

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Leandro Dutra Marques**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO  
MATRIZES LÓGICO-ESTRUTURAIS**

**Santa Maria, RS  
2016**

**Leandro Dutra Marques**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO  
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MATRIZES LÓGICO-  
ESTRUTURAIS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Alzenira da Rosa Abaide  
Coorientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon**

**Santa Maria, RS  
2016**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo autor.

Dutra Marques, Leandro  
METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO  
UTILIZANDO MATRIZES LÓGICO-ESTRUTURAIS / Leandro  
Dutra Marques. – 2016.  
90 p.; 30cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide  
Coorientador: Daniel Pinheiro Bernardon  
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2016.

1. Planejamento 2. Otimização 3. Confiabilidade 4.  
Interrupções 5. Matriz Lógico-Estrutural I. Abaide, Alzenira da  
Rosa II. Bernardon, Daniel Pinheiro III. Título.

**Leandro Dutra Marques**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO  
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MATRIZES LÓGICO-  
ESTRUTURAIS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Aprovado em 19 de agosto de 2016:**

---

**Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**

---

**Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)**

Santa Maria, RS  
2016.

À minha família.

*“O cientista não é o homem que fornece as verdadeiras respostas; é quem faz as verdadeiras perguntas”.*

*Claude Lévi-Strauss*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos professores Dr. Eng. Daniel Pinheiro Bernardon e a Dr.<sup>a</sup> Eng. Alzenira da Rosa Abaide pelas orientações, esclarecimentos e direcionamentos fornecidos para a elaboração deste trabalho.

Agradeço aos colegas da AES Sul pelo fornecimento de informações e incentivo durante a elaboração deste trabalho.

Em especial agradeço a minha família, minha mãe Rosalina Dutra Marques, pelo incentivo e apoio, meu pai Davi Gonçalves Marques, tenho certeza que onde estiver está muito feliz e orgulhoso pela conquista e conclusão deste trabalho e a meu irmão Leonardo Dutra Marques.

Agradeço com muito carinho a minha esposa Roberta, por todo carinho, apoio e incentivo para alcançar meus objetivos, foi realmente muito determinante para a conclusão deste trabalho. Agradeço aos meus filhos Davi e Maria Eduarda por ser fonte de inspiração, amor e desejo por querer sempre o melhor para eles e para no nosso futuro.

Por fim agradeço a AES Sul Distribuidora de Energia por me proporcionar a realização deste trabalho, mesmo que em paralelo a minhas atividades na empresa.

## RESUMO

### METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MATRIZES LÓGICO-ESTRUTURAIS

AUTOR: Leandro Dutra Marques, Eng.  
ORIENTADORA: Alzenira da Rosa Abaide, Dr.<sup>a</sup> Eng.  
COORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

Com a constante exigência de elevação dos patamares de qualidade e confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, especialmente no que diz respeito à qualidade do serviço (duração e frequência de interrupções), tem-se intensificado a necessidade de aprimoramento do planejamento e operação dos sistemas elétricos de energia. Um dos principais desafios nos sistemas de distribuição de energia elétrica está relacionado a encontrar o equilíbrio entre a satisfação dos consumidores, a regulação que rege o setor elétrico e a remuneração do capital investido pelas empresas de distribuição. Muitas vezes esta busca pela otimização dos recursos acaba prejudicada por deficiência de processos, falta de ferramentas, mão de obra de especialistas entre outros, favorecendo na maioria dos casos um planejamento deficiente sob os aspectos de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição. Em muitos casos os critérios de planejamento adotados pelas distribuidoras estão relacionados apenas ao carregamento de equipamentos, níveis de tensão e atendimento de novas cargas, poucas vezes tem-se dentre os critérios de planejamento itens relacionados à confiabilidade dos sistemas e quando estes fazem parte das etapas de planejamento geralmente são baseados somente em avaliações de base de dados históricas de interrupções. Devido a esta deficiência o tema desta dissertação é a utilização de um método para previsão de confiabilidade na fase de planejamento de sistemas elétricos de distribuição, ou seja, serão propostas ações de planejamento como instalação de equipamentos de seccionamento, diferentes topologias de rede, redução de taxas de falha e tempos de restabelecimento e por fim o cálculo do impacto destas ações nos indicadores de confiabilidade. A metodologia para a previsão de indicadores é estabelecida com base em matrizes lógico-estruturais, as quais utilizam informações como taxa de falhas e tempos médios de restabelecimento para diferentes seguimentos de rede. Será apresentado também um estudo de caso propondo ações de planejamento em um sistema real de distribuição com posterior avaliação do impacto nos indicadores de confiabilidade de uma empresa distribuidora de energia elétrica.

**Palavras-chave:** Planejamento. Otimização. Confiabilidade. Interrupções. Matriz Lógico-Estrutural.

## ABSTRACT

### METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MATRIZES LÓGICO-ESTRUTURAIS

AUTHOR: Leandro Dutra Marques, Eng.  
ADVISOR: Alzenira da Rosa Abaide, Dra. Eng.  
CO-ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

With the constant requirement for improving the levels of quality and reliability in the power distribution systems, especially with regard to the quality of service (duration and frequency of outages), it has intensified the need for a better planning and operation of the electrical grids in all voltage levels. One of the main challenges in the distribution systems is the balance between customer satisfaction, regulation (legislation) of power sector and the return on the capital invested by the utilities. Often this search for resource optimization ends up being hampered by process problems, lack of tools, few experts, among other issues, in most cases favoring a poor planning of electrical system reliability. In many cases the planning criteria used by the distribution companies are related only to the equipment load, voltage level control and new customer access, so it seldom has the reliability among the elements. Even when reliability is part of these criteria it's usually based just on the assessment of historical outages. Due to this deficiency, the subject of this dissertation is the use of a method for forecasting reliability in the electrical planning stage, i.e., it will be proposed actions such as installation of new switches, use of different network topologies, reduction of failure rates and recovery times, and finally calculated the impact of these actions on the reliability KPIs. The methodology for forecasting the indicators is based on logical-structural matrix, which use information such as failure rates and mean time to restore the power to different network segments. It will also be presented a case study proposing planning actions in a real distribution grid with subsequent evaluation of the impact on reliability KPIs of an electrical utility.

**Keywords:** Planning. Optimization. Reliability. Outages. Logical-Structural Matrix.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Indicadores DEC FEC Brasil.....	19
Figura 2 – Conjuntos de Unidades Consumidoras.....	33
Figura 3 – Fluxo de Planejamento da AES Sul.....	36
Figura 4 – Metodologia Proposta.....	39
Figura 5 – Alimentador Simplificado.....	41
Figura 6 – Alimentador com identificação dos nós e transformadores.....	51
Figura 7 – Alimentador com comprimento de rede.....	53
Figura 8 – Alimentador com substituição de equipamento.....	55
Figura 9 – Alimentador com Instalação de Religador Telecomandado.....	57
Figura 10 – Instalação de Interligação.....	60
Figura 11 – Indicador DEC Resultante das Reconfigurações.....	62
Figura 12 – Indicador FEC Resultante das Reconfigurações.....	62
Figura 13 - Indicador DEC Resultante das Reconfigurações.....	63
Figura 14 - Indicador FEC Resultante das Reconfigurações.....	64
Figura 15 – Alimentador sem Seccionamento.....	65
Figura 16 – Alimentador com primeiro seccionamento.....	68
Figura 17 – Alimentador com segundo ponto de seccionamento.....	69
Figura 18 – Alimentador com terceiro ponto de seccionamento.....	71
Figura 19 – Alimentador com quarto ponto de seccionamento.....	72
Figura 20 – Comportamento e DEC FEC após o seccionamento da rede.....	74
Figura 21 – Diagrama da Metodologia Proposta.....	75
Figura 22 – Conjunto Elétrico com redes de Média Tensão.....	77
Figura 23 – Detalhamento das obras propostas.....	81
Figura 24 – Detalhe das alternativas avaliadas para solução das restrições.....	82
Figura 25 – Propostas de reconfiguração de rede.....	82

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz Lógico-Estrutural.....	42
Tabela 2 – MLE com Taxas de Falha.....	42
Tabela 3 – Taxas de Falha por Tipo de Equipamento por ano .....	47
Tabela 4 – Tempos de Recomposição por Tipo de Equipamento.....	49
Tabela 5 – Tempos de Isolamento e Transferência .....	49
Tabela 6 – Tempos por Tipo de Equipamento .....	50
Tabela 7 – MLE para o alimentador da Figura 6 .....	51
Tabela 8 – Comprimento de rede por equipamento .....	53
Tabela 9 – MLE com Substituição de Equipamento.....	55
Tabela 10 – Resultados da Reconfiguração Caso A.....	56
Tabela 11 – Novos comprimentos de Rede .....	57
Tabela 12 – Matriz com a Instalação de Religador Telecomandado.....	58
Tabela 13 – Resultado da Reconfiguração Caso B.....	59
Tabela 14 – MLE com Interligação no Alimentador.....	60
Tabela 15 – Resultado da Reconfiguração Caso C .....	61
Tabela 16 – Comprimentos de rede .....	65
Tabela 17 – Quantidade de consumidores de cada transformador.....	66
Tabela 18 – Tempos de recomposição e taxas de falha por ano.....	66
Tabela 19 – MLE para o alimentador da Figura 13 .....	67
Tabela 20 – MLE com o primeiro ponto de seccionamento .....	68
Tabela 21 – MLE com segundo ponto de seccionamento.....	70
Tabela 22 – MLE com terceiro ponto de seccionamento .....	71
Tabela 23 – MLE com quarto ponto de seccionamento .....	73
Tabela 24 – Quantidade de falhas ocorridas nos alimentadores no ano de 2015.....	78
Tabela 25 – Tempos de restabelecimento nos alimentadores em 2015 em horas ...	79
Tabela 26 – Tempos de transferência de carga .....	79
Tabela 27 – Indicadores DEC e FEC do caso base com aplicação da MLE .....	80
Tabela 28 – Resultado das obras de planejamento nos indicadores de confiabilidade .....	83
Tabela 29 – Custo das obras sugeridas.....	84

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1	OBJETIVOS.....	14
1.2	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS .....	14
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>16</b>
2.1	CONFIABILIDADE .....	16
2.2	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	19
2.3	PREVISÃO DE INDICADORES DE CONFIABILIDADE .....	22
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>25</b>
3.1	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	25
3.2	MÓDULO 2 – PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	25
3.2.1	Previsão de demanda.....	25
3.2.2	Caracterização da carga e do sistema elétrico .....	26
3.2.3	Critérios e estudos de planejamento .....	27
3.2.4	Plano de Desenvolvimento da Distribuição.....	31
3.3	INDICADORES DE CONFIABILIDADE .....	32
3.3.1	Conjuntos de unidades consumidoras.....	32
3.3.2	Indicadores individuais.....	33
3.3.3	Indicadores coletivos .....	35
<b>4</b>	<b>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO e METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE INDICADORES</b> .....	<b>36</b>
4.1	MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL.....	40
4.2	TAXAS DE FALHA POR TIPO DE EQUIPAMENTO .....	46
4.3	TEMPOS DE ATENDIMENTO.....	47
4.4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....	50
4.4.1	Cálculo dos indicadores e mudanças de topologia.....	52
4.5	LIMITES PARA O SECCIONAMENTO DA REDE .....	64
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>77</b>
5.1	INDICADORES DE CONFIABILIDADE DO CASO BASE .....	77
5.2	AÇÕES DE PLANEJAMENTO E IMPACTO NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE .....	80
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>85</b>

6.1 CONCLUSÕES.....	85
6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	87
6.3 TRABALHOS PUBLICADOS .....	88
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>89</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia foram inicialmente concebidos para atender a necessidade por demanda de energia das várias camadas da sociedade, desde o nível de residências até plantas industriais. Naturalmente o sistema elétrico sofreu uma expansão, que ocorreu em um ritmo mais acelerado em relação à capacidade de investimentos e disponibilidade de recursos, equipamentos e tecnologias.

Os modelos de planejamento e expansão foram sendo adequados basicamente para atender a demanda de energia conservando a integridade de equipamentos sob o aspecto de carregamento e níveis de segurança adequados, pouco se levou em consideração a confiabilidade dos sistemas sob os aspectos de duração e frequência de interrupções. Sabe-se que os sistemas elétricos são naturalmente suscetíveis a fatores externos, os quais ocorrendo podem ocasionar variações ou interrupções nas condições normais de operação do sistema elétrico, especialmente em sistemas onde as redes de distribuição possuem características de construção aéreas e condutores não protegidos.

A justificativa para a avaliação da confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos de distribuição é atribuída ao crescimento da exigência pela melhoria nos índices de continuidade do fornecimento, onde interrupções de longa duração não são mais toleradas por consumidores residenciais e tem potencial econômico negativo para as indústrias. Aliado a este fator cabe destacar a evolução da tecnologia em relação à disponibilização de equipamentos que necessitam de energia elétrica para o seu funcionamento e ao aumento do poder aquisitivo da sociedade ao longo dos anos.

A proposta desta dissertação é a apresentação de uma metodologia baseada em uma matriz de parâmetros, a qual leva em consideração taxa de falhas e tempos de restabelecimento de energia, que são variáveis que compõe critérios de confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos. Este método busca dentro desta ótica um complemento ao conceito clássico de planejamento baseado em atendimento de carga para garantia de melhor confiabilidade aos sistemas avaliando, portanto, redução nos índices de duração e frequência das interrupções.

## 1.1 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo apresentar uma metodologia para análise da confiabilidade na fase de planejamento de sistemas elétricos de distribuição sem avaliar somente a série histórica de interrupções de um sistema, mas sim projetando indicadores de confiabilidade sob o aspecto de variáveis relacionadas a taxas de falha e tempos médios de restabelecimento. Será apresentada uma matriz lógico-estrutural que irá relacionar estas variáveis. Após a apresentação da matriz são propostas alterações na topologia de rede ou ações de planejamento para nova avaliação do impacto destas mudanças nos indicadores de confiabilidade. O trabalho não propõe substituir técnicas clássicas de planejamento de sistemas de distribuição baseadas principalmente em avaliação de carregamento do sistema e níveis de tensão, o principal objetivo é apresentar um método que pode proporcionar maior segurança na tomada de decisão sobre qual topologia de rede ou ação de planejamento adotar sob o ponto de vista de confiabilidade.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, abordando os seguintes assuntos:

- 1 – Introdução.
- 2 – Revisão Bibliográfica.
- 3 – Planejamento de Sistemas de Distribuição.
- 4 – Planejamento de Sistemas de Distribuição e Metodologia para Previsão de Indicadores.
- 5 – Estudo de Caso.
- 6 – Considerações Finais.

O capítulo 2, revisão bibliográfica, apresenta uma contextualização sobre confiabilidade de sistemas de distribuição, apresentando conceitos, pesquisas e métodos utilizados. São descritas também algumas vantagens e desvantagens, dependendo da abordagem utilizada para os estudos de confiabilidade.

O capítulo 3 apresenta uma exposição dos requisitos regulatórios estabelecidos pela ANEEL para o planejamento de sistemas de distribuição, serão

apresentados os critérios contidos nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), em especial no módulo 2, que está particularmente direcionado as diretrizes para o planejamento dos sistemas.

O capítulo 4 apresenta as etapas de planejamento da AES Sul Distribuidora de Energia e o método proposto para a previsão de indicadores de confiabilidade baseado em taxas de falha e tempos médios de restabelecimento de energia. É avaliado um alimentador hipotético e outro real onde são propostas mudanças na topologia de rede e são recalculados os indicadores de confiabilidade a partir da matriz lógico-estrutural, permitindo avaliar assim o impacto das alterações propostas.

O capítulo 5 apresenta um estudo de caso real de uma distribuidora de energia. A partir de uma ferramenta computacional desenvolvida a partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento são calculados os indicadores de confiabilidade de um conjunto composto por sete alimentadores. A partir das informações destes alimentadores são propostas ações de planejamento com consequente avaliação do impacto nos indicadores de confiabilidade a partir da matriz lógico-estrutural.

Por fim o capítulo 6 traz as considerações finais a respeito do trabalho, abordando importantes conclusões a respeito do método apresentado. São apresentadas também algumas sugestões para trabalhos futuros baseados na metodologia proposta.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir será feita uma revisão bibliográfica e conceitual a respeito do assunto estudado. Serão feitas avaliações e exposições a respeito do tratamento da confiabilidade, quanto à duração e frequência de interrupções no Brasil bem como em outros países.

### 2.1 CONFIABILIDADE

A satisfação de consumidores é de extrema importância para as empresas de distribuição de energia elétrica, sendo a melhoria dos índices de confiabilidade uma maneira eficaz de atingir estes objetivos (Bezerra et al., 2015).

Quando os consumidores se referem à confiabilidade estão se referindo a confiabilidade no fornecimento, ou seja, poder consumir energia na hora e na quantidade que lhes convém. Ainda destaca-se que a confiabilidade é mais percebida pelo conceito oposto a disponibilidade, ou seja, a sua falta. (Instituto Acende Brasil, 2014).

Nos Estados Unidos, um cliente típico espera ter um fornecimento de energia contínuo durante todo o tempo, porém os serviços de distribuição conseguem manter este fornecimento contínuo entre 99,99% e 99,999% do tempo. Algumas pesquisas ainda mostram que os clientes podem não estar satisfeitos com o fornecimento de energia se permanecer interrompidos por mais de 53 minutos, ou 0,88 horas, no ano (Islam et al., 2014).

No Brasil o número médio de horas que os consumidores ficaram sem energia em 2015 foi 18,59 h. (ABRADEE, 2016).

Para Islam (2014), a confiabilidade, do ponto de vista de engenharia de sistemas, está relacionada à capacidade de um sistema elétrico para desempenhar suas funções em circunstâncias normais e extremas, podendo sofrer impacto de muitos fatores físicos como tensão do sistema, comprimento dos circuitos alimentadores e exposição a elementos naturais.

O custo que uma interrupção tem para o cliente é estimado e deve-se considerar o preço que o mesmo está disposto a pagar para receber redundâncias no sistema que evitem interrupções (Loterio et al., 2011). Ainda conforme Loterio (2011), este custo pode ser utilizado para criar sinais adequados, orientando os

investimentos nos sistemas de distribuição, porém deve-se considerar ainda que os clientes mudam suas preferências ao longo do tempo, assim como as empresas de distribuição estabelecem novos interesses, nestes casos os órgãos reguladores possuem o papel fundamental de assegurar um serviço confiável com base em dados históricos e locais específicos.

O Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE) define os índices de confiabilidade, geralmente aceitos, conforme sua norma número P1366, “Guia para índices de Confiabilidade de Energia Elétrica”.

Esta norma estabelece o conceito dos índices ou indicadores, segregando inclusive os tipos de interrupção, como: Interrupção momentânea, evento de interrupção momentânea e interrupção sustentada.

A interrupção momentânea é definida como uma única operação de um equipamento que resulta em tensão nula.

O evento de interrupção momentânea é definido como interrupção com duração limitada ao período necessário para restaurar o serviço a partir de algum dispositivo. Esta deve ser concluída dentro de cinco minutos.

A interrupção sustentada é qualquer interrupção não classificada como evento momentâneo. (Revision of IEEE Std 1366-1998).

Ainda segundo a norma os índices, ou indicadores, que quantificam estas interrupções correspondem respectivamente aos indicadores: *SAIDI - System Average Interruption Duration Index*, o qual se refere à duração equivalente das interrupções, *SAIFI - System Average Interruption Frequency Index*, refere-se à frequência equivalente de interrupções.

No Brasil este regulamento é estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que estabelece formas de cálculo, métodos de apuração e metas relacionadas à duração e frequência de interrupções, sendo inclusive alvo de fiscalizações e aplicação de penalidades quando tais limites são violados.

Os indicadores de confiabilidade estão divididos basicamente em dois grupos que se complementam.

No Brasil estes indicadores são denominados *DEC – Duração Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora* – o qual indica a duração média, em horas, que cada consumidor de um determinado agrupamento ficou sem energia elétrica. Tem-se também o indicador *FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por*

*unidade Consumidora* – o qual indica a frequência média, em vezes, que cada consumidor de um determinado agrupamento ficou sem energia (Resolução ANEEL 664/2015).

O indicador FEC diz respeito à ocorrência de interrupções, e no caso de existência é medido a partir da quantidade de interrupções ocorridas. Este indicador está diretamente relacionado às características físicas do estado de conservação das redes de distribuição, neste sentido é possível afirmar que se relaciona quase que de forma direta a capacidade de investimento e conservação dos sistemas de distribuição.

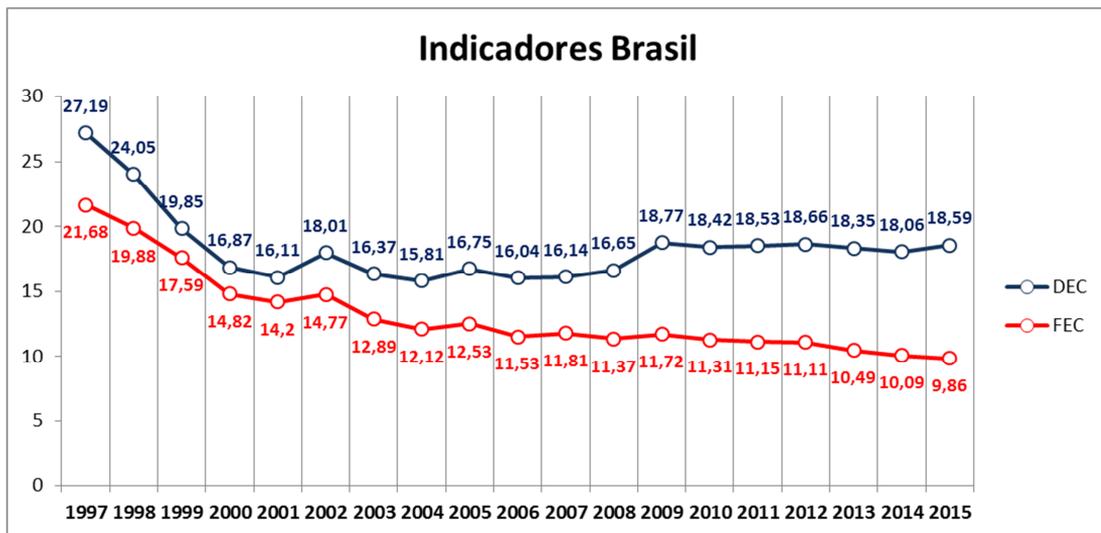
O indicador DEC diz respeito à capacidade de minimizar a duração das interrupções, caso ocorram. Em outras palavras após a ocorrência da interrupção é necessário o dispêndio de recursos tecnológicos e/ou humanos para restabelecer o fornecimento com a maior brevidade possível, assim é possível afirmar que a minimização deste indicador se relaciona a investimentos de operação das empresas de distribuição.

Além dos indicadores de duração e frequência de interrupções, também há a regulamentação de indicadores individuais de duração e frequência das interrupções, ou seja, indicadores que quantificam de forma individual a duração, em horas, e a quantidade, em vezes, que cada cliente ficou sem energia elétrica (Resolução ANEEL 664/2015).

Estes indicadores podem ser ou não cumulativos, ou seja, representar a duração e quantidade total de todas as interrupções ocorridas ou apenas de uma interrupção de forma individual.

De acordo com a Figura 1 é possível observar os indicadores DEC e FEC do Brasil no período de 1997 a 2015.

Figura 1 – Indicadores DEC FEC Brasil.



Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE

Iniciar ou manter um programa para monitorar e avaliar os dados de confiabilidade é essencial. Para medir a confiabilidade do sistema com sucesso, deve-se providenciar a coleta ininterrupta de longo prazo de dados relacionados confiabilidade para que se possam produzir resultados significativos (Islam et al., 2014).

Devido a exigências do mercado de energia elétrica, consumidores e órgãos reguladores a redução de índices de confiabilidade e tempos de interrupção torna os sistemas de gestão de interrupções muito importantes, considerando ainda a automatização destes sistemas (Alishahi et al., 2011).

## 2.2 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Na década de 2000 e início dos anos de 2010 a expansão dos sistemas de transmissão cresceu em vários países da América do Sul, o incremento de demanda foi impulsionado pelo crescimento do Produto Interno Bruto, PIB, cerca de 5% de 2003 a 2008 e 3% de 2008 a 2013, esta característica foi comum ao Brasil, Chile e Colômbia (Ferreira et al., 2016). Com este incremento de demanda os estudos de confiabilidade ganham papel fundamental, garantindo maior continuidade no fornecimento de energia elétrica.

Com base em um estudo efetuado no ano de 2014 pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica durante a Audiência Pública 029, a qual tem como objetivo a revisão da metodologia de estabelecimento de metas de DEC e FEC, foram avaliados os aspectos regulatórios relacionados aos indicadores de continuidade em 13 países, entre eles: Hungria, Espanha, Holanda, Reino Unido, Noruega, Portugal, França, Itália e Suécia.

Durante este estudo foi avaliado que no âmbito mais geral estes países adotam sistemáticas semelhantes, considerando os aspectos de monitoramento da qualidade através de indicadores de continuidade, penalidade por transgressão de limites e incentivo tarifário pelo atendimento de metas. O Estudo ainda aponta que:

- Em todos os países ocorre o monitoramento de duração das interrupções;
- Na metade deles ocorre também o monitoramento de frequência das interrupções;
- Os países que monitoram a frequência das interrupções utilizam indicadores cumulativos;
- A compensação aos consumidores, por violação aos limites, considerada a diferença entre realizado e meta;
- Definem-se limites para as distribuidoras como um todo;
- Em todos os países o atendimento do indicador referente à duração das interrupções se reverte em incentivo via tarifa de energia.

Deste estudo conclui-se que o monitoramento dos indicadores de continuidade coletivos visa promover a melhoria da qualidade de forma global e o monitoramento dos indicadores individuais dos consumidores visa evitar grandes transtornos aos consumidores. Neste sentido conclui-se que o monitoramento por indicadores coletivos e individuais possuem características distintas, porém complementares.

A partir do Relatório de Avaliação sobre a continuidade do fornecimento de eletricidade emitido pelo Conselho de Reguladores Europeus da Energia em fevereiro de 2014, vários países forneceram informações a respeito de mudanças recentes em seu regulamento sobre qualidade de energia elétrica ou planos para o futuro, sendo citados:

- Alemanha

Implementou um novo sistema de regulação a partir de 2012. O sistema faz parte da regulação baseada em incentivos. As empresas podem receber uma recompensa ou penalidade em sua tarifa de receita em função de seu desempenho global.

- Países Baixos

Em 2012, foi efetuado um levantamento a respeito do quanto os clientes valorizam sofrer menos interrupções. O estudo foi realizado para alimentar um estudo anterior (de 2004) que formou a base para o sistema de regulação vigente desde 2007. Os resultados não foram divulgados no relatório.

- Portugal

Desde 2013 estão sendo desenvolvidas revisões na qualidade do fornecimento de energia elétrica, referentes à continuidade do fornecimento, as principais alterações propostas são:

- I. Introdução do indicador, semelhante ao FEC, porém referente a interrupções momentâneas no fornecimento (MAIFI) nos níveis de Extra Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão;
- II. Introdução dos indicadores DEC e FEC em nível de Alta Tensão;
- III. Revisão das normas de sistemas e padrões de indicadores individuais.

Conforme observado no relatório à apuração de indicadores que quantificam a confiabilidade dos sistemas de distribuição sob os aspectos de duração e frequência de interrupções ocorre em vários países e muitas vezes de forma similar, guardadas as políticas de cada país e suas particularidades.

Em Alishahi (2011) foi implementado um sistema de gestão técnico e econômico das interrupções nas redes de distribuição urbanas do Irã. Depois de realizadas as avaliações foram verificadas redução nos índices de continuidade, neste trabalho também foi considerado um algoritmo para alocação de chaves de seccionamento considerando as taxas de falha das mesmas.

### 2.3 PREVISÃO DE INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Tradicionalmente, o planejamento de sistemas de distribuição busca um plano de investimento que minimizem os custos ao longo de um horizonte, contemplando a operação ou reforços aos recursos existentes, atendendo a demanda com uma qualidade aceitável, cumprimento de normas de segurança, exigidos pelos clientes ou por regulamentos (Loterio, 2011).

Em Tajnsek (2011) é descrito que as técnicas de manutenção existentes geralmente possuem a desvantagem de ser utilizadas após a ocorrência da falha, eliminando o efeito causador da interrupção. Neste sentido quanto mais assertiva for a previsão de índices de confiabilidade, maior a assertividade sobre qual tipo de manutenção adotar, se corretiva ou preventiva, a depender ainda das causas e tipos de falha, podendo ser permanentes ou transitórias.

As técnicas utilizadas na previsão de confiabilidade de sistemas de energia podem ser divididas em duas categorias, método analítico e de simulação. A diferença entre elas está no formato em que os índices são avaliados (Shavuka, 2010).

Ainda segundo Shavuka (2010) as técnicas analíticas representam o sistema através de um modelo matemático, onde são feitas as avaliações dos índices utilização soluções matemáticas diretas. Por outro lado, as técnicas de simulação possibilitam estimar os índices de confiabilidade simulando o processo real e o comportamento aleatório do sistema. Os resultados de ambos podem ser comparados e indicam que melhorias destes índices podem ser conseguidas como resultado de mudanças de planejamento e projetos de redes.

Atualmente diferentes ferramentas de software são utilizadas para analisar o desempenho de sistemas de distribuição elétrica, especialmente quando nestes sistemas houver a presença de geração distribuída (Martinez et al., 2010).

Os sistemas de geração distribuída permitem que sejam efetuadas avaliações do sistema elétrico evitando cortes de blocos carga quando os limites técnicos admissíveis são violados, melhorando assim os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição (Safdarian et al., 2013).

Em Bezerra (2015) foi proposto um algoritmo para alocação de chaves de seccionamento, permitindo a partir daí a previsão de índices de confiabilidade. A

abordagem concluiu que uma solução única não pode ser considerada ótima, devido a metas e objetivos muitas vezes conflitantes entre si.

Os sistemas elétricos de distribuição muitas vezes possuem topologias de rede que permitem transferência de blocos de carga para outros sistemas adjacentes, isolando determinados trechos de rede sob defeito, porém mesmo com esta transferência de carga muitos clientes ainda são impactados pelas interrupções no fornecimento de energia.

Os indicadores de confiabilidade são diretamente proporcionais a quantidade de clientes afetados e a duração das interrupções. Neste sentido é intuitivo afirmar que ao se seccionar uma rede de distribuição ocorrem reduções em indicadores de continuidade, visto que, com um maior poder de seccionamento permite-se afetar uma menor quantidade de clientes. Porém esta redução decresce na medida em que mais equipamentos de seccionamento são instalados na rede. Em Comassetto (2004) houve a proposta de instalação de 12 pontos de seccionamento em um circuito alimentador. A redução com a instalação do 2º ponto de seccionamento em relação ao 1º ponto chegou a 9%, considerando a energia consumida, porém a redução para a instalação do 13º ponto chegou a menos de 1%, evidenciando a tendência assíntota de redução à medida que equipamentos de seccionamento são instalados.

Outra alternativa, para suportar a tomada de decisão para a instalação de equipamentos de seccionamento é a instalação de dispositivos localizadores de falta ao longo de um alimentador de distribuição. Estes equipamentos registraram a ocorrência de defeitos na rede e as informações são arquivadas em uma base de dados. Esta base de dados serve de insumo para a tomada de decisão pela instalação ou não de equipamentos de seccionamento de diferentes tipos de tecnologia, podendo ser de operação manual, telecomandados ou de operação automática (HONRUBIA-ESCRIBANO et al, 2015).

De acordo com SOUZA (2013) tem-se tornado muito importante para os departamentos de planejamento das empresas distribuidoras de energia dispor de ferramentas computacionais para análise e planejamento, as quais devem contemplar custos associados a confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica, levando-se em consideração o montante de investimentos necessários e disponíveis para a expansão das redes de distribuição. Cabe ressaltar que além de possuir as ferramentas computacionais adequadas é necessária uma

boa modelagem dos problemas, cenários e objetivos, a fim de garantir as corretas tomadas de decisão já que esta modelagem serve como base para a construção e expansão dos sistemas de distribuição.

Conforme já citado anteriormente a confiabilidade em planejamento de sistemas de distribuição geralmente limita-se a avaliações estatísticas de séries históricas de interrupções, porém muitas vezes estas avaliações não conseguem levar em consideração todas as condições de contorno envolvidas no que diz respeito à duração e frequência das interrupções. Como exemplo cita-se o fato de interrupções ocorridas durante eventos climáticos atípicos (descargas atmosféricas, vendavais), onde não há garantia alguma de que tal evento volte a ocorrer afetando o mesmo trecho de rede sob as mesmas condições.

Um aspecto que tem como consequência a redução do indicador de duração de interrupções é a transferência de clientes que estão ligados na rede que não está sob defeito para outro circuito adjacente, caracterizando assim uma reconfiguração de rede. De acordo com Bernardon (2015) A reconfiguração de rede pode ser considerada um problema de otimização no qual se busca, entre as várias soluções (topologias) possíveis, aquela solução que leva ao melhor desempenho, considerando o objetivo final da reconfiguração (BERNARDON et al., 2015).

Um método que pode ser utilizado para modelagem da tomada de decisão, por exemplo, de qual topologia optar em uma reconfiguração é o AHP que utiliza o conceito de modelagem da preferência e parte do princípio de que a decisão está relacionada a uma função utilidade, que por sua vez, tem como parâmetros os critérios do problema convertidos em pesos. Uma das características do método é a decomposição do problema em níveis hierárquicos, em que são feitos julgamentos comparativos dos critérios aos pares. Dessa forma, cada critério é avaliado com o grau de importância em relação a outro, estabelecido de acordo com uma escala numérica de valores para comparação (BLUSHAN e RAI, 2004).

### **3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

A expansão do sistema elétrico nem sempre foi acompanhada de um planejamento que levasse em consideração a maior quantidade de variáveis que influenciam o processo, pois até então muitas necessidades, ainda que futuras, eram desconhecidas. Inicialmente o planejamento clássico de sistemas de distribuição considerava apenas variáveis que fossem claramente observáveis ou determinadas, como carregamento de condutores e equipamentos, níveis de tensão ou questões relacionadas à segurança. Com o passar dos anos foram sendo observadas novas necessidades, sendo uma delas a necessidade de avaliação prévia da confiabilidade durante a fase de planejamento de sistemas de distribuição.

#### **3.1 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional são regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico, os regulamentos são compostos atualmente por 10 (dez) módulos (Resolução ANEEL nº664/2016).

O módulo 2 estabelece diretrizes, critérios para o planejamento da expansão do sistema de distribuição. Este módulo trata de um dos temas abordados nesta dissertação (confiabilidade) e, portanto, será mais detalhado a seguir.

#### **3.2 MÓDULO 2 – PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Dentre o conteúdo presente neste módulo, são abordados alguns assuntos relacionados ao tema desta dissertação.

##### **3.2.1 Previsão de demanda**

Apesar do regulamento não estabelecer modelos específicos de previsão de demanda sabe-se que uma correta modelagem e previsão de demanda em pontos de conexão com os agentes transmissores é de vital importância para as distribuidoras e conseqüentemente sistemas de distribuição. Além das corretas

previsões possuem o objetivo de demonstrar o melhor modelo do comportamento do sistema, no que diz respeito a carregamento, podem também atuar como sinalizadores em relação à necessidade de expansão e reforços no sistema.

Os estudos de previsão de demanda nos Sistemas de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) devem obedecer a um horizonte de 10 (dez) anos tendo periodicidade de revisão anual. Os estudos de previsão de demanda nos sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) obedecem basicamente aos mesmos critérios, porém devem ser realizados considerando um horizonte de 5 (cinco) anos com o mesmo período de revisão do SDAT (anual).

Durante os estudos de previsão de demanda deverão ser consideradas as potências ativas e reativas do sistema elétrico nos patamares de carga leve, média e pesada, além da necessidade de considerar os sistemas de geração distribuída, caso existam. Também deverão ser observadas as premissas para as estimativas de perdas técnicas conforme estabelecido no Módulo 7 (sete) dos Procedimentos de Distribuição.

### **3.2.2 Caracterização da carga e do sistema elétrico**

A correta modelagem e caracterização da carga do sistema elétrico é um aspecto fundamental para os estudos elétricos, especialmente para a definição de configuração da rede e avaliação de carregamentos dos sistemas elétricos.

A ANEEL também estabelece a periodicidade de campanhas de medição que servem de dados de entrada para a correta caracterização da carga da distribuidora. As campanhas de medição devem ser realizadas a cada revisão tarifária periódica. Adicionalmente a cada dois processos de revisão tarifária periódica a distribuidora deverá realizar também uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo de seus consumidores distribuídos nas diversas classes de consumo.

Durante as campanhas de medição as unidades consumidoras deverão ser estratificadas quanto ao nível de tensão em seu ponto de conexão, potência demandada, classe de consumo e consumo médio mensal nos últimos 12 (doze) meses. O regulamento também define a quantidade de consumidores que deverão ser abrangidos pela campanha de medição através de uma metodologia amostral, conforme a equação (1) a seguir (Resolução ANEEL 664/2015 – Módulo 2):

$$n = \frac{1,96^2 \cdot \left(\frac{CV}{R}\right)^2}{1 + \frac{1,96^2}{N} \cdot \left(\frac{CV}{R}\right)^2} \quad (1)$$

Onde:

- CV: Coeficiente de variação médio;
- R: Erro amostral;
- N: Tamanho da população;
- n: Amostra

A ANEEL estabelece que o erro máximo aceitável da amostra de cada estratificação deverá ser de até 20%, com nível de confiança de 95%.

### 3.2.3 Critérios e estudos de planejamento

Os estudos do SDAT têm como objetivo melhorar a condição operativa do sistema elétrico considerando as necessidades de expansão de geração e consumo de energia elétrica. Os estudos, salvo os de caráter contábil-financeiro, deverão ser disponibilizados aos acessantes ou potenciais acessantes quando forem de interesse direto destes.

Os estudos dos SDAT deverão contemplar dois horizontes:

- Planejamento de curto e médio prazo (cinco anos);
- Planejamento de longo prazo (dez anos).

Durante os estudos de planejamento do SDAT deverão ser observados os seguintes critérios:

#### I) Segurança

A segurança aqui descrita está relacionada a capacidade do sistema absorver distúrbios dependendo da sua probabilidade de ocorrência. Depois de ocorrido o distúrbio o sistema deverá apresentar a capacidade de atingir um novo ponto de operação sem que os níveis de tensão ou carregamentos apresentem restrições. O sistema também deverá ser estável sob condições de curto-circuito monofásico ou

perda de um de seus elementos (carga, geração, linha de transmissão ou transformador). Além destes pontos deverão ser obedecidas as premissas básicas sob o ponto de vista de carregamento de equipamentos, em condições normais e de emergência.

#### II) Critérios de Carregamento em Operação Normal ou em Emergência

O primeiro ponto a destacar é que o carregamento das linhas do SDAT não deve exceder o limite para condições normais ou de emergência, frente a isso não se deve estabelecer o limite de carregamento de linhas em função de seus limites terminais, porém esta limitação também deverá ser considerada.

#### III) Critérios de Tensão para Operação Normal ou em Contingência

Os Procedimentos de Distribuição estabelecem em seu Módulo 8 os limites e faixas de tensão para operação do SDTA. Também deverão ser observados os limites definidos nos Procedimentos de Rede, estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em seu Módulo 10. Quando ocorrer violação dos níveis de tensão de atendimento de unidades consumidoras, a correção deverá ser efetuada na própria subestação ou nas linhas e redes de distribuição.

#### IV) Critérios de Qualidade do Produto

Os Procedimentos de Distribuição estabelecem em seu Módulo 8 os limites e faixas de tensão para operação do SDAT, assim como para os efeitos de flutuação de tensão, desequilíbrio, distorção harmônica e variação de tensão de curta duração.

#### V) Critérios de Confiabilidade

Devido a sua importância os critérios de confiabilidade na fase de planejamento de sistemas de distribuição também são citados neste módulo. Os estudos de confiabilidade, conforme o PRODIST, devem avaliar os riscos de não atendimento do SDAT, cálculo de índices de continuidade, comportamento do sistema em regime e sob quais condições há probabilidade de corte de carga.

De forma geral este item auxilia na orientação a respeito de estudos de confiabilidade, sendo que no decorrer deste trabalho este item será abordado de forma mais detalhada.

## VI) Critérios Econômicos

Os estudos econômico-financeiros durante o planejamento de sistemas de distribuição possuem o objetivo de realizar uma seleção entre as alternativas considerando os benefícios e o menor custo global, independentemente da propriedade dos ativos, estes estudos deverão considerar basicamente 2 (dois) itens:

- Planejamento fiscal e financeiro das distribuidoras, e a regulamentação tarifária;
- Riscos inerentes das diferentes alternativas.

## VII) Critérios Ambientais

Este item menciona que devem ser atendidas as leis e regulamentos estabelecidos pelos órgãos ambientais durante o planejamento de longo prazo para as instalações do SDAT e subestações de distribuição.

O planejamento de curto e médio prazo do SDAT deverá ser realizado detalhando a expansão, necessidade de reforços e atendimento dos critérios técnico e econômicos. Este planejamento terá como produto o Plano de Obras da Distribuidora.

Para o planejamento de curto e médio prazo devem ser realizados os seguintes estudos: Fluxo de Potência, curto-circuito, estabilidade de tensão e de compensação de potência reativa, transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos;

O produto final da análise técnico e econômica é o desenvolvimento de um Plano de Obras com maior detalhamento para o primeiro e segundo ano, destacando os reforços e ampliações.

O planejamento de longo prazo, com horizonte de 10 (dez) anos, possui o objetivo de propor as principais obras estruturais respeitando os critérios técnicos e econômicos. Por se tratar de um intervalo temporal relativamente longo é necessário que este planejamento seja revisado anualmente considerando as evoluções tecnológicas e novas alternativas/restrições.

Os primeiros 5 (cinco) anos do planejamento de longo prazo já estão contemplados no planejamento de curto e médio prazo. O objetivo fim deste planejamento é a proposição de novos sistemas (subestações, linhas e redes) ou

ampliação das existentes, considerando a expansão do sistema ou potencial de conexão de novos acessantes.

Os estudos de planejamento de longo prazo deverão abranger:

- Definição dos casos a serem considerados como referência;
- Condições e configurações a serem analisadas e diagnóstico do SDAT existente;
- Estudos elétricos e energéticos, compreendendo basicamente fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos, quando necessário;
- Formulação de alternativas;
- Análise técnica e ambiental de acordo com a legislação aplicável;
- Análise econômico-financeira e seleção de alternativas.

São importantes também nos estudos de longo prazo o conhecimento a respeito do mercado de consumo de energia elétrica, propiciando a avaliação de sistemas de geração, equipamentos de regulação, topologia da rede, custos dos investimentos e possíveis impactos ambientais.

Até então foram abordados tópicos a respeito do planejamento do SDAT, porém os Critérios e Estudos de Planejamento também fazem referência as Subestações de Distribuição (SED) e aos Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT), os quais têm como foco definir a expansão de alimentadores, expansão de SED existentes e instalação de novas SED's.

O horizonte dos estudos do SDMT é de 5 (cinco) anos e das SED é de 10 (dez) anos, sendo que ambos devem ser revisados anualmente incluindo uma análise crítica entre o planejado e realizado no ano anterior.

Para o diagnóstico da SED deve-se avaliar as subestações já existentes com a devida modelagem de carga, recursos operativos, níveis de tensão e perdas técnicas. Sendo que a caracterização da carga deve compreender a demanda de potência ativa, demanda de potência reativa e curva de carga. As SED devem ser planejadas considerando o SDAT e o SDMT para avaliação especialmente de sua localização e arranjo. A especificação do número de transformadores deverá buscar o aumento da confiabilidade do sistema, otimização das perdas e o uso da capacidade instalada considerando o horizonte do estudo e a expansão do sistema.

De forma similar ao diagnóstico da SED o estudo do SDMT deverá partir do SDMT existente com as devidas caracterizações de carga, rede e avaliação de perdas técnicas. A caracterização de carga deverá compreender a demanda de potência ativa nos alimentadores, a distribuição de carga ao longo dos alimentadores, fator de carga e fator de potência.

Como complementação aos SDAT, SED e SDMT a ANEEL também estabelece o SDBT que compreende os critérios de planejamento para expansão das redes secundárias do sistema de distribuição, sendo composto basicamente por um conjunto de obras para atender o incremento de novas cargas.

#### **3.2.4 Plano de Desenvolvimento da Distribuição**

O Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) apresenta os resultados dos planejamentos anteriormente descritos (SDAT, SED, SDMT, SDBT) conforme critérios e horizontes já descritos. O PDD é discretizado anualmente e deve ser armazenado por 10 (dez) anos e enviado à ANEEL conforme formato específico definido pela agência, devendo conter:

- Plano de obras do SDAT;
- Plano de obras do SED;
- Plano de obras do SDMT;
- Plano de obras do SDBT;
- Lista de obras realizadas no ano anterior;
- Análise crítica contendo a comparação entre o planejado e o realizado, com as devidas justificativas para as diferenças caso ocorram.

O PDD é avaliado pela ANEEL e deve apresentar certo grau de coerência entre o planejamento efetuado pela distribuidora com as informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), propiciando os estudos de ampliação, reforços e operação. As obras apresentadas no PDD devem ser classificadas em:

- Expansão das redes elétricas;
- Renovação dos ativos de distribuição;
- Melhoria na qualidade do sistema;
- Obras do Programa Luz para Todos;
- Obras com participação financeira de terceiros.

De acordo com os pontos já destacados constantes no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição pode-se verificar que a ANEEL estabelece diversas diretrizes que norteiam os estudos de planejamento, apesar de em muitos casos não definir claramente a modelagem adotada e parâmetros de medição. Este módulo ainda contempla informações que compõe o Sistema de Informações Geográficas das Distribuidoras (SIG), regradando formatos de armazenamento e envio, além da Base de Dados Geográfica da Distribuidora.

### 3.3 INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Os indicadores de confiabilidade são importantes parâmetros para quantificar a qualidade do fornecimento de energia elétrica sob os aspectos de duração e frequência das interrupções. A ANEEL através dos Procedimentos de Distribuição em seu Módulo 8, Seção 8.2 apresenta o regramento a respeito da quantificação das interrupções, procedimentos para apuração, formas de cálculo e método de pagamento de penalidades por não atendimento de metas estabelecidas. Para quantificar os indicadores de continuidade nos sistemas de distribuição a ANEEL divide o segmento em dois grupos: Indicadores coletivos e individuais.

#### 3.3.1 Conjuntos de unidades consumidoras

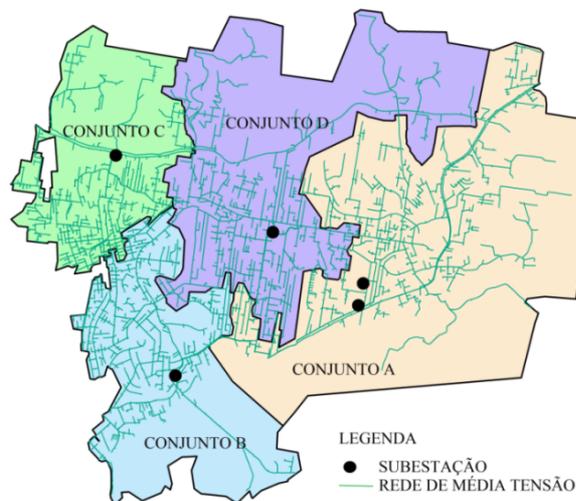
Inicialmente para apuração a ANEEL subdivide a área de concessão das distribuidoras em conjuntos, os quais são definidos por subestações de distribuição (SED). As abrangências dos conjuntos são de acordo com os polígonos que delimitam as redes de média tensão pertencentes a cada subestação. Para a definição dos conjuntos a ANEEL ainda define as seguintes regras adicionais (Resolução ANEEL 664/2015 – Módulo 8):

- SED que possuam número de unidades consumidores iguais ou inferior a 1.000 (mil) devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;
- SED que possuam número de unidades consumidores maiores que 1.000 (mil) e inferior a 10.000 (dez mil) podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;

- É vedada a agregação de SED cujos números de consumidores sejam superiores a 10.000 (dez mil).

Os conjuntos ainda são caracterizados por atributos, os quais são extraídos diretamente da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), enviado anualmente à ANEEL e outras bases de dados disponíveis na agência. A seguir é apresentado conforme a Figura 2 um exemplo do estabelecimento de conjuntos.

Figura 2 – Conjuntos de Unidades Consumidoras



Fonte: Autor

### 3.3.2 Indicadores individuais

Os indicadores individuais são estabelecidos pelo órgão regulador para quantificar a duração e a frequência de interrupções ocorridas em cada unidade consumidora da área de concessão, os indicadores são:

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

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2)$$

b) Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC):

$$FIC = n \quad (3)$$

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

$$DMIC = t_{(i) \max} \quad (4)$$

d) Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI):

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (5)$$

Onde:

- DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;
- DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- $i$  = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;
- $n$  = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- $t(i)$  = tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;
- $t(i)\max$  = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;
- $t_{\text{crítico}}$  = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

### 3.3.3 Indicadores coletivos

Após a segregação da área de concessão das distribuidoras a ANEEL estabelece metas de indicadores coletivos para cada conjunto. As metas são estabelecidas com base em metodologia específica adotada pela agência que leva em consideração basicamente o desempenho de conjuntos semelhantes comparando todos os conjuntos do país. A seguir descrevem-se os indicadores coletivos que a ANEEL estabelece para cada conjunto.

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC_{(i)}}{C_c} \quad (6)$$

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC_{(i)}}{C_c} \quad (7)$$

Onde:

- DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- C<sub>c</sub> = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

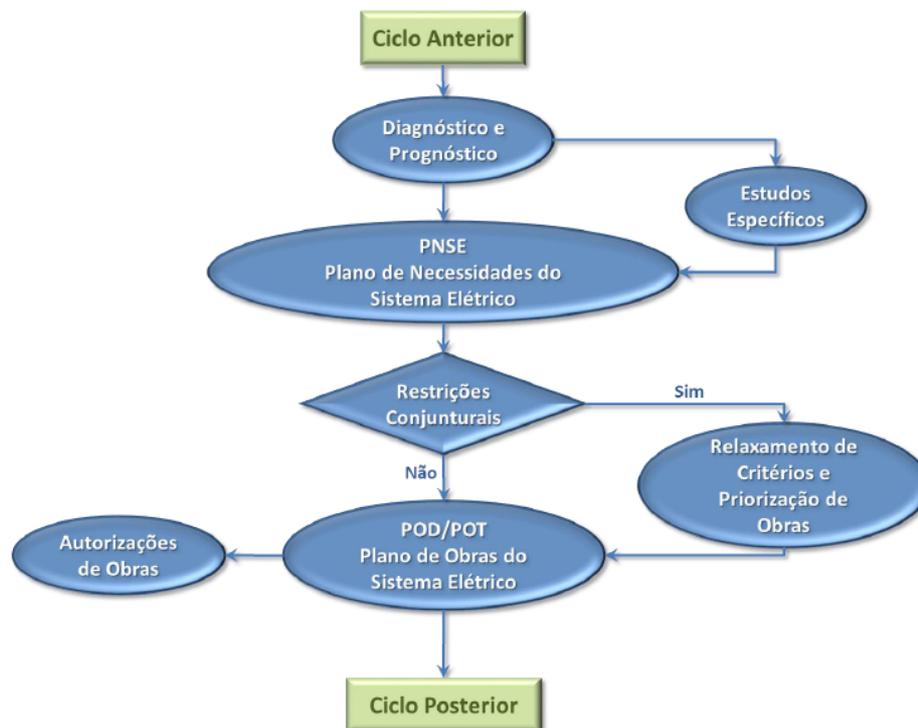
Conforme já citado anteriormente o órgão regulador estabelece metas anuais para os indicadores DEC e FEC para todos os conjuntos das distribuidoras e metas de indicadores individuais para todos os consumidores, estando estas sujeitas a penalizações em caso de violação dos limites em ações de fiscalização.

#### 4 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE INDICADORES

O planejamento de sistemas de distribuição obedece a uma série de etapas estabelecidas com a cronologia e critérios adotados por cada distribuidora, desde que os estudos e critérios estabelecidos pela ANEEL sejam cumpridos.

A AES Sul Distribuidora de Energia estabelece um processo sistematizado em que o principal objetivo é obter uma resposta consistente sobre quando e onde o sistema deve ser expandido ou reforçado sob a ótica da alocação eficiente de recursos (AES Sul, CPE-P005-16). Para o planejamento dos sistemas elétricos a AES Sul segue basicamente as etapas apresentadas na Figura 3.

Figura 3 – Fluxo de Planejamento da AES Sul



Fonte: Premissas e Critérios de Planejamento AES Sul Versão 2016 (CPE-P005-16)

A etapa de diagnóstico e prognóstico consiste basicamente avaliar as condições de atendimento do sistema elétrico sob a ótica do mercado atual e previsto considerando três patamares de carga, leve, média e pesada. O diagnóstico retrata as condições sob as quais o sistema elétrico já operou, a partir do ajuste de

um caso base que represente a pior condição de atendimento das demandas instaladas. As cargas são caracterizadas pelas demandas ativas e reativas, já os carregamentos do SDAT e SDMT são integralizados no período de uma hora. O prognóstico é determinado através das previsões de crescimento de mercado para o horizonte em estudo, tendo como referência o caso base estudado no diagnóstico.

O Plano de Necessidades do Sistema Elétrico (PNSE) é o resultado das ações de planejamento sob os casos resultantes do diagnóstico e prognóstico, estas ações buscam garantir o atendimento ao crescimento de carga, aquisição e substituição de equipamentos, reforços nos sistemas elétricos e avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição. Para cada restrição ou necessidade de expansão dos sistemas são estudadas as alternativas frente à viabilidade técnica e financeira de cada solução. Esta etapa, portanto, é uma síntese dos estudos específicos efetuados para resolução das necessidades identificadas, tendo o horizonte de 5 anos para o SDMT e 10 anos para o SDAT. O PNSE contém uma ficha técnica a respeito de cada solução proposta, com suas justificativas técnicas, custos modulares, valores de investimento e benefícios.

Após a elaboração do PNSE são identificadas potenciais restrições para as soluções propostas, especialmente relacionadas a recursos financeiros, ambientais ou indisponibilidades de equipamentos, sendo então elaborado o Plano de Obras da Distribuição (POD) e Plano de Obras da Transmissão (POT). O plano de Obras trata-se então de uma síntese de todas as obras que serão executadas, ou seja, possuem viabilidade física, econômica e ambiental para sua execução. Nesta fase as obras são priorizadas a partir da criticidade de cada sistema elétrico, sendo determinada a partir da teoria MAUT – Teoria de Decisão Multi Atributos (AES Sul, CPE-P005-16). Por fim a autorização das obras é emitida para que sejam iniciados os processos de execução.

Durante a fase de elaboração do PNSE são elaborados os estudos de confiabilidade, conforme já citado anteriormente. Para a elaboração destes estudos será apresentada uma metodologia que permite a previsão de indicadores de confiabilidade baseados em diferentes topologias de rede e após a execução de ações de planejamento.

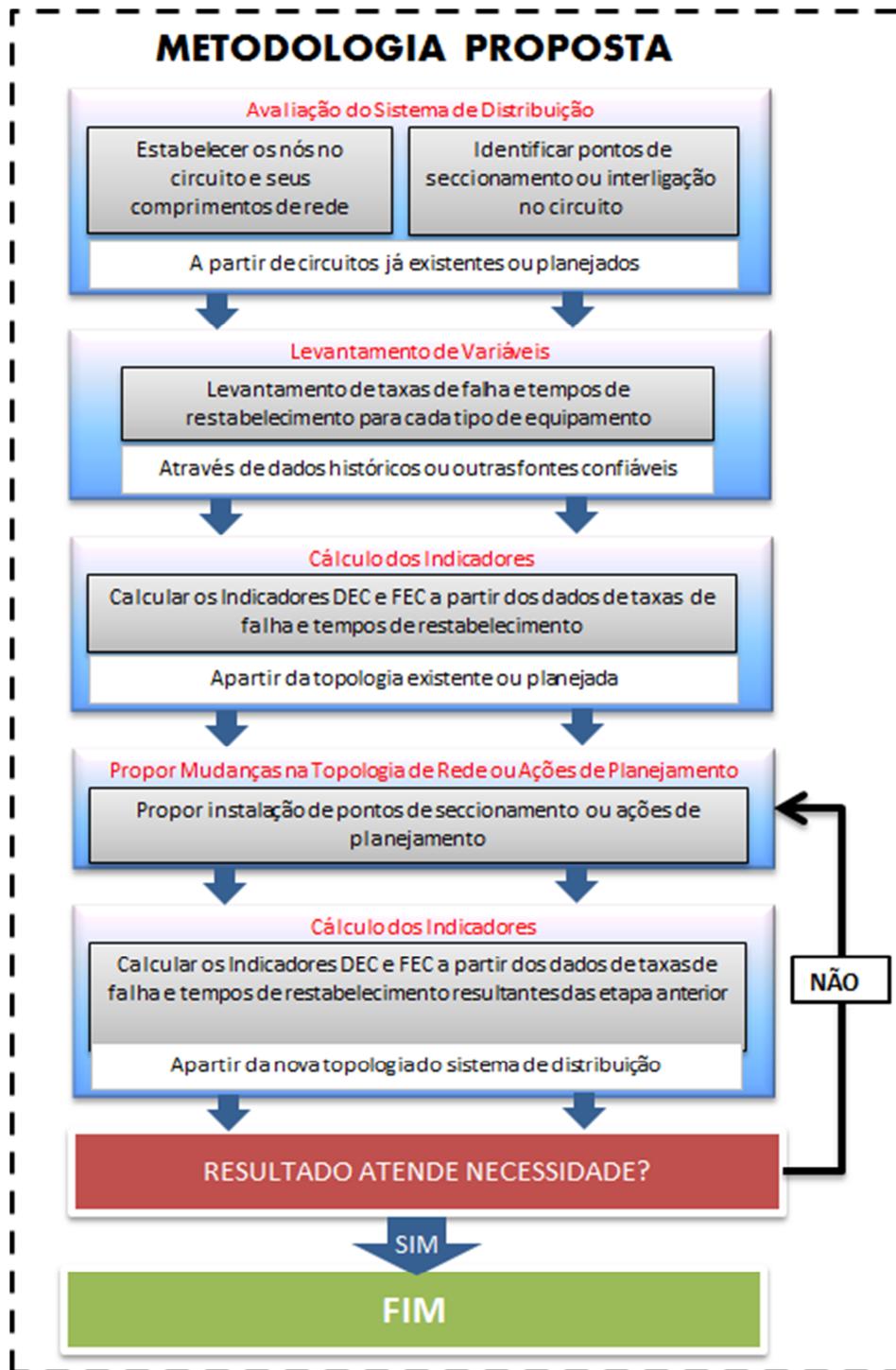
Na AES Sul, durante a elaboração do PNSE, o critério utilizado para a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição segue as seguintes premissas:

- I. Novos alimentadores urbanos devem possuir, no mínimo, dois pontos de interligação;
- II. Novos alimentadores rurais devem possuir, no mínimo, um ponto de interligação;

Após o estabelecimento destes critérios é necessário, portanto, definir uma metodologia que permita a previsão de indicadores a partir de diferentes topologias de rede.

A metodologia apresentada nesta dissertação consiste em um método matemático que permite a previsão de desempenho de indicadores DEC e FEC para determinados tipos de sistema, a depender da topologia de rede adotada, adição/eliminação de componentes de seccionamento da rede ou execução de ações de planejamento. A seguir, de acordo com a Figura 4 é possível identificar de forma geral a metodologia proposta.

Figura 4 – Metodologia Proposta



Fonte: Autor

De acordo com a Figura 4 é possível identificar que o método consiste em propor mudanças na topologia de rede e ações de planejamento e avaliar o impacto

nos indicadores DEC e FEC. O cálculo destes indicadores será a partir de uma Matriz Lógico-Estrutural.

#### 4.1 MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL

Um método utilizado para o cálculo de indicadores de confiabilidade previstos é a Matriz Lógico-Estrutural (MLE), a qual consiste basicamente em identificar alguns parâmetros para cada elemento de rede e a partir destes parâmetros obter os indicadores DEC e FEC. Dentre estes parâmetros considera-se a taxa de falhas por ano ( $\lambda$ ), o tempo médio de reestabelecimento de energia elétrica ( $t_r$ ) e o número de consumidores ( $\beta$ ).

Cada coluna da matriz corresponde a um equipamento de seccionamento da rede, podendo ser equipamentos de proteção ou manobra. Cada linha da matriz corresponde às cargas elétricas conectadas ao sistema, ou seja, consumidores conectados no sistema, neste caso, representados pelos transformadores de distribuição. Nas células da matriz lógico-estrutural são inseridos os tempos de reestabelecimento do sistema rede multiplicados pela taxa de falha ( $\lambda$ ) de cada equipamento de seccionamento (BERNARDON et al., 2015).

A taxa de falhas de cada equipamento representa à frequência de interrupções observadas nos equipamentos de seccionamento da rede.

Para a definição dos tempos de reestabelecimento é necessário avaliar o tempo necessário para reestabelecer o fornecimento de energia aos consumidores ligados aos transformadores de distribuição (linhas da matriz), no caso de interrupção no equipamento de seccionamento da rede (coluna da matriz). Este tempo será definido como  $t_r$ .

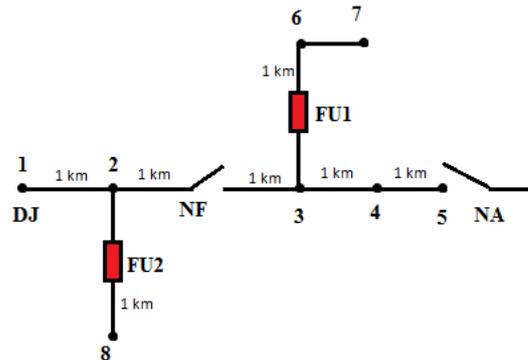
Uma das possibilidades é o isolamento de parte dos consumidores através dos equipamentos de seccionamento e a realimentação da rede a jusante ou a montante deste ponto de seccionamento. Este tempo de isolamento será definido como  $t_i$ .

Outro tempo a ser avaliado será o de transferência dos consumidores já isolados e que não se encontram no trecho de rede sob defeito. Este tempo de transferência será definido como  $t_t$ .

Será apresentado um exemplo genérico para o cálculo de indicadores de confiabilidade previstos em uma rede onde há: duas chaves fusíveis entre os nós 3-

6 e 2-8, uma chave de seccionamento entre os nós 2 e 3 e uma chave de interligação de redes no nó 5. O diagrama simplificado do alimentador pode ser observado na Figura 5.

Figura 5 – Alimentador Simplificado



Fonte: Adaptado de Bernardon, 2015

Para este exemplo iremos considerar que a chave NA interliga o nó 5 a outro alimentador que não possui restrições técnicas para assumir a carga a jusante da chave NF do alimentador em estudo.

A seguir, de acordo com a Tabela 1, será apresentada a MLE para o alimentador simplificado apresentado na Figura 5 considerando os tempos de isolamento, transferência e reestabelecimento para cada equipamento de seccionamento (chave NF, FU1 e FU2).

Tabela 1 – Matriz Lógico-Estrutural

Nós Atingidos	Equipamentos de Proteção e Manobra			
	DJ	CH NF	FU - 1	FU - 2
1	$t_{r1}$	$t_i$		
2	$t_{r1}$	$t_i$		
3	$t_i$	$t_{r2}$		
4	$t_i$	$t_{r2}$		
5	$t_i$	$t_{r2}$		
6	$t_i$	$t_{r2}$	$t_{r3}$	
7	$t_i$	$t_{r2}$	$t_{r3}$	
8	$t_{r1}$	$t_i$		$t_{r4}$

Fonte: Autor

Após a construção da matriz multiplica-se cada célula pela taxa de falha do equipamento correspondente em cada coluna, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – MLE com Taxas de Falha

Nós Atingidos	Equipamentos de Proteção e Manobra			
	DJ	CH NF	FU - 1	FU - 2
1	$t_{r1}.\lambda_1$	$t_i.\lambda_2$		
2	$t_{r1}.\lambda_1$	$t_i.\lambda_2$		
3	$t_i.\lambda_1$	$t_{r2}.\lambda_2$		
4	$t_i.\lambda_1$	$t_{r2}.\lambda_2$		
5	$t_i.\lambda_1$	$t_{r2}.\lambda_2$		
6	$t_i.\lambda_1$	$t_{r2}.\lambda_2$	$t_{r3}.\lambda_3$	
7	$t_i.\lambda_1$	$t_{r2}.\lambda_2$	$t_{r3}.\lambda_3$	
8	$t_{r1}.\lambda_1$	$t_i.\lambda_2$		$t_{r4}.\lambda_4$

Fonte: Autor

Após a multiplicação de cada célula pela taxa de falhas podem-se calcular os indicadores de tempo e frequência de interrupções.

Para obter o tempo de interrupção de cada nó soma-se os termos de cada linha, obtendo-se o indicador de duração individual das interrupções, de forma

análoga ao apresentado na equação (2), para os consumidores atendidos pelos transformadores conectados ao respectivo nó.

Para estabelecer a equação geral utilizada para calcular os indicadores de continuidade a partir da Matriz Lógico-estrutural toma-se como exemplo o nó 1, resultando na equação (8) equação (9).

$$DIC_1 = \sum_{j=1}^n M_{1,j} = t_{r1} \cdot \lambda_1 + t_i \cdot \lambda_2 \quad (8)$$

$$FIC_1 = \sum_{j=1}^n M_{1,j}^* = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (9)$$

Onde:

$DIC_1$  = duração de interrupção individual esperada para unidade consumidora no nó 1 (h/ano);

$FIC_1$  = frequência de interrupção individual esperada para unidade consumidora no nó 1 (falhas/ano);

$M_{1,j}$  = elemento da linha 1 e coluna j da MLE;

$M_{1,j}^*$  = elemento da linha 1 e coluna j da MLE, sem os tempos médios;

$t_{r1}$  = tempo de restabelecimento do equipamento da coluna 1 (h);

$t_i$  = tempo de isolamento (h);

$\lambda_j$  = taxa de falha do equipamento da coluna j (falhas/ano);

$n$  = número de colunas, as quais representam os equipamentos de proteção ou de manobra do alimentador.

Para calcular os indicadores DEC e FEC a partir das equações (8) e (9) deve se multiplicar o resultado de cada linha pela quantidade de consumidores contidos na mesma. Os resultados de todas as linhas devem ser somados e divididos pela quantidade total de consumidores atendidos pelo sistema, que neste caso poderá ser um conjunto conforme determina a regulação vigente. As equações (10) e (11) apresentam o cálculo dos indicadores DEC e FEC.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^m \left( \sum_{j=1}^n M_{i,j} \right) \cdot C_i}{C_c} \quad (10)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^m \left( \sum_{j=1}^n M^*_{i,j} \right) \cdot C_i}{C_c} \quad (11)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (h/período);

FEC = frequência equivalente de interrupção esperada por unidade consumidora (vezes/período);

$C_i$  = número de consumidores do nó  $i$ ;

$C_c$  = número total de unidades consumidoras do conjunto;

$m$  = número de nós ou linhas, os quais representam os consumidores conectados aos transformadores de distribuição;

É possível observar que de acordo com o método descrito anteriormente é possível apurar indicadores DEC e FEC previstos para determinados sistemas elétricos com base na inserção/retirada de equipamentos de seccionamento ou interligação ou outras ações de planejamento que possa reduzir taxas de falha ou tempos de restabelecimento.

Alguns parâmetros precisam ser conceituados para o entendimento da modelagem dos sistemas e cálculo dos indicadores. O primeiro parâmetro que será tratado será a taxa de falhas de determinados componentes da rede, entendendo-se por componentes da rede equipamentos que possuem a capacidade de seccionar trechos de rede de forma manual ou automática. Neste estudo serão considerados basicamente três tipos de equipamentos, as chaves fusíveis, os religadores automáticos e as chaves faça.

As chaves fusíveis, segundo RAMOS (2014), são os dispositivos de proteção mais utilizados em redes aéreas de distribuição de energia. Estes equipamentos são constituídos basicamente por três elementos: base da chave, porta fusível e elemento de fusão (elo fusível). Estes equipamentos são instalados em

determinados pontos da rede de distribuição tendo como principal função o seccionamento da rede quando ocorre um defeito (curto-circuito) a jusante deste equipamento. Em resumo sempre que ocorrer um curto circuito capaz de sensibilizar este equipamento ocorrerá o seccionamento e isolamento do trecho sob defeito.

Os religadores automáticos são equipamentos capazes de seccionar a rede a partir da ocorrência de curto-circuito em trechos de rede a jusante do mesmo. O principal diferencial deste equipamento está na funcionalidade de efetuar repetidos religamentos automáticos após períodos de tempo pré-determinados deixando a rede ligada quando ocorrem defeitos transitórios e desligada no caso de defeitos permanentes, pois neste caso o mesmo tenta religar repetidas vezes até que entra em modo de bloqueio.

Do ponto de vista do estudo em questão (confiabilidade) o diferencial deste equipamento está na capacidade de poder ser telecomandado, ou seja, comandado a distância através dos centros de operação evitando a necessidade de envio de equipes de campo ao local do equipamento, reduzindo assim o tempo necessário para a operação do mesmo quando necessário.

As chaves faca, comumente chamadas de chaves de manobra, são conhecidas assim por possuir como principal finalidade o seccionamento da rede ou interligação com outros circuitos alimentadores, quando há necessidade de execução de manobras de isolamento ou transferência de carga nas redes de distribuição de energia. As mesmas devem ser operadas sem carga ou sob carga a depender dos critérios técnicos e de segurança adotados pelas empresas. Este equipamento é constituído por uma ou mais lâminas articuladas em uma das extremidades, de forma análoga as chaves fusíveis, porém sem a presença do elemento fusível.

O meio de operação deste equipamento geralmente é manual, necessitando de operação em campo, elevando assim o tempo de operação destes equipamentos quando comparados aos religadores automáticos telecomandados.

Outro equipamento que também será abordado na modelagem são os disjuntores dos alimentadores. Estes equipamentos não serão utilizados em trechos de rede como alternativa para seccionamento, porém suas taxas de falha também deverão ser apuradas pois são instalados como equipamentos de proteção de alimentadores de distribuição.

## 4.2 TAXAS DE FALHA POR TIPO DE EQUIPAMENTO

As taxas de falha podem ser definidas como a quantidade de vezes que cada equipamento de seccionamento operou, devido a manobras ou para isolar defeitos. Segundo SPERANDIO (2008), pode-se aplicar um refinamento ao cálculo, transformando a taxa de falha constante em um fator multiplicável pelo comprimento da rede, tendo uma variável dependente do comprimento dos trechos atendidos por cada equipamento. Ainda segundo Sperandio este método, ainda não representa com fidelidade a ocorrência das falhas, pois não há um vínculo geográfico, considera-se ainda o fato de que existem locais mais suscetíveis à ocorrência de falhas, como abalroamento de postes, curto-circuito, entre outros fatores.

Ainda em relação às taxas de falha é aconselhável que se considere os tipos de causas que ocasionaram as interrupções, como por exemplo, queda de estruturas (postes ou cruzetas), fatores ambientais (descargas atmosféricas, vegetação,...), ou outros tipos de danos, podendo estar ainda relacionado a características físicas e construtivas da rede elétrica que os equipamentos atendem, como por exemplo, estado de condutores, condutores aéreos ou subterrâneos, redes compactas, entre outros.

Neste caso, apenas para aplicação e contextualização da metodologia serão apresentadas taxas de falha constantes para cada tipo de equipamento. Para uma avaliação e aplicação do método foi apurado o histórico de interrupções no sistema de distribuição de energia elétrica da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia ao longo do ano de 2015. Cabe ressaltar que estes dados são utilizados exclusivamente para a avaliação do método de previsão de indicadores e não possuem como objetivo a reconstituição de indicadores de continuidade desta distribuidora.

Para levantamento da taxa de falha destes equipamentos (Disjuntores, Chaves Fusíveis, Chaves Faca e Religadores) foram desconsideradas interrupções originadas por defeitos transitórios como, por exemplo, descargas atmosféricas, ou seja, defeitos que se extinguem em um curto intervalo de tempo sem causar interrupções de longa duração e, portanto, sem a necessidade de intervenção humana no sistema elétrico.

Para este levantamento foram executadas 3 etapas: 1) Foram analisadas as quantidades de interrupções ocorridas no alimentador, no qual será aplicado o

método, durante o ano de 2015 para os diferentes tipos de equipamentos; 2) Levantamento da quantidade de equipamentos por tipo instalados no alimentador e, 3) o comprimento de rede, em quilômetros, que cada equipamento atende. Por fim a taxa de falhas por km de rede pode ser calculada de acordo com a equação (12).

$$\lambda = \frac{\sum \alpha}{n} \cdot \frac{1}{\ell} \quad (12)$$

Onde:

$\alpha$  = quantidade de interrupções ocorridas em cada tipo de equipamento;

$n$  = quantidade de equipamentos por tipo instalados no alimentador;

$\ell$  = comprimento de rede a jusante de cada tipo de equipamento em quilômetros.

A partir do levantamento de dados descrito anteriormente apurou-se as taxas de falha informadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Taxas de Falha por Tipo de Equipamento por ano

Equipamento	Taxa de Falhas para cada km de rede protegido ( $\lambda$ /km)	
	por ano	
Disjuntor – $\lambda_1$	0,47	
Chave Faca – $\lambda_2$	0,24	
Chave Fusível – $\lambda_3$	0,42	
Religador – $\lambda_4$	0,15	

Fonte: Banco de dados AES Sul

### 4.3 TEMPOS DE ATENDIMENTO

Para a definição do tempo de reestabelecimento serão avaliadas basicamente três parcelas de tempo, sendo: tempo de isolamento, transferência e recomposição.

O tempo de isolamento,  $t_i$ , será definido como o tempo necessário para operar equipamentos de seccionamento a fim de isolar um trecho de rede sob defeito,

podendo ser através de operação de equipamentos em campo ou à distância no caso de telecomando em chaves ou religadores automáticos.

O tempo de transferência,  $t_t$ , será definido com o tempo necessário para transferir o trecho de rede que não está sob defeito para outro alimentador, possibilitando o restabelecimento de energia a parte dos consumidores afetados pela interrupção.

O tempo de restabelecimento,  $t_r$ , será definido como o tempo necessário para reestabelecer energia aos consumidores.

A avaliação dos tempos de atendimento do alimentador no qual é aplicada a metodologia foi efetuada a partir da mesma base de dados utilizada para apuração da taxa de falhas, ou seja, o histórico de interrupções ocorridas na AES Sul durante no ano de 2015. Basicamente foram avaliadas todas as interrupções e apurados os tempos de recomposição, isolamento e transferência.

O tempo de recomposição,  $t_r$ , foi calculado a partir da equação (13).

$$t_r = \frac{\sum t_n}{n} \cdot \frac{1}{60} \quad (13)$$

Onde:

$t$  = tempo de cada interrupção do alimentador em estudo, em minutos;  
 $n$  = quantidade de interrupções para cada tipo de equipamento do alimentador em estudo.

Aplicando a equação (13) para as interrupções de cada tipo de equipamento tem-se os tempos de recomposição apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Tempos de Recomposição por Tipo de Equipamento

<b>Tipo de Equipamento</b>	<b><math>t_r</math> (h)</b>
Disjuntor	0,48
Religador e Chave Faca - Telecomando	2,47
Religador e Chave Faca - Manual	2,54
Chave Fusível	3,52

Fonte: Banco de dados AES Sul

A empresa alvo deste estudo de caso não guarda registro a respeito dos tempos de isolamento e transferência, até por não se tratar de requisito regulatório. Portanto, para o estabelecimento dos mesmos foram avaliadas algumas manobras efetuadas pelo centro de operação tanto através de equipamentos telecomandados quanto de operação manual. Foram considerados os tempos decorridos entre comando do centro de operação e a execução em campo, tanto para equipamentos telecomandados quanto equipamentos operados de forma manual pelas equipes de campo. Os tempos para cada tipo de equipamento podem ser observados na Tabela 5.

Tabela 5 – Tempos de Isolamento e Transferência

<b>Tipo de Equipamento</b>	<b><math>t_i</math> (h)</b>	<b><math>t_t</math>(h)</b>
Equipamento Telecomandado	0,067	0,067
Equipamento Manual	0,16	0,16

Fonte: Banco de dados AES Sul

Assim, tem-se todas as parcelas de tempo necessárias para o estudo de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 – Tempos por Tipo de Equipamento

<b>Tipo de Equipamento</b>	<b>t<sub>i</sub> (h)</b>	<b>t<sub>t</sub> (h)</b>	<b>t<sub>r</sub>(h)</b>
Disjuntor	-	0,067	0,48
Religador e Chave Faca - Telecomando	0,067	0,067	2,47
Religador e Chave Faca - Manual	0,16	0,16	2,54
Chave Fusível	-	-	3,52

Fonte: Banco de dados AES Sul

Por fim, é importante ressaltar que, de acordo com o método, para a redução de indicadores de confiabilidade pode-se executar ações que resultem na redução do tempo de reestabelecimento ou redução da taxa de falhas de determinados trechos da rede, com ações de manutenção ou ainda alteração da relação de equipamentos de seccionamento por comprimento de rede.

#### 4.4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para um melhor entendimento da metodologia apresentam-se algumas aplicações em um alimentador da AES Sul Distribuidora de Energia. São avaliados os níveis de interrupção quanto à duração e frequência durante o ano de 2015 para coletas de taxas de falha e tempos de reestabelecimento e a partir destas informações são propostas alterações na rede considerando o impacto nos indicadores de continuidade.

O alimentador escolhido para aplicação do método distribui energia para 2.121 consumidores localizados no município de Esteio. A seguir de acordo com a Figura 6 é possível observar a topologia deste alimentador.



12	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	4
13	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	2
14	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
15	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	121
16	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	285
17	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	1
18	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	304
19	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	$t_r.\lambda_3$	-	4
20	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_2$	$t_r.\lambda_2$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	4

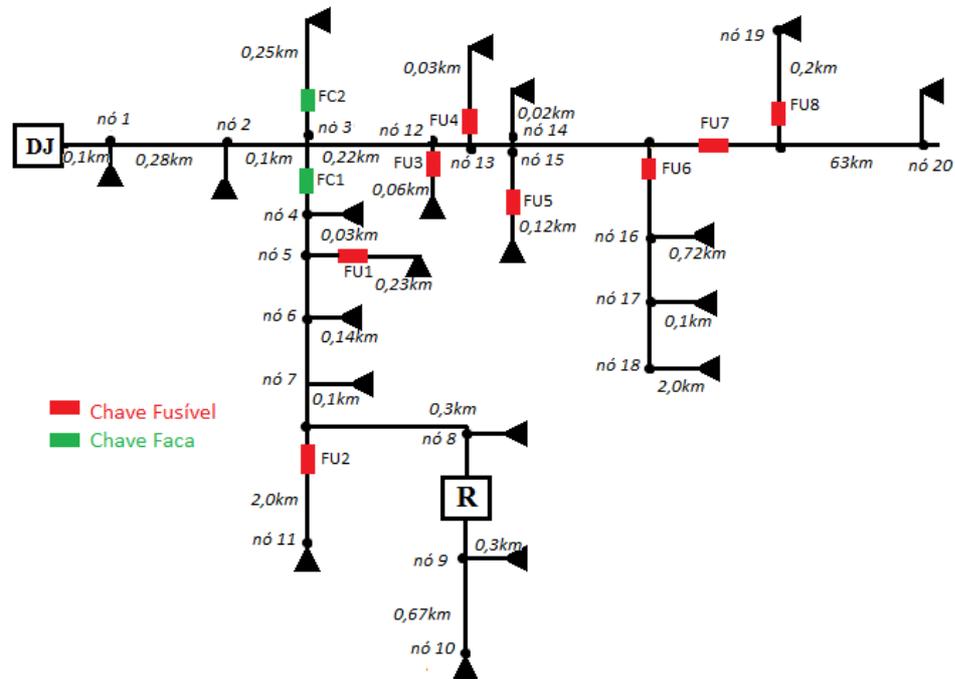
Fonte: Banco de dados AES Sul

Após a construção da MLE para o alimentador estudado são estabelecidas as taxas de falha por comprimento de rede em quilômetros ( $\lambda$  / km) e tempos de recomposição  $t_r$ , tempos de isolamento  $t_i$  e tempos de transferência  $t_t$  para os diferentes tipos de equipamento deste alimentador, sendo disjuntor, chave faca, chave fusível e religador.

#### 4.4.1 Cálculo dos indicadores e mudanças de topologia

A partir das etapas apresentadas anteriormente basta efetuar o levantamento do comprimento de rede que deverá ser levado em consideração juntamente com a taxa de falha de cada equipamento para dar início ao cálculo dos indicadores através da MLE. Os comprimentos de rede podem ser verificados de acordo com a Figura 7.

Figura 7 – Alimentador com comprimento de rede



Fonte: Autor

Em resumo, de acordo com a Tabela 8, é possível observar o comprimento de rede,  $\ell$ , em quilômetros que cada equipamento atende.

Tabela 8 – Comprimento de rede por equipamento

Trecho de rede	Comprimento, $\ell$ , (km)
DJ	0,72
FC1	0,57
FC2	0,25
FU1	0,23
FU2	2,00
FU3	0,06
FU4	0,03
FU5	0,12
FU6	2,82
FU7	63,00
FU8	0,20
R	0,97

Fonte: Banco de dados AES Sul

Após a análise e levantamento dos dados é possível calcular os indicadores DEC e FEC a partir da MLE apresentada na Tabela 7 e demais informações apresentadas na Tabela 3, Tabela 6 e Tabela 8 aplicando as equações (8), (9), (10) e (11).

Assim têm-se os indicadores DEC e FEC do caso base, em estudo, considerando 26.440 consumidores no conjunto Esteio.

$$\text{DEC} = 0,2659 \text{ h / ano}$$

$$\text{FEC} = 0,1035 \text{ vezes / ano}$$

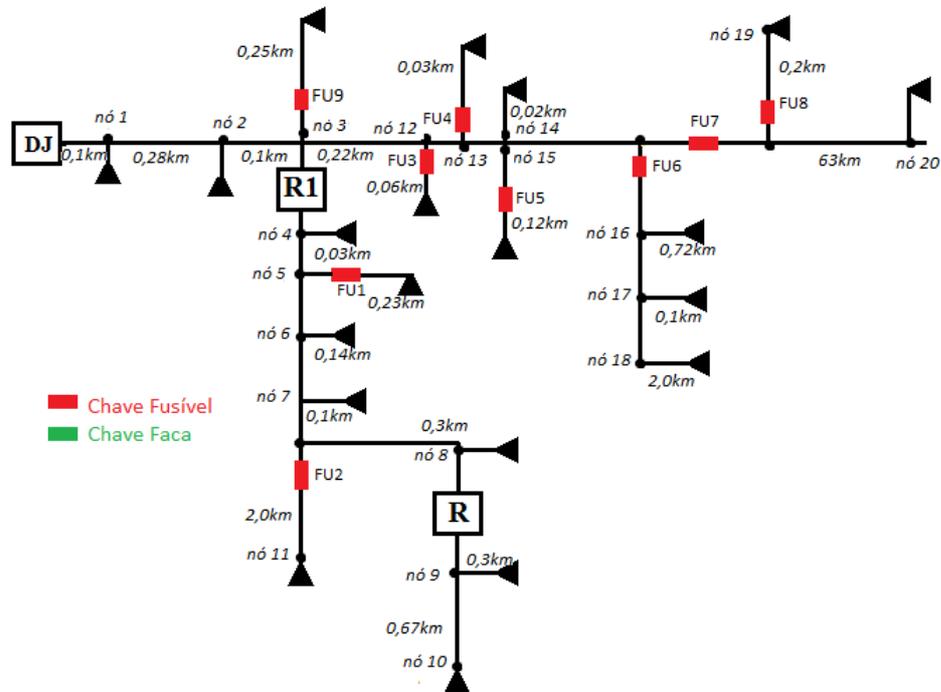
A seguir são apresentadas algumas propostas de mudança de topologia de rede com o objetivo de verificar o impacto nos indicadores DEC e FEC.

- Caso A: Substituição de Chave Faca por Religador Telecomandado e Chave Fusível

Conforme se pode observar na Figura 7 e MLE apresentada na Tabela 7 a chave faca FC1 atende 1.290 consumidores ao total, sendo que destes, 280 consumidores estão conectados diretamente a ela sem outro equipamento de seccionamento ou proteção além do disjuntor da subestação, portanto, neste caso atendendo ao critério de quantidade de clientes afetados sugere-se a substituição da chave faca FC1 por um religador automático telecomandado. Também será substituída a chave faca FC2 por uma chave fusível, esta chave faca atende apenas 2 clientes, porém quando há defeito no trecho de rede a montante da mesma ocorre o desarme do disjuntor impactando todos os consumidores do alimentador, pois não há outro equipamento de proteção para este trecho de rede.

A substituição dos equipamentos e nova MLE pode ser observada na Figura 8 e na Tabela 9.

Figura 8 – Alimentador com substituição de equipamento



Fonte: Autor

Tabela 9 – MLE com Substituição de Equipamento

Nós Atingidos	DJ	R1	FU9	FU1	FU2	FU3	FU4	FU5	FU6	FU7	FU8	R	Consumidores Atingidos
1	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
2	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102
3	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
4	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
5	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159
6	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	-	14
7	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
8	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152
9	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_4$	44
10	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_4$	3
11	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	804
12	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	4
13	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	2
14	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
15	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	121
16	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	285

<b>17</b>	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	1
<b>18</b>	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	304
<b>19</b>	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	$t_r.\lambda_3$	-	4
<b>20</b>	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	4

Fonte: Banco de dados AES Sul

Como resultado desta mudança na topologia tem-se os seguintes indicadores:

DEC = 0,2362 h / ano

FEC = 0,0919 vezes / ano

Observa-se na Tabela 10 os valores de DEC e FEC antes e depois da reconfiguração.

Tabela 10 – Resultados da Reconfiguração Caso A

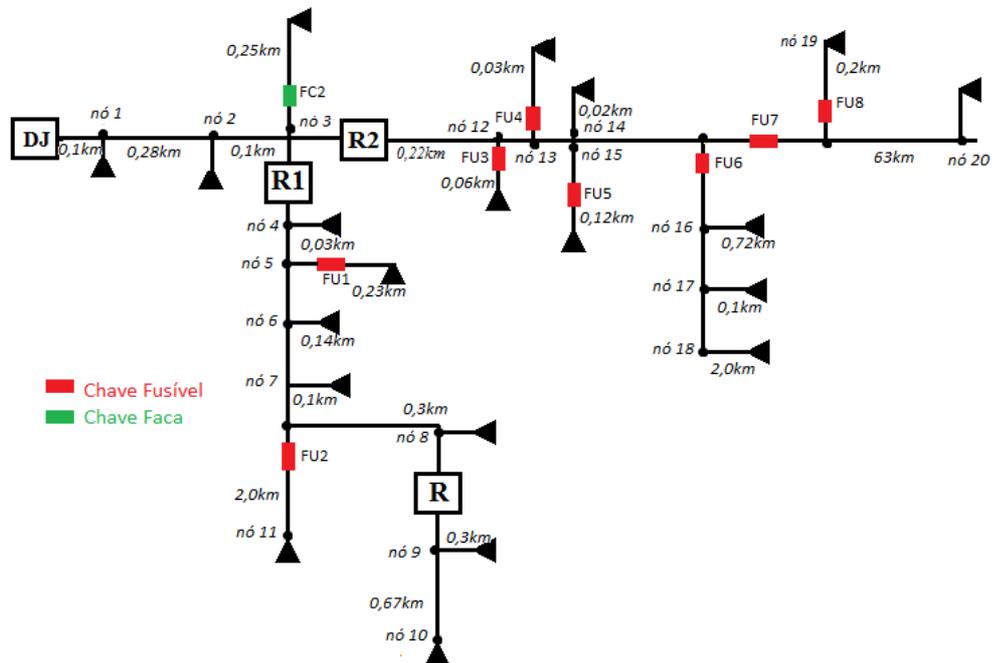
<b>Indicador</b>	<b>Antes da Reconfiguração</b>	<b>Após a Reconfiguração</b>	<b>Redução em relação ao caso Base</b>
DEC	0,2659	0,2362	-11,19 %
FEC	0,1035	0,0919	-11,22 %

Fonte: Autor

- Caso B: Seccionamento da Rede com Religador Telecomandado

Neste caso será avaliado seccionamento do alimentador a partir do nó 12, beneficiando 726 consumidores conectados a partir deste. O seccionamento poderia ser efetuado através de outros tipos de equipamentos como, por exemplo, chaves faca. Neste caso será utilizado um religador telecomandado visto ao benefício que este traz em relação à redução nos tempos de operação. A instalação deste equipamento esta ocorrendo apenas para fins didáticos de aplicação do método, portanto, não foram testados outros pontos de seccionamento a fim de se obter o melhor resultado, o que é aconselhável em casos reais de seccionamento de alimentadores. A nova topologia do alimentador pode ser verificada na Figura 9.

Figura 9 – Alimentador com Instalação de Religador Telecomandado



Fonte: Autor

É possível identificar que ocorre uma alteração no comprimento de rede atendido pelo disjuntor do alimentador, ou seja, o nó 14 que antes era atendido pelo disjuntor do alimentador passa a ser atendido pelo novo religador instalado. Assim têm-se na Tabela 11 os novos comprimentos de rede atendidos pelos equipamentos.

Tabela 11 – Novos comprimentos de Rede

Trecho de rede	Comprimento, $l$ , (km)
DJ	0,48
R1	0,57
R2	0,24
FC2	0,25
FU1	0,23
FU2	2,00
FU3	0,06
FU4	0,03

FU5	0,12
FU6	2,82
FU7	63,00
FU8	0,20
R	0,97

Fonte: Banco de dados AES Sul

A partir do alimentador apresentado na Figura 9 e dos novos comprimentos de rede apresenta-se a MLE resultante na Tabela 12.

Tabela 12 – Matriz com a Instalação de Religador Telecomandado

<b>Nós Atingidos</b>	DJ	R1	R2	FU9	FU1	FU2	FU3	FU4	FU5	FU6	FU7	FU8	R	<b>Consumidores Atingidos</b>
1	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
2	$t_r.\lambda_1$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102
3	$t_r.\lambda_1$	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
4	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
5	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159
6	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	-	14
7	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
8	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152
9	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_4$	44
10	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_4$	3
11	$t_r.\lambda_1$	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	-	804
12	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	-	4
13	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	2
14	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
15	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	121
16	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	285
17	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	1
18	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	304
19	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	$t_r.\lambda_3$	-	4
20	$t_r.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	4

Fonte: Banco de dados AES Sul

Com o seccionamento da rede resultante da instalação do religador telecomandado têm-se os seguintes indicadores:

$$\text{DEC} = 0,2343 \text{ h / ano}$$

$$\text{FEC} = 0,0838 \text{ vezes / ano}$$

Observa-se na Tabela 13 os valores de DEC e FEC antes e depois da reconfiguração.

Tabela 13 – Resultado da Reconfiguração Caso B

<b>Indicador</b>	<b>Antes da Reconfiguração</b>	<b>Após a Reconfiguração</b>	<b>Redução em relação ao caso A</b>
DEC	0,2362	0,2343	-0,80 %
FEC	0,0919	0,0838	-8,77 %

Fonte: Autor

- Caso C: Interligação do Alimentador com Opção de Manobra

Será proposta uma mudança na topologia da rede com a instalação de uma interligação no alimentador, possibilitando transferência de carga no caso de desligamento do sistema. Para esta interligação será considerada a instalação de um religador ou chave operada por telecomando, agilizando sua operação quando necessário.

A nova topologia do alimentador pode ser verificada na Figura 10.



12	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	4
13	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	-	2
14	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
15	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	-	121
16	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	285
17	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	1
18	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	304
19	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	$t_r.\lambda_3$	-	-	4
20	$t_i.\lambda_1$	-	$t_r.\lambda_4$	-	-	-	-	-	-	$t_r.\lambda_3$	-	-	-	4

Fonte: Banco de dados AES Sul

Nota-se que a principal alteração na matriz está relacionada ao equipamento DJ, considerando a manobra que está sendo prevista. No caso de defeitos a montante do nó 12 o equipamento R2 irá isolar o defeito e as cargas a jusante de R2 serão transferidas para o outro alimentador através da interligação instalada.

Portanto para o equipamento DJ tem-se tempo de recomposição,  $t_r$ , para nós a montante de R2 e tempo de transferência,  $t_i$ , para nós a jusante de R2.

Com a instalação desta interligação tem-se os seguintes indicadores:

$$DEC = 0,2315 \text{ h / ano}$$

$$FEC = 0,0807 \text{ vezes / ano}$$

Observa-se na Tabela 15 os valores de DEC e FEC antes e depois da reconfiguração.

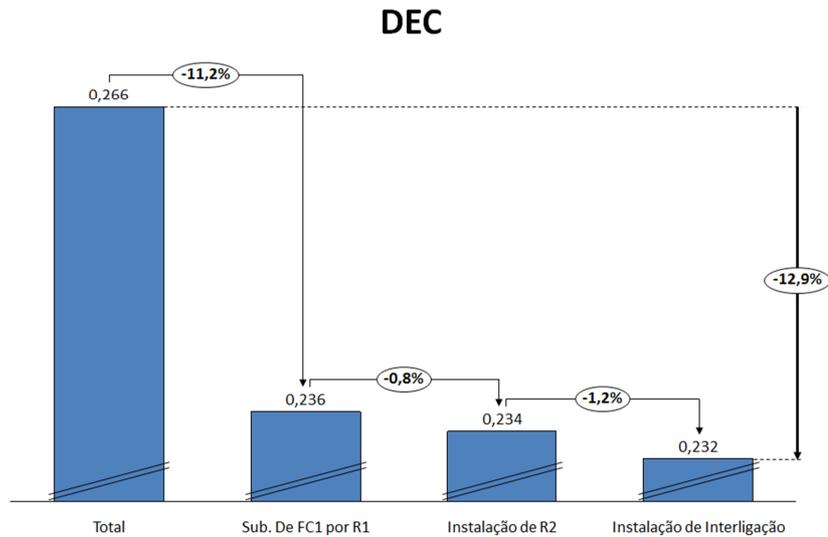
Tabela 15 – Resultado da Reconfiguração Caso C

Indicador	Antes da Reconfiguração	Após a Reconfiguração	Redução em relação ao caso B
DEC	0,2343	0,2315	-1,19 %
FEC	0,0838	0,0807	-3,70 %

Fonte: Autor

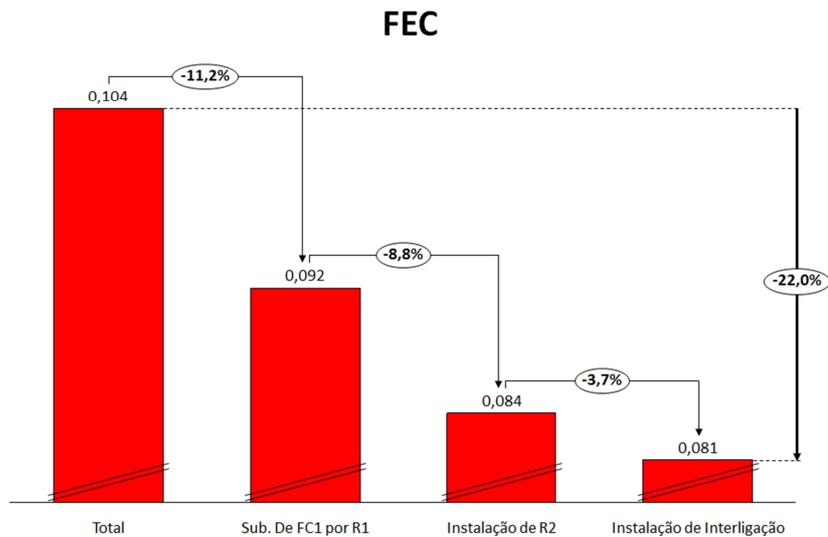
A seguir de acordo com a Figura 11 e Figura 12 é possível observar a redução dos indicadores DEC e FEC resultante das alterações propostas no alimentador.

Figura 11 – Indicador DEC Resultante das Reconfigurações



Fonte: Autor

Figura 12 – Indicador FEC Resultante das Reconfigurações



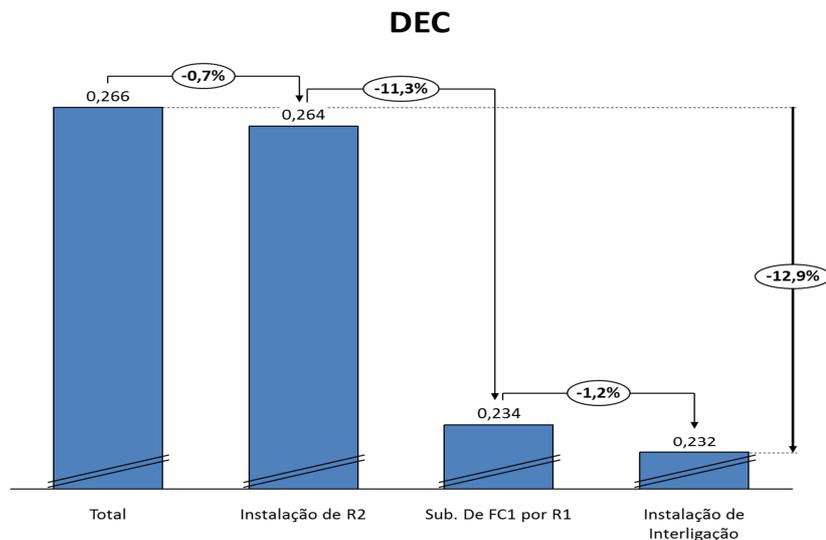
Fonte: Autor

Após a execução das alterações propostas nota-se uma redução total de 12,95% no DEC e 22% no FEC.

Os maiores percentuais de redução nos indicadores DEC e FEC foram verificados após a substituição da chave faca FC1 por um religador telecomandado e da chave faca FC2 por uma chave fusível, justificados pela instalação de equipamentos e proteção que evitam o desligamento do alimentador, afetando todos os clientes, quando ocorre defeito a jusante destes equipamentos.

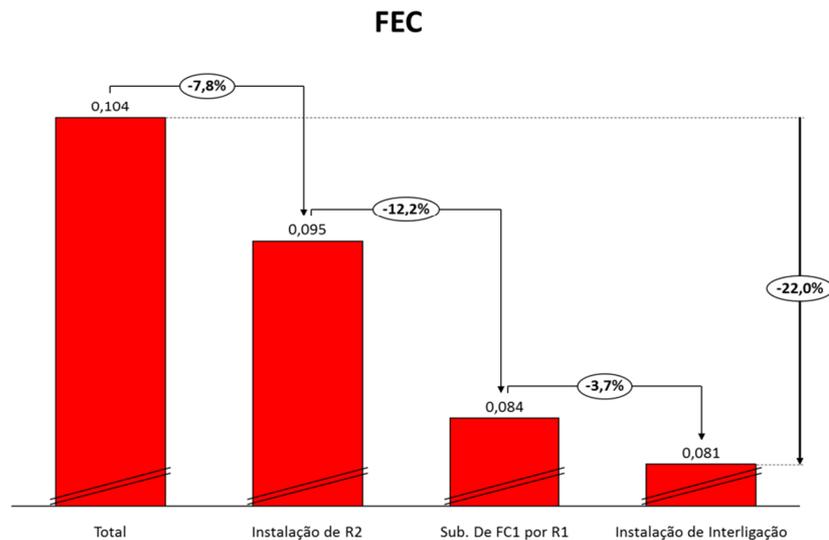
A ordem de execução das ações dos casos A e B poderão ser invertidas se necessário, a única restrição deve-se ao fato da instalação da interligação, que deverá ocorrer após o seccionamento do alimentador a partir de R2, possibilitando a transferência de carga a partir deste equipamento. O resultado da inversão destas ações é apresentado na Figura 13 e Figura 14.

Figura 13 - Indicador DEC Resultante das Reconfigurações



Fonte: Autor

Figura 14 - Indicador FEC Resultante das Reconfigurações



Fonte: Autor

Nota-se que com a inversão das ações A e B a redução do indicador DEC não ocorre imediatamente a partir da primeira ação, vindo a ocorrer apenas após a substituição da chave para FC1 e FC2, a exemplo da condição apresentada anteriormente. Já para o indicador FEC a inversão destas ações resulta em um ganho mais distribuído de FEC a medida que as ações são executadas.

#### 4.5 LIMITES PARA O SECCIONAMENTO DA REDE

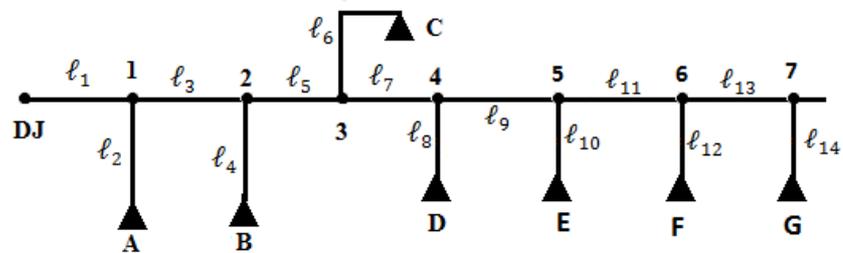
Conforme já observado nas equações (10) e (11) a quantidade de consumidores afetados pelas interrupções é uma das variáveis que influencia de forma diretamente proporcional à apuração dos indicadores DEC e FEC, sendo que no caso do indicador DEC alia-se ainda ao tempo necessário para o reestabelecimento do fornecimento de energia a estes consumidores.

Neste caso, faz muito sentido afirmar que minimizar a quantidade de consumidores afetados reduz o impacto de interrupções nos indicadores DEC e FEC. Tal afirmativa é válida, porém naturalmente deve-se estabelecer algum critério de avaliação que defina até que ponto o seccionamento da rede em série traz consequências atrativas sob os aspectos técnicos, financeiros, entre outros. Deve-se

ressaltar também que quanto mais alternativas de seccionamento da rede maiores são as possibilidades de transferência de carga para sistemas de distribuição adjacentes, caso existam interligações.

A seguir avaliaremos a instalação de equipamentos de seccionamento em série em um circuito alimentador hipotético e a partir da instalação de cada equipamento de seccionamento serão calculados os indicadores DEC e FEC, bem como sua redução percentual. Para esta avaliação considera-se o circuito alimentador apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Alimentador sem Seccionamento



Fonte: Autor

Para fins didáticos os comprimentos de rede,  $l$ , e quantidade de consumidores,  $\beta$ , atendidos por cada nó podem ser observados na Tabela 16 e Tabela 17.

Tabela 16 – Comprimentos de rede

Trecho de rede	Comprimento (km)
$l_1$	1
$l_2$	1
$l_3$	4
$l_4$	1
$l_5$	1
$l_6$	2
$l_7$	1
$l_8$	1

$\ell_9$	3
$\ell_{10}$	1
$\ell_{11}$	1
$\ell_{12}$	4
$\ell_{13}$	1
$\ell_{14}$	1
$\ell_{TOTAL}$	<b>23</b>

Fonte: Autor

Tabela 17 – Quantidade de consumidores de cada transformador

<b>Transformador</b>	<b>Quantidade Consumidores</b>
A – $\beta_A$	100
B – $\beta_B$	150
C – $\beta_C$	50
D – $\beta_D$	100
E – $\beta_E$	200
F – $\beta_F$	100
G – $\beta_G$	150

Fonte: Autor

Para este sistema de distribuição serão arbitrados tempos médios de recomposição,  $t_r$ , e taxas de falha para cada quilometro de rede,  $\lambda$ , conforme Tabela 18.

Tabela 18 – Tempos de recomposição e taxas de falha por ano

<b>Tipo Equipamento</b>	<b>Tempo de Recomposição (h) - <math>t_r</math></b>	<b>Taxa de Falha – <math>\lambda</math>/ano</b>
Disjuntor	0,50	$\lambda_1 - 0,40$
Religador	0,20	$\lambda_2 - 0,30$

Fonte: Autor

Conforme informações apresentadas anteriormente têm-se a MLE apresentada na Tabela 19 para o circuito alimentador apresentado na Figura 15.

Tabela 19 – MLE para o alimentador da Figura 15

<b>Nós Atingidos</b>	<b>DJ</b>	<b>Consumidores</b>
<b>1</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_A$
<b>2</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_B$
<b>3</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_C$
<b>4</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_D$
<b>5</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_E$
<b>6</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_F$
<b>7</b>	$t_r \cdot \lambda_1$	$\beta_G$

Fonte: Autor

Com base nas equações (8), (9), (10) e (11), e considerando a quantidade de consumidores do conjunto,  $C_c$ , igual a 1000 têm-se os indicadores DEC e FEC.

$$\text{DEC} = \left[ [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_A] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_B] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_C] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_D] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_E] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_F] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_G] \right] / C_c$$

$$\text{FEC} = \left[ [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_A] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_B] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_C] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_D] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_E] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_F] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{\text{TOTAL}}) \cdot \beta_G] \right] / C_c$$

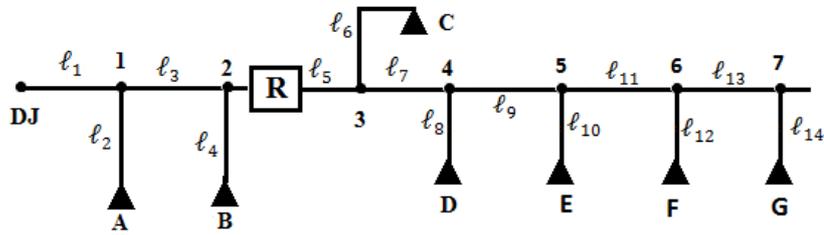
Assim:

$$\text{DEC} = 4,59 \text{ h / ano}$$

$$\text{FEC} = 9,19 \text{ vezes / ano}$$

A seguir será instalado o primeiro ponto de seccionamento, tipo religador, entre os nós 2 e 3 conforme Figura 16.

Figura 16 – Alimentador com primeiro seccionamento



Fonte: Autor

Para este alimentador tem-se a MLE apresentada na Tabela 20.

Tabela 20 – MLE com o primeiro ponto de seccionamento

Nós Atingidos	DJ	R	Consumidores
1	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$\beta_A$
2	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$\beta_B$
3	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_C$
4	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_D$
5	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_E$
6	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_F$
7	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_G$

Fonte: Autor

Com base nas equações (8), (9), (10) e (11), e considerando a quantidade de consumidores do conjunto,  $C_c$ , igual a 1000 têm-se os indicadores DEC e FEC.

$$\begin{aligned}
 DEC = & \left[ \left[ (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A \right] + \left[ (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B \right] + \left[ \left( (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14}) \right) \cdot \beta_C \right] + \left[ \left( (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \right. \right. \\
 & \left. \left. (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14}) \right) \cdot \beta_D \right] + \left[ \left( (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \right. \right. \\
 & \left. \left. (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14}) \right) \cdot \beta_E \right] + \left[ \left( (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \right. \right. \\
 & \left. \left. (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14}) \right) \cdot \beta_F \right] + \left[ \left( (t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \right. \right. \\
 & \left. \left. (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14}) \right) \cdot \beta_G \right] / C_c
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{FEC} = & [[(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14})] \cdot \beta_C] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14})] \cdot \beta_D] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14})] \cdot \beta_E] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14})] \cdot \beta_F] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8+9+10+11+12+13+14})] \cdot \beta_G] / C_c
 \end{aligned}$$

Assim:

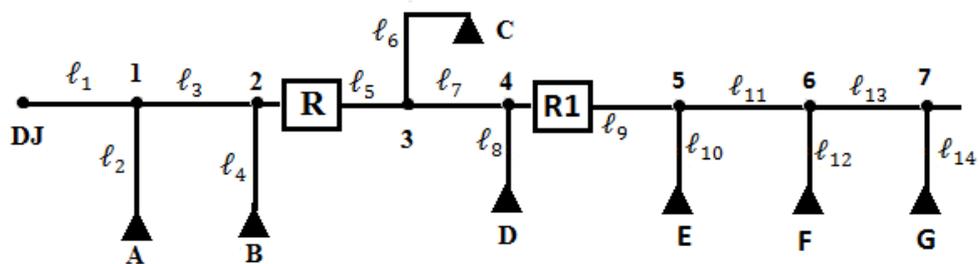
$$\text{DEC} = 1,99 \text{ h / ano}$$

$$\text{FEC} = 5,77 \text{ vezes / ano}$$

Nota-se uma redução de 56,61% e 37,18% nos indicadores DEC e FEC respectivamente, em relação a topologia original.

A seguir será instalado o segundo ponto de seccionamento, tipo religador, entre os nós 4 e 5 conforme Figura 17.

Figura 17 – Alimentador com segundo ponto de seccionamento



Fonte: Autor

Para este alimentador tem-se a MLE apresentada na Tabela 21.

Tabela 21 – MLE com segundo ponto de seccionamento

Nós Atingidos	DJ	R	R1	Consumidores
1	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$\beta_A$
2	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$\beta_B$
3	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	$\beta_C$
4	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	$\beta_D$
5	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_E$
6	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_F$
7	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_G$

Fonte: Autor

Com base nas equações (8), (9), (10) e (11), e considerando a quantidade de consumidores do conjunto,  $C_c$ , igual a 1000 têm-se os indicadores DEC e FEC.

$$\begin{aligned}
 DEC = & [[(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_C] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_D] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14})) \cdot \beta_E] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14})) \cdot \beta_F] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14})) \cdot \beta_G]] / C_c
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 FEC = & [[(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_C] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_D] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14}) \cdot \beta_E] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14}) \cdot \beta_F] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{9+10+11+12+13+14}) \cdot \beta_G]] / C_c
 \end{aligned}$$

Assim:

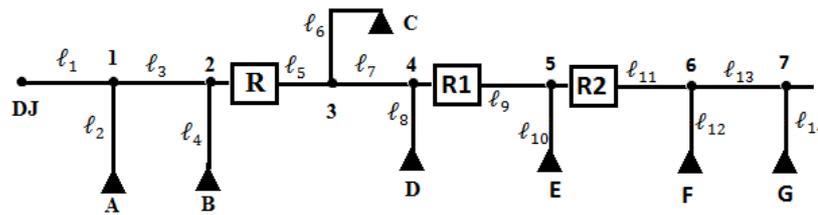
$$DEC = 1,75 \text{ h / ano}$$

$$FEC = 4,56 \text{ vezes / ano}$$

Nota-se uma redução de 12,13% e 20,94% nos indicadores DEC e FEC respectivamente, em relação à topologia anterior com o segundo ponto de seccionamento.

A seguir será instalado o terceiro ponto de seccionamento, tipo religador, entre os nós 5 e 6 conforme Figura 18.

Figura 18 – Alimentador com terceiro ponto de seccionamento



Fonte: Autor

Para este alimentador tem-se a MLE apresentada na Tabela 22.

Tabela 22 – MLE com terceiro ponto de seccionamento

Nós Atingidos	DJ	R	R1	R2	Consumidores
1	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	$\beta_A$
2	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	$\beta_B$
3	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	$\beta_C$
4	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	$\beta_D$
5	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	-	$\beta_E$
6	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_F$
7	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_G$

Fonte: Autor

Com base nas equações (8), (9), (10) e (11), e considerando a quantidade de consumidores do conjunto,  $C_c$ , igual a 1000 têm-se os indicadores DEC e FEC.

$$\begin{aligned}
 DEC = & [[(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_C] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_D] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{9+10})) \cdot \beta_E] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{11+12+13+14})) \cdot \beta_F] \\
 & + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{11+12+13+14})) \cdot \beta_G]] / C_c
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 FEC = & [[(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_C] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_D] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{9+10}) \cdot \beta_E] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{11+12+13+14}) \cdot \beta_F] \\
 & + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{11+12+13+14}) \cdot \beta_G]] / C_c
 \end{aligned}$$

Assim:

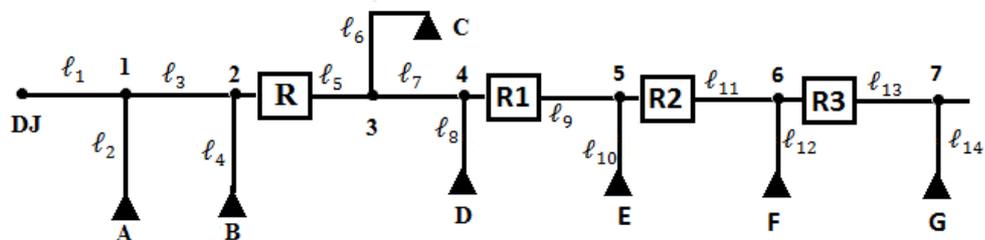
$$DEC = 1,60 \text{ h / ano}$$

$$FEC = 3,82 \text{ vezes / ano}$$

Nota-se uma redução de 8,49% e 16,30% nos indicadores DEC e FEC respectivamente, em relação a topologia anterior com o terceiro ponto de seccionamento.

A seguir será instalado o quarto ponto de seccionamento, tipo religador, entre os nós 6 e 7 conforme Figura 19.

Figura 19 – Alimentador com quarto ponto de seccionamento



Fonte: Autor

Para este alimentador tem-se a MLE apresentada na Tabela 23.

Tabela 23 – MLE com quarto ponto de seccionamento

Nós Atingidos	DJ	R	R1	R2	R3	Consumidores
1	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	-	$\beta_A$
2	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	-	$\beta_B$
3	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	-	$\beta_C$
4	$t_r \cdot \lambda_1$	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	-	$\beta_D$
5	$t_r \cdot \lambda_1$	-	$t_r \cdot \lambda_2$	-	-	$\beta_E$
6	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	-	$\beta_F$
7	$t_r \cdot \lambda_1$	-	-	-	$t_r \cdot \lambda_2$	$\beta_G$

Fonte: Autor

Com base nas equações (8), (9), (10) e (11), e considerando a quantidade de consumidores do conjunto,  $C_c$ , igual a 1000 têm-se os indicadores DEC e FEC.

$$\begin{aligned} \text{DEC} = & [[(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + \\ & (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_C] + [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8})) \cdot \beta_D] + \\ & [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{9+10})) \cdot \beta_E] + \\ & [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{11+12})) \cdot \beta_F] + \\ & [((t_r \cdot \lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (t_r \cdot \lambda_2 \cdot \ell_{13+14})) \cdot \beta_G]] / C_c \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{FEC} = & [[(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_A] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) \cdot \beta_B] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_C] + \\ & [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{5+6+7+8}) \cdot \beta_D] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{9+10}) \cdot \beta_E] + \\ & [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{11+12}) \cdot \beta_F] + [(\lambda_1 \cdot \ell_{1+2+3+4}) + (\lambda_2 \cdot \ell_{13+14}) \cdot \beta_G]] / C_c \end{aligned}$$

Assim:

$$\text{DEC} = 1,54 \text{ h / ano}$$

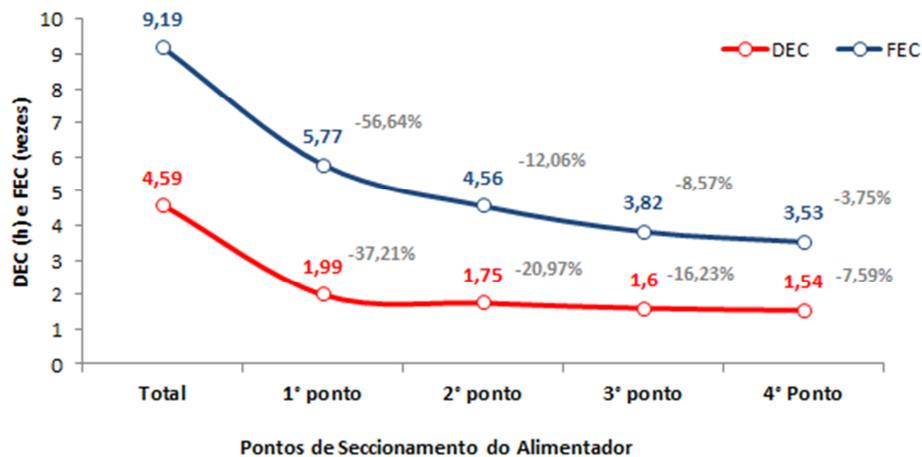
$$\text{FEC} = 3,53 \text{ vezes / ano}$$

Nota-se uma redução de 3,67% e 7,71% nos indicadores DEC e FEC respectivamente.

A partir das simulações anteriores pode-se afirmar que há um limite técnico para a instalação de equipamentos de seccionamento em série quando se busca a

redução de indicadores. De acordo com a Figura 20 é possível observar que a medida que a rede vai sendo seccionada a melhoria percentual dos indicadores é reduzida. Nota-se que para o primeiro ponto de seccionamento a redução chega a 56,64% no indicador DEC, sendo que esta redução cai para 3,75% a partir do quarto ponto de seccionamento. Outro ponto relevante que deve ser levado em consideração é a análise do sistema de proteção (coordenação e seletividade) dos sistemas de distribuição, pois à medida que são instalados equipamentos de proteção em série a análise torna-se complexa e muitas vezes não há uma resposta satisfatória em relação à operação do sistema de proteção.

Figura 20 – Comportamento e DEC FEC após o seccionamento da rede

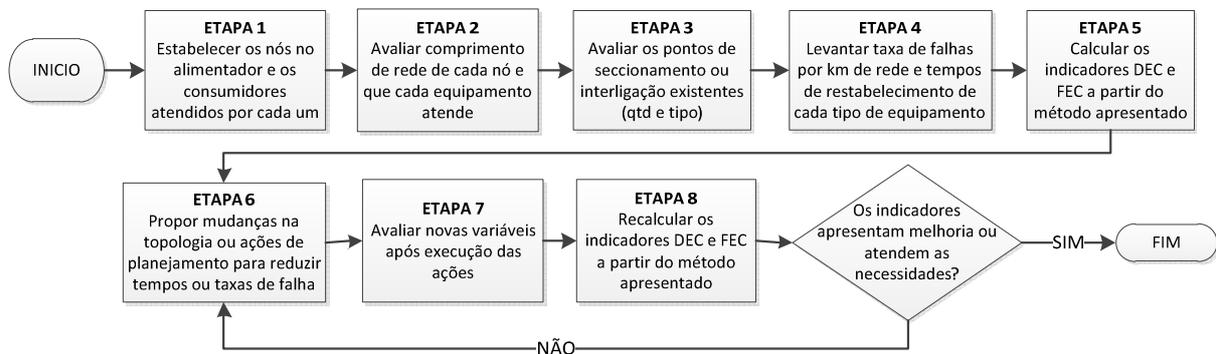


Fonte: Autor

Além da evolução dos indicadores DEC e FEC, também é recomendável que se avalie os resultados financeiros decorrentes do seccionamento da rede frente aos custos envolvidos na instalação destes pontos de seccionamento.

A seguir de acordo com a Figura 21 é estabelecido um diagrama que contempla as etapas a serem adotadas para o cálculo de indicadores previstos a partir da metodologia apresentada.

Figura 21 – Diagrama da Metodologia Proposta



Fonte: Autor

Na etapa 1 são estabelecidos os nós que serão considerados para o alimentador em estudo. O alimentador em estudo poderá ser um circuito já existente ou uma ideia inicial de topologia para o circuito, estabelecida durante a fase de planejamento. É preciso também avaliar para cada um dos nós estabelecidos a quantidade de consumidores atendidos por cada um.

Na etapa 2 é efetuado o levantamento do comprimento de rede em cada nó estabelecido na etapa 1. O somatório do comprimento de rede de cada nó deverá corresponder ao comprimento total de rede do alimentador.

Na etapa 3 são identificados os equipamentos de seccionamento já existentes bem como interligação com outros alimentadores permitindo transferências de carga. Estes pontos de seccionamento deverão ser identificados de acordo com o seu tipo, se chave fusível, faca, religador ou outro tipo de seccionamento.

Na etapa 4 é efetuado o levantamento das taxas de falha para cada tipo de equipamento identificado na etapa 3. As taxas de falha são estabelecidas para cada unidade de comprimento de rede estabelecida na etapa 2. Nesta etapa também são estabelecidos os tempos de reparo, isolamento e transferência para cada um destes equipamentos, considerando o seu tipo e forma de operação (automática ou manual). O levantamento destas informações pode ser de acordo com bases históricas de interrupções ou outro meio disponível que garanta auto grau de confiabilidade destas informações.

Na etapa 5 são calculados os indicadores DEC e FEC a partir da topologia de rede original do alimentador com base na MLE.

A partir da etapa 6 são propostas mudanças na topologia do alimentador ou ações de planejamento com o objetivo de redução nos tempos de atendimento ou taxas de falha.

Na etapa 7 devem ser levantados os novos comprimentos de rede atendimentos pelos nós e equipamentos após a mudança de topologia do alimentador.

Por fim, na etapa 8 são recalculados os indicadores DEC e FEC com base na nova topologia do alimentador, novas taxas de falha ou tempos de restabelecimento, sendo avaliado se os novos indicadores atendem os objetivos estabelecidos para este circuito.

## 5 ESTUDO DE CASO

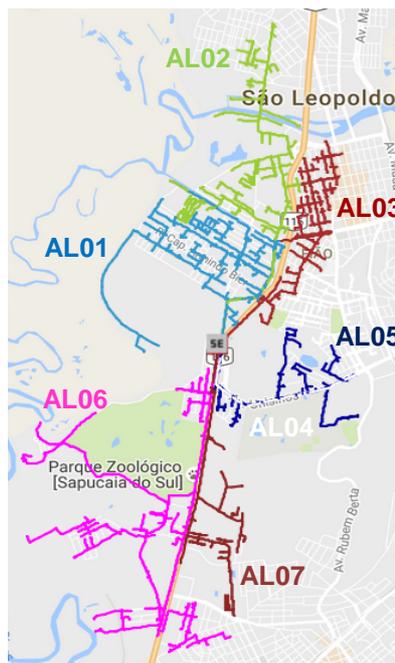
Como aplicação prática do método apresentado para o cálculo de indicadores de confiabilidade é utilizada uma ferramenta computacional desenvolvida a partir de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre Universidade Federal de Santa Maria e AES Sul Distribuidora de Energia, a ferramenta denomina-se Planning Smart Management (PSM) e utiliza o método da MLE para cálculo dos indicadores de confiabilidade.

### 5.1 INDICADORES DE CONFIABILIDADE DO CASO BASE

Inicialmente serão calculados os indicadores de confiabilidade do caso base a partir da MLE. Serão consideradas as taxas de falha e tempos de restabelecimento para cada tipo de equipamento e alimentador que compõe o sistema a partir do histórico de interrupções do ano de 2015 da AES Sul.

O estudo será feito em um conjunto elétrico composto por 7 (sete) alimentadores de média tensão. O conjunto elétrico pode ser verificado na Figura 22.

Figura 22 – Conjunto Elétrico com redes de Média Tensão



Para o cálculo dos indicadores de confiabilidade a partir da MLE, são consideradas as interrupções ocorridas durante o ano de 2015. Para obtenção das taxas de falha e tempos de restabelecimento as interrupções são segregadas por causas que possuem influência das ações de planejamento e tipo de equipamentos interrompidos.

As causas consideradas foram: Condutor, poste, cruzeta, isolador, para-raios e outros, sendo as causas encontradas com maior frequência nos sistema de distribuição da AES Sul e podem sofrer alterações decorrentes de ações de planejamento. Os equipamentos considerados foram: Disjuntor (do alimentador), religador automático, chave fusível e chave fusível repetidora. A seguir de acordo com a Tabela 24 é possível observar a quantidade de interrupções ocorridas considerando esta segregação nos sete alimentadores estudados.

Tabela 24 – Quantidade de falhas ocorridas nos alimentadores no ano de 2015

CAUSA	TIPO EQUIPAMENTO	AL 01	AL 02	AL 03	AL 04	AL 05	AL 06	AL 07
CONDUTOR	DISJUNTOR	1	-	-	-	-	-	1
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	1	1	-	2	-	3	-
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	2	-
POSTE	DISJUNTOR	-	-	-	-	-	-	-
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	1	-	-	-	-	1	-
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	-	-
CRUZETA	DISJUNTOR	-	-	-	-	-	-	-
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	-	-	-	-	-	1	-
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	-	-
ISOLADOR	DISJUNTOR	-	-	-	-	-	-	-
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	-	-
PARA-RAIO	DISJUNTOR	-	-	-	-	-	-	-
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	-	-
VEGETAL	DISJUNTOR	-	-	-	-	-	-	-
	RELIGADOR	-	-	-	-	-	-	-
	FUSÍVEL	1	2	-	2	2	1	2
	FUSÍVEL REPETIDORA	1	-	-	-	-	1	-
OUTROS	DISJUNTOR	3	1	1	1	3	3	3
	RELIGADOR	-	-	7	4	-	6	-
	FUSÍVEL	9	4	8	14	11	28	5
	FUSÍVEL REPETIDORA	-	-	-	-	-	2	-

Nota-se que no sistema em estudo não foram encontrados registros de interrupções com a causa isolador e para-raios em nenhum dos equipamentos e alimentadores estudados.

Os tempos de restabelecimento são agregados por tipo de equipamento em cada alimentador, conforme Tabela 25.

Tabela 25 – Tempos de restabelecimento nos alimentadores em 2015 em horas

EQUIPAMENTO	AL 01	AL 02	AL 03	AL	AL 05	AL 06	AL 07
DISJUNTOR	1,40	1,80	1,10	2,62	1,15	1,00	1,79
RELIGADOR	-	-	0,10	1,22	-	0,46	-
FUSÍVEL	2,75	4,82	5,44	7,42	4,69	7,2	1,88
FUSÍVEL REPETIDORA	4,30	-	-	-	-	9,22	-

Fonte: Banco de dados AES Sul

Para o cálculo dos indicadores de confiabilidade, a ferramenta computacional distribui as taxas de falha uniformemente nos equipamentos instalados no alimentador considerando e os comprimentos de rede que cada um atende.

Após a aplicação das taxas de falha são considerados os tempos de reestabelecimento ilustrados na Tabela 25 para cada tipo de equipamento. Também são considerados tempos de transferência de carga manual ou de forma automática a partir de equipamentos telecomandados. Para estas variáveis são considerados os tempos de transferência de carga apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 – Tempos de transferência de carga

Tipo de Transferência	Tempo de Transferência (h)
Manual	0,5
Automática	0,1

Fonte: Banco de dados AES Sul

Após o levantamento destas variáveis são calculados os indicadores DEC e FEC do caso base com a aplicação da MLE. Os resultados podem ser identificados de acordo com Tabela 27.

Tabela 27 – Indicadores DEC e FEC do caso base com aplicação da MLE

ALIMENTADOR	DEC Conj. (h/ano)	FEC Conj. (falhas/ano)
ALIMENTADOR 01	2,97	2,24
ALIMENTADOR 02	0,94	0,61
ALIMENTADOR 03	0,58	0,78
ALIMENTADOR 04	1,49	0,55
ALIMENTADOR 05	0,81	0,35
ALIMENTADOR 06	6,94	1,92
ALIMENTADOR 07	0,71	0,77

Fonte: PSM – Planning Smart Management

Os indicadores apresentados na Tabela 27 correspondem à contribuição de cada alimentador para os indicadores DEC e FEC do conjunto, considerando que o conjunto em questão atende 22.663 clientes.

## 5.2 AÇÕES DE PLANEJAMENTO E IMPACTO NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

A partir do PSM identificou-se a proposta de obras e ações de planejamento e o impacto da execução destas ações nos indicadores de confiabilidade. Para o diagnóstico do sistema elétrico estudado e proposição de ações de planejamento, é considerado o máximo carregamento observado neste sistema elétrico durante o período de dezembro de 2015 a fevereiro de 2016 (período de verão), este período apresenta os maiores carregamentos desta subestação. Como resultado deste diagnóstico identificou-se a necessidade das seguintes obras:

- a. Alimentador 01: Recondutoramento de 1,31 km de rede de distribuição para solução de restrições relacionadas à sobrecarga de condutores;

- b. Alimentador 02: Recondutoramento de 3,0 km de rede de distribuição para solução de restrições relacionadas à sobrecarga de condutores e níveis de tensão inadequados;
- c. Alimentador 03: Recondutoramento de 2,82 km de rede de distribuição para solução de restrições relacionadas à sobrecarga de condutores;
- d. Alimentador 04: Não necessita ações de planejamento;
- e. Alimentador 05: Recondutoramento de 1,68 km de rede de distribuição para solução de restrições relacionadas à sobrecarga de condutores;
- f. Alimentador 06: Recondutoramento de 2,26 km de rede de distribuição para solução de restrições relacionadas à sobrecarga de condutores;
- g. Alimentador 07: Não necessita ações de planejamento.

O detalhamento das ações identificadas pode ser observado na Figura 23.

Figura 23 – Detalhamento das obras propostas

ZOO - 1 GEDORE	ZOO - 2 CHARRUA	ZOO - 3 CAMPINA	ZOO - 4 HOSPITAL	ZOO - 5 UNISINOS	ZOO - 6 BR116 DIR	ZOO - 7 BR116 ESQ
<b>Soluções Propostas</b>						
<b>Descrição</b>						
Recondutoramento de 0,644 km de rede com o condutor 336,4 CAA.					<b>Custo da solução</b>	<b>Ano</b>
					70,80	1
Recondutoramento de 0,669 km de rede com o condutor 1/0 CAA.					33,47	1
ZOO - 1 GEDORE	ZOO - 2 CHARRUA	ZOO - 3 CAMPINA	ZOO - 4 HOSPITAL	ZOO - 5 UNISINOS	ZOO - 6 BR116 DIR	ZOO - 7 BR116 ESQ
<b>Soluções Propostas</b>						
<b>Descrição</b>						
Recondutoramento de 0,395 km de rede com o condutor 1/0 CA.					<b>Custo da solução</b>	<b>Ano</b>
					27,67	1
Recondutoramento de 0,649 km de rede com o condutor 1/0 CAA.					32,44	1
Recondutoramento de 2,002 km de rede com o condutor 4/0 CAA.					130,12	1
ZOO - 1 GEDORE	ZOO - 2 CHARRUA	ZOO - 3 CAMPINA	ZOO - 4 HOSPITAL	ZOO - 5 UNISINOS	ZOO - 6 BR116 DIR	ZOO - 7 BR116 ESQ
<b>Soluções Propostas</b>						
<b>Descrição</b>						
Recondutoramento de 0,271 km de rede com o condutor 1/0 CA.					<b>Custo da solução</b>	<b>Ano</b>
					18,94	1
Recondutoramento de 0,568 km de rede com o condutor 1/0 CAA.					28,39	1
Recondutoramento de 1,982 km de rede com o condutor 4/0 CAA.					128,86	1
ZOO - 1 GEDORE	ZOO - 2 CHARRUA	ZOO - 3 CAMPINA	ZOO - 4 HOSPITAL	ZOO - 5 UNISINOS	ZOO - 6 BR116 DIR	ZOO - 7 BR116 ESQ
<b>Soluções Propostas</b>						
<b>Descrição</b>						
Recondutoramento de 1,689 km de rede com o condutor 1/0 CAA.					<b>Custo da solução</b>	<b>Ano</b>
					84,45	1
ZOO - 1 GEDORE	ZOO - 2 CHARRUA	ZOO - 3 CAMPINA	ZOO - 4 HOSPITAL	ZOO - 5 UNISINOS	ZOO - 6 BR116 DIR	ZOO - 7 BR116 ESQ
<b>Soluções Propostas</b>						
<b>Descrição</b>						
Recondutoramento de 1,461 km de rede com o condutor 1/0 CAA.					<b>Custo da solução</b>	<b>Ano</b>
					73,05	1
Recondutoramento de 0,800 km de rede com o condutor 4/0 CAA.					52,00	1

Para a proposta destas obras foram avaliadas alternativas para resolução de restrições relacionadas a carregamento de condutores e níveis de tensão.

O detalhamento das ações de planejamento para solução destas restrições é ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Detalhe das alternativas avaliadas para solução das restrições

Executar  
**PLANEJAMENTO**

RESTRICÇÃO DE CARREGAMENTO

Inst. Capacitores       Geração Distribuída       Compl. Fase       Reforço Rede

---

RESTRICÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO

Compl. Fase       Desloc. Capacitores       Desloc. Reguladores Tensão       Inst. Capacitores

Inst. Reguladores Tensão       Inst. Geração Distribuída

Fonte: PSM – Planning Smart Management

Foram avaliadas alternativas de reconfiguração de rede para de redução dos indicadores DEC e FEC. Com esta avaliação não foram identificadas soluções que reduzissem os indicadores de confiabilidade, conforme ilustra a Figura 25.

Figura 25 – Propostas de reconfiguração de rede

Executar  
**RECONFIGURAÇÃO**

RESTRICÇÕES

Restrição de Tensão (p.u.)  Restrição de Carregamento (%)

Config: **NORMAL**

FUNÇÕES OBJETIVO

Redução Perdas       Redução DEC       Redução FEC       Redução ENS

ZOO - 1 GEDORE      ZOO - 2 CHARRUA      ZOO - 3 CAMPINA      ZOO - 4 HOSPITAL      ZOO - 5 UNISINHOS      ZOO - 6 BR116 DIR      ZOO - 7 BR116 ESQ

Total de Falhas (AL)  Total de Falhas (RL)  Total de Falhas (FR)  Total de Falhas (CF)

Pós execução  
 Atualizar mapa

**Sucesso!**  
Relatório 1.0-220916  
[RECONFIGURAÇÃO] Encontradas 10 chaves socorro.  
[RECONFIGURAÇÃO] Encontrados 6 pares de alimentadores.  
[RECONFIGURAÇÃO] Não houve solução possível.

Fonte: PSM – Planning Smart Management

De acordo com as soluções de planejamento sugeridas é possível calcular os indicadores DEC e FEC previstos pós-execução das obras a partir da MLE.

O impacto nos indicadores ocorrerá a partir da alteração da taxa de falhas dos trechos identificados com restrição. Para o cálculo dos indicadores previstos a ferramenta computacional reduz a taxa de falha nos trechos que serão reconduzidos, portanto, além da resolução de restrições relacionadas a carregamentos níveis de tensão há a possibilidade de previsão do impacto nos indicadores de confiabilidade proveniente das obras de planejamento a partir da MLE. A seguir, de acordo com a Tabela 28 é possível identificar, a redução esperada nos indicadores DEC e FEC a partir das obras propostas.

Tabela 28 – Resultado das obras de planejamento nos indicadores de confiabilidade

ALIMENTADOR	DEC Conj. (h/ano)			FEC Conj. (falhas/ano)		
	Antes Obra	Pós Obra	% Redução	Antes Obra	Pós Obra	% Redução
ALIMENTADOR 01	2,97	2,46	-17%	2,24	1,66	-26%
ALIMENTADOR 02	0,94	0,70	-25%	0,61	0,15	-76%
ALIMENTADOR 03	0,58	0,53	-10%	0,78	0,46	-41%
ALIMENTADOR 04	1,49	1,49	0%	0,55	0,55	0%
ALIMENTADOR 05	0,81	0,70	-13%	0,35	0,24	-32%
ALIMENTADOR 06	6,94	6,69	-4%	1,92	1,55	-19%
ALIMENTADOR 07	0,71	0,71	0%	0,77	0,77	0%

Fonte: PSM – Planning Smart Management

De acordo com a Tabela 28 é possível identificar que não houve redução nos indicadores DEC e FEC nos alimentadores 04 (quatro) e 7 (sete) pois não houve sugestão de obras de planejamento por não haver restrições relacionadas a carregamento e níveis de tensão.

Para a execução das obras de planejamento sugeridas há também uma estimativa de custo associado às mesmas, considerando os custos modulares estabelecidos pela AES Sul Distribuidora de Energia. Estes custos são verificados de acordo com a Tabela 29.

Tabela 29 – Custo das obras sugeridas

ALIMENTADOR	DESCRIÇÃO DA OBRA	CUSTO (R\$ x 1000)
ALIMENTADOR 01	Recondutoramento de 0,644 km de rede com condutor 336,4 CAA	70,80
	Recondutoramento de 0,669 km de rede com condutor 1/0 CAA	33,47
ALIMENTADOR 02	Recondutoramento de 2,002 km de rede com condutor 4/0 CAA	130,12
	Recondutoramento de 0,395 km de rede com condutor 1/0 CA	27,67
	Recondutoramento de 0,649 km de rede com condutor 1/0 CAA	32,44
ALIMENTADOR 03	Recondutoramento de 1,982 km de rede com condutor 4/0 CAA	128,86
	Recondutoramento de 0,271 km de rede com condutor 1/0 CA	18,94
	Recondutoramento de 0,568 km de rede com condutor 1/0 CAA	28,39
ALIMENTADOR 05	Recondutoramento de 1,689 km de rede com condutor 1/0 CAA	84,45
ALIMENTADOR 06	Recondutoramento de 0,800 km de rede com condutor 4/0 CAA	52,00
	Recondutoramento de 1,461 km de rede com condutor 1/0 CAA	73,05

Fonte: PSM – Planning Smart Management

Avaliando as ações previstas no plano de manutenção e obras da AES Sul, identificou-se que há previsão de alocação de R\$ 184 mil para recondutoramento dos alimentadores 01 e 02, ambos também apontados neste estudo de caso. Portanto, comparando o resultado do estudo de caso com o plano de obras da AES Sul nota-se que há coerência nos resultados, pois os recursos serão aplicados nos alimentadores que apresentam maior potencial de redução de indicadores.

Apesar do recurso previsto para manutenção não contemplar, em sua totalidade, todas as necessidades dos alimentadores 01 e 02 será aplicado de forma coerente nos sistemas em que a previsão aponta maior percentual de redução de indicadores.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo serão abordadas algumas considerações, análises e conclusões a respeito deste trabalho em relação aos pontos estudados e sugestões para trabalhos futuros utilizando o método estudado.

### 6.1 CONCLUSÕES

Durante este trabalho foi elaborada uma revisão bibliográfica compreendendo o assunto que abrange confiabilidade dos sistemas de distribuição sob os aspectos de duração e frequência das interrupções. Foram descritos os regramentos da legislação vigente no país, uma breve abordagem de tópicos relacionados ao assunto em outros países, dificuldades e particularidades que envolvem o assunto.

Foram expostas também algumas considerações, dificuldades e alternativas para avaliação da previsão de indicadores de confiabilidade.

A ANEEL estabelece no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição diretrizes para o planejamento de sistemas de distribuição, dentre estas diretrizes estão os estudos de confiabilidade. Contudo não são estabelecidos parâmetros ou diretrizes para estes estudos, sendo que geralmente as distribuidoras estabelecem suas definições e estudos baseados em suas necessidades que em muitos casos levam em consideração apenas registros históricos de interrupções.

De acordo com a metodologia apresentada é possível observar que, apesar da necessidade de avaliação de alguns parâmetros históricos como taxas de falha e tempos de restabelecimento é possível projetar indicadores de confiabilidade baseado em diferentes topologias de rede, instalação de equipamentos de manobra e/ou seccionamento ou ações de planejamento que permitam alterações em taxas de falha ou tempos de restabelecimento. Neste sentido é possível definir a topologia de rede ou um conjunto de ações de planejamento que melhor atenda as necessidades das empresas ou metas de continuidade estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A metodologia apresentada oferece como recurso o seccionamento de trechos de rede ou mudança nos parâmetros que compõe a MLE, proporcionando resultados, positivos nos indicadores DEC e FEC.

Foi observado que o seccionamento de rede possui um limite quanto a seus resultados, pois a redução de indicadores decresce à medida que a rede é seccionada em série até um determinado ponto de saturação, que dependerá da avaliação de cada caso. Este ponto de saturação deverá considerar outros fatores como atratividade financeira ou capacidade técnica de seccionamento da rede, como por exemplo, coordenação e seletividade dos sistemas de proteção. No caso apresentado verificou-se que a instalação de um primeiro ponto de seccionamento de um alimentador representou uma redução de 56,64% e 37,21% nos indicadores DEC e FEC respectivamente, sendo que esta redução cai para 3,75% e 7,59% nos indicadores DEC e FEC a partir do quarto ponto de seccionamento, demonstrando uma tendência de redução de ganho à medida que mais pontos de seccionamento são instalados.

Outro fator que traz influência na previsão dos indicadores é o tipo de equipamento utilizado para o seccionamento e seu respectivo tempo de operação. Na medida em que ocorre a evolução dos meios de comunicação e automatização dos sistemas de distribuição nota-se um menor tempo de operação de equipamentos, conseqüentemente reduzindo os tempos de recomposição, isolamento e transferência de trechos livres de defeito. Atualmente está bastante difundida entre as distribuidoras a utilização de equipamentos telecomandados, sendo que a comunicação com os centros de operação pode ocorrer de acordo com os diferentes tipos de tecnologias, como 3G, fibra ótica, entre outros.

A partir do estudo de caso apresentado foi possível identificar a aplicação do método estudado em uma subestação que contém sete alimentadores com o auxílio de uma ferramenta computacional desenvolvida em um projeto de pesquisa e desenvolvimento. Foi efetuado um diagnóstico deste sistema considerando os parâmetros clássicos de planejamento, como carregamento e níveis de tensão do sistema. A partir deste diagnóstico foram propostas obras de recondução e a partir da premissa de execução destas obras houve uma projeção do impacto nos indicadores DEC e FEC utilizando a MLE. As obras sugeridas pela ferramenta foram comparadas com os recursos previstos pela AES Sul para aplicação neste sistema, demonstrando coerência, pois a alocação de recursos está prevista nos alimentadores que apresentam maior potencial de redução de DEC e FEC.

Este método, portanto, não exclui demais avaliações que devem ser efetuadas durante o planejamento de sistemas de distribuição, consiste em uma ferramenta adicional para avaliação de confiabilidade aliada aos conceitos clássicos de planejamento de sistemas de distribuição.

## 6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Durante este trabalho tornou-se explícita a necessidade de avaliação de alguns fatores e métodos matemáticos que podem ser utilizados para a definição pela topologia de rede ou ações de planejamento que melhor atendam as necessidades dos sistemas de distribuição, sendo retorno das empresas ao capital investido, satisfação dos consumidores, ou redução dos indicadores de confiabilidade. Neste sentido uma das sugestões para a continuidade deste trabalho é a junção de uma ou mais ferramentas para dar mais robustez à tomada de decisão sobre qual topologia de rede adotar ou qual ação de planejamento executar, como por exemplo, métodos para alocação ótima de pontos de seccionamento na rede de distribuição com posterior avaliação do impacto nos indicadores de confiabilidade.

É pertinente avaliar aspectos financeiros, especialmente relacionados a receita das distribuidoras, para o estabelecimento da topologia de rede. Conforme abordado neste trabalho muitas das regulações vigentes possuem incentivo via tarifa para o atendimento de limites de continuidade. Outro ponto interessante de se levar em consideração é a relação custo/benefício para a instalação de cada equipamento e adoção de diferentes tecnologias nas redes de distribuição. Neste trabalho, por exemplo, não foram abordadas as penalidades envolvidas em violação de limites de indicadores frente ao recurso necessário para redução de indicadores de continuidade.

### 6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante o andamento deste trabalho foram publicados 2 artigos científicos, os quais foram apresentados em eventos nacionais, sendo:

- XI CBQEE 2015 – XI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica.

Título do trabalho: *“Algoritmos e Critérios para Aumento da Confiabilidade de Apuração de Interrupções e Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica”*.

- X CBPE 2016 – X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.

Título do trabalho: *“Metodologia para Análise da Confiabilidade em Planejamento de Sistemas de Distribuição Utilizando Matrizes Lógico-Estruturais”*.

## REFERÊNCIAS

- ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica; SIGLASUL Consultores em Regulação: **Metodologias de Revisão Tarifária Periódicas das Distribuidoras de Energia Elétrica**: Brasília, 2014. Apresentação.
- ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica: **Sistema de Informação para Gestão**: Versão 15.04.2016, 2016.
- Alishahi E.; Hghifam M. R.; Sheikhi Fini A. R.; Ajalli M.: **Technical and economic evaluation of implementing outage management system in urban distribution systems in Iran**: Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2011 16th Conference on, Bandar Abbas, 2011.
- Amir Safdarian; Degefa M. Z.; Lehtonen M.; Fotuhi-Firuzabad M.: **Distribution network reliability improvements in presence of demand response**: IET Generation, Transmission & Distribution (Volume: 8, Issue: 12 ), p. 2027-2035, 2014.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**: Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 05 jun. 2016.
- BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; CANHA, L. N.; MELLO, A. P. C. de.; ABAIDE, A. R.; SPERANDIO, M.; RAMOS, M. J. da S.: **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: Uma Abordagem para Reconfiguração de Redes**. Projeto de P&D AES Sul e UFSM: AGEPOC, 2015.
- Bezerra, J. R.; Barroso G. C.; Leão, R. P. S.; Sampaio, R. F.: **Multiobjective Optimization Algorithm for Switch Placement in Radial Power Distribution Networks**: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 30, Issue: 2), p. 545-552, 2015.
- BLUSHAN, N. e RAI, K.: **Strategic Decision Making Applying the Analytic Hierarchy Process**. Springer, 2004.
- COMASSETTO, L.: **Desenvolvimento de Algoritmos para Otimização da Confiabilidade de Redes de Distribuição** – Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2003.
- Council of European Energy Regulators, **CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply**. Revised Version: 11 February 2014.
- Ferreira R. de S. E.; Rudnick H.; Barroso L.: **The Expansion of Transmission**: IEEE power & energy magazine (1540-7977/16 © 2016 IEEE), 2016.
- HONRUBIA-ESCRIBANO A.; URTASUN L. G. DE, VICENTE S. B.; ARROYO S. M.; GARCÍA-GRACIA M.: **NOVEL POWER SYSTEM RELIABILITY INDICES CALCULATION METHOD**, 23rd International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2015.

IEEE: **Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices: IEEE Std 1366-2003** (Revision of IEEE Std 1366-1998), 2004.

Instituto Acende Brasil (2014). **Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza**. White Paper 14, São Paulo, 36 p. 2014.

Islam T.; Hofmann A.; Hyland M.: **APPA DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY & OPERATIONS SURVEY REPORT**: Published by the American Public Power Association, Connecticut Avenue, N.W., Washington, 2014.

Lotero R. Roberto C.; Javier Contreras.: **Distribution System Planning With Reliability**: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 26, Issue: 4), p. 2552-2562, 2011.

Martinez J. A.; Leín F. de; Dinavahi V.: **Simulation tools for analysis of distribution systems with distributed resources. Present and future trends**: IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, 2010.

RAMOS, M. J. da S.: **METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DURANTE RECONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO** – Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

Shavuka O.; Awodele K. O.; Chowdhury S. P.; Chowdhury S.: **Reliability analysis of distribution networks**: Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on, Hangzhou, 2010.

SOUZA, J. de: **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo De Programação Linear Inteiro Misto (Plim)** – Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, 2013.

Tajnsek V.; Pihler J.; Roser M.: **Advanced Logistical Systems for the Maintenance of Overhead Distribution Lines Through DCC With the Use of Laser Monitoring**: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume:26 , Issue: 3 ), p. 1337 - 1343, 2011.

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