

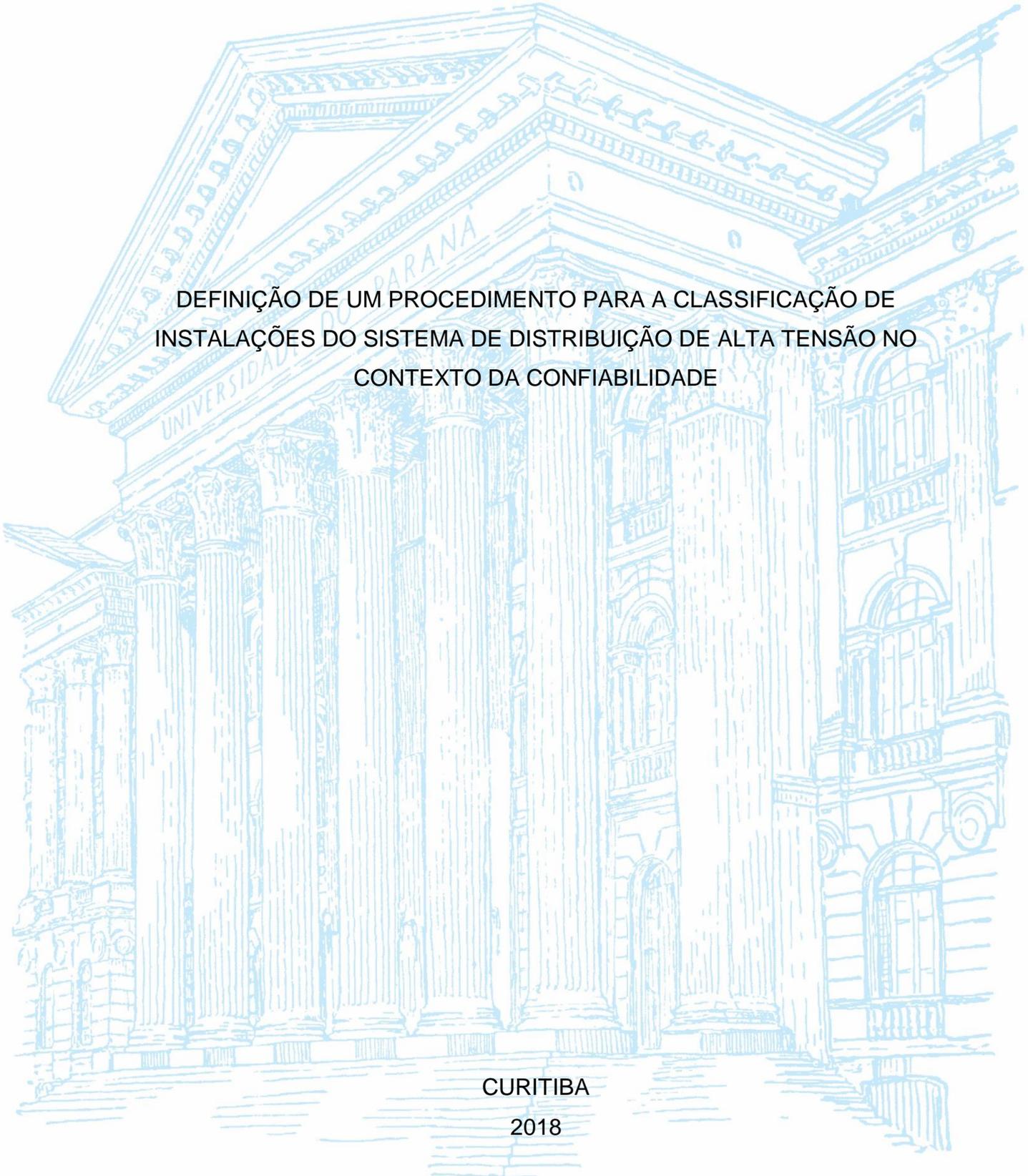
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

WENDY CORRÊA SANTO

DEFINIÇÃO DE UM PROCEDIMENTO PARA A CLASSIFICAÇÃO DE
INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO NO
CONTEXTO DA CONFIABILIDADE

CURITIBA

2018



WENDY CORRÊA SANTO

DEFINIÇÃO DE UM PROCEDIMENTO PARA A CLASSIFICAÇÃO DE
INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO NO
CONTEXTO DA CONFIABILIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista do curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Mateus Duarte Teixeira

Coorientador: Eng. M.Sc. Rodrigo Antônio Peniche

CURITIBA

2018

À toda minha família, em especial meus pais, Maria e José Milton e minha irmã Maihury por serem a base de tudo em minha vida, pelo apoio nas horas mais difíceis e por todo amor incondicional.

A minha finada avó Luiza, por me ensinar o que é o amor verdadeiro, descanse em paz.

Aos meus amigos Felipe, Jader, Rafael, Robert e Thiago por todos os momentos vividos durante a graduação que com certeza tornaram essa caminhada mais leve.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por ter me capacitado, por me colocar ao lado de pessoas incríveis, por estar presente durante todos os momentos dos tristes aos mais felizes de minha vida.

Aos meus pais, por todo o suporte, por toda paciência, por investirem e acreditarem em mim.

À minha irmã, pelo companheirismo de sempre, por estar sempre do meu lado e me apoiar nas minhas escolhas.

Aos meus amigos mais chegados que irmãos. Seria injusto citar nomes pois certamente esqueceria de alguém, vocês foram peças fundamentais na minha vida e me ajudaram de diversas maneiras durante essa caminhada.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Elétrica e todos seus professores e funcionários pelos anos vividos, pelos conhecimentos repassados e por me motivarem a ser um profissional melhor dia após dia.

Meus agradecimentos ao meu orientador Dr. Mateus Duarte Teixeira, por todo conhecimento repassado e por me motivar a buscar meu melhor na elaboração deste trabalho.

À todos meus colegas do DPLD da COPEL DIS, que durante esse ano me mostraram como o mundo da engenharia é incrível e por me repassarem com muita boa vontade e entusiasmo um pouco de seus conhecimentos.

Agradeço especialmente ao meu co-orientador e supervisor de estágio MSc. Rodrigo Antônio Peniche por ter aceitado de prontidão me orientar e por não medir esforços para buscar o melhor para o desenvolvimento deste trabalho.

Finalmente, agradeço à COPEL DIS por disponibilizar todos os recursos que me foram necessários para a realização deste trabalho.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.” (Albert Einstein)

RESUMO

O presente trabalho baseia-se no estudo da confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência utilizando a análise probabilística. A adoção deste método permite analisar estatisticamente as chances de uma instalação ser submetida a uma falha e por consequência sair de operação. A análise estatística permite relacionar diversos fatores que contribuem para a probabilidade de uma linha/instalação sair de operação, são eles: a localização geográfica, comprimento da linha, configuração do sistema, número de transformadores, dentre outros. A metodologia utilizada desenvolveu-se na utilização de análise probabilísticas dos elementos do sistema de distribuição de alta tensão da COPEL, além da análise da disponibilidade de medidas de contorno disponíveis nas instalações, dentre elas: remanejamento de carga via média tensão, manobras na rede de alta tensão, operação de transformadores em paralelo. Para a realização do trabalho, foram levantados dados de desligamentos das linhas e transformadores de 69/138 kV da COPEL DIS, com estes dados, foram calculadas as taxas de falha e tempo de reparo de cada linha e transformador do sistema. Após esta etapa, as instalações foram classificadas de acordo com o nível de confiabilidade. Com os resultados em mãos, foram propostas obras estruturais no sistema com objetivo de melhorar os indicadores de confiabilidade propostos no trabalho. O objetivo do trabalho envolve dispor ferramentas para os setores de planejamento da expansão no tocante da análise de priorização de obras de reforço no sistema, bem como na elaboração de estudos de expansão, como novos empreendimentos em pontos críticos do sistema. Os resultados do trabalho foram satisfatórios pois puderam elencar o grau de risco de cada instalação, além de fornecer informações pertinentes para estudos acerca de priorização de obras de expansão do sistema de distribuição de alta tensão da concessionária local.

Palavras-chave: Confiabilidade; Planejamento da Expansão; Sistema de Distribuição de Alta tensão.

ABSTRACT

The present work is based on the reliability study of Electric Power Systems using probabilistic analysis. The adoption of this method allows to statistically analyze the chances of an installation being subjected to a failure and consequently to leave operation. Statistical analysis allows us to relate several factors that contribute to the probability of a line / installation going out of operation, such as: geographic location, line length, system configuration, number of transformers, among others. The methodology used was based on the use of probabilistic analysis of the elements of the high-voltage distribution system of COPEL, as well as the analysis of the availability of contour measures available in the installations, among them: load transfer via medium voltage, high voltage, operation of transformers in parallel. To perform the work, data of disconnections of lines and transformers of 69/138 kV of COPEL DIS were collected, with these data, the failure rates and repair time of each line and transformer of the system were calculated. After this step, the facilities were classified according to the level of reliability. With the results in hand, structural works were proposed in the system with the objective of improving the reliability indicators proposed in the work. The objective of this work is to provide tools for the expansion planning sector in the analysis of prioritization of system reinforcement works, as well as in the elaboration of expansion studies, such as new projects at critical points in the system. The results of the work were satisfactory since they could list the degree of risk of each installation, as well as providing pertinent information for studies about prioritization of expansion works of the local utility high voltage distribution system.

Keywords: Reliability; Expansion Planning; High Voltage Distribution System.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - CURVAS CUSTO ANUAL X CONFIABILIDADE DO SISTEMA.	17
FIGURA 2 - TIPOS DE ESTUDOS DE CONFIABILIDADE: a) específicos; b) integrados.	21
FIGURA 3 -NÍVEIS HIERÁRQUICOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	22
FIGURA 4 - MODELO DE MARKOV.....	23
FIGURA 5 - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA	30
FIGURA 6 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DE CURITIBA	32
FIGURA 7 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DE MARINGÁ	32
FIGURA 8 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DA SE REALEZA 138 kV	33
FIGURA 9 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO LITORÂNEA DO PARANÁ	34
FIGURA 10 - SE COM BARRA DE CARGA COM UM TRANSFORMADOR.....	34
FIGURA 11 - SE COM BARRA DE CARGA COM DOIS TRANSFORMADORES	35
FIGURA 12 - SE COM UMA FONTE DE ALIMENTAÇÃO (RADIAL).....	36
FIGURA 13 - SE COM DUAS OU MAIS FONTES DE ALIMENTAÇÃO	36
FIGURA 14 - INTERLIGAÇÕES DO SISTEMA DE SDAT E SDMT.....	38
FIGURA 15 - DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO LARANJEIRAS DO SUL 138 kV.....	40
FIGURA 16 - DIAGRAMA EM TEMPO REAL DO BARRAMENTO DE 13,8 kV.....	41
FIGURA 17 - DIAGRAMA EM TEMPO REAL DO BARRAMENTO DE 34,5 kV.....	41
FIGURA 18 - VISTA FRONTAL DA SE SENGÉS 138 kV	43
FIGURA 19 - VISTA AÉREA DA SE SENGÉS 138 kV	43
FIGURA 20 - DIAGRAMA UNIFILAR DA SE SENGÉS 138 kV.....	45
FIGURA 21 - VISTA AÉREA DA SE ALTÔNIA 138 kV	48
FIGURA 22 -DIAGRAMA UNIFILAR DA SE ALTÔNIA 138 kV	49

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT JAGUARIAÍVA – SENGÉS 138 kV.	46
GRÁFICO 2 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.	46
GRÁFICO 3 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.	47
GRÁFICO 4 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT ALTÔNIA – GUAÍRA 138 kV.	50
GRÁFICO 5 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT ALTÔNIA – UMUARAMA 138 kV.	51
GRÁFICO 6 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.	51
GRÁFICO 7 - CLASSIFICAÇÃO DA SE ALTÔNIA 138 kV.	53

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - REMANEJAMENTO DE CARGAS	52
--	----

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - DADOS DO TF-1 DA SE SENGÉS 138 kV	44
TABELA 2 - PARÂMETROS DE FALHA SE SENGÉS 138 kV	45
TABELA 3 - DADOS DO TF-1 DA SE ALTÔNIA 138 kV.....	48
TABELA 4 - PARÂMETROS DE FALHA SE ALTÔNIA 138 kV.....	49
TABELA 5 - DADOS DO TF-2 DA SE TAMOIO 138 kV	53

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
COD	- Centro de Operações da Distribuição
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia Elétrica
COPEL DIS	- COPEL Distribuição
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DM	- Demanda Máxima Verificada
ENS	- Energia Não Distribuída
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FUS	- Fator de Utilização da Subestação
IAS	- Índice de Aproveitamento de Subestações
LDAT	- Linha de Distribuição de Alta Tensão
MT	- Média Tensão
NA	- Normalmente Aberta
NBR	- Norma Brasileira
PRODIST	- Procedimentos da Distribuição
PTI	- Potência Total Instalada
SDAT	- Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	- Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	- Subestação
SEP	- Sistema Elétrico de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

λ - taxa média de falha

μ - tempo médio de reparo

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 JUSTIFICATIVA	17
1.2 OBJETIVOS	18
1.2.1 Objetivo geral	18
1.2.2 Objetivos específicos.....	18
1.3 METODOLOGIA.....	19
2 REVISÃO DE LITERATURA	20
2.1 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	20
2.1.1.1 MÉTODOS DE MARKOV	23
2.1.1.2 DEC/FEC E INDICADORES DE CONFIABILIDADE	24
2.1.1.3 MÉTODO DETERMINÍSTICO (N-1) E MÉTODOS PROBABILÍSTICOS.....	26
3 PROPOSTA DE CLASSIFICAÇÃO DE INSTALAÇÕES NO CONTEXTO DA CONFIABILIDADE.....	28
3.1 CONTEXTO	28
3.2 TAXA MÉDIA DE FALHA	28
3.3 TEMPO MÉDIO DE REPARO.....	29
4 MATERIAL E MÉTODOS	29
4.1 FAMÍLIAS DE SUBESTAÇÕES	31
4.2 VIABILIDADE DE REMANEJAMENTO DE CARGA	37
4.2.1 REMANEJAMENTO VIA MÉDIA TENSÃO	38
4.2.2 REMANEJAMENTO VIA TRANSFORMADORES DE CARGA.....	40
4.3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	42
5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	42
5.1 ESTUDO DE CASO	43
5.2 REFLEXO DE OBRAS PARA MELHORIA DA CONFIABILIDADE	54
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	57
6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	57
REFERÊNCIAS.....	59

1 INTRODUÇÃO

Com o decorrer dos anos, especialmente na última década, pela influência do progresso econômico do país, a demanda de energia elétrica sofreu um aumento considerável, e acompanhado desse crescimento, surge a preocupação em manter dentro dos parâmetros exigidos, a disponibilidade e qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores.

Para assegurar a disponibilidade da energia elétrica, é necessário que diversos estudos na área de Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição sejam realizados. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabelece através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, que as áreas de planejamento da expansão das distribuidoras adotem como premissas em seus estudos os seguintes critérios: critérios de carregamento para operação em regime normal ou contingência, tensão de operação, qualidade do produto e serviço, confiabilidade, viabilidade econômica e viabilidade ambiental.

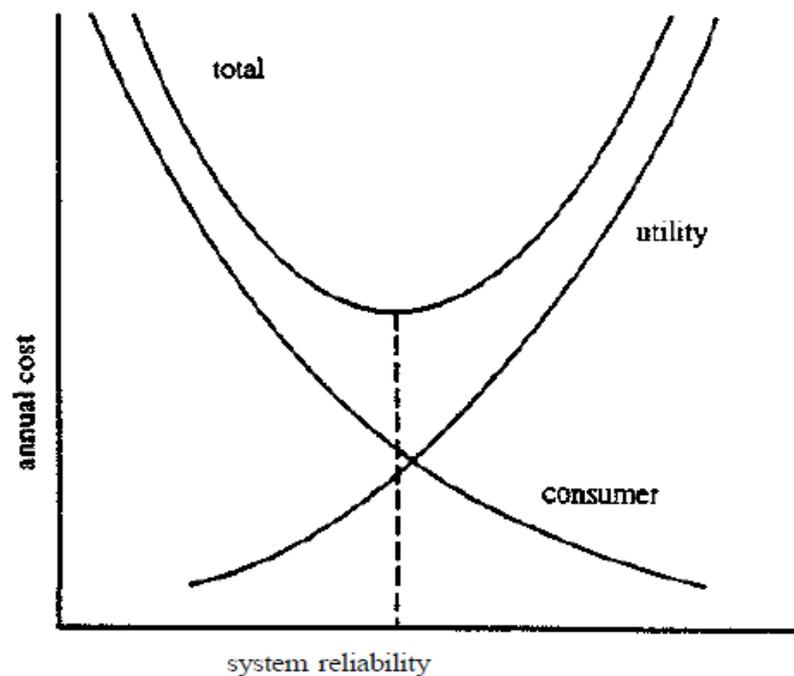
No contexto da confiabilidade, a ANEEL estabelece que os estudos que englobam este tema sejam capazes de permitir a avaliação dos riscos do não atendimento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão, denominado SDAT, além de possibilitar a verificação de quais contingências podem ocasionar em corte de carga e por consequência, influenciar diretamente nos indicadores de continuidade do sistema.

Diante do desafio de manter a continuidade do atendimento de carga, mesmo em condições adversas, o estudo da confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, denominado SEP, torna-se indispensável para as áreas de planejamento da expansão, tendo em vista que as ocorrências no SDAT podem impactar significativamente nos índices de qualidade estabelecidos no PRODIST Módulo 8 – Qualidade de Energia.

A análise da confiabilidade permite o diagnóstico e prevenção de eventuais cortes de carga ocasionados por falhas nos principais componentes que envolvem o SEP. Para o estudo de expansão, pode se tornar uma importante ferramenta para a solução de problemas estruturais além de melhorar a assertividade de um investimento no sistema de distribuição.

Billinton e Allan (1996) ressaltam em seu trabalho que, o grande desafio para áreas de planejamento da expansão trata-se de conciliar o investimento que garante um bom nível de confiabilidade com o menor custo global. É necessário que a distribuidora encontre um ponto em que investir na melhoria do sistema compense os custos relacionados à compensações financeiras por motivos de interrupções. A FIGURA 1 a seguir traz ilustração esse dilema.

FIGURA 1 - CURVAS CUSTO ANUAL X CONFIABILIDADE DO SISTEMA.



FONTE: BILLINTON E ALLAN (1996).

1.1 JUSTIFICATIVA

Historicamente, as concessionárias de energia contemplaram a confiabilidade nos estudos de expansão de redes através de análises determinísticas, nas quais as instalações que perfazem o sistema elétrico de potência, independentemente das características físicas, grau de exposição e vida útil, são consideradas como tendo a mesma possibilidade de falha. Não obstante tal análise atinja o propósito de garantir que quaisquer contingências do sistema não afetarão o

bom desempenho da rede elétrica, o custo para a implantação dos reforços oriundos da análise determinística é elevado.

Por outro lado, os cenários atuais direcionam para o uso cada vez mais racional dos recursos financeiros, dado que os concessionários de distribuição de energia, pelo atual modelo regulatório, são direcionados a gestões de ativos e de custos austeras. Neste contexto, a utilização de recursos financeiros de forma prudente, priorizando obras que trazem maiores benefícios para o sistema, traduz-se como melhor alternativa para a gestão de empresas distribuidoras.

É nesta temática que o presente trabalho de conclusão de curso encontra seu amparo, tendo em vista que a classificação de instalações elétricas do sistema de distribuição de alta tensão quanto à confiabilidade, torna a definição de obras de reforço mais assertiva. Da mesma forma, a inserção de estudos probabilísticos de confiabilidade em detrimento ao atual modelo determinístico permite diferenciar as instalações no que tange ao grau de susceptibilidade a cortes de carga, fato que garante o direcionamento de recursos seja dirigida, prioritariamente, as regiões cujos sistemas de suprimento sejam menos robustos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em desenvolver um procedimento para a análise da confiabilidade do Sistema de Distribuição de Alta Tensão do Paraná utilizando o método probabilístico.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho consistem em:

- Obter a partir do banco de dados da COPEL DIS os dados sobre os desligamentos de linhas de 138/69 kV e transformadores das instalações de alta tensão;
- Calcular a taxa de falha e o tempo de reparo das linhas e transformadores do Sistema de Distribuição de Alta Tensão da COPEL DIS;

- Determinar, adotando o método probabilístico, o nível de confiabilidade das Instalações de Alta Tensão;
- Classificar as instalações no contexto da confiabilidade;
- Propor obras estruturais para melhoria do índice de confiabilidade;
- Comparar resultados obtidos através do método convencional (método determinístico) x método probabilístico;
- Avaliar o impacto da confiabilidade do SDAT nos índices de continuidade.

1.3 METODOLOGIA

A primeira etapa do projeto consiste na busca e análise de artigos científicos relacionados à confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência, em especial no contexto do planejamento de expansão do Sistema de Distribuição de Alta Tensão.

Em seguida, será realizado um estudo acerca do tema envolvendo aspectos regulatórios como os índices DEC/FEC e os métodos de análise de confiabilidade.

A próxima etapa consistirá em apresentar a proposta do trabalho, elencando os principais parâmetros necessários para determinar a confiabilidade do sistema proposto.

Em seguida será realizada a etapa de desenvolvimento do trabalho, que consiste em escolher algumas instalações do sistema da COPEL DIS e adotar o método probabilístico de análise de confiabilidade em conjunto com a análise da disponibilidade de medidas de contorno que a instalação oferece.

A seguir, serão propostas obras estruturais para as instalações escolhidas e com isso serão analisados os reflexos dessas obras nos índices de confiabilidade das instalações da COPEL DIS.

Por fim, a etapa final consistirá na entrega e apresentação do Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A confiabilidade do suprimento e da operação de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser traduzida como a capacidade do sistema em operar de forma contínua e dentro dos padrões de qualidade estabelecidos pela agência reguladora local, a ANEEL no caso do Brasil.

Para Billinton *et al.* (1976), a confiabilidade do SEP se refere à capacidade do sistema em fornecer energia elétrica dentro dos limites aceitáveis, ou seja, dentro dos requisitos pré-estabelecidos de tensão e frequência de operação. Para Lima (2007), a percepção do grau de confiabilidade de um sistema elétrico pelo consumidor varia de local para local. De forma objetiva, pode se resumir que a os níveis de confiabilidade são distintos nas diferentes partes do sistema.

Até meados da década de 1960, os estudos de confiabilidade eram realizados utilizando-se de ferramentas matemáticas simples, e os mesmos se aplicavam em sua grande maioria, na análise da confiabilidade da reserva de geração, sendo assim considerando os sistemas de transmissão e distribuição 100% confiáveis. Com o avanço do tempo, a análise da confiabilidade composta, que consiste na avaliação da possibilidade de ocorrência de falhas em duas ou mais partes do sistema, ganhou força devido ao avanço tecnológico que permitiu a implementação de metodologias mais robustas e que por consequência necessitavam de esforços computacionais mais refinados.

No contexto do planejamento da expansão, os estudos de confiabilidade, de acordo com a ANEEL – PRODIST Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, devem permitir:

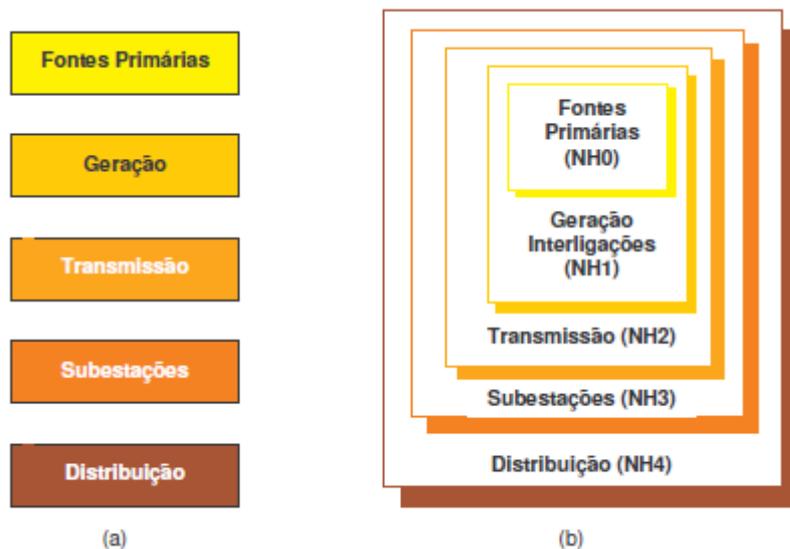
- Avaliar os riscos de não atendimento através do SDAT;
- Calcular a influência do SDAT nos índices de continuidade;
- Verificar o comportamento do sistema em regime permanente;
- Verificar em quais contingências existe a possibilidade de corte de carga, determinando o corte mínimo para o restabelecimento das condições de operação.

A análise do sistema deve ser feita levando em consideração os três patamares de cargas de forma isolada, são eles: Carga leve, média e pesada. Ainda de acordo com a ANEEL, o estudo de confiabilidade deve ser feito diferenciando os casos para os vários níveis de tensão existentes no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e SDAT, e considerando a indisponibilidade apenas de linhas e transformadores do SDAT, de acordo com a conveniência.

No tocante das recomendações técnicas, a ANEEL estabelece que a carga, em regime permanente, deve ser representada através do modelo de potência constante, tanto para a potência ativa, quanto para a reativa. Nos estudos de confiabilidade, os transformadores com comutação automática sob carga podem apresentar variação do tap estabelecida para as condições normais. É importante ressaltar que os valores de geração e absorção de reativos por parte das unidades geradoras, devem ser coerentes com os valores repassados por seus agentes administradores.

Existem dois grupos de estudos de confiabilidade principais: os específicos e os integrados. Nos estudos específicos, avalia-se a confiabilidade de cada parte do sistema separadamente, considerando que as demais não estão sujeitas a falhas (Lima, 2007, p.14), o diagrama dos grupos de estudos existentes pode ser visto na FIGURA 1.

FIGURA 2 - TIPOS DE ESTUDOS DE CONFIABILIDADE: a) específicos; b) integrados.



FONTE: LIMA (2007).

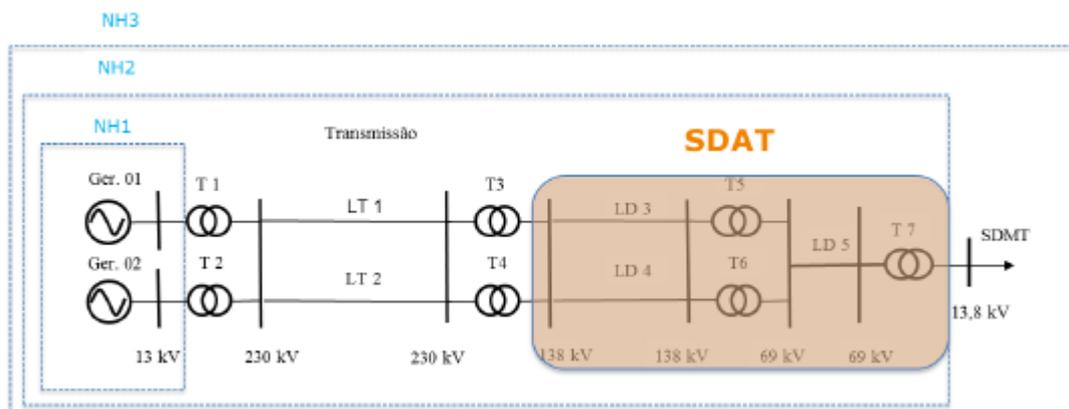
No que diz respeito aos estudos específicos, cabe dizer que em cada bloco, há a preocupação com a probabilidade dos elementos que fazem parte do mesmo bloco falharem, assumindo que os elementos pertencentes aos outros blocos são 100% confiáveis e não irão falhar. Por exemplo, no bloco “Fontes Primárias”, a FIGURA 1 representa o sistema de geração desconsiderando falhas nas unidades geradoras, deste modo, a preocupação é apenas com a oferta de combustíveis primários (LIMA, 2007, p.14).

Para LIMA (2007), no tocante dos estudos integrados, é recomendável que seja realizada a análise do efeito de cada parte do setor elétrico sobre os demais, ou seja, respeitando uma hierarquia pré-definida.

O NH0, o combustível é o alvo de estudo. No NH1, a falha do suprimento “combustível” deve ser representado na análise das unidades geradoras e assim por diante.

A FIGURA 3 representa detalhadamente, os níveis hierárquicos SEP em questão.

FIGURA 3 -NÍVEIS HIERÁRQUICOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA



FONTE: Da Silva (2007).

Casualmente, os estudos de confiabilidade são realizados considerando apenas o sistema de geração e transmissão de grande porte, por muitas vezes o SDAT e o SDMT são deixados de lados neste tipo de análise. Pode-se justificar esse tipo de escolha através da indisponibilidade de dados estocásticos realmente confiáveis sobre tipos de falhas, duração e etc. Outra justificativa apresentada por Lima (2007) trata-se da pouca variedade de componentes envolvidos entre sistemas elétricos de grande porte e de distribuição.

Em contrapartida, Kagan, Robba e Schmidt (2009) ressaltam que cerca de 10% do DEC apurado pelas distribuidoras é causado por ocorrências no SDAT e, além disso, as ocorrências no SDAT podem causar falhas em mais de uma SE e consequentemente causando DEC elevado para a distribuidora.

Sebastião (2017) ainda resalta que nos estudos atuais de confiabilidade os percentuais de carga transferida via SDMT se limitam apenas a alimentadores de uma mesma subestação, excluindo a possibilidade de avaliar a condição de uma outra SE em regime normal de operação receber cargas da subestação que se encontra sob falha.

2.1.1.1 MÉTODOS DE MARKOV

A utilização dos Métodos de Markov se baseia em avaliações analíticas do comportamento de dado elemento do sistema de distribuição em função de seus estados de operações distintos. No presente trabalho serão observados apenas dois estados: em operação e sob falha, ou seja, um componente e dois estados.

O Método de Markov é aplicado para análise da confiabilidade do sistema elétrico de potência para comportamento discreto, onde se avalia a transição de estados por quantos níveis forem necessários (SEBASTIÃO, 2017, p.16).

A FIGURA 4 apresenta um modelo de transição para dois estados.



FONTE: O Autor (2018).

A transição do estado “Operando” para o estado “Sob Falha” é chamada de taxa de falha e é representada pela letra λ , já a transição do estado “Sob Falha” para o estado “Operando” é chamada de tempo de reparo, representado pela letra μ .

Dado um componente do sistema de distribuição, que pode ser um transformador de potência ou uma linha de distribuição, por exemplo, este componente pode se encontrar diversas vezes entre os dois estados durante um intervalo de tempo t , e segundo o Método de Markov, podem ser estimadas as probabilidades deste componente se encontrar em um dos dois estados.

Para Sebastião (2017), matematicamente, a probabilidade de tal elemento do sistema se encontrar no estado 1 é igual a probabilidade de se encontrar no estado 2, desta forma, a soma das probabilidades é igual à 1. Sabendo que λ é igual a taxa de transição de 1 para 2 e que μ é a taxa de transição de 2 para 1 pode-se chegar as seguintes equações:

$$p_1 + p_2 = 1 \quad (1)$$

$$p_1 = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2)$$

$$p_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3)$$

Como exemplo, supondo um elemento do sistema que apresenta taxa de falha λ igual à 0,22 e tempo de reparo μ igual á 0,24, têm-se que a probabilidade em um dado intervalo de tempo em que ocorreu uma falha de tal elemento estar operando é $p_1 = 0,478$ pu assim como a probabilidade de tal elemento estar sujeito a falha é de $p_2 = 0,522$ pu.

2.1.1.2 DEC/FEC E INDICADORES DE CONFIABILIDADE

A ANEEL através do PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica apresenta os indicadores de continuidade de serviço. Em sua regulamentação a ANEEL estabelece metas que devem ser rigorosamente cumpridas pelas concessionárias de distribuição. Em caso de descumprimento, as sanções são

severas, e em alguns casos podendo não haver a renovação da concessão da distribuidora que administra e opera o sistema.

Neste capítulo serão apresentados brevemente os principais índices de continuidade descritos no PRODIST.

Os indicadores devem ser apurados para cada unidade consumidora individualmente e também por grupos consumidores. A ANEEL estabelece que os indicadores deverão ser calculados para períodos mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador *DICRI*, que deverá ser contabilizado por interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores de continuidade podem ser divididos em individuais e coletivos. A seguir serão apresentados os indicadores individuais:

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) = \lambda \cdot r \quad (4)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC).

$$FIC = n = \lambda$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC).

$$DMIC = t(i)_{max}$$

- d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI).

$$DICRI = t_{crítico}$$

Onde:

λ = Taxa de falha de um determinado componente, expresso em falhas/ano;

r = Tempo de reparo, expresso em horas;

i = Índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n .

n = Número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

$t(i)$ = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i)_{máx}$ = Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$ = Duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

A seguir serão apresentados os indicadores de continuidades coletivos:

e) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (8)$$

f) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (9)$$

2.1.1.3 MÉTODO DETERMINÍSTICO (N-1) E MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

O método determinístico de avaliação da confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência é o método mais utilizado tradicionalmente, trata-se de um método

bastante rigoroso e com pouca flexibilidade para identificação de tendências de comportamento de determinada parte do sistema.

Para Lima (2007), os critérios determinísticos são considerados imutáveis e necessários na análise, o nível de risco inerente às configurações é fixado de forma implícita através da especificação de categorias de eventos que o sistema deve ser testado bem como o comportamento adequado do sistema diante das diversas situações que o sistema pode encontrar.

No contexto do planejamento da expansão, a análise determinística caracteriza-se por determinar que o sistema deve ser dimensionado de tal forma que o mesmo suporte contingências simples e possa operar sem causar prejuízo aos consumidores. Em contrapartida este tipo de análise não leva em consideração o risco probabilístico associado as contingências, por não conhecer o histórico de determinado elemento do sistema, o risco de falhas é considerado igual para todos os elementos do sistema, inviabilizando uma análise mais criteriosa à respeito dos reais impactos que cada contingência pode causar ao sistema.

De maneira geral, para a análise determinística, não importa a natureza da contingência, a localização geográfica, parâmetros construtivos, itens estes que podem trazer mais informações através do histórico de eventos anteriores para um dimensionamento mais eficaz e realmente focado no problema.

Para Ramos, Morozowski e Schilling (1986), devido à sua natureza qualitativa, os critérios determinísticos não disponibilizam de calibração, basicamente são do tipo “passa ou não passa”.

Os métodos probabilísticos se destacam pela análise como o próprio nome já diz, probabilística do nível de confiabilidade de SEP, e tratam de maneira concisa, os riscos associados à cada falha. A análise utilizando de métodos probabilísticos permite a estimação estatística através de parâmetros de falha, parâmetros estes obtidos através de observação de eventos que já causaram falhas no sistema no passado.

A análise probabilística permite estratificar o risco de falha por diversas causas e desta forma obter melhores resultados na análise do desempenho de equipamentos que fazem parte do SEP.

3 PROPOSTA DE CLASSIFICAÇÃO DE INSTALAÇÕES NO CONTEXTO DA CONFIABILIDADE

3.1 CONTEXTO

Diante da necessidade de aperfeiçoar a assertividade dos investimentos por parte da concessionária local, ou seja, devido a grande importância de se concentrar investimentos de forma objetiva e consciente faz-se necessário centralizar esforços em busca de soluções para áreas mais carentes do sistema. Atualmente há um grande dilema por parte da concessionária, que gira em torno de se encontrar a melhor solução para investimentos que possuem como foco o aumento da confiabilidade das instalações de alta tensão.

A grande questão se concentra em encontrar a melhor forma de investir em melhorias no sistema, e o grande dilema é: investir na rede de média tensão, o que significa aumentar o percentual de carga remanejada durante regimes de contingência ou investir na robustez da rede de alta tensão e assim diminuir a probabilidade de eventuais cortes de carga?

Para se encontrar respostas para este dilema será necessário avaliar criticamente de forma individual cada instalação do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) da COPEL DIS. Cada instalação apresenta suas particularidades, a partir dessa análise crítica poderá se encontrar um modelo adequado de priorização de obras de reforço no sistema.

No tocante do presente trabalho, as áreas críticas serão determinadas através da avaliação da confiabilidade de cada instalação que compõe o SDAT estimando o risco probabilístico de não atendimento de carga. Nos subcapítulos seguintes serão apresentados os principais parâmetros necessários para estimar o risco de corte de carga das instalações de alta tensão.

3.2 TAXA MÉDIA DE FALHA

A taxa média de falha representa a quantidade de falhas que determinado elemento do sistema pode estar sujeito durante o período de um ano. Levam-se em consideração que essas falhas são eventos aleatórios, podem ocorrer ou não em determinado ano. A taxa média de falha é obtida através de um histórico de

desligamentos já ocorridos e representa uma média em função do período de observação. No presente trabalho não há estratificação entre eventos temporários e eventos permanentes, em modos gerais todas as falhas são consideradas como falhas que podem ser prejudiciais à continuidade do atendimento de carga. A taxa média de falha é expressa em falhas/ano.

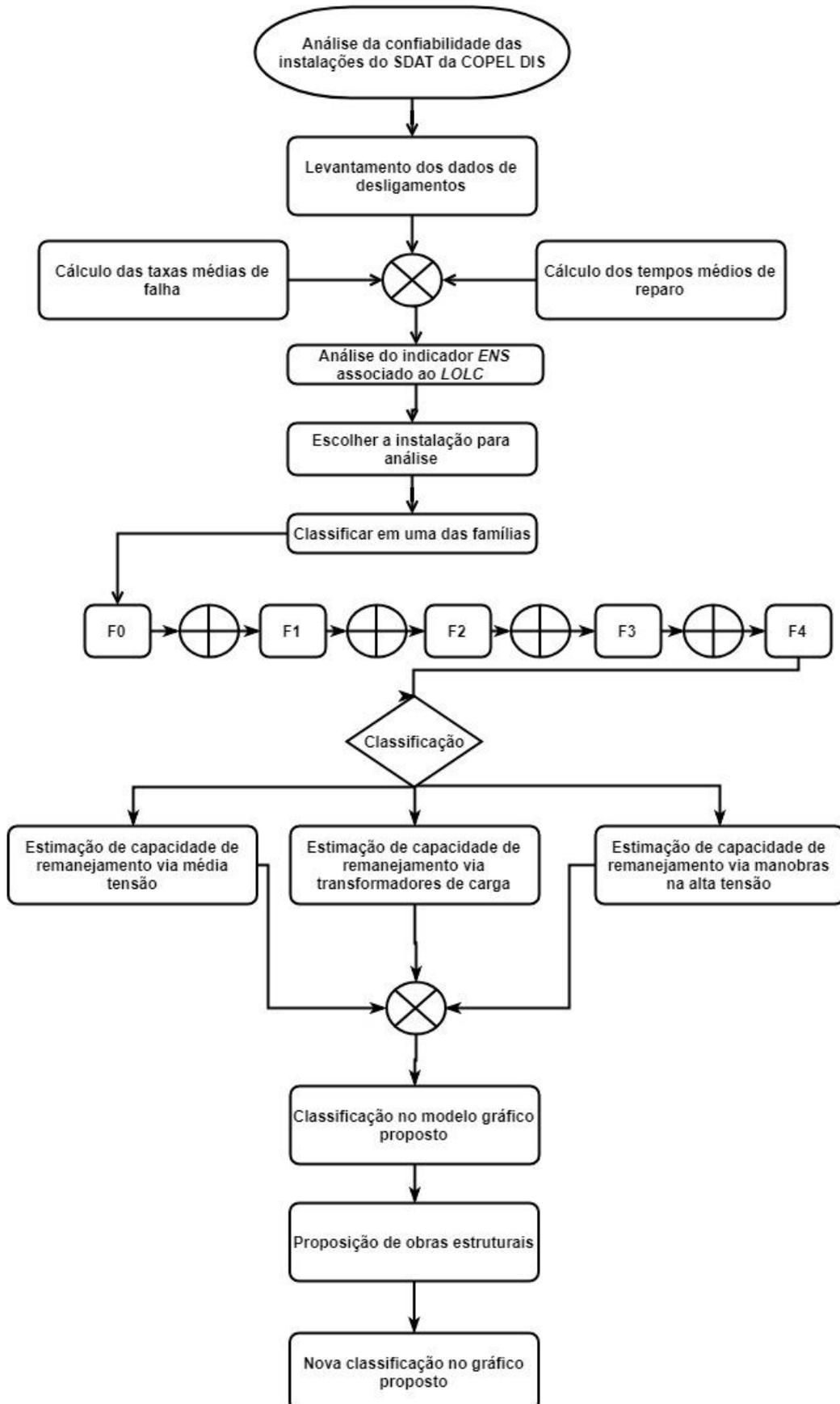
3.3 TEMPO MÉDIO DE REPARO

O tempo médio de reparo consiste no tempo médio em horas associado à determinado número de falhas ocorridas durante um ano. Representa o tempo total de indisponibilidade de fornecimento que uma falha causa ao sistema, o tempo de reparo pode ser variado pois depende de inúmeros fatores, entre eles o tempo de manobra de carga via transformadores ou rede de média tensão, tempo de deslocamento de uma equipe para realizar manutenção no equipamento sob falha, tempo necessário para a troca de determinado equipamento. De forma sucinta, o tempo de reparo pode variar de minutos até dias e meses. No trabalho proposto, será utilizado o tempo médio de reparo que é igual ao tempo total de indisponibilidade durante o ano dividido pela taxa média de falhas.

4 MATERIAL E MÉTODOS

A seguir, será representado um fluxograma que descreve passo a passo o procedimento utilizado na classificação das instalações de alta tensão.

FIGURA 5 - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA



FONTE: O Autor (2018).

4.1 FAMÍLIAS DE SUBESTAÇÕES

Devido às diferentes características construtivas e operativas das subestações da COPEL DIS, a análise da confiabilidade de cada instalação do SDAT deverá ser feita adotando diferentes premissas. Para padronizar e classificar as instalações será necessário dividi-las em diferentes famílias, de acordo com suas particularidades.

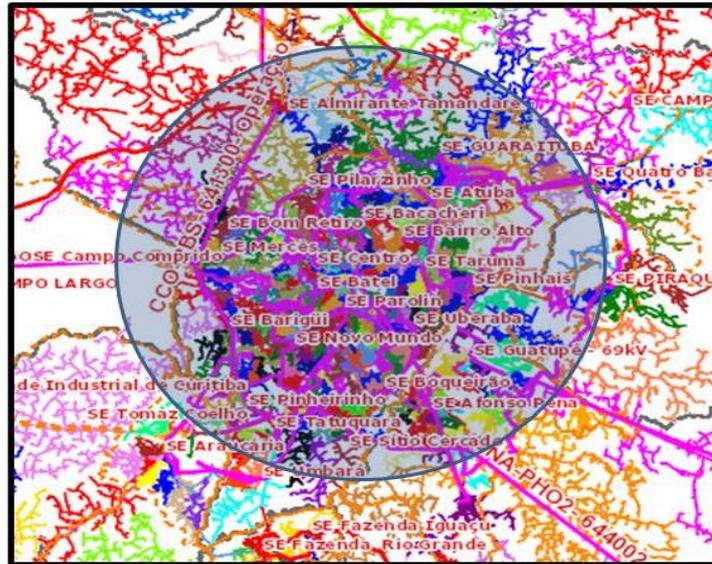
A proposta deste trabalho se concentra em estratificar as subestações pela concentração de carga, pelas suas características construtivas e pelo número de fontes. Essas informações serão cruciais para separar as instalações em famílias distintas e também para analisar a disponibilidade de recursos operativos em regime de contingência.

Cabe ressaltar que, de acordo com a metodologia proposta, a concentração de carga da SE servirá somente como auxílio na análise de medidas operativas e priorização de recursos por parte da distribuidora.

As subestações do SDAT da COPEL DIS podem ser estratificadas da seguinte maneira:

- SE's de Alta Densidade de Carga – Centrais B13: São instalações que apresentam grande volume de carga, normalmente em sua maioria são SE's com apenas barras de 13,8 kV e estão localizadas em grandes centros urbanos. Um grande exemplo se trata das SE's da Região de Curitiba, onde as mesmas são isoladas em 69 kV e possuem apenas barras de cargas de 13,8 kV. A densidade de carga da região de Curitiba pode ser vista na FIGURA 6:

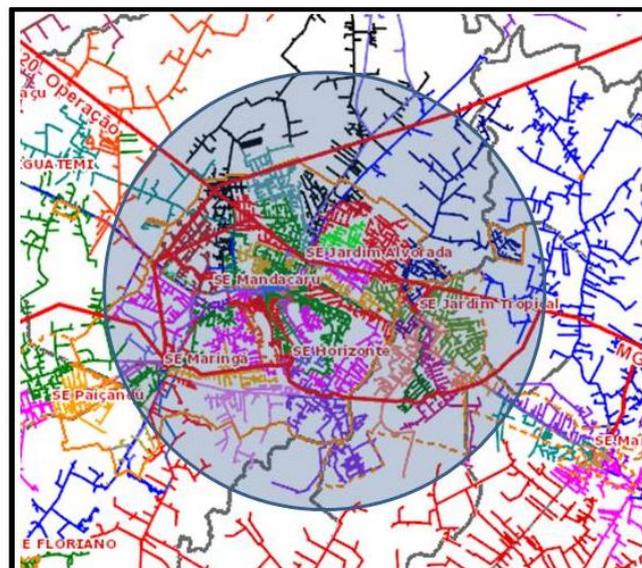
FIGURA 6 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DE CURITIBA



FONTE: COPEL DIS (2018).

- SE's de Alta Densidade de Carga – Centrais B13/B34: São instalações que apresentam grande volume de carga, porém apresentam tanto barramento de 13,8 kV quanto barramento de 34,5 kV, este último geralmente utilizado para cargas rurais e/ou alimentação de SE's do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). Como exemplo, na FIGURA 7 pode ser visto a região de Maringá, que apresenta diversas SE's de 138 kV, com cargas de 138 kV em colorido, e cargas de 34,5 kV em azul:

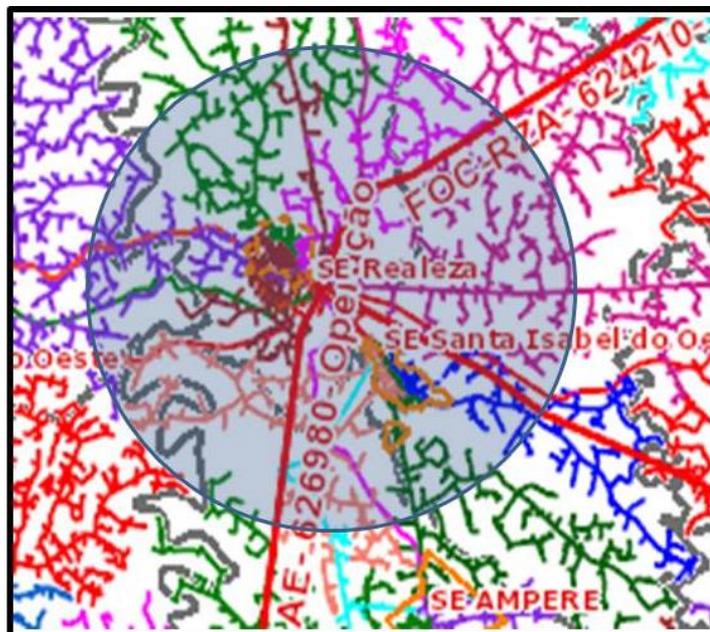
FIGURA 7 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DE MARINGÁ



FONTE: COPEL DIS (2018).

- SE's de Alta Densidade de Carga – Periféricas: São instalações que apresentam grande volume de carga, porém apresentam tanto barramento de 13,8 kV quanto barramento de 34,5 kV, este último geralmente utilizado para cargas rurais e/ou alimentação de SE's do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). Particularmente, são subestações longes dos grandes centros urbanos, por exemplo, a SE Realeza 138 kV que se encontra na Região Oeste do Paraná, como pode ser visto na FIGURA 8:

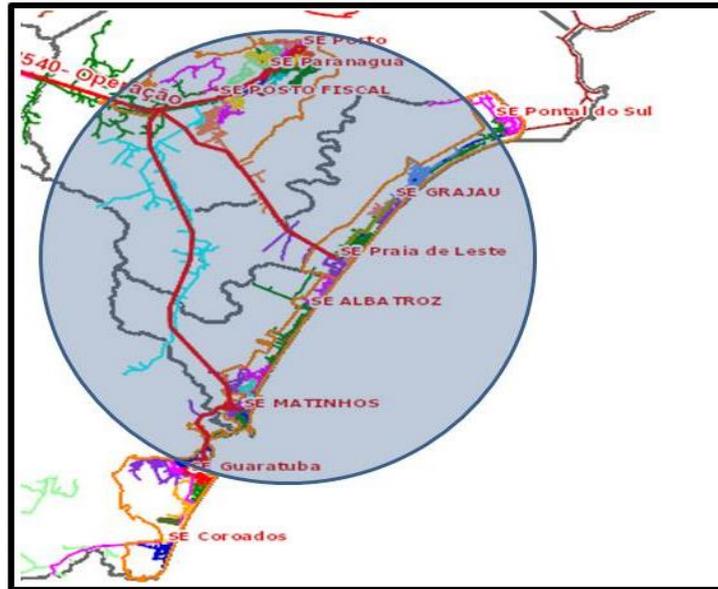
FIGURA 8 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO DA SE REALEZA 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

- SE's de Baixa Densidade de Carga – Periféricas: São instalações que apresentam pequeno volume de carga, apresentam tanto barramento de 13,8 kV quanto barramento de 34,5 kV, este último geralmente utilizado para cargas rurais e/ou alimentação de SE's do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT). Particularmente, são subestações longes dos grandes centros urbanos, por exemplo, as SE's do litoral do Paraná:

FIGURA 9 - CONCENTRAÇÃO DE CARGA NA REGIÃO LITORÂNEA DO PARANÁ

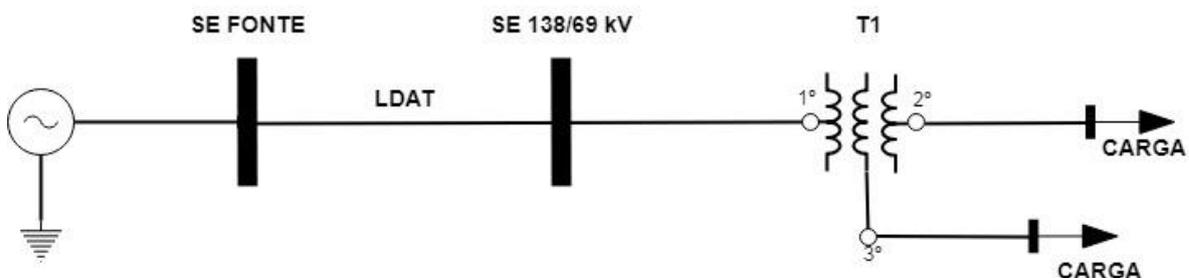


FONTE: COPEL DIS (2018).

Quanto as características construtivas, as SE's podem ser divididas em:

- SE's com um transformador: Geralmente são subestações que apresentam baixa demanda de carga. O transformador usualmente pode apresentar capacidades de 20,83/30,0/41,67 MVA em regime normal conforme suas características construtivas, possui três enrolamentos e suas barras de carga são isoladas em 13,8 kV e 34,5 kV. Por apresentar apenas um transformador, essas instalações são menos confiáveis por não possibilitarem medidas de contorno em regime de contingência do transformador. O diagrama unifilar pode ser visto na FIGURA 10:

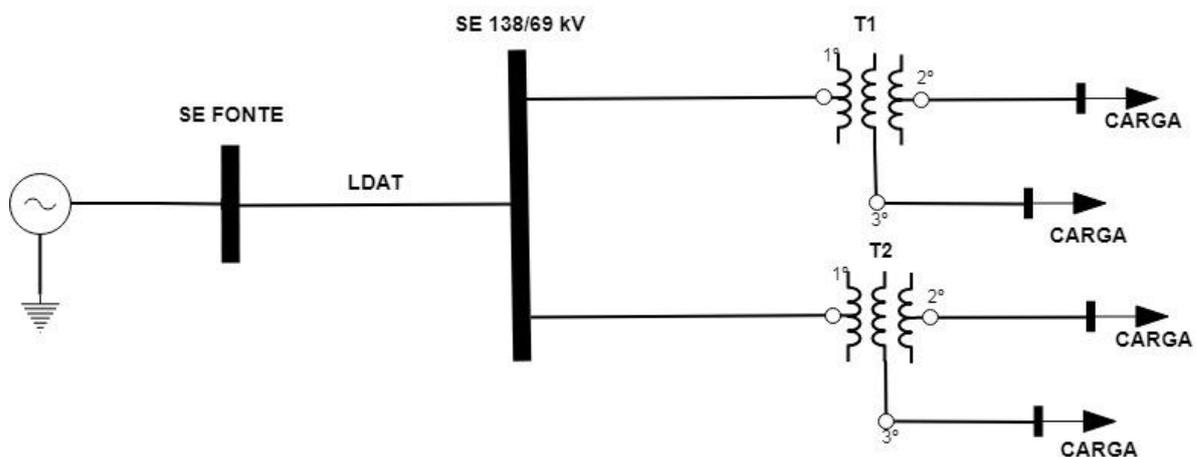
FIGURA 10 - SE COM BARRA DE CARGA COM UM TRANSFORMADOR



FONTE: O Autor (2018).

- SE's com dois transformadores: São subestações que apresentam demanda maior em relação à primeira. Os transformadores usualmente podem apresentar capacidades de 20,83/30,0/41,67 MVA em regime normal conforme suas características construtivas, possuem três enrolamentos e suas barras de carga são isoladas em 13,8 kV e 34,5 kV. Esse tipo de configuração pode permitir a operação em regime de contingência em caso de falha em um dos dois transformadores, por consequência o corte de carga será menor, impactando nos indicadores de confiabilidade da instalação. O diagrama unifilar pode ser visto na FIGURA 11:

FIGURA 11 - SE COM BARRA DE CARGA COM DOIS TRANSFORMADORES

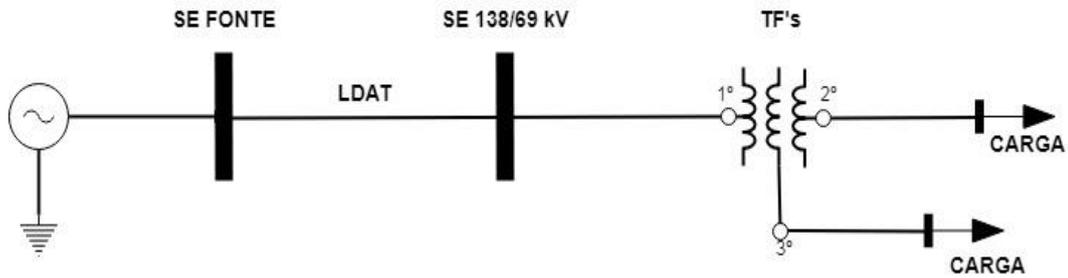


FONTE: O Autor (2018).

Finalmente, pelo número de fontes as subestações do SDAT da COPEL DIS são divididas em:

- SE's com uma fonte: Comumente chamadas de SE's Radiais, são instalações que apresentam uma baixa confiabilidade justamente por ter apenas uma fonte e que em caso da perda da mesma, toda a instalação sofrerá corte de carga. O diagrama unifilar da FIGURA 12 exemplifica este tipo de instalação:

FIGURA 12 - SE COM UMA FONTE DE ALIMENTAÇÃO (RADIAL)

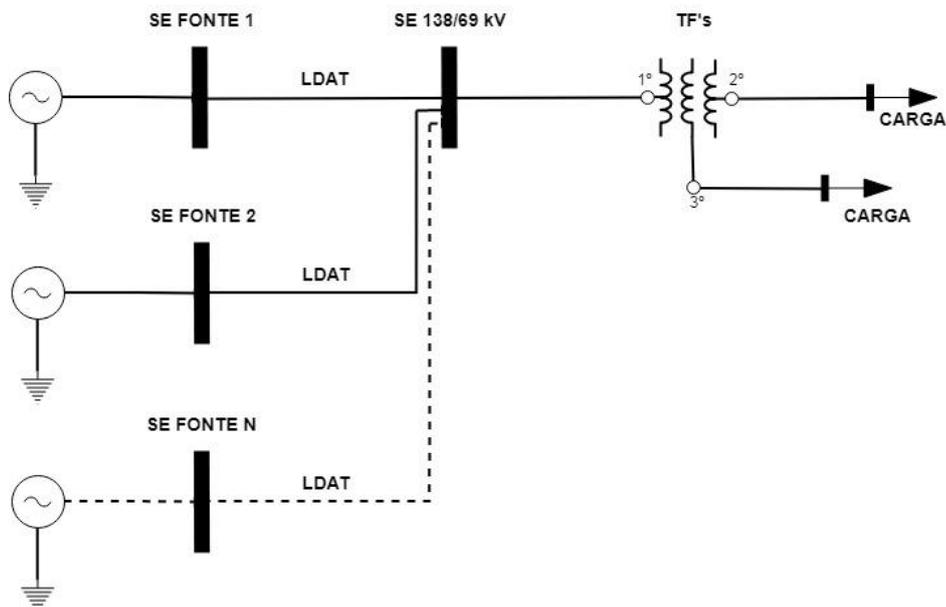


FONTE: O Autor (2018).

É importante ressaltar que no diagrama anterior e nos seguintes, desconsidera-se o número de transformadores existentes na instalação, há apenas uma representação genérica transformação de carga da subestação.

- SE's com duas ou mais fontes: São instalações que apresentam redundância quanto a sua alimentação, tornando a subestação mais confiável, pois em caso de perda de uma das fontes, a outra é capaz de suprir a alimentação em regime de contingência durante um determinado período de tempo. O diagrama unifilar da FIGURA 13 exemplifica este tipo de instalação:

FIGURA 13 - SE COM DUAS OU MAIS FONTES DE ALIMENTAÇÃO



FONTE: O Autor (2018).

A partir dos itens descritos anteriormente, as subestações do SDAT da concessionária podem se encontrar em uma das famílias descritas a seguir:

- F0: Subestação com um transformador de carga e uma fonte;
- F1: Subestação com dois transformadores de carga e uma fonte;
- F2: Subestação com um transformador de carga e duas fontes;
- F3: Subestação com dois transformadores de carga e duas fontes;
- F4: Demais subestações.

4.2 VIABILIDADE DE REMANEJAMENTO DE CARGA

Em situações de regime de emergência, onde há uma falha em um elemento do sistema (ressaltando que no presente trabalho só são consideradas falhas em transformadores de carga e em linhas de distribuição de alta tensão), é imprescindível adotar medidas de contorno, ou seja, medidas operativas com o intuito de evitar, ou em um cenário mais catastrófico, minimizar o corte de carga associado à falha.

Sebastião (2017) usa como um dos métodos a análise de transferência de carga tanto via rede de média tensão, quanto via transformadores de carga. Na metodologia proposta, serão analisados três tipos de medidas de contornos possíveis para se evitar cortes de carga, são elas:

- Remanejamento via média tensão;
- Remanejamento via manobras na alta tensão;
- Remanejamento via transformadores de carga.

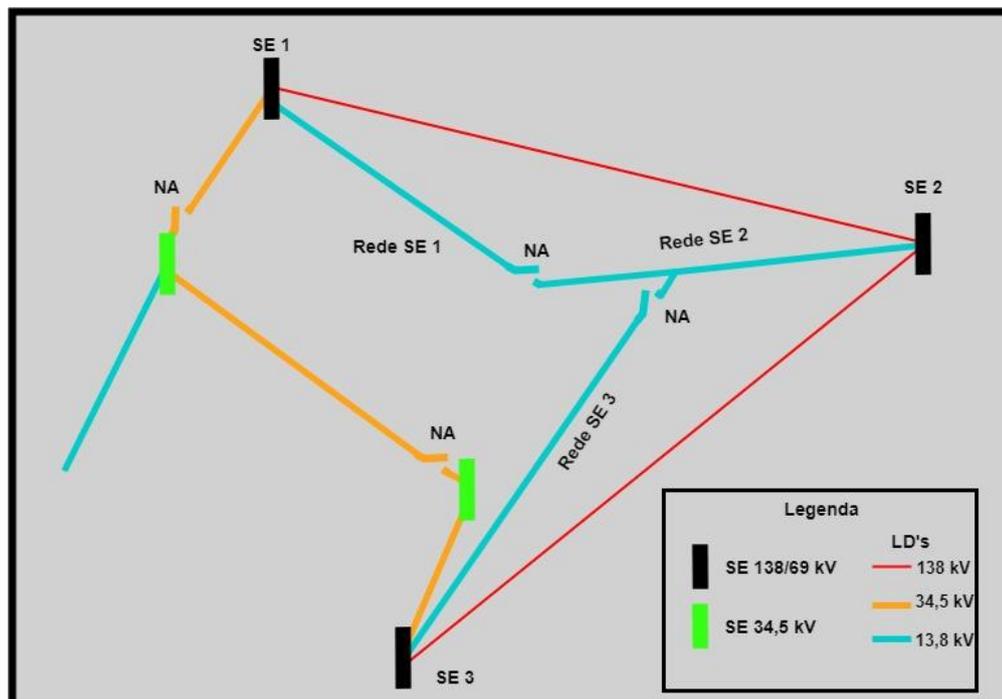
As medidas descritas acima servirão como norte para se chegar à classificação do nível de confiabilidade que uma instalação do SDAT pode se encontrar. No contexto do Planejamento da Expansão, é de suma importância conhecer a disponibilidade das medidas de contornos disponíveis no sistema para então de fato planejar e propor melhorias.

4.2.1 REMANEJAMENTO VIA MÉDIA TENSÃO

Em regime de contingência é importante que as concessionárias que operam o sistema de distribuição disponham de medidas operativas para minimizar cortes de carga e evitar DEC e FEC. Uma das medidas bastante utilizadas e abordada em Sebastião (2017) se trata do remanejamento de carga por meio da rede de média tensão, ou melhor, o SDMT da concessionária local.

Tipicamente, o SDMT apresenta topologia radial, no caso da COPEL DIS, o sistema em alguns casos apresenta estrutura em anel, ou seja, com interligações entre alimentadores da rede de média tensão, porém o mesmo é operado de forma radial por meio de chaves Normalmente Aberta (NA) entre as interligações da rede MT. A seguir, na FIGURA 14, pode-se verificar a representação genérica de parte do sistema de distribuição do Paraná:

FIGURA 14 - INTERLIGAÇÕES DO SISTEMA DE SDAT E SDMT



FONTE: O Autor (2018).

No sistema de distribuição do Paraná temos as SE's do SDAT que possuem cargas de 13,8 kV e de 34,5 kV, em grande parte dos casos a rede de 34,5 kV alimenta subestações do SDMT além de atender pequenas cargas em especial nas regiões rurais. Na rede de 13,8 kV, ao longo dos alimentadores podem haver interligações

com alimentadores de outra SE do SDAT por meio de chaves NA, esta configuração permite transferência de cargas em regimes de contingência. Da mesma forma, na rede de 34,5 kV há interligações entre alimentadores e também existe a possibilidade de redundância de atendimento em parte das SE's de 34,5 kV que compõem o SDMT. Tais recursos permitem minimizar o corte de carga associados às eventuais contingências no SDAT.

Para a análise de remanejamento de carga via rede de média tensão é necessário observar os limites operacionais dos alimentadores e equipamentos associados ao mesmo. O Manual de Instruções Técnicas (MIT) – 162305 elaborado pela COPEL DIS estabelece os critérios de tensão e de carregamento que devem ser respeitados durante a operação do sistema, tanto em regime normal, quanto em regime de emergência.

Quanto ao nível de tensão nos pontos de carga, devem ser respeitados os limites mínimos de 0,935 pu em regime normal e 0,913 pu em regime de contingência em relação à tensão nominal de operação. Para fins de simulação, as seguintes faixas de tensão devem ser adotadas:

- Carga pesada: 0,993 a 1,000 pu;
- Carga Média: 0,978 a 0,993 pu;
- Carga Leve: 0,957 a 0,978 pu.

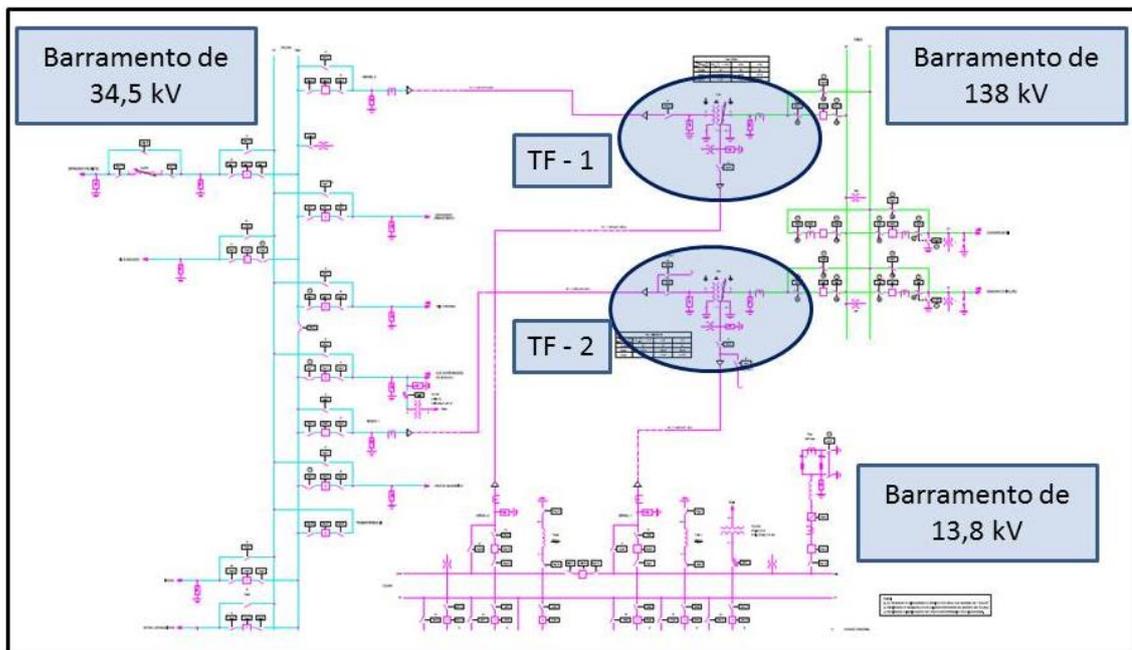
Quanto ao carregamento do alimentador: Em regime normal de operação o carregamento do condutor não deve ultrapassar 50% de sua capacidade térmica. Atualmente na Divisão de Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão (VPLM) da COPEL DIS, para fins de planejamento, é adotado o limite máximo de 60% de carregamento dos alimentadores de 13,8 kV e 50% para alimentadores de 34,5 kV em regime normal de operação.

Em regime de contingência o carregamento do condutor não deve ultrapassar 80% de seu limite térmico. Em outras palavras, só será possível remanejar carga de outros alimentadores até que se atinja 80% de carregamento máximo do condutor.

4.2.2 REMANEJAMENTO VIA TRANSFORMADORES DE CARGA

Outra medida de contingência bastante comum em instalações do SDAT é a transferência de carga entre os transformadores de potência quando da existência do segundo transformador. As instalações com dois ou mais transformadores da COPEL DIS apresentam arranjos que permitem manobras de transferência de cargas entre transformadores. Comumente estes arranjos permitem a conexão do transformador tanto no barramento de 13,8 kV, quanto no barramento de 34,5 kV, a conexão é 16.

FIGURA 15 - DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO LARANJEIRAS DO SUL 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

A seguir, na FIGURA 16 e FIGURA 17 pode-se observar o estado de operação em tempo real da SE Laranjeiras do Sul 138 kV, onde um transformador (T1) possui um RA fechado no barramento de 34,5 kV e outro aberto para o barramento de 13,8 kV enquanto o segundo transformador (T2) se encontra com o RA fechado no barramento de 13,8 kV e aberto para o barramento de 34,5 kV.

FIGURA 16 - DIAGRAMA EM TEMPO REAL DO BARRAMENTO DE 13,8 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

FIGURA 17 - DIAGRAMA EM TEMPO REAL DO BARRAMENTO DE 34,5 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da NBR5416 estipula diretrizes para a operação de transformadores de potência no sistema de distribuição. No tocante do presente trabalho, é de grande interesse conhecer os limites de carregamento aceitáveis para operação do transformador em regime normal e de contingência.

A NBR5416 estabelece que o limite máximo de carregamento em regime normal de operação não deve ultrapassar a temperatura do topo do óleo ou do ponto mais quente do enrolamento. Para transformadores de até 100 MVA o carregamento máximo não deve exceder 150% da potência nominal, em particular na Área de

Planejamento da COPEL DIS o carregamento máximo admissível para regime normal de operação é de 100% da potência nominal. É importante lembrar que há outros equipamentos associados aos transformadores, como equipamentos de manobra e de proteção que, uma vez conectados ao transformador, se tornam elementos limitantes de carga.

Em regime de contingência a NBR5416 prevê que os limites máximos de temperatura do ciclo de carregamento em regime normal podem ser ultrapassados, considerando neste caso que houve saída prolongada de uma unidade transformadora. Desta forma, a carga máxima admissível estabelecida é de 150% da potência nominal, como critério de segurança na COPEL DIS o carregamento máximo permitido em regime de contingência é de 140% da potência nominal. A operação em regime de contingência é limitada em algumas horas sob o risco do transformador perder vida útil após muito tempo operando com temperaturas elevadas.

4.3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Para a avaliação da capacidade de remanejamento tanto do alimentador destino, quanto do transformador, será necessário realizar simulações de fluxo de potência como realizado por Sebastião (2017). Será utilizado o ANAREDE do CEPEL para simulações nos transformadores e linhas do SDAT e o software SINAPGRID da Sinapsis para a simulação de fluxo de potência no SDMT.

Para a análise probabilística das possibilidades de falha de um elemento do sistema será utilizado o software NH2 do CEPEL. O NH2 efetua simulações incluindo listas de contingências, fluxo de potência e simulação de confiabilidade utilizando os métodos de Enumeração de Estados e simulação de Monte Carlo.

5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados da análise da confiabilidade de duas instalações do SDAT da COPEL DIS. A escolha das subestações que foram utilizadas na análise se deu em base do conhecimento de suas características construtivas associado ao histórico de falhas registrado durante os anos.

5.1 ESTUDO DE CASO

- SE SENGÉS 138 kV

FIGURA 18 - VISTA FRONTAL DA SE SENGÉS 138 kV



FONTE: GOOGLE MAPS (2018).

FIGURA 19 - VISTA AÉREA DA SE SENGÉS 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

A SE Sengés 138 kV é uma instalação que faz parte do Sistema de Distribuição de Alta Tensão da COPEL DIS, está localizada no município de Sengés-PR de 19.267 habitantes na região Centro-Sul do Paraná e é operada pelo Centro de Operações da Distribuição (COD) de Ponta Grossa.

A SE Sengés 138 kV é alimentada por uma única fonte, o que a torna uma instalação radial, fato este que gera preocupações quanto a confiabilidade da subestação. A instalação é alimentada pela LDAT Jaguariaíva – Sengés isolada em 138 kV proveniente da SE Jaguariaíva 230 kV. Possui apenas um transformador de potência cujas características podem ser vistas na TABELA 1:

TABELA 1 - DADOS DO TF-1 DA SE SENGÉS 138 kV

Enrolamento	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Limite em regime normal (MVA)	Limite em regime de emergência (MVA)
Primário	138	41,67	41,67	53,78
Secundário	34,5	41,67	41,67	47,80
Terciário	13,8	41,67	34,50	34,50

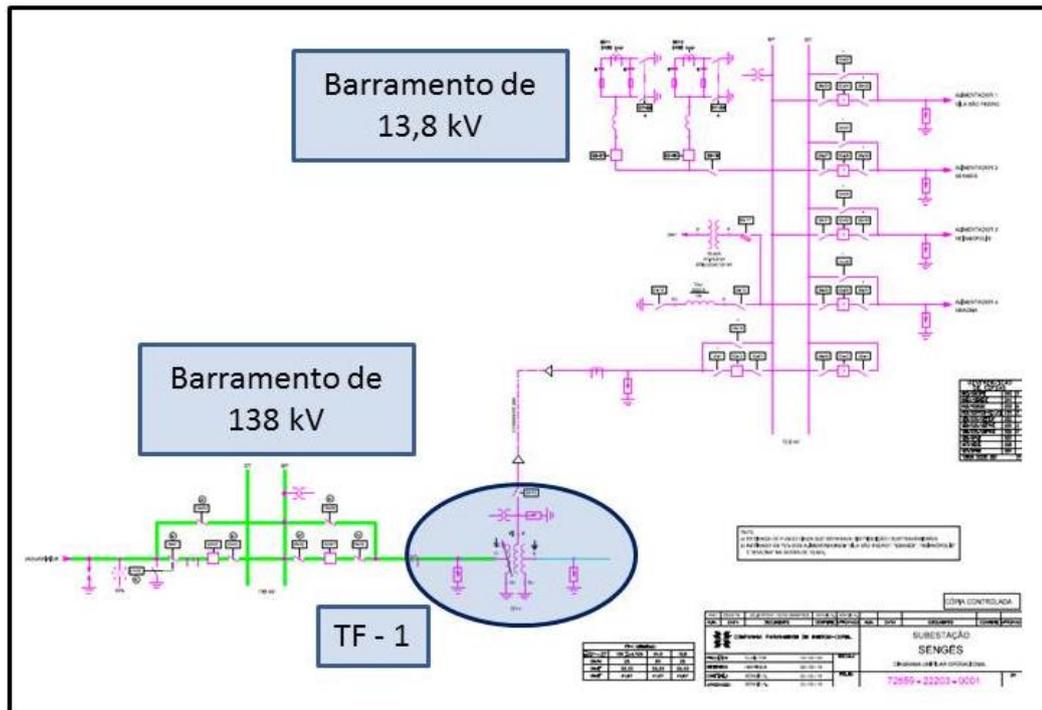
FONTE: COPEL DIS (2018).

Atualmente há a conexão de apenas cargas de 13,8 kV em suas barras de carga, possuindo quatro alimentadores responsáveis por todo o município de Sengés-PR e uma pequena parte de Jaguariaíva-PR. Os alimentadores de 13,8 kV não possuem nenhuma interligação com circuitos de outra subestação, tornando impossível o remanejamento de carga em regime de contingência.

Utilizando-se da classificação da instalação em uma das famílias descritas anteriormente, pode ser afirmado que a SE faz parte da família F0, ou seja, possui uma fonte de alimentação e um transformador de carga.

O diagrama unifilar da SE Sengés 138 kV pode ser visto na FIGURA 20 a seguir:

FIGURA 20 - DIAGRAMA UNIFILAR DA SE SENGÉS 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

No ponto de vista de confiabilidade, os dados de falha tanto da LDAT que alimenta a subestação, quanto do transformador TF-1 são vistos na TABELA 2 a seguir:

TABELA 2 - PARÂMETROS DE FALHA SE SENGÉS 138 kV

Equipamento	Taxa Média de Falha λ (falhas/ano)	Tempo Médio de Reparo μ (horas/falha)
LDAT Jaguariaíva – Sengés 138 kV	3,874	0,080
Transformador TF-1	2,408	0,186

FONTE: O Autor (2018).

A LDAT Jaguariaíva – Sengés 138 kV opera desde 2009, da sua energização até o dia 19/07/2018 foram registrados 36 desligamentos, que foram estratificados em desligamentos originários de desligamento fonte, ou seja, desligamento conjunto da linha de alta tensão com o transformador, desligamentos devido à descargas atmosféricas, desligamentos oriundos de causas desconhecidas, desligamentos por manutenção da proteção e por fim desligamentos com origem de terceiros.

No GRÁFICO 1 a seguir, são representados os percentuais de causas que contribuíram para os desligamentos da linha:

GRÁFICO 1 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT JAGUARIAÍVA – SENGÉS 138 kV.

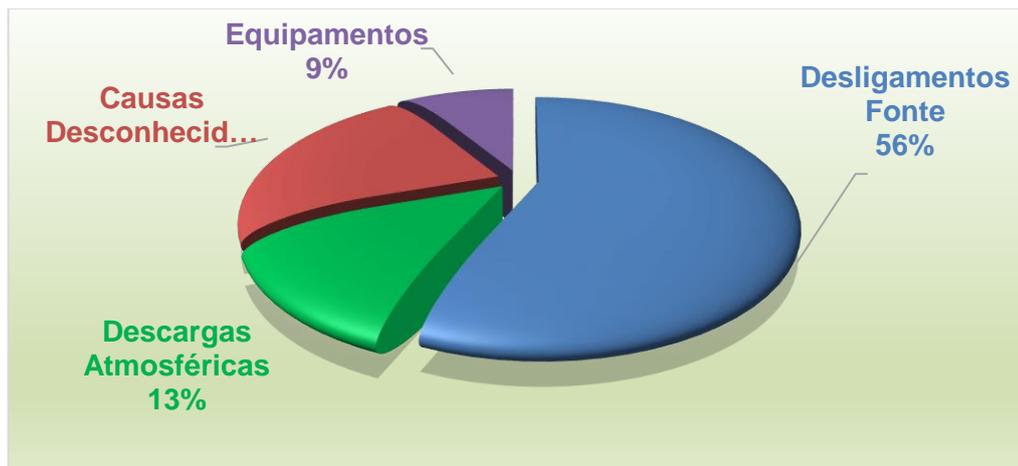


FONTE: O Autor (2018).

Já o transformador TF-1, em operação no mesmo período, sofreu 23 desligamentos, onde as ocorrências se originaram de desligamentos fonte, descargas atmosféricas, causas desconhecidas e por falhas de equipamentos associados ao transformador.

No GRÁFICO 2 são elencados os percentuais de cada causa que contribuíram para os desligamentos do transformador.

GRÁFICO 2 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.

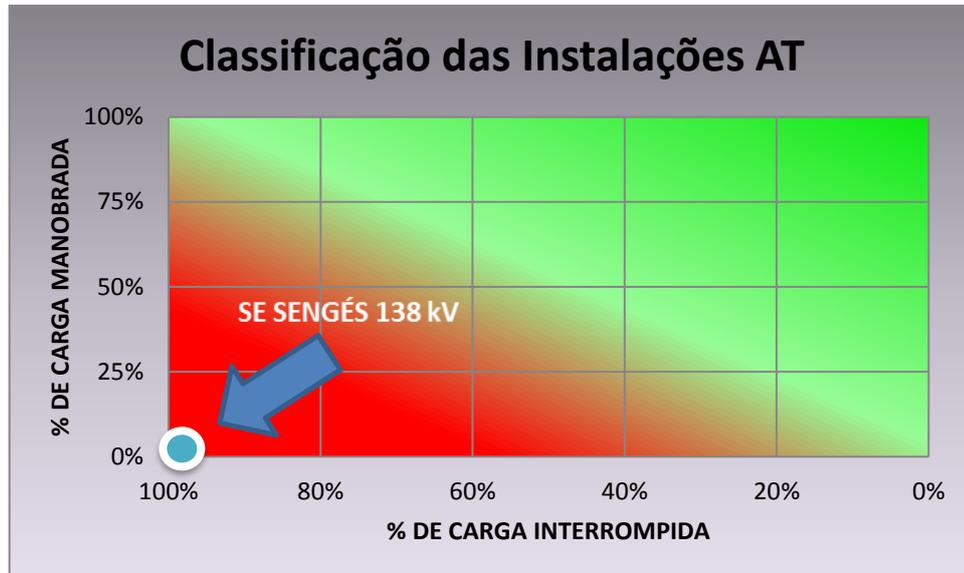


FONTE: O Autor (2018).

Como destacado anteriormente, tanto nos desligamentos da LDAT que alimenta a subestação, quanto nos desligamentos do transformador TF-1, a maioria das ocorrências se deram pelo desligamento conjunto de seus elementos. Por este motivo a instalação merece uma atenção melhor, como pode ser visto no GRÁFICO

3, a SE Sengés 138 kV se encontra no pior quadrante do modelo gráfico proposto com 100% de sua carga interrompida e 0% de carga manobrada, ou outras palavras, carga salva.

GRÁFICO 3 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.



FONTE: O Autor (2018).

A seguir o indicador *ENS* de confiabilidade para a SE Sengés 138 kV:

$$- ENS = ENS_{LDAT} + ENS_{TRAFO}$$

$$ENS = D_{LDAT} * DIC_{LDAT} + D_{TRAFO} * DIC_{TRAFO}$$

$$ENS = 27,50 \frac{MWh}{ano}$$

A proposta do presente trabalho se concentra em encontrar soluções para que a instalação tenha o menor percentual de carga interrompida possível, aliado ao maior percentual de carga manobrada. No subcapítulo seguinte serão abordadas possíveis soluções para o problema de confiabilidade apresentado pela SE Sengés 138 kV.

- SE ALTÔNIA 138 kV

FIGURA 21 - VISTA AÉREA DA SE ALTÔNIA 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

A SE Altônia 138 kV é uma instalação que faz parte do Sistema de Distribuição de Alta Tensão da COPEL DIS, está localizada no município de Altônia-PR de 21.867 habitantes na região Noroeste do Paraná e é operada pelo COD de Maringá.

A SE Altônia 138 kV é alimentada por dois circuitos, são eles a LDAT Altônia – Guaira e LDAT Altônia – Umuarama, ambas isoladas em 138 kV. A instalação possui apenas um transformador de potência cujas características podem ser vistas na TABELA 3:

TABELA 3 - DADOS DO TF-1 DA SE ALTÔNIA 138 kV

Enrolamento	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Limite em regime normal (MVA)	Limite em regime de emergência (MVA)
Primário	138	41,67	41,67	58,34
Secundário	34,5	41,67	41,67	47,80
Terciário	13,8	41,67	20,83	21,33

FONTE: COPEL DIS (2018).

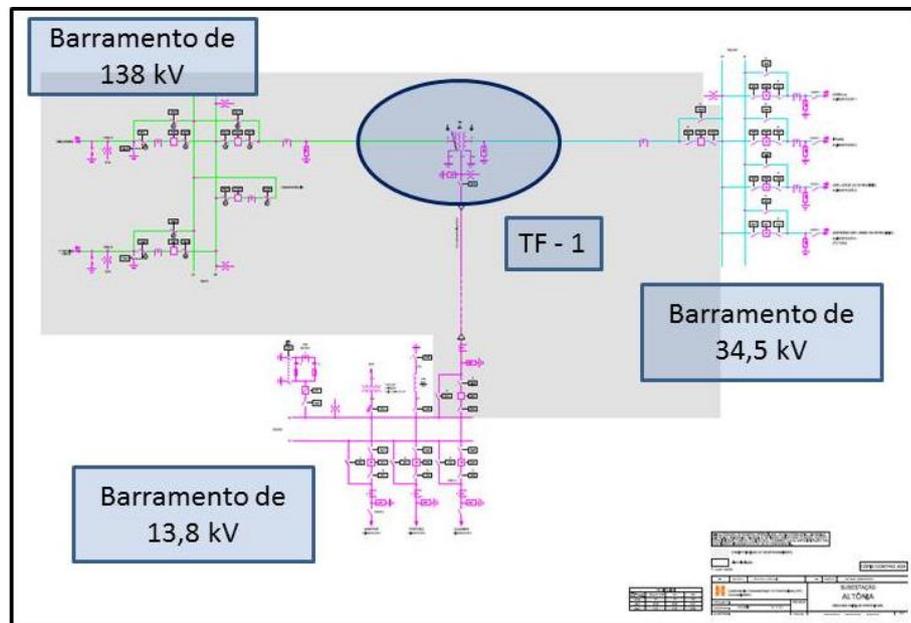
Atualmente há a conexão de cargas de 13,8 kV e 34,5 kV em suas barras de carga, possuindo três alimentadores de 13,8 kV responsáveis pelas cargas da região de Altônia-PR e quatro alimentadores de 34,5 kV que fazem o suprimento das SE's do SDMT da COPEL DIS. Os alimentadores de 13,8 kV não possuem nenhuma

interligação com circuitos de outra subestação, tornando impossível o remanejamento de carga em regime de contingência. Os alimentadores de 34,5 kV possuem interligação com circuitos de outras subestações através das subestações do SDMT.

Utilizando-se da classificação da instalação em uma das famílias de subestações, pode ser afirmado que a SE faz parte da família F2, ou seja, possui duas fontes de alimentação e um transformador de carga.

O diagrama unifilar da SE Altônia 138 kV pode ser visto na FIGURA 22 a seguir:

FIGURA 22 -DIAGRAMA UNIFILAR DA SE ALTÔNIA 138 kV



FONTE: COPEL DIS (2018).

No ponto de vista de confiabilidade, os dados de falha tanto dos circuitos que alimentam a subestação, quanto do transformador TF-1 são vistos na TABELA 4 a seguir:

TABELA 4 - PARÂMETROS DE FALHA SE ALTÔNIA 138 kV

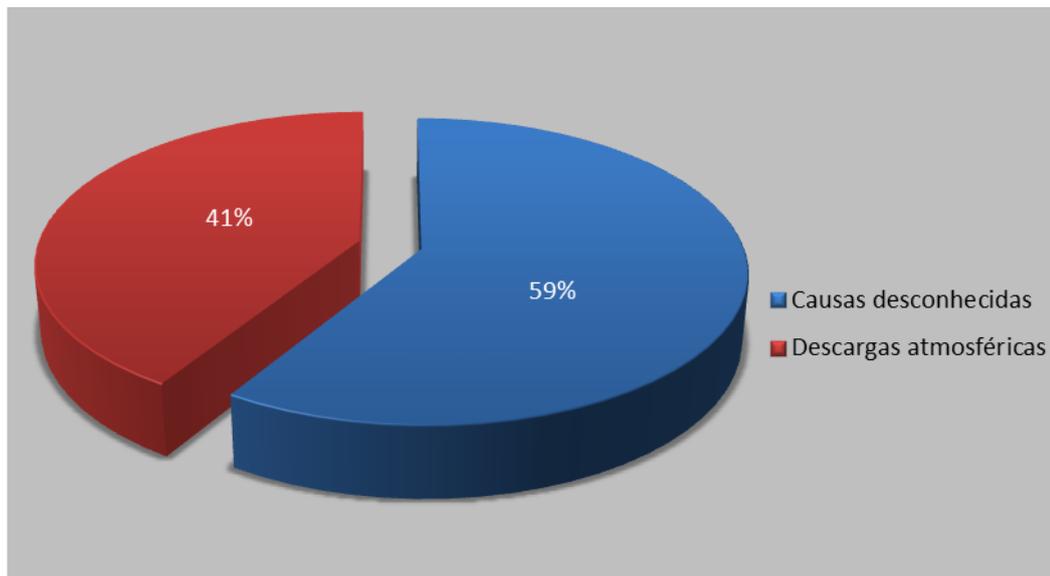
Equipamento	Taxa Média de Falha λ (falhas/ano)	Tempo Médio de Reparo μ (horas/falha)
LDAT Altônia – Guáira 138 kV	16,64	0,012
LDAT Altônia – Umuarama 138 kV	4,65	0,076
Transformador TF-1	1,845	0,1593

FONTE: O Autor (2018).

A LDAT Altônia – Guaíra 138 kV opera desde 2012, da sua energização até o dia 19/07/2018 foram registrados 107 desligamentos, que foram estratificados em desligamentos originários de descargas atmosféricas e por causas desconhecidas.

No GRÁFICO 4 a seguir, são representados os percentuais de causas que contribuíram para os desligamentos da linha:

GRÁFICO 4 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT ALTÔNIA – GUAÍRA 138 kV.

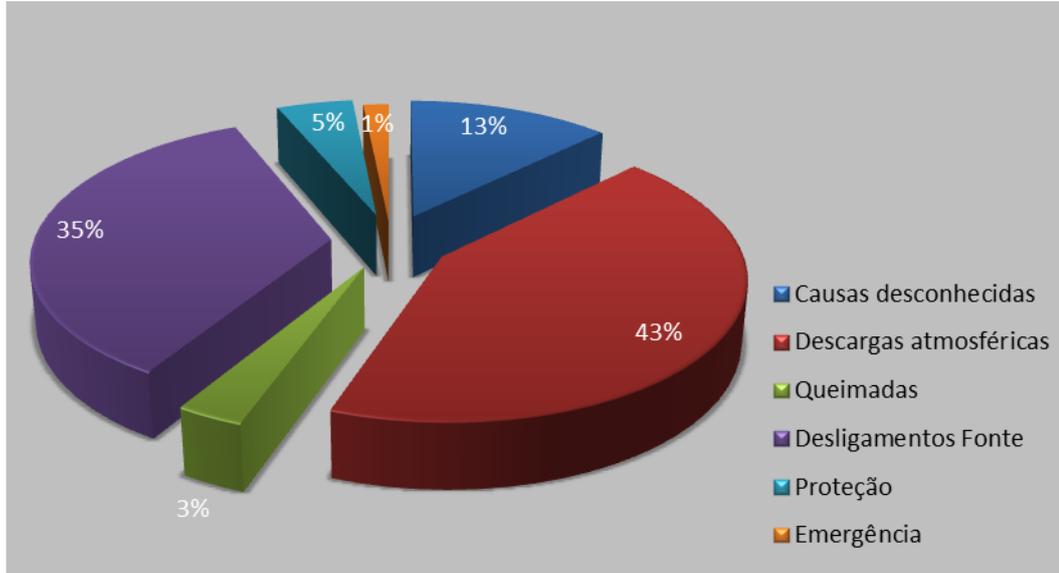


FONTE: O Autor (2018).

A LDAT Altônia – Umuarama 138 kV opera desde 1988, de janeiro de 2005, que é o período onde se iniciou a observação, até o dia 19/07/2018 foram registrados 63 desligamentos devido a causas variadas, entre elas: descarga atmosférica, queimadas, causas desconhecidas, desligamentos fonte, proteção e desligamentos de emergência.

O GRÁFICO 5 a seguir representa os percentuais de causas de desligamentos da linha.

GRÁFICO 5 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DA LDAT ALTÔNIA – UMUARAMA 138 KV.

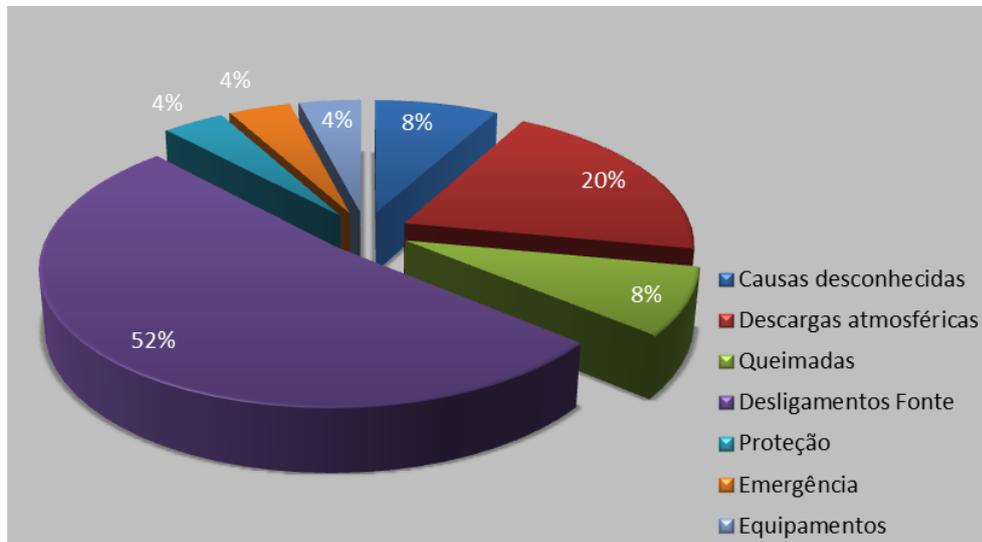


FONTE: O Autor (2018).

Já o transformador TF-1, em operação desde 1990, no período entre janeiro de 2005 e 19/07/2018 sofreu 25 desligamentos, onde as ocorrências se originaram de desligamentos fonte, descargas atmosféricas, causas desconhecidas, falhas de equipamentos associados ao transformador, proteção, desligamento de emergência e queimadas.

No GRÁFICO 6 são elencados os percentuais de cada causa que contribuíram para os desligamentos do transformador.

GRÁFICO 6 - PERCENTUAL DE DESLIGAMENTOS DO TRANSFORMADOR TF-1.



FONTE: O Autor (2018).

Da análise de remanejamento de carga foi verificado que somente é possível remanejar as cargas de 34,5 kV, com isso o corte de carga associado ao barramento de 13,8 kV é da dimensão de 7,3 MW.

Dos quatro alimentadores de 34,5 kV, somente dois poderão ter suas cargas remanejadas pela Rede de Média Tensão, são eles o Alimentador Iporã e o Alimentador Pérola.

O Alimentador Iporã, de extensão de 112,9 km supre a SE Iporã 34,5 kV e algumas pequenas cargas ao longo de seu traçado, sua demanda máxima medida durante o ano de 2018 foi de 6,5 MW.

O Alimentador Pérola, de 426,2 km, supre as SE's 34,5 kV Pérola e Xambrê do SDMT da COPEL DIS, e de acordo com as medições realizadas durante o ano de 2018, sua demanda máxima foi de 6,6 MW.

A carga do Alimentador Iporã pode ser remanejada através do Alimentador Pardal, proveniente da SE Tamoio 138 kV, que também tem interligação com a SE Iporã 34,5 kV, e portanto poderá remanejar toda a carga da referida subestação do SDMT.

A carga do Alimentador Pérola pode ser remanejada através do Alimentador Xambrê, proveniente da SE Tamoio 138 kV, o mesmo também possui interligação tanto com a SE Pérola 34,5 kV, quanto com a SE Xambrê 34,5 kV que são supridas pelo Alimentador Pérola.

O QUADRO 1 apresenta de forma resumida os remanejamentos de carga possíveis para os alimentadores de 34,5 kV da SE Altônia 138 kV:

QUADRO 1 - REMANEJAMENTO DE CARGAS

Alimentador Origem	Carga (MW)	Alimentador Destino	Carga Remanejada (MW)
Iporã	6,5	Pardal	6,5
Pérola	6,6	Xambrê	6,6
São Jorge do Patrocínio	0,2	-	0,0
Expresso S. Jorge do P.	3,0	-	0,0

FONTE: O autor (2018).

O remanejamento proposto foi simulado na ferramenta SINAPGRID e não foi verificada nenhuma violação nos alimentadores que receberão a carga da instalação defeituosa. Para a verificação da viabilidade de se efetuar o remanejamento proposto

fez-se necessário levar em consideração os limites admissíveis em regime de contingência do transformador que irá receber a nova carga.

O transformador que irá receber a carga remanejada será o TF-2 da SE Tamoio 138 kV, o mesmo alimenta somente cargas de 34,5 kV e possui carregamento de 11,9 MW.

TABELA 5 - DADOS DO TF-2 DA SE TAMOIO 138 kV

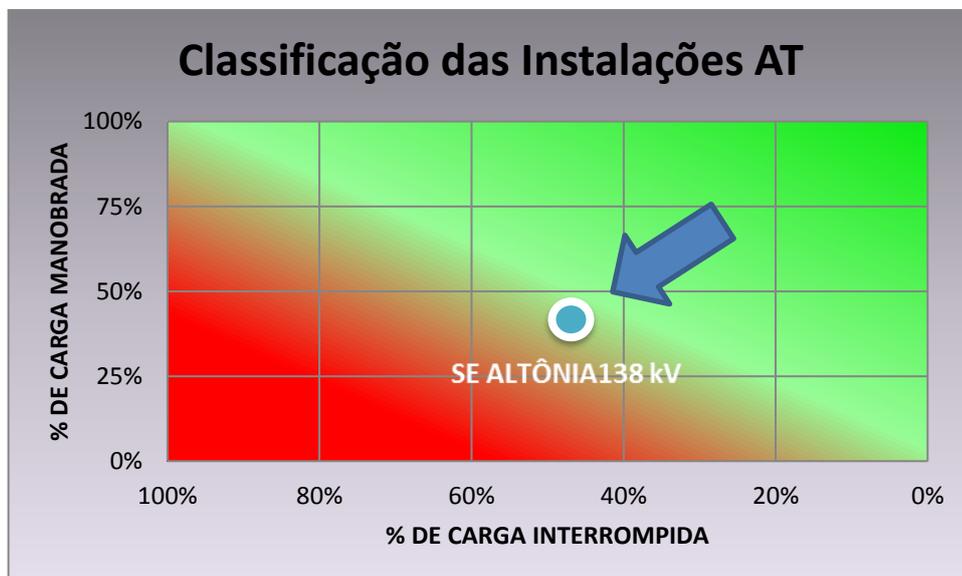
Enrolamento	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Limite em regime normal (MVA)	Limite em regime de emergência (MVA)
Primário	138	20,83	20,83	28,68
Secundário	34,5	20,83	20,83	28,68
Terciário	13,8	20,83	20,83	28,68

FONTE: COPEL DIS (2018).

Sabendo que do QUADRO xx, a carga total remanejada será de 13,1 MW e que somada com o atual carregamento do TF-2, resulta em um carregamento de 25,0 MW do TF-2, aplicando fator de potência de 0,92 chega-se ao carregamento de 27,2 MVA, dentro dos limites admissíveis de operação em regime de contingência.

Sabendo que a carga total da SE Altônia 138 kV é de 23,6 MW, conclui-se que haverá um corte de 44,5% de sua carga. Com essas informações é possível destacar a instalação no GRÁFICO xx a seguir:

GRÁFICO 7 - CLASSIFICAÇÃO DA SE ALTÔNIA 138 kV.



FONTE: O Autor (2018).

A seguir o indicador *ENS* de confiabilidade para a SE Altônia 138 kV:

$$- ENS = ENS_{TRAFO}$$

$$ENS = D_{TRAFO} * DIC_{TRAFO}$$

$$ENS = 6,97 \frac{MWh}{ano}$$

A proposta do presente trabalho se concentra em encontrar soluções para que a instalação tenha o menor percentual de carga interrompida possível, aliado ao maior percentual de carga manobrada. No subcapítulo seguinte serão abordadas possíveis soluções para o problema de confiabilidade apresentado pela SE Sengés 138 kV.

5.2 REFLEXO DE OBRAS PARA MELHORIA DA CONFIABILIDADE

Para melhoria dos indicadores de confiabilidade e aumento da capacidade de suprimento sem interrupções são necessárias análises de melhorias estruturais para o sistema. No tocante do SDAT da COPEL DIS, considerando o contexto do Planejamento da Expansão, é necessário buscar alternativas que viabilizem economicamente o investimento em detrimento do aumento da confiabilidade.

No presente trabalho, o objetivo trata-se de encontrar um procedimento adequado para identificar instalações com sérios problemas de confiabilidade e buscar possíveis soluções.

Nos dois casos estudados, tanto da SE Sengés 138 kV, quanto da SE Altônia, verifica-se que devido à existência de apenas um transformador em cada instalação, se faz necessária a instalação do segundo transformador.

Para a SE Sengés tem-se a seguinte proposta:

- Instalação de um novo transformador de carga, com potência nominal de 20,83 MVA para atendimento de critérios de confiabilidade. A instalação de um novo transformador permite a manobra de cargas entre dois transformadores em caso de falha de um destes.

Como a SE Sengés trata-se de uma subestação radial, também é necessário avaliar a possibilidade de instalação de uma nova LDAT, possibilitando redundância

na alimentação e diminuindo drasticamente interrupções de fornecimento aos consumidores atendidos pela SE. O custo da instalação de uma nova LDAT varia de acordo com a distância e o traçado adotado para o novo circuito bem como os equipamentos de manobras associados à instalação da nova linha. A título de conhecimento, o custo básico da instalação de um circuito novo de cabo 397,5 MCM, circuito duplo se encontra na faixa de R\$ 420.801,02 por quilômetro de linha.

Deve-se ressaltar que a ANEEL remunera 100% a distribuidora em instalação de novas linhas, alimentadores, interligações entre alimentadores, já o mesmo não ocorre com transformadores, e o porque será explicado a seguir.

Para instalações de novos transformadores, por exemplo, para avaliar a viabilidade desse tipo de investimento, deve-se levar em consideração a forma como atualmente a ANEEL remunera a distribuidora perante esse novo investimento.

Uma das formas de avaliar os ativos da distribuidora que a ANEEL utiliza é através da aplicação do Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS). Este índice emprega o Método do Custo de Reposição de um equipamento similar ao que está sendo proposto, isso tomando como base seu Valor Novo de Reposição para determinação do Valor de Mercado em Uso, o Valor Novo de Reposição pode ser obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária. O Valor de Mercado em Uso é definido como sendo o Valor Novo de Reposição deduzido da parcela de depreciação acumulada a partir da data de energização.

O Valor do Ativo Imobilizado em Serviço que compõe a base de remuneração é calculado pela aplicação do Índice de Aproveitamento sobre o Valor de Mercado em Uso.

O IAS considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma:

$$FUS = \frac{DM}{PTI}$$

$$ECC = (1 + TCA_1). (1 + TCA_2) + \dots + (1 + TCA_n)$$

$$IAS(\%) = FUS.ECC. 100$$

Onde:

IAS = Índice de Aproveitamento de Subestações (%);

FUS = Fator de Utilização da Subestação (%);

DM = Demanda máxima verificada nos últimos 2 anos (MVA);

PTI = Potência Total Instalada (MVA);

TCA = Estimativa percentual de crescimento anual da carga máxima atendida pela subestação;

ECC = Estimativa percentual de crescimento da carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos.

O IAS está definido no capítulo 4.1.3 do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, no módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, no submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória.

A cada 5 anos a ANEEL realiza revisão tarifária, e é neste momento que a análise em cima do IAS é feita, para então determinar a remuneração que a distribuidora receberá pelo transformador em uso. No caso da SE Sengés, levando em conta a instalação de um novo transformador de 20,83 MVA, onde seu custo durante toda sua vida útil (geralmente 40 anos) é de R\$ 3.989.535,00, e aplicando a partir da última revisão tarifária que foi em 2016, tomando como base a demanda verificada de 14,91 MVA, chega-se à um IAS DE 35,99%, o que ocasiona uma glosa, ou seja, perda de remuneração de R\$ 4.316.962,52 sobre toda a instalação, incluso o transformador atual e futuro. Se dividirmos esse valor sobre 40 anos, que é o tempo de vida útil do transformador, temos que a perda de remuneração anual gira em torno de R\$ 107.924,06, que durante todo o horizonte de 5 anos até a próxima revisão tarifária resulta em uma perda de remuneração de R\$ 539.620,32.

Para o investimento valer a pena, o custo de Energia Não Distribuída (ENS) ao longo desses cinco anos seja maior que a glosa no mesmo período. Assumindo o custo de US\$ 2,12 /kWh.ano descrito no Método do Payoff utilizado elaborado pela COPEL DIS, para a SE Sengés 138 kV o custo associado à ENS será de US\$ 291.500,00, adotando a cotação de hoje, o custo será de R\$ 1.148.510,00 ao longo de 5 anos, com isso pode-se concluir que é viável instalar um novo transformador, mesmo sofrendo glosa por parte da ANEEL.

Para a SE Altônia 138 kV propõe-se a instalação de um segundo transformador, e aplicando o mesmo procedimento utilizado para a SE Sengés tem-se que o custo associado à ENS é de R\$ 291.095,08, tendo como base o IAS se aplicado a instalação do transformador na última revisão tarifária em 2016, a glosa

aplicada pela ANEEL seria de R\$ 294.751,13, levando em conta um IAS 58,14%. Conclui-se que a instalação do segundo transformador inicialmente não apresenta benefícios para a distribuidora. O recomendado seria instalar um novo transformador somente após a próxima revisão tarifária, em torno de 2021, e aí sim analisar a viabilidade ou não do empreendimento.

Como a instalação já possui duas fontes, não será necessário a construção de uma nova LDAT, uma outra alternativa que pode ser levantada seria em relação á investimentos no SDMT, construindo novas interligações, principalmente no sistema de 13,8 kV, como o presente trabalho é voltado para análise do SDAT, esse tipo de investimento não será abordado embora o mesmo possa apresentar melhoras significativas nos indicadores de confiabilidade da concessionária.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise através de métodos probabilísticos se mostrou satisfatória em virtude da estimação do risco probabilístico associado às falhas dote um dado elemento do sistema. No contexto do Planejamento da Expansão a avaliação de indicadores que demonstram a frequência de eventos no sistema se torna útil para planejar de forma consciente, pois através de análises de indicadores de falha é possível identificar instalações que necessitam de intervenções para melhorar seus índices de confiabilidade.

Através do indicador ENS é possível mensurar a viabilidade de um dado investido em relação ao custo pela não distribuição de energia, este foi o principal ganho o trabalho, ou seja, associar as probabilidades de falha com o lado econômico buscando otimizar os investimentos no sistema.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para a realização de trabalho futuros recomenda-se um maior aprofundamento no software NH2, pois o mesmo dispõe de muitos recursos para o cálculo de indicadores de confiabilidade, porém apresenta barreiras no tocante de suas configurações, alterações de caso base.

Recomenda-se também aprofundar nos estudos econômicos, principalmente nas questões de compensação financeira devido a interrupções no sistema.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**, Brasília, Abril de 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-2>>. Acesso em 20/06/2018.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia**, . Brasília, Abril de 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em 20/06/2018.
- ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm>. Acesso em 20/06/2018.
- BILLITON, R. **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 91, No.2, setembro 1976.
- BILLITON, R., ALLAN , R.N.**Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd ed., Plenum Press. New York and London, 1996.
- DA SILVA, F. R. **Método para avaliar a confiabilidade estrutural de sistemas de subtransmissão de energia integrados à distribuição**. Universidade Federal de São João Del-Rei. Belo Horizonte, Agosto de 2017.
- ESUMI, N. S. **Levantamento dos parâmetros de confiabilidade**. COPEL. Curitiba, 1980.
- GOULART, M. S. **Aplicação da Confiabilidade na Reconfiguração de Sistemas de Distribuição**. Universidade Federal de São João Del-Rei. Belo Horizonte, 2015.
- KAGAN, N.; ROBBA, E.J.; SCHMIDT, H.P. **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**. São Paulo, Blucher, 2009.
- LACANINA, P.J.M.; JAEN, A.L.V; RAMOS, J.L.M. **Hybrid Procedure Including Subtransmission Systems and Substations for Reliability Assesment**. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.
- LIMA, J. M. **Uma análise minuciosa do risco probabilístico do sistema elétrico que atende o estado do Paraná**. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2007.
- RAMOS, D. S; MOROZOWSKI Fo., M.; SCHILLING, M. T. **Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos – Pontencialidades e Experiência de Aplicação**. VIII SNPTEE, São Paulo – Maio, 1986.

