecimento de energia elétrica, concluindo que o ano de 2018 foi menos afetado que o ano de 2017 na comparação entre os mesmos meses para cada ano.

4.1.3 Comparativo de interrupções gerais e específicas

A influência dos índices de interrupção do sistema *Loop-Scheme* no número total de interrupções ocorridas na área de atuação do COD Oeste pode ser comparada na análise do gráfico 4.5.

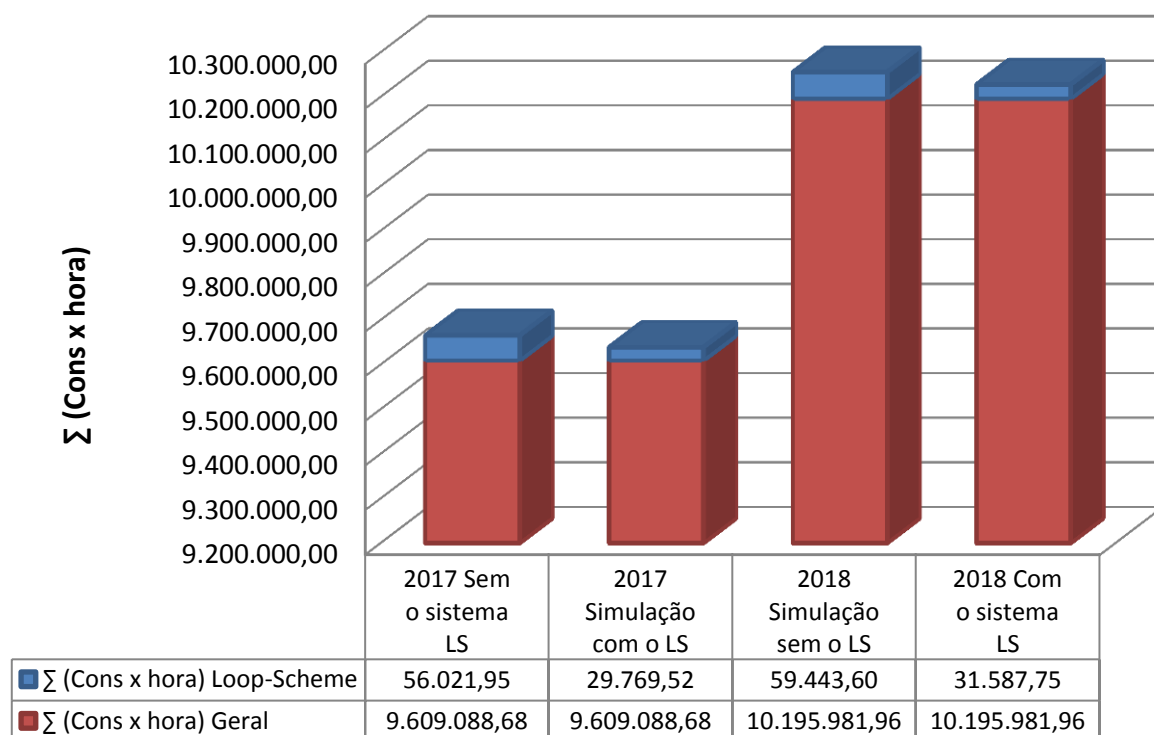
Gráfico 4.5 Influência de interrupções do *Loop-Scheme* no Geral.

Fonte: autor.

O número total de consumidor vezes o tempo de interrupção ocorridos no ano de 2017 foi de 9.609.088,68 cons x hora, sendo desse total, 56.021,95 cons x hora, ou 0,58% ocorridos nos equipamentos ou na rede de distribuição antes da instalação do sistema de recomposição *Loop-Scheme*.

O número total de consumidor vezes o tempo de interrupção ocorridos no ano de 2018 foi de 10.195.981,96 cons x hora, sendo desse total, 31.587,75 cons x hora, ou 0,31% ocorridos nos equipamentos ou na rede de distribuição após a instalação do sistema de recomposição *Loop-Scheme*. O que evidencia que após a entrada em operação do sistema de recomposição, diminuíram os índices de interrupção.

O gráfico 4.6 apresenta a influência do sistema *Loop-Scheme* nos índices de interrupções na área de abrangência do COD Oeste, nos anos de 2017 e 2018 e a simulação para o mesmo período, caso o sistema já estivesse em funcionamento em 2017, e também caso o sistema não estivesse em funcionamento no ano de 2018.

Gráfico 4.6 Simulação da Influência de interrupções do *Loop-Scheme* no Geral.

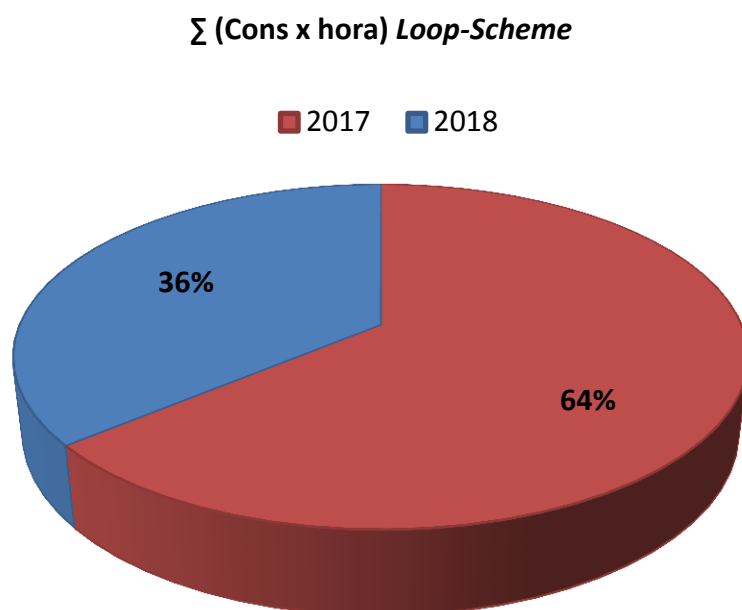
Fonte: autor.

Na análise do gráfico 4.6, ao supor que o sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, estivesse em funcionamento no ano de 2017, levando em consideração a redução apresentada no ano de 2018 do sistema em relação ao índice geral de interrupções, e analisando de forma linear. Os índices de 2017 seriam reduzidos de 56.021,95 cons x hora para 29.769,52 cons x hora. Ou seja, uma redução de 53,13% para o ano de 2017, caso o sistema estivesse em funcionamento nesse período.

Na suposição onde o sistema não estivesse em funcionamento em 2018, levando em consideração os valores apresentados no ano de 2017 do sistema em relação ao índice geral de interrupções, e analisando de forma linear, os índices de interrupção teriam um aumento de 31.857,75 cons x hora para 59.443,60 cons x hora. Ou seja, um aumento de 86,59% para o ano de 2018, caso o sistema não estivesse em funcionamento nesse período.

A quantificação percentual dos índices de interrupção de 2017 com 2018 após a entrada em operação do sistema de recomposição é demonstrada no gráfico 4.7.

Gráfico 4.7 Percentual do Σ (Cons x hora) *Loop-Scheme*.



Fonte: autor.

Na soma dos índices de interrupção entre os meses de janeiro e setembro do ano de 2017 com o mesmo período de 2018, os índices do ano de 2017 contribuíram com 64% do total de índices de interrupção. Já os de 2018 contribuíram com 36%, evidenciando uma melhora nos índices do ano de 2018 em relação aos do ano de 2017, após a implantação do sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*.

5 CONCLUSÃO

Pelo processo de busca de informações, aplicado no desenvolvimento deste trabalho, tornou-se evidente a eficiência das redes de distribuição dotadas de sistemas de recomposição automática do tipo *Loop-Scheme*. Pois reduzem os índices de interrupção, e aumentam a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Quanto ao sistema de recomposição automática *Loop-Scheme*, não somente o fato de que o sistema atue automaticamente isolando defeitos, mas também pelo próprio fracionamento da rede de distribuição que ocorre naturalmente na instalação do sistema, que conta com religadores automáticos dispostos em série ao longo da rede de distribuição primária.

Além da recomposição automática, onde os equipamentos atuam automaticamente na ocorrência de defeitos, os religadores que compõe o sistema podem ser operados voluntariamente, através sistema de automação SASE caso necessário, como ocorre em manobras de desligamento voluntário para a realização de manutenção preventiva na rede de distribuição, evitando o deslocamento de equipes e diminuindo o tempo das interrupções aos consumidores.

O trabalho demonstra que mesmo em um cenário geral de interrupções pior, que é o caso ocorrido no período apurado do ano de 2018 em relação ao ano de 2017, que o sistema proporcionou uma significativa redução nos índices de interrupção, quantificando a redução dos indicadores de interrupção avaliados.

O projeto evidencia os resultados, quanto à redução, dos indicadores de qualidade de distribuição energia de $\sum$ (cons x hora), demonstrando a viabilidade técnica da implantação do sistema em redes de distribuição com características semelhantes à analisada neste trabalho.

Como sugestão para trabalhos futuros, sugere-se um estudo da viabilidade econômica da implantação de sistemas de recomposição automática do tipo *Loop-Scheme* em redes de distribuição, levando em consideração os custos da implantação e o retorno financeiro ocasionado pela diminuição dos índices de interrupção, para a concessionária de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/módulo-8>>. Acesso em: 10 abr. 2018.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/módulo-1>>. Acesso em: 30 mai. 2018.

_____. **Regulação dos Serviços de Distribuição: Distribuição**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 08 abr. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 6935/1985: Secionador, Chaves de Terra e Aterramento Rápido**. Brasil, 1985.

BALBINOT, Alexandre; BRUSAMARELLO, Valner João. **Instrumentos e Fundamentos de Medidas**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Ltda., 2000.

BRASIL. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE. . **A Distribuição de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 10 maio 2018.

BRITO, M.L.S.; CASTRO, P.M. Viabilidade Econômica de Redes de Distribuição Protegidas. Revista da Sociedade Brasileira de Arborização Urbana, São Paulo, v. 2, n. 1, 2007.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas: Definições**. 2014. Disponível em: <encurtador.com.br/tuvKU>. Acesso em: 09 abr. 2018.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL. **Manual de Instrução Técnica – MIT 160801: Operação de Redes de Distribuição**. 2016. Disponível em: <encurtador.com.br/ipuCP>. Acesso em: 09 abr. 2018.

_____. **Manual de Instrução Técnica – MIT 160802: Operação de Redes de Distribuição**. 2016. Disponível em: <encurtador.com.br/ipuCP>. Acesso em: 10 abr. 2018.

_____. **Manual de Instrução Técnica – MIT 160805: Operação de Redes de Distribuição**. 2016. Disponível em: <encurtador.com.br/ipuCP>. Acesso em: 15 abr. 2018.

_____. **Manual de Instrução Técnica – MIT 160813: Operação de Redes de Distribuição**. 2016. Disponível em: <encurtador.com.br/ipuCP>. Acesso em: 20 mai. 2018.

_____. **Manual de Instrução Técnica – MIT 160815:** Operação de Redes de Distribuição. 2016. Disponível em: <encurtador.com.br/ipuCP>. Acesso em: 28 mai. 2018.

_____. **NORMA TÉCNICA COPEL - NTC:** Projetos de Redes de Distribuição Compacta Protegida. 3 ed. Curitiba, 2013. Disponível em: <encurtador.com.br/nruL5>. Acesso em: 01 jun. 2018.

COOPER POWER SYSTEM. **Religadores Kyle Form 6 Controle de Religador Baseado em Microprocessador:** Guia de Programação. Waukesha: Institute Of Electrical and Electronics Engineers, 2008.

CORTES, L. **COPEL Instala Rede Compacta para Diminuir Desligamentos e Podas Drásticas de Árvores. Paraná TV, Curitiba.** Disponível em: <encurtador.com.br/ilr27>. Acesso em: 20 abr. 2018.

FERREIRA, Flávio Arthur Leal. **METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS ASSIMÉTRICAS E NÃO BALANCEADAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** 2010. 144 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

GUTH, Thiago Freire. **Avaliação da Implantação de Sistemas de Recomposição Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** 2013. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão – SE, 2013.

JORNAL DO SUDOESTE: CEMIG instala religadores de energia em Paraíso e região. São Sebastião do Paraíso, Mg, 10 ago. 2017. Disponível em: <http://www.jornaldosudoeste.com.br/noticia.php?noticia=1545>. Acesso em: 25 abr. 2018.

KAGAN, Nelson; DE OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** (1a ed.) Edgard Blücher, São Paulo, 2005.

_____. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** (3a ed.) Edgard Blücher, São Paulo, 2005.

LIMA, Moisés Gomes de. **Apostila de Redes de Distribuição.** Cedro: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, 2011.

MAMEDE Filho, João. **Manual de Equipamentos Elétricos.** 2011. 3 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MORE: **Mecanismo online para referências,** versão 2.0. Florianópolis: UFSC Rexlab, 2013. Disponível em: <http://www.more.ufsc.br/>. Acesso em: 26 abr. 2018.

MORELATO, André Luiz; MONTICELLI, Alcir. ***Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration***. Campinas, SP: Lee Transactions on Power Delivery, 1989.

RAMOS, M.; RAVANELLO, H.; SARAIVA, D, P. **Estudo de Topologia de Redes de Média Tensão com foco em desempenho de Indicadores de Continuidade**. Em: SENDI 2014 XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Santos, SP, 2014.

RIBEIRO, A. L. **Benefícios da Rede de Distribuição Aérea Compacta 15kv**. 2008. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO, 2008. Disponível em:<<http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/1592.pdf>>. Acesso em: 01 fev. 2018.

SILVA, José Luiz da et al. Recomposição de Redes de Distribuição de Energia Elétrica a partir de Técnicas de Chaveamento: Revisão e Proposição. **Energias Renováveis em um Continente em Desenvolvimento**, Montevideu, p.337-343, 03 maio 2012.

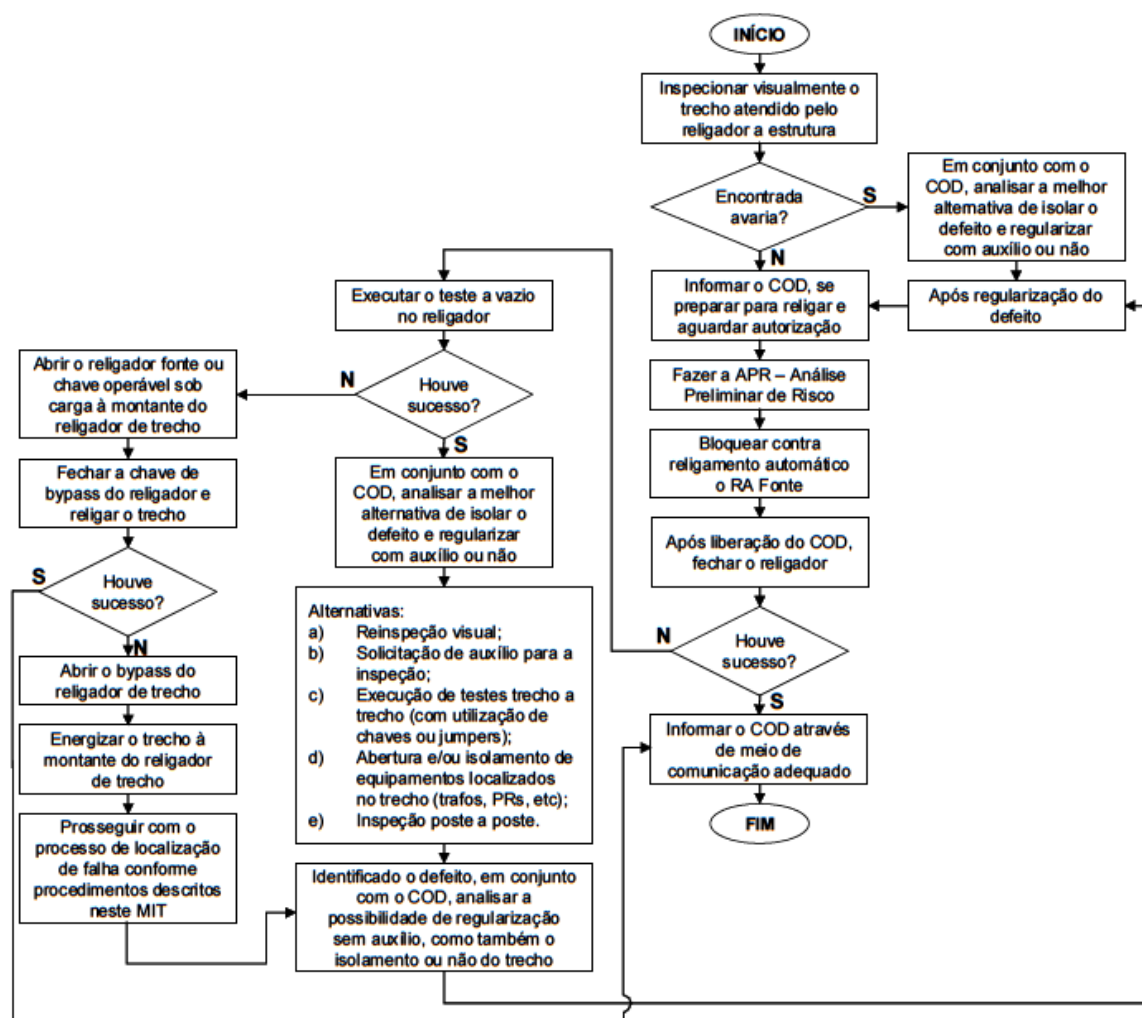
ANEXO A

Fluxograma: Diretrizes para localização de falhas em redes do sistema de distribuição em religador de trecho urbano.

 COPEL	MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS – MIT				
	Título:	Operação de Redes de Distribuição	Título	Módulo	Folha
	Módulo:	Diretrizes para Localização de Falhas em Redes do Sistema de Distribuição com Tensão Igual ou Inferior a 34,5 kV	08	02	34/40
			Versão	Data	
			06	23/06/2016	

7.4. Desligamento de Religador de Trecho

7.4.1. Religador Localizado em Área Urbana

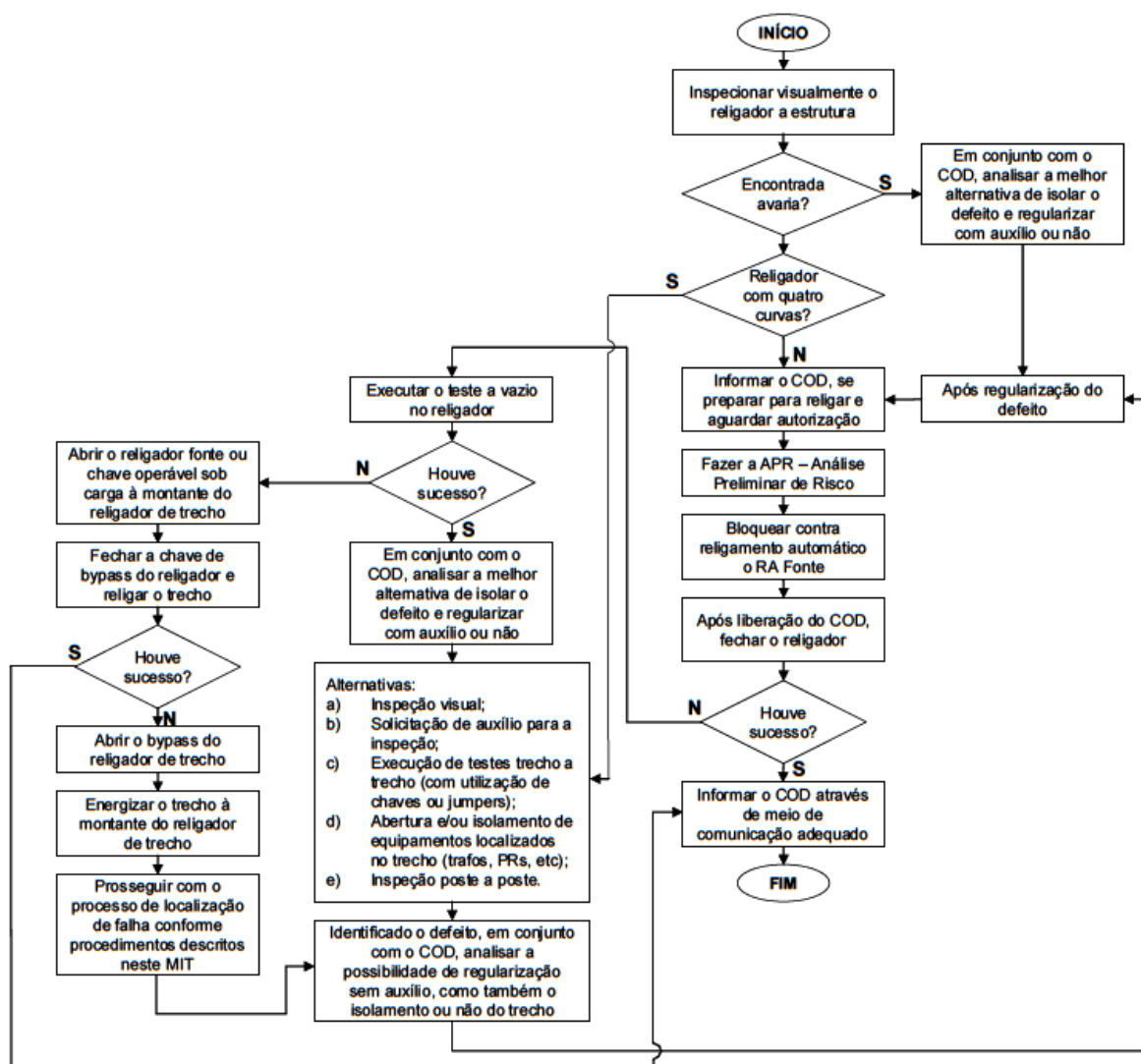


ANEXO B

Fluxograma: Diretrizes para localização de falhas em redes do sistema de distribuição em religador de trecho rural.

 COPEL	MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS – MIT				
	Título:	Operação de Redes de Distribuição	Título	Módulo	Folha
	Módulo:	Diretrizes para Localização de Falhas em Redes do Sistema de Distribuição com Tensão Igual ou Inferior a 34,5 kV	08	02	35/40
			Versão	Data	
			06	23/06/2016	

7.4.2. Religador Localizado em Área Rural



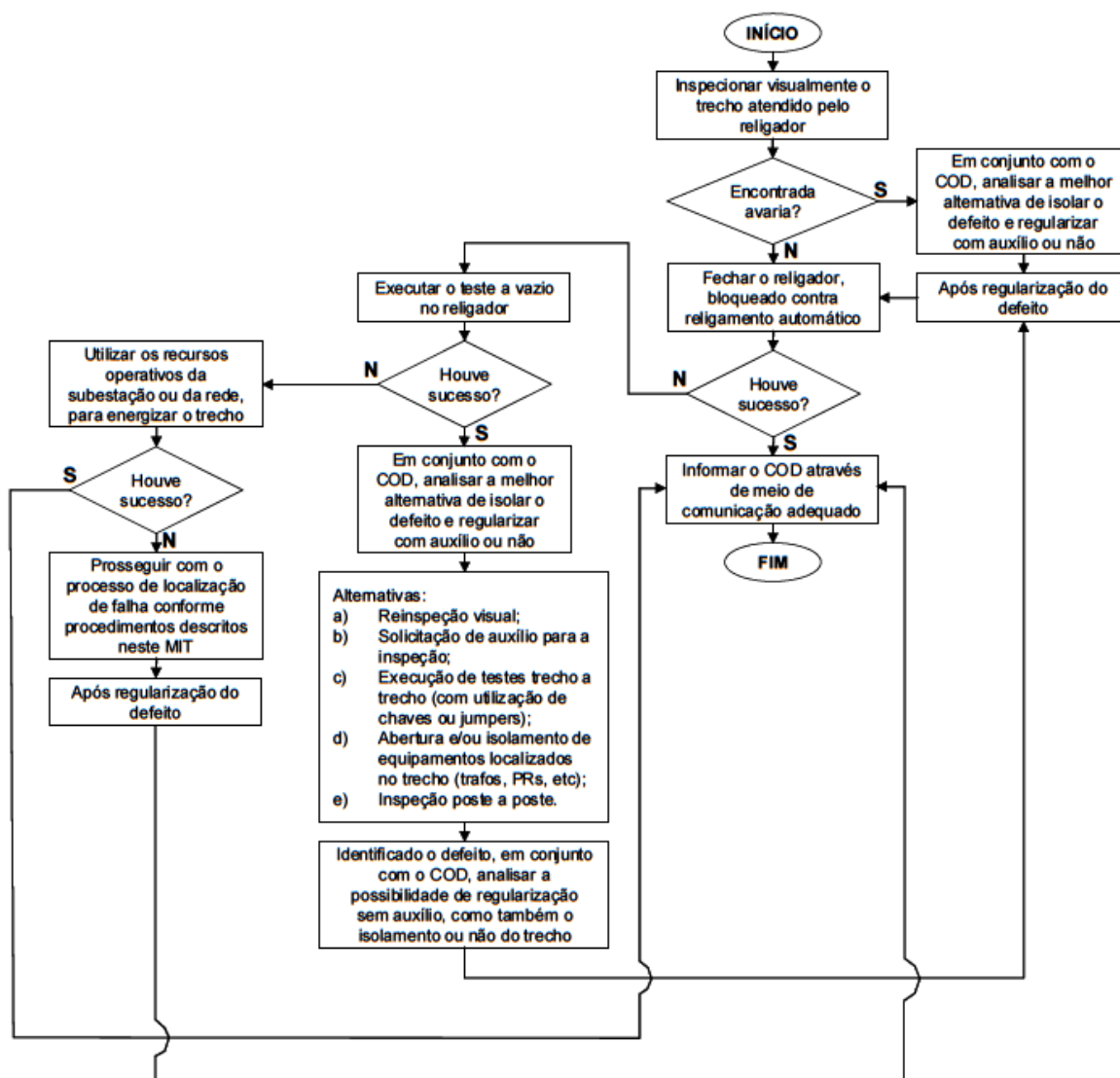
ANEXO C

Fluxograma: Diretrizes para localização de falhas em redes do sistema de distribuição em religador de subestação urbano.

 COPEL	MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS – MIT				
	Título:	Operação de Redes de Distribuição	Título	Módulo	Folha
	Módulo:	Diretrizes para Localização de Falhas em Redes do Sistema de Distribuição com Tensão Igual ou Inferior a 34,5 kV	08	02	36/40
			Versão	Data	
			06	23/06/2016	

7.5. Desligamento de Religador de Subestação

7.5.1. Religador de Circuito Urbano

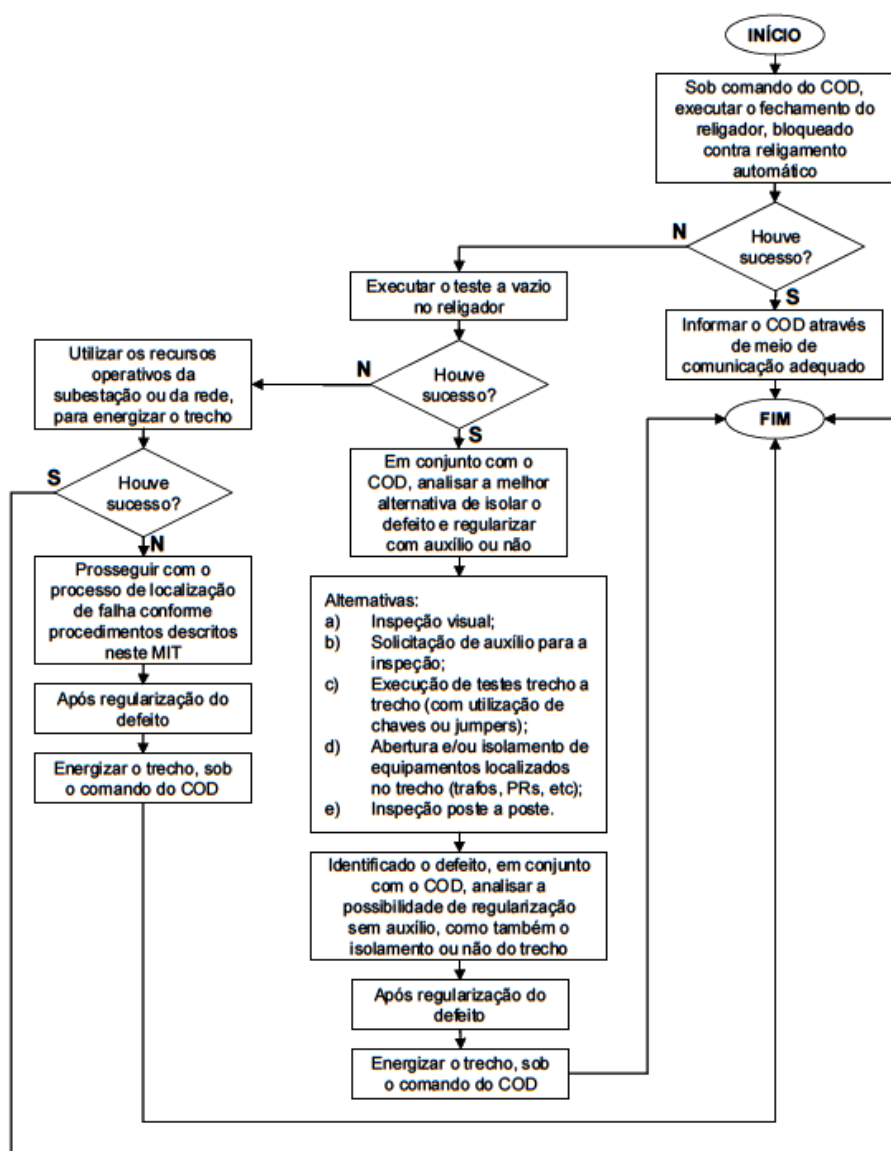


ANEXO E

Fluxograma: Diretrizes para localização de falhas em redes do sistema de distribuição em religador de subestação rural.

 COPEL	MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS – MIT				
	Título:	Operação de Redes de Distribuição	Título	Módulo	Folha
			08	02	38/40
	Módulo:	Diretrizes para Localização de Falhas em Redes do Sistema de Distribuição com Tensão Igual ou Inferior a 34,5 kV	Versão		Data
			06	23/06/2016	

7.5.3. Religador de Circuito Rural



ANEXO F

Quadro: Lista de municípios atendidos pelo COD Oeste da regional de Cascavel. Regiões Oeste e Sudoeste e parte do Centro-Sul do estado do Paraná.

Municípios atendidos pelo COD Oeste		
Ampére	Francisco Beltrão	Pinhal de São Bento
Anahy	Goioxim	Planalto
Assis Chateaubriand	Guaíra	Porto Barreiro
Barracão	Guaraniaçu	Pranchita
Bela Vista da Caroba	Honório Serpa	Quatro Pontes
Boa Esperança do Iguaçu	Ibema	Quedas do Iguaçu
Boa Vista da Aparecida	Iguatu	Ramilândia
Bom Jesus do Sul	Iracema do Oeste	Realeza
Bom Sucesso do Sul	Itaipulândia	Renascença
Braganey	Itapejara do Oeste	Reserva do Iguaçu
Cafelândia	Jesuítas	Rio Bonito do Iguaçu
Campo Bonito	Laranjeiras do Sul	Salgado Filho
Candói	Lindoeste	Salto do Lontra
Cantagalo	Manfrinópolis	Santa Helena
Capanema	Mangueirinha	Santa Izabel do Oeste
Capitão Leônidas Marques	Marechal Cândido Rondon	Santa Lúcia
Cascavel	Mariópolis	Santa Tereza do Oeste
Catanduvas	Maripá	Santa Terezinha de Itaipu
Céu Azul	Marmeleiro	Santo Antônio do Sudoeste
Chopinzinho	Marquinho	São João
Clelândia	Matelândia	São Jorge do Oeste
Corbélia	Medianeira	São José das Palmeiras
Coronel Domingos Soares	Mercedes	São Miguel do Iguaçu
Coronel Vivida	Missal	São Pedro do Iguaçu
Cruzeiro do Iguaçu	Nova Aurora	Saudade do Iguaçu
Diamante Do Oeste	Nova Esperança do Sudoeste	Serranópolis do Iguaçu
Diamante do Sul	Nova Laranjeiras	Sulina
Dois Vizinhos	Nova Prata do Iguaçu	Terra Roxa
Enéas Marques	Nova Santa Rosa	Toledo
Entre Rios do Oeste	Ouro Verde do Oeste	Três Barras do Paraná
Espigão Alto do Iguaçu	Palmas	Tupãssi
Flor da Serra do Sul	Palotina	Vera Cruz do Oeste
Formosa do Oeste	Pato Bragado	Verê
Foz do Iguaçu	Pato Branco	Virmond
Foz do Jordão	Pérola do Oeste	Vitorino

Fonte: Governo do estado do Paraná, adaptado pelo autor.