



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

OBED LEITE VIEIRA

**METODOLOGIA PARA A INCLUSÃO DOS INDICADORES COLETIVOS DE
CONTINUIDADE NO PLANEJAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

FORTALEZA

2019

OBED LEITE VIEIRA

METODOLOGIA PARA A INCLUSÃO DOS INDICADORES COLETIVOS DE
CONTINUIDADE NO PLANEJAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

Coorientador: Prof. Dr. José Roberto Bezerra

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

V716m Vieira, Obed Leite.

Metodologia para a inclusão dos indicadores coletivos de continuidade no planejamento da rede de distribuição / Obed Leite Vieira. – 2019.

109 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

Coorientação: Prof. Dr. José Roberto Bezerra.

1. Sistema de Distribuição. 2. Planejamento. 3. Confiabilidade. 4. Indicadores de Continuidade. I. Título.
CDD 621.3

OBED LEITE VIEIRA

METODOLOGIA PARA A INCLUSÃO DOS INDICADORES COLETIVOS DE
CONTINUIDADE NO PLANEJAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 26/02/2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa
Instituto Federal do Ceará (IFCE)

A Deus.

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado forças para conseguir concluir mais essa etapa.

Aos meus pais, Pedro e Raimunda, pelo apoio e incentivo dado em toda minha vida.

Aos meus irmãos, Romana e Renan, por fazerem parte desta jornada, sempre me ajudando.

Ao professor e orientador Giovanni pela excelente orientação e atenção disponibilizada ao longo do programa de pós-graduação;

Aos professores Fabrício, Paulo Carvalho e José Renato e ao engenheiro Paulo Petrônio pelas valiosas contribuições feitas, com a certeza de que o trabalho ficou enriquecido ainda mais com elas.

Aos meus colegas que fizeram parte desta formação ao longo destes dois anos no programa, principalmente ao Douglas, Fellipe e Jeandson.

A todos os demais que, de alguma forma, contribuíram com este trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

“Todo problema tem a sua solução. (...) Só que às vezes leva um bom tempo para achar a solução, mesmo que ela esteja bem diante do seu nariz.”

(Lemony Snicket)

RESUMO

Neste trabalho é tratada a proposta de uma nova metodologia para agregar informações de confiabilidade e topologia de redes com o intuito de propor obras para adequação de indicadores de continuidade aos limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para tanto, é proposta uma série de passos que começa com a obtenção de dados da topologia do sistema e do registro de interrupções no serviço, depois é feita uma análise das principais causas de alta desses indicadores e, finalmente, são avaliadas as obras que podem solucionar esses problemas. Também, as principais intervenções realizadas em um sistema de distribuição são apresentadas e mensurado o impacto de cada uma na confiabilidade do sistema, afetando o valor do tempo de restabelecimento e a quantidade de clientes afetados por uma falta. Por fim, é feito um estudo de caso de um típico alimentador rural que não apresenta sobrecarga nos equipamentos e nem subtensão, estando, a priori, fora do plano de obras da distribuidora. Contudo, apresenta os indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), igual a 32,22 h, e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), igual a 10,71, acima dos limites (26,00 h e 13,00, respectivamente), necessitando de uma intervenção no sistema. São propostas duas instalações de equipamentos de seccionamento em pontos sinalizados pela metodologia proposta que representam 79,60 % do DEC e 57,78 % do FEC, adequando esses indicadores ao limite estipulado pela ANEEL no horizonte de 3 anos, reduzindo o DEC para 21,00 h e FEC para 6,36.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição. Planejamento. Confiabilidade. Indicadores de Continuidade.

ABSTRACT

This work deals with the proposal of a new methodology to group reliability information and network topology with the objective of proposing works to adapt indicators of continuity to the limits established by Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Thus, a series of steps is proposed that begins with obtaining data from the system topology and the registry of interruptions in the service, then an analysis is made of the main causes of the problems and finally evaluate works that can solve them. Also, the main interventions in a distribution system are presented and the impact of each intervention is measured on the reliability of the system, affecting the value of the reestablishment time and the number of clients affected. Finally, a case study is done of a typical rural feeder that does not present overload in the equipment nor undervoltage, being, a priori, outside the plan of works of the distributor. However, it presents Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), equal to 32,22 h, and Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), equal to 10,71, above the limits (26,00 h and 13,00, respectively), requiring intervention in the system. It is proposed the installation of two switches in points marked by the proposed methodology, which represent 79,60 % of the DEC and 57,78 % of the FEC, adjusting these indicators to the limit stipulated by ANEEL over the 3-year horizon, reducing the DEC to 21,00 h and FEC to 6,36.

Keywords: Distribution System. Planning. Reliability. Continuity Indicators.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Linha do tempo com publicações relevantes ao estudo da dissertação.....	28
Figura 02 – Exemplo de sistema de distribuição com divisão por nós de cargas separados por chaves.	29
Figura 03 – Divisão do alimentador de média tensão por blocos de cargas e as suas respectivas relações à jusante e à montante.....	32
Figura 04 – Fluxograma do processo de planejamento da rede	34
Figura 05 – Linha do tempo com as principais informações extraídas dos trabalhos apresentados neste capítulo	36
Figura 06 – Sistema elétrico de potência convencional.	39
Figura 07 – Comparativo entre a geração de energia convencional e a distribuída	40
Figura 08 – SEP por nível de tensão.....	41
Figura 09 – Sistema de potência convencional agrupado em geração, transmissão e distribuição.	41
Figura 10 – Falta ocorrida em um ponto na média tensão e a interrupção do serviço para clientes a jusante.....	42
Figura 11 – Fluxograma das seções que compõe o Modulo 2 do Prodist	44
Figura 12 – Apuração do DEC e FEC e seus limites para a concessionária do Estado do Ceará (ENEL CE) dos anos de 2008 até 2017	49
Figura 13 – Fluxograma da Proposta de Metodologia do Estudo do Planejamento da Confiabilidade do Sistema.....	53
Figura 14 – Diagrama unifilar de um sistema de distribui genérico	54
Figura 15 – SEP resumido em forma de grafo (arestas + blocos)	55
Figura 16 – Reconhecimento de blocos em um alimentador georeferenciado de média tensão	

.....	55
Figura 17 – Representação em grafos do alimentador georeferenciado de média tensão da Figura 16.....	56
Figura 18 - Simplificação na baixa tensão para agrupar todos os transformadores em um único bloco de baixa conectado ao um de média tensão	57
Figura 19 – Exposição de um sistema de distribuição genérico com informações pertinentes a confiabilidade em cada bloco	59
Figura 20 – Falta no Bloco B1 _{MT} , retirando de operação os demais blocos a jusante.	60
Figura 21 – Falta no bloco B _{NBT}	62
Figura 22 – Sistema de distribuição genérico de 13 blocos	68
Figura 23 – Modificação do sistema devido a instalação de um equipamento seccionador. ...	71
Figura 24 – Construção de um novo encontro (transferência) entre os blocos B3 e B5.	74
Figura 25 – Encontro entre alimentadores através de uma chave NA entre o novo alimentador e o bloco B5.....	76
Figura 26 – Construção de uma nova subestação e a abertura da chave (equipamento seccionador) que liga B2 a B4.....	77
Figura 27 – Divisão de alimentador com a abertura do equipamento seccionador entre B4 e B2.....	79
Figura 28 – Divisão de circuito na baixa tensão do bloco B9.....	80
Figura 29 – Falta no bloco B4 e a perda dos blocos B6 a B12 apesar do encontro existente entre B3 e B5	84
Figura 30 – Alimentador A georeferenciado.	89
Figura 31 – Divisão do alimentador em blocos.....	92
Figura 32 – Representação em blocos do Alimentador A	92

Figura 33 – Bloco B5 a ser modificado pela instalação de um equipamento seccionador.....	97
Figura 34 – Divisão do bloco B5 resultando em B11 e em um novo B5	98
Figura 35 – Representação em blocos da divisão do bloco B5	98
Figura 36 – Instalação de um equipamento seccionador no bloco B10.	100

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “sistema de distribuição”, “eletricidade” e “confiabilidade”	26
Gráfico 02 – Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “sistema de distribuição”, “eletricidade”, “confiabilidade” e “planejamento”	26
Gráfico 03 – Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “planejamento” e “saidi” ...	27
Gráfico 04 – Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “rede de distribuição”, “planejamento” e “saidi”, em específico nas áreas de “Engenharia” e “Energia”	27
Gráfico 05 – DEC anual do Brasil e seu limite nos anos de 2008 a 2017.....	50
Gráfico 06 – FEC anual do Brasil e seu limite nos anos de 2008 a 2017.....	50
Gráfico 07 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A e seus limites nos três próximos anos.....	91
Gráfico 08 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A e seus limites após as obras em B5 e B10	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Definições dos indicadores de continuidade usados pela ANEEL	46
Tabela 02 – Tabela de Dependências do sistema da Figura 19 para faltas em B_{1MT} e em B_{nBT}	63
Tabela 03 – Tabela de Dependências com todas as possíveis faltas em cada bloco e os respectivos blocos afetados do sistema da Figura 19.	64
Tabela 04 – Evolução da piora dos indicadores coletivos de continuidade com o tempo a partir de um crescimento percentual γ	66
Tabela 05 – Tabela de Dependências para o sistema apresentado na Figura 22.....	69
Tabela 06 – Tabela de dependencias referente ao sistema da Figura 23 após a obra.	71
Tabela 07 – Cálculo das parcelas de DEC a serem afetadas pela inclusão do equipamento seccionador.	72
Tabela 08 – Demonstrativo da redução de DEC com a inclusão do equipamento seccionador.	72
Tabela 09 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 24 após a obra.	75
Tabela 10 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 25 após a obra.	76
Tabela 11 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 26 após a obra	78
Tabela 12 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 27 após a obra	79
Tabela 13 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 28 após a obra	81
Tabela 14 – Demonstração da redução de α após a divisão do bloco de baixa tensão B9.	81
Tabela 15 – Tabela de dependencias refernte ao sistema da Figura 29	84
Tabela 16 – Resumo do impacto de cada intervenção no sistema.....	86
Tabela 17 – Dados elétricos sobre o Alimentador A.	89

Tabela 18 – Evolução da corrente e da tensão no Alimentador A.	90
Tabela 19 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A nos três próximos anos.	90
Tabela 20 – Tabela de dependências do Alimentador A	93
Tabela 21 – resumo do registro histórico de faltas alocadas por bloco.	94
Tabela 22 – Tabela de dependências preenchida com as parcelas α do Alimentador A	95
Tabela 23 – Tabela de dependências preenchida com as parcelas β do Alimentador A	96
Tabela 24 – Parte das tabelas de dependência antes e depois da obra de instalação de equipamento seccionador em B5.	99
Tabela 25 – Parte das tabelas de dependência antes e depois da obra de instalação de equipamento seccionador em B10.	101
Tabela 26 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A após as obras em B5 e B10.....	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade
DIC	Duração de Interrupção individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
MT	Média Tensão
NA	Normalmente Aberta
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RLM	Regressão Linear Múltipla
RNAs	Redes Neurais Artificiais
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STJ	Superior Tribunal de Justiça

LISTA DE SÍMBOLOS

t	Ano em que se está realizando o estudo
γ_{DEC_t}	Crescimento do DEC no ano t
γ_{FEC_t}	Crescimento do FEC no ano t
$t(k)$	Duração de cada evento (k), no período de apuração
n	Indicador do bloco onde ocorre a falta
m	Indicador do bloco que é afetado por uma falta no bloco n
k	Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras
i	Índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração
j	Índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto
C_m	Número de clientes conectados no bloco m
n	Número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração
$Ca(k)$	Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (k), no período de apuração
Ne	Número máximo de eventos no período de apuração
Cc	Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT
$\alpha_{m,n}$	Parcela do DEC do bloco m afetada por faltas no bloco n , dado em horas
$\beta_{m,n}$	Parcela do FEC do bloco m afetada por faltas no bloco n , adimensional
F_n	Quantidade de faltas no bloco n
$t(i)$	Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração
T_n	Tempo de restabelecimento em uma falta no bloco n

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Motivação	19
1.2	Objetivos.....	23
1.2.1	<i>Objetivo Geral.....</i>	23
1.2.2	<i>Objetivos Específicos.....</i>	23
1.3	Organização do Trabalho	24
2	ESTADO DA ARTE.....	25
2.1	Introdução	25
2.2	Análise Gráfica dos Trabalhos Publicados.....	25
2.3	Principais Trabalhos	28
2.4	Contribuições da Dissertação	35
2.5	Linha do Tempo	35
2.6	Conclusão	37
3	A CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	38
3.1	Introdução	38
3.2	O Sistema Elétrico de Potência	38
3.3	O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	42
3.3.1	<i>Planejamento da Rede de Distribuição.....</i>	43
3.4	Confiabilidade e os Indicadores de Continuidade do Serviço.....	45
3.4.1	<i>DEC e FEC.....</i>	46
3.4.2	<i>Limites dos Indicadores DEC e FEC.....</i>	49
3.5	Conclusão	50
4	METODOLOGIA PARA O PLANEJAMENTO DOS INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE.....	52
4.1	Introdução	52
4.2	Metodologia Proposta	52
4.2.1	<i>Obter dados para o estudo.....</i>	53
4.2.1.1	<i>Representar o Sistema Elétrico de Distribuição em Blocos.....</i>	53
4.2.1.2	<i>Registro de Ocorrências.....</i>	57
4.2.2	<i>Alocação das faltas nos respectivos blocos.....</i>	59
4.2.3	<i>Cálculo do DEC e FEC.....</i>	59
4.2.4	<i>Verificação dos Limites ANEEL</i>	65
4.2.5	<i>Avaliação de obras para melhoria da confiabilidade</i>	67
4.3	Conclusão	67

5	IMPACTO DE OBRAS NA CONFIABILIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	68
5.1	Introdução	68
5.2	Caso Base.....	68
5.3	Principais Intervenções no Sistema de Distribuição	70
5.3.1	<i>Instalação de um equipamento seccionador</i>	<i>70</i>
5.3.2	<i>Nova transferência de carga no mesmo alimentador</i>	<i>74</i>
5.3.3	<i>Nova transferência de carga para alimentador da mesma subestação</i>	<i>75</i>
5.3.4	<i>Nova subestação AT/MT</i>	<i>77</i>
5.3.5	<i>Divisão de alimentadores</i>	<i>78</i>
5.3.6	<i>Divisão de circuitos em baixa tensão.....</i>	<i>80</i>
5.3.7	<i>Restrições em transferências e obras relacionadas.....</i>	<i>82</i>
5.3.8	<i>Intervenção de Manutenção da Rede</i>	<i>85</i>
5.3.9	<i>Equipes de campo.....</i>	<i>85</i>
5.4	Diagnostico do Sistema de Distribuição e Impacto de cada Intervenção.....	86
5.5	Conclusão	87
6	ESTUDO DE CASO	88
6.1	Introdução	88
6.2	Situação Atual	88
6.3	Divisão em blocos do Alimentador.....	91
6.4	Levantamento da base histórica de ocorrências e alocação de faltas em cada bloco.....	93
6.5	Montagem da Tabela de Dependências e Diagnóstico do Problema.....	94
6.6	Proposição das obras de melhoria	97
6.6.1	<i>Falta no bloco B5.....</i>	<i>97</i>
6.6.2	<i>Falta no bloco B10</i>	<i>99</i>
6.7	Conclusão	102
7	CONCLUSÃO	104
8	TRABALHOS FUTUROS.....	106
	REFERÊNCIAS	107

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

As distribuidoras de energia elétrica são responsáveis por interligar o setor de transmissão com os consumidores, comercializando, assim, a energia elétrica, essencial para o desenvolvimento de um país.

O grande dever de uma distribuidora é levar energia elétrica de qualidade para o consumidor final. Para isso, devem ser respeitados indicadores de qualidade de energia e de serviço. Dentre os indicadores mais relevantes, destacam-se: o nível máximo de queda de tensão que pode ser entregue ao consumidor e os indicadores de continuidade do fornecimento, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

Na sua busca em atender os requisitos do parágrafo anterior, as distribuidoras são levadas a investir no reforço e expansão do sistema de distribuição. A rede elétrica com o tempo vai se ramificando e se expandindo para conectar novos clientes, além de ser reforçada para atender ao aumento de demanda também daqueles clientes já conectados à rede.

A maneira como é transportada a energia elétrica é base de estudos técnicos tendo em vista a própria dinâmica do sistema de potência. Basicamente a rede deve ser dimensionada para atender os consumidores. Contudo, aquilo que os consumidores exigem da rede varia a cada instante, e a rede de distribuição deve estar preparada para qualquer cenário.

Neste ponto se insere a área de Planejamento da Rede das distribuidoras. Nela é estudado o comportamento da carga no passado, presente e é feita a previsão para o futuro, bem como é feito o dimensionamento da rede elétrica de distribuição para atender os consumidores, tornando a empresa apta a levar uma energia de qualidade e sempre objetivando o menor custo (MILOCA, 2012).

A grande preocupação no momento de se realizar o estudo é dimensionar o sistema para que ele possua capacidade física de transportar a energia elétrica sem correr riscos de se deteriorar, além de garantir a continuidade no fornecimento do serviço de distribuição. Basicamente, duas grandezas elétricas são monitoradas nesse momento: corrente e tensão elétricas.

A corrente elétrica está intrinsicamente ligada à demanda por energia que os consumidores desejam. Assim, condutores, transformadores e chaves devem estar adequadamente dimensionados para suportarem uma corrente elétrica durante sua vida útil. Em contraponto, não se deve sobredimensionar esses equipamentos, uma vez que maior capacidade de condução revela um maior custo para a empresa. Assim, o grande limitante para a aquisição desses equipamentos é justamente o custo.

A tensão também é monitorada, uma vez que está intrinsicamente ligada à qualidade no fornecimento do serviço. Por padrão, as distribuidoras devem fornecer aos seus clientes uma energia elétrica a um determinado nível de tensão (ANEEL, 2018b), uma vez que os equipamentos eletroeletrônicos dos consumidores são dimensionados para operarem nesses níveis de tensão pré-estabelecidos. Assim, não adianta dimensionar a rede elétrica para suportar os níveis de corrente, se a tensão entregue está acima ou abaixo do normatizado, causando danos quando do uso pelos clientes.

Essas duas grandezas elétricas são observadas pela área de Planejamento da Rede para a determinação do que deve ser inserido ou modificado na rede elétrica (ANEEL, 2016).

Além desses requisitos, soma-se outra grandeza a ser levada em consideração: o tempo. Com o crescimento econômico, populacional e tecnológico, as cargas elétricas vêm crescendo ao longo dos anos, além também da expansão geográfica. Uma pequena indústria, por exemplo, pode, com o tempo, aumentar de tamanho. Provavelmente incluindo uma nova linha de produção, com acréscimo de novas máquinas. Ou, talvez, possa abrir uma filial em outro lugar. As duas situações geram um aumento na demanda por energia elétrica, no mesmo ponto de conexão ou em um ponto diferente, e, independentemente disso, a rede de distribuição tem que estar preparada para suportar esse aumento. Assim, um estudo escalonando o crescimento da demanda no tempo se faz necessário. Daí, surgem planos de intervenção no sistema de médio e longo prazo, geralmente de 5 e 10 anos, respectivamente.

A partir do estudo completo do crescimento da carga, o impacto de superação de equipamentos e de quedas de tensão ao longo do tempo, é possível propor intervenções no sistema de distribuição por meio de obras. O chamado Plano de Obras nada mais é do que elencar as melhorias a serem feitas no sistema ao longo dos anos, tudo dentro de um custo razoável (ANEEL, 2016).

Outro ponto a ser levantado é o que diz respeito à confiabilidade do sistema de distribuição em levar energia elétrica aos seus clientes. Além de fornecer um serviço que

obedeça às qualificações técnicas, é necessário que o fornecimento de energia elétrica esteja disponível quando assim for requisitado. A distribuidora deve estar atenta para conhecer quantas vezes um cliente fica sem o fornecimento de energia e por quanto tempo, pois esses são parâmetros também avaliados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018a).

A violação dos requisitos pode gerar multas e, em casos mais sérios, a caducidade do contrato de concessão. Não somente o órgão regulador fiscaliza a atuação das concessionárias/permissionárias, mas também o próprio Ministério Público, quando da defesa dos direitos difusos. Às vezes, os consumidores não obtêm uma resposta tempestiva das reclamações na ANEEL, e acabam recorrendo-se aos promotores de justiça para que ingressem no judiciário ações de reparação quando da falta de serviço no fornecimento de energia, tal como ocorreu no Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro,

EMENTA - AGRAVO INTERNO ALVEJANDO DECISÃO MONOCRÁTICA. AGRAVO DE INSTRUMENTO. AÇÃO CIVIL PÚBLICA. ANTECIPAÇÃO DOS EFEITOS DA TUTELA. INQUÉRITO CIVIL. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNICÍPIO DE ANGRA DOS REIS. MÁ PRESTAÇÃO DO SERVIÇO. DESCUMPRIMENTO DE METAS DA ANEEL, INTERRUPÇÃO DO SERVIÇO CAUSANDO PREJUÍZOS À POPULAÇÃO. (...).

Trata-se de ação civil pública proposta pelo MINISTÉRIO PÚBLICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO em face de AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A, em virtude da constante falha na prestação de seus serviços. É o relatório. Decido. Considerando que a própria agência reguladora dos serviços de energia elétrica informou ao Ministério Público que a empresa demandada não atingiu a taxa mínima de eficiência em parte dos serviços concedidos que lhe foram entregues, como se destaca dos indicadores que foram anexados às fls. 36/41, **em que se destaca que a ré encontra-se muito aquém do que se espera de um mínimo de eficiência nos serviços prestados e pelo qual é muito bem remunerada, bem como diante do registro de centenas de reclamações quanto à ineficiência dos serviços prestados**, causando inúmeros transtornos aos moradores e turistas que transitam por esta Comarca, que ficam horas e dias a fio sem energia elétrica, em especial em épocas de grande movimentação de pessoas, que são tratadas com total descaso, DEFIRO a liminar para: **1) Determinar que a ré, no prazo de 10 (dez) dias, restabeleça integralmente a eficiência, regularidade e continuidade de todos os serviços prestados na Comarca de Angra dos Reis, sob pena de pagamento da quantia de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) por cada reclamação registrada junto à Aneel por defeito na prestação de quaisquer dos serviços que oferece no mercado, a contar de sua intimação, assim como, sem prejuízo da multa anterior, ao pagamento de multa de R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), por mês ou fração mensal em que não for alcançada a taxa mínima de eficiência imposta pela Aneel (índices DEC e FEC); [...]** (RIO DE JANEIRO, 2015, grifo nosso)

O judiciário vem recorrentemente julgando questões referentes a pedidos de reembolso de consumidores que se sentiram lesados pelo deficiente serviço de distribuição. Também, multas aplicadas pelo órgão regulador são discutidas, quando a distribuidora não concorda com a penalidade. A título de exemplo, o STJ (Superior Tribunal de Justiça) já firmou

em julgado a permanência de multa por descumprimento dos indicadores de qualidade no fornecimento,

DIREITO PROCESSUAL CIVIL E ADMINISTRATIVO. ANULAÇÃO DE MULTA APLICADA PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). PEDIDO DE SEGUNDA PERÍCIA. DESCABIMENTO. LEGITIMIDADE DA AUTUAÇÃO. CONVERSÃO DA PENALIDADE DE MULTA EM ADVERTÊNCIA OU REDUÇÃO DE SEU VALOR. IMPOSSIBILIDADE. APELAÇÃO IMPROVIDA. **1. Caso em que a Companhia Energética do Ceará (COELCE) pretende anular auto de infração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), refutando três de quatro não -conformidades apuradas em fiscalização de 2010, que ensejaram a aplicação de multa no valor de R\$ 3.772.227,09 (três milhões, setecentos e setenta e dois mil, duzentos e vinte e sete reais e nove centavos);** 2. Preliminar de nulidade da sentença, pautada em prova pericial produzida em juízo, sob alegação de cerceamento de defesa pelo indeferimento de segunda perícia, a ser realizada por técnico de informática ou analista de sistemas, para corrigir inexatidões e inconsistências do laudo pericial; 3. Sendo a perícia uma função auxiliar do Juízo e realizada por profissional equidistante das partes, suas conclusões são, em princípio, dotadas de fé pública, apenas ilididas mediante prova em contrário. Hipótese em que a COELCE não logrou demonstrar a existência de erros que comprometessem o valor probatório da prova pericial, devendo prevalecer as conclusões do perito nomeado pelo juízo, engenheiro eletricitista indicado pela Universidade Federal do Ceará; 4. A Lei nº 9.427/96 outorga à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a função reguladora das concessões do serviço público de energia elétrica, com competência para fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, bem como fixar multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica; 5. **Descabe ao Poder Judiciário rever o mérito administrativo da atuação da ANEEL que, dentro de sua discricionariedade técnica, qualificou o descumprimento de disposições relativas aos níveis de qualidade dos serviços e do fornecimento de energia elétrica pela COELCE como infração de maior potencial ofensivo, recusando pleito de conversão da penalidade de multa aplicada em advertência; [...] 8. Recurso improvido.** (BRASIL, 2018, grifo nosso)

Os limites dos requisitos de qualidade no fornecimento são estipulados a cada revisão tarifária por parte do órgão regular que fixa limites máximos de DEC e FEC para as concessionárias/permissionárias de energia elétrica. Ao longo dos anos, esses limites são cada vez menores sempre visando reduzir o tempo médio e a quantidade média de interrupções no fornecimento do serviço para o consumidor.

As distribuidoras devem se precaver para que não extrapolem seus limites de qualidade. Isso é realizado por meio de intervenções na rede de distribuição, melhorando a confiabilidade do sistema. Assim, obras como a instalação de chaves de proteção, o uso de novas tecnologias para automatizar o sistema de recomposição do sistema e a construção de encontros entre alimentadores são exemplos que promovem um aumento na continuidade do serviço.

As obras são feitas no sentido de sempre manter o serviço disponível. Contudo, a proposição de obras de expansão é feita, em sua maioria, pela área de Planejamento da Rede, que muitas vezes carece de uma ferramenta ou metodologia para lidar com os indicadores de confiabilidade da rede no que tange à mensuração dos benefícios que as obras propostas agregam.

Assim, essa situação abre margem para realização de estudos a fim de obter meios para mensurar quais benefícios cada intervenção proposta pode produzir.

Tendo em vista a relevância do tema para as concessionárias de energia, tanto em questão da comercialização quanto da imposição de penalidades pelo poder público, a motivação deste trabalho é procurar fornecer uma metodologia para que se analise a confiabilidade do sistema de distribuição em conjunto com o que já é feito de forma tradicional (carregamento dos equipamentos e níveis de tensão), dentro da área de planejamento da rede de distribuição.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Com base na relevância do tema para as concessionárias de energia, o objetivo deste trabalho é elaborar uma metodologia para que se analise a confiabilidade do sistema de distribuição dentro do planejamento da rede, com a possibilidade que se aproveite, na melhoria dos indicadores de continuidade, as soluções técnicas já desenvolvidas para a expansão da rede.

1.2.2 Objetivos Específicos

O objetivo geral é desdobrado nos seguintes objetivos específicos:

- a) Realizar o estudo do tema, reunindo os principais conceitos necessários ao entendimento e elaboração da metodologia;
- b) Elaborar um fluxograma sintetizando cada passo do estudo de confiabilidade dentro do escopo do planejamento da rede;

- c) Utilizar na análise da confiabilidade os dados de topologia da rede que já são estudados no escopo do planejamento da rede;
- d) Promover uma forma de cálculo dos indicadores coletivos de continuidade que permita avaliar a topologia da rede em estudo;
- e) Avaliar o impacto, nos indicadores coletivos de continuidade, das principais obras feitas em um sistema de distribuição, a fim de adequar os indicadores aos limites estipulados pelo órgão regulador.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação é organizada em 7 capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme mostrado a seguir:

- a) Capítulo 2: realiza-se um levantamento da quantidade de publicações relacionadas ao tema nos últimos anos, bem como a exposição do estado da arte por meio de sete artigos e suas respectivas contribuições ao estudo das redes de distribuição;
- b) Capítulo 3: apresentam-se os principais conceitos em torno do tema. Dentro dessa abordagem, estão a exposição dos assuntos: sistema de potência, sistema de distribuição, planejamento da rede, confiabilidade e indicadores de continuidade;
- c) Capítulo 4: mostra-se a proposta de metodologia a ser utilizada para a melhoria dos indicadores de continuidade por meio das ações feitas pelo planejamento da rede;
- d) Capítulo 5: apresentam-se as principais obras de intervenção no sistema de distribuição com seus respectivos impactos na apuração dos indicadores coletivos de continuidade;
- e) Capítulo 6: exemplifica-se a metodologia por meio de um estudo de caso realizado em um alimentador rural;
- f) Capítulo 7: apresentam-se as conclusões do trabalho;
- g) Capítulo 8: apresentam-se sugestões de trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Introdução

Neste capítulo, é apresentado um breve resumo estatístico sobre como a confiabilidade da rede vem sendo tratada pela área de planejamento da rede das distribuidoras nos últimos anos em termos de publicações.

Também, sete trabalhos são apresentados formando um encadeamento de ideias com o objetivo de mostrar a evolução do estudo da confiabilidade alinhada ao planejamento do setor de distribuição, bem como pontos específicos de cada trabalho que serviram para a construção da metodologia proposta nesta dissertação.

Ao final, são elencadas as principais características absorvidas nesta dissertação, advindas desses sete trabalhos, além daquilo que se propõe acrescentar como contribuição à comunidade acadêmica.

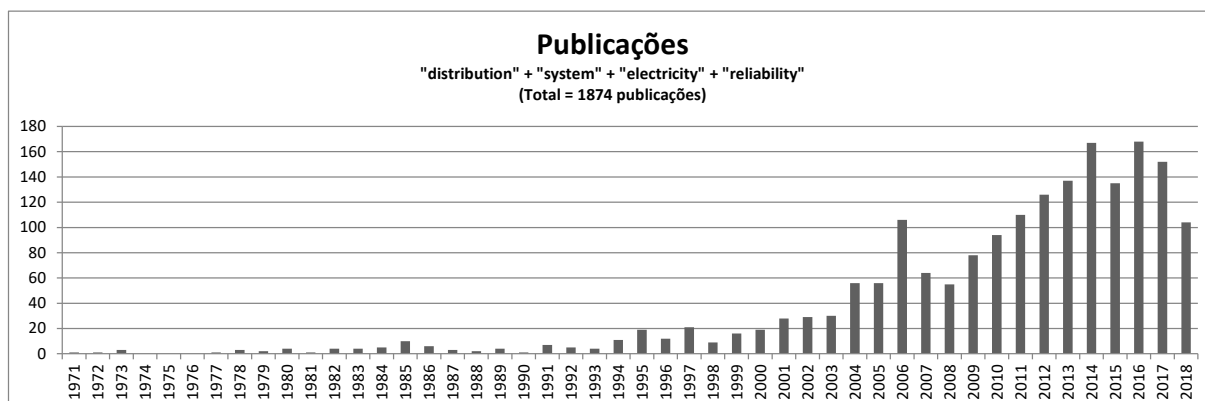
2.2 Análise Gráfica dos Trabalhos Publicados

Por meio da ferramenta de pesquisa Scopus, é possível encontrar trabalhos científicos publicados em revistas e congressos sobre determinado tema por meio de palavras chaves. Contudo, o grande diferencial desta ferramenta é a possibilidade de uma análise gráfica da quantidade de publicações ao longo dos anos, por autor, por país e por instituição.

Assim, foram realizadas 4 pesquisas sobre o tema confiabilidade e planejamento da rede. Na primeira, foram pesquisadas as palavras “sistema de distribuição” (“distribution system”), “eletricidade” (“electricity”) e confiabilidade (“reliability”), totalizando 1874 publicações, como mostrado no Gráfico 1. Observa-se que desde 1971 há pesquisas relacionadas ao tema, mas foi a partir de 2004 que o tema passou a ter mais publicações, atingindo seu ápice em 2017 com tendência de manter em 2018 (dados de 2018 ainda são parciais, pois esta pesquisa foi realizada em agosto/2018).

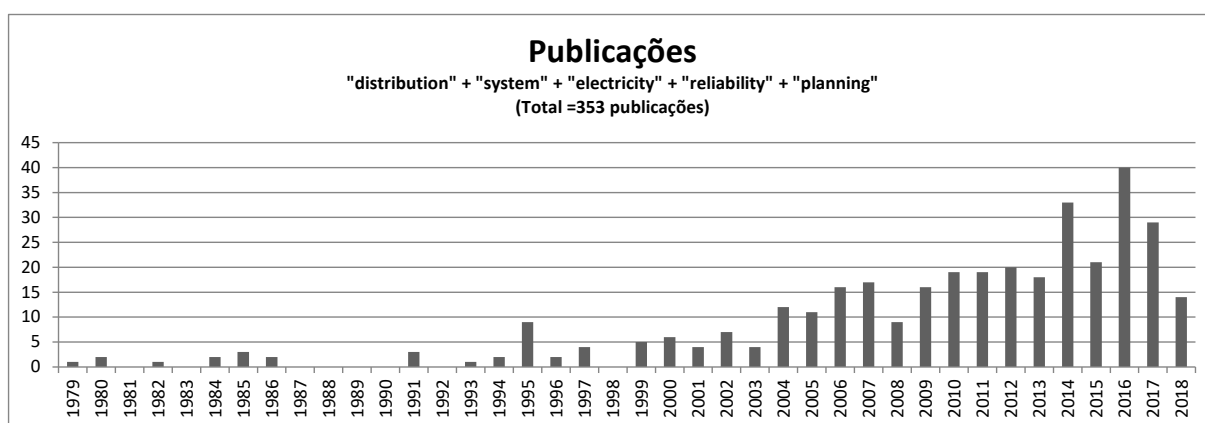
Na segunda pesquisa, foi incluída a palavra “planejamento” (“planning”), reduzindo o total de publicações de 1874 para 353, como mostrado no Gráfico 2. Isso mostra que uma parcela relevante (19 % aproximadamente) das pesquisas relacionadas à confiabilidade da rede de distribuição envolve também o tema planejamento.

Gráfico 01 - Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “sistema de distribuição”, “eletricidade” e “confiabilidade”



Fonte: Scopus, 2018

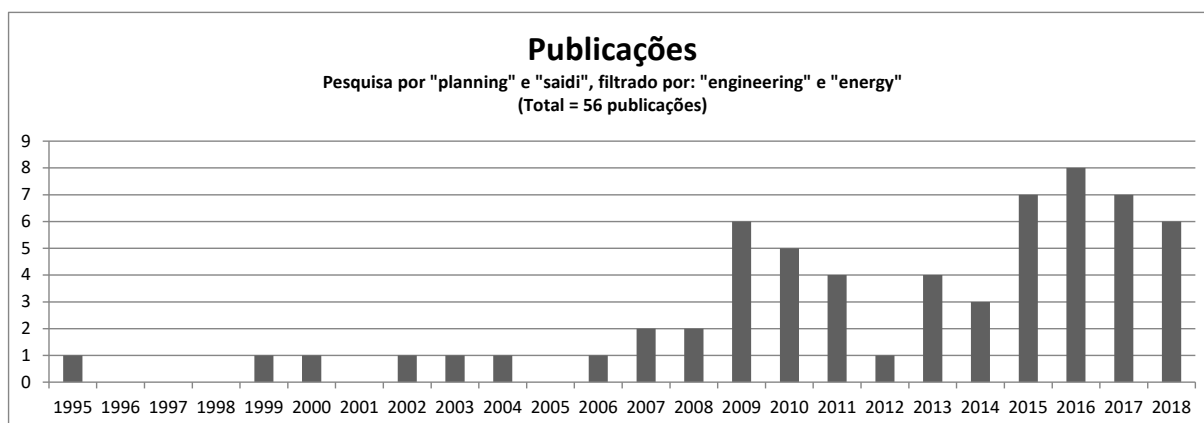
Gráfico 02 - Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “sistema de distribuição”, “eletricidade”, “confiabilidade” e “planejamento”



Fonte: Scopus, 2018

Na terceira pesquisa, foi realizada uma busca mais específica do tema através das seguintes palavras pesquisadas: “planejamento” (“planning”) e “saidi” (indicador de qualidade referente ao tempo em média que determinado grupo de clientes fica sem energia elétrica disponível para o uso, similar ao DEC no Brasil). O resultado é mostrado no Gráfico 3. Observa-se que a abordagem do assunto em termos de indicadores de confiabilidade é tímida até 2006, se resumindo a no máximo 1 trabalho publicado por ano (muitos anos também sem nenhuma publicação do tema). Contudo, a partir de 2006 houve um salto de publicações perceptível, mantendo uma média de aproximadamente 6 trabalhos por ano, sendo que em agosto de 2018 já seis trabalhos foram publicados. Todavia, observa-se que no total é um baixo número de publicações do tema, se comparado ao do Gráfico 1.

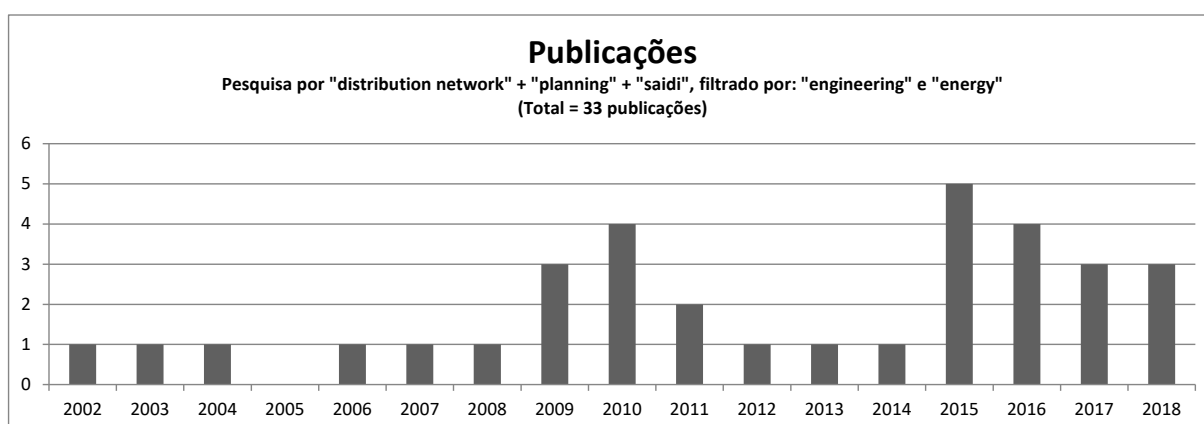
Gráfico 03 - Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “planejamento” e “saidi”



Fonte: Scopus, 2018

Na quarta pesquisa, ainda mais específica que a terceira, foram adicionadas as palavras “rede de distribuição” (“distribution network”), obtendo assim 33 resultados (Ver Gráfico 4). Nele, observa-se a mesma sazonalidade do Gráfico 3, com trabalhos publicados em maior número depois de 2009, com queda entre 2012 e 2014, e outra elevação a partir de 2015, mantendo-se até o presente ano. Como esta pesquisa é uma fração da pesquisa anterior, pois apenas se adicionou uma nova palavra chave para ser buscada, observa-se um baixo número de publicações, mas uma porcentagem considerável das publicações do Gráfico 3, significando que, dentre os estudos de planejamento dos indicadores de confiabilidade, a maior parte é voltada para soluções em sistemas de distribuição.

Gráfico 04 - Quantidade de Publicações por ano sobre os temas “rede de distribuição”, “planejamento” e “saidi”, em específico nas áreas de “Engenharia” e “Energia”



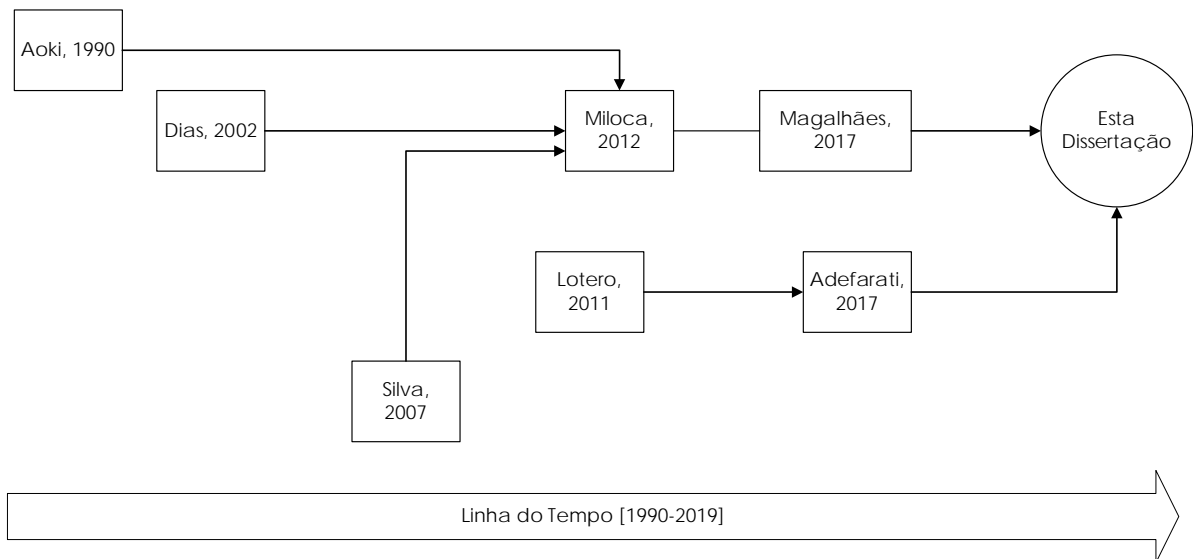
Fonte: Scopus, 2018

2.3 Principais Trabalhos

O tema confiabilidade e planejamento da rede de distribuição de energia elétrica possui destaque nos estudos sobre sistema de potência. O crescente interesse em levar ao consumidor energia com qualidade no serviço de distribuição demanda, constantemente, por novas técnicas, além do fato de novas tecnologias surgirem e serem intrinsecamente ligadas à confiabilidade, exigindo novos estudos, a exemplo da geração distribuída.

Dentre os diversos trabalhos na área, foram selecionados sete cujos assuntos são relevantes para o tema. Na Figura 1 é possível ver a relação entre os trabalhos dispostos em uma linha do tempo. Cada um é explanado com ênfase nos principais resultados obtidos ao longo deste trabalho.

Figura 01 – Linha do tempo com publicações relevantes ao estudo da dissertação



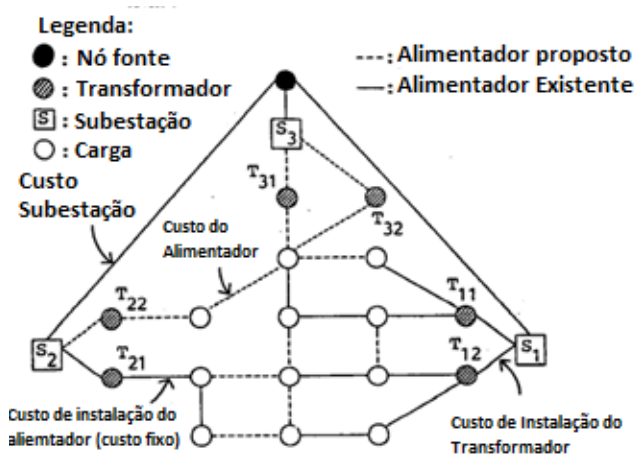
Fonte: elaborada pelo autor.

a) AOKI (1990)

O artigo é centrado no tema de otimizar os projetos de planejamento do sistema de distribuição com o intuito de reduzir os custos por meio de programação linear. Contudo, apesar de não ser o objetivo final do artigo, os autores modelam a rede de distribuição em grafos, sendo um dos primeiros artigos a se utilizar dessa ferramenta para representar o sistema de distribuição de forma sistemática, mostrada na Figura 2. Observa-se que há um nó fonte, de nível de tensão mais elevado, suprindo os nós das subestações, que alimentam os nós de carga. Como o artigo

é sobre redução de custos, ele também inclui no esquema da Figura 2 linhas de possíveis projetos, indicando os locais dos custos necessários para implementar as obras alternativas de planejamento do sistema.

Figura 02 – Exemplo de sistema de distribuição com divisão por nós de cargas separados por chaves.



Fonte: Adaptado de Aoki, 1990.

A principal contribuição, em específico para o estudo da integração planejamento e confiabilidade da rede, é a representação gráfica do sistema de distribuição, possibilitando visualizar somente símbolos que interessam, como consumidores reunidos em um só ponto, chaves que seccionam o circuito em eventuais faltas, além da possibilidade de verificar chaves abertas para futuras transferências.

b) *DIAS (2002).*

Esta tese é um dos primeiros trabalhos voltados para o sistema elétrico brasileiro relacionados aos temas confiabilidade da rede e planejamento. O trabalho tem como um de seus objetivos relacionar o impacto das principais obras apontadas no planejamento da rede nos indicadores de continuidade do sistema, em específico DEC e FEC.

O sistema é representado por meio de grafos, trazendo a melhoria de agrupar conjunto de cargas em blocos, sendo que cada bloco está separado do outro por meio de chaves. Cada bloco é classificado de acordo com suas facilidades em termos de recomposição do sistema, atribuindo valores específicos para cada um no momento do cálculo do DEC e FEC estimado. Essa classificação é tomada por meio da funcionalidade dos tipos de chaves presentes

em um sistema de distribuição, como chaves fusíveis, chaves seccionadoras e religadores de linha.

Conceitos como taxa média de falhas por quilômetro de rede e a decomposição do tempo de restabelecimento são recorrentes no estudo, bem como a utilização de matrizes para cálculo dos indicadores. A taxa média de falhas visa expor a quantidade histórica de falhas por trecho de circuito, sendo uma medida útil para avaliar o impacto das obras de expansão na confiabilidade da rede. Também, o tempo de restabelecimento é uma variante da logística de recomposição adotada pela concessionária, bem como do tipo de chave empregada na proteção do sistema, chaves automáticas possuem um tempo de recomposição menor que as chaves-fusíveis, por exemplo.

Outra grande contribuição do trabalho é a contabilização do efeito financeiro da energia elétrica que deixou de ser vendida por conta das interrupções no fornecimento. Além das multas aplicadas pela ANEEL em decorrência da falta na devida prestação do serviço, há esse benefício quando a concessionária se propõe a investir em uma melhor confiabilidade da rede. A forma de calcular essa energia não distribuída é feita com base na taxa média de falhas, do tempo de restabelecimento por bloco de carga e a energia consumida em cada bloco de carga. Dessa forma, é possível estimar, para as diversas situações de falhas, a energia média não distribuída.

Contudo, o trabalho limitou-se aos sistemas radiais sem observar como se daria os indicadores após recomposição da rede. Também, o estudo não abordou os limites propostos pela ANEEL. Assim, não foi abordada uma forma da concessionária poder se precaver de futuros aumentos localizados de DEC e FEC juntamente com a não ultrapassagem dos limites propostos pela agência reguladora.

c) *DA SILVA (2007).*

Em Da Silva (2007), o objetivo é analisar a confiabilidade da rede por meio do uso da técnica analítica de enumeração de estados. No estudo, é apresentado um algoritmo evolutivo para determinar a alocação ótima de dispositivos de chaveamento com o objetivo de melhorar os indicadores de confiabilidade, em certos pontos da rede, onde se encontram cargas sensíveis.

É feita uma modelagem das probabilidades de ocorrências de faltas ao longo da rede, com a estimativa de tempo em que o serviço fica fora. Por fim, é feita uma análise do sistema como um todo, identificando áreas críticas de confiabilidade na rede.

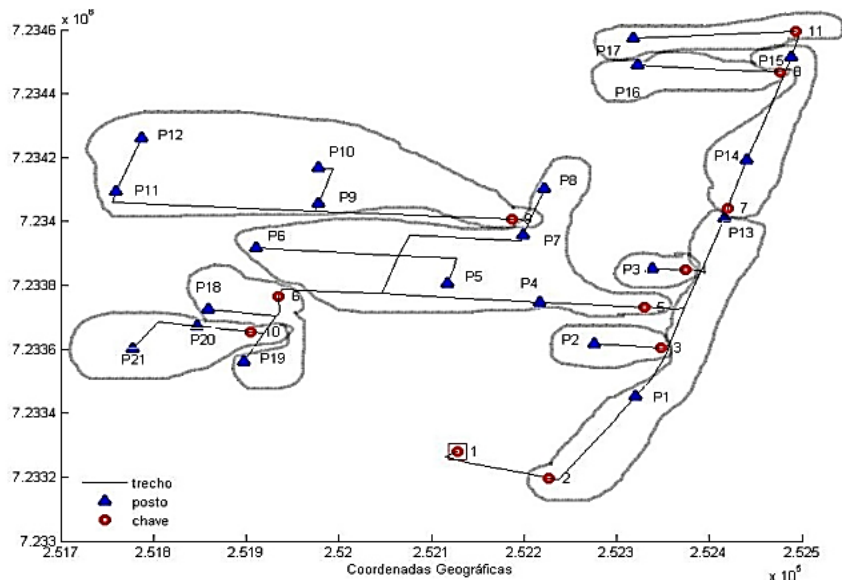
d) *MILOCA (2012)*

Nesta tese é exposto um forte relacionamento entre planejamento da rede e a confiabilidade. Nela, propõe-se uma metodologia para o problema de planejamento da expansão em redes de distribuição primária de energia elétrica em dois estágios. No primeiro, há a obtenção da configuração da rede que minimiza os custos de construções e de perdas técnicas na rede. Em um segundo momento, há a análise da solução obtida em conjunto com os aspectos da confiabilidade de rede, avaliada segundo o DEC e FEC.

No trabalho, são utilizados vários conceitos introduzidos por Dias (2002). É utilizada a representação do sistema elétrico de distribuição dos blocos e os tempos de recomposição são decompostos. Ademais, são classificados tipos de ocorrências na rede, fazendo um levantamento em cima de uma base de dados de interrupções de um sistema real, basicamente dividindo as causas em programadas e não-programadas, além de advirem ou da natureza, de terceiros, próprias do sistema e outras.

Na representação do sistema, há a divisão da rede de média tensão em blocos, com cada bloco responsável por representar uma porção de cargas, linhas e equipamentos da rede, como mostrado na Figura 3. Cada bloco é definido de acordo com uma chave destinada a seccionar o circuito, e, a depender do arranjo, podem existir blocos a jusante que também podem ser afetados por uma chave a montante de um outro bloco, criando uma relação de dependência entre eles. Ou seja, se porventura um bloco a montante sair por conta de uma falta no sistema, o bloco a jusante também será desconectado, pois compartilham um mesmo caminho no fornecimento da energia elétrica, passando pela chave responsável do bloco a montante. Na representação utilizada, o bloco B1 se refere à alta tensão, por isso os transformadores P1 a P21 estão contidos nele. Já os demais blocos, na média tensão agora, possuem entre 1 a 5 transformadores, sendo cada transformador um conjunto de unidades consumidoras.

Figura 03 – Divisão do alimentador de média tensão por blocos de cargas e as suas respectivas relações à jusante e à montante.



Blocos	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Postos	P1 ao P21	P1 P13	P2	P3	P4-P5 P6-P7 P8	P18 P19	P14 P15	P16	P9-P10 P11-P12	P20 P21	P17

Chave	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Blocos de Montante	-	-	B1 B2	B1 B2	B1 B2	B1 B2 B5	B1 B2	B1 B2 B7	B1 B2 B5	B1 B2 B5-B6	B1 B2 B7
Blocos de Jusante	B1 ao B11	B2 ao B11	B3	B4	B5 B6 B9-B10	B6 B10	B7 B8 B11	B8	B9	B10	B11

Fonte: Miloca, 2012.

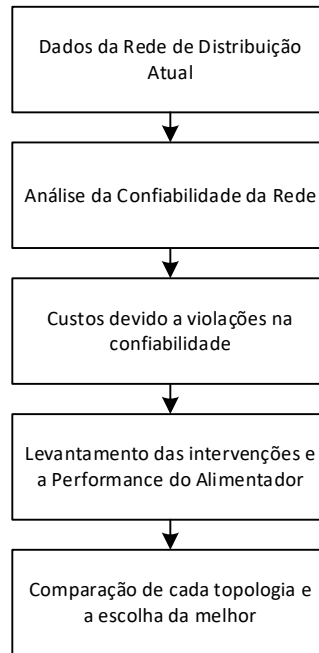
e) LOTERO (2011)

Este artigo foi um dos primeiros a utilizar, no contexto do setor elétrico brasileiro, das funções multiobjectivo para minimizar os custos de expansão da rede e maximizar os indicadores de qualidade no fornecimento. Toma-se por base a metodologia padrão utilizada no planejamento da rede, em que são propostas diversas soluções para um mesmo problema de rede: sobrecarga em trechos de circuitos, superação de equipamentos ou sobretensão.

O artigo abrange toda uma análise em vista de minimização de custos. Contudo, dele ressalta-se o fluxograma reproduzido na Figura 4. Nele, divide-se, em partes lógicas, o estudo de planejamento da rede, mas com o acréscimo dos indicadores de confiabilidade:

1. Analisa-se a rede na sua situação atual, acrescentando informações sobre carregamento dos condutores, curvas de cargas dos alimentadores, previsão de crescimento de carga e limites de superação de equipamentos. Ao fim, ter propostas de solução para superações futuras que possam ocorrer na rede com o crescimento da carga. Aqui são propostas alternativas válidas para prevenção do futuro problema;
2. Depois, agrega-se a análise da confiabilidade da rede, levando em consideração a taxa média de falhas de cada equipamento na rede, os tempos de restauração do sistema, número de clientes atendidos por trecho de circuito, além da quantidade de clientes que ficam sem o fornecimento de energia elétrica em uma falha. São informações relevantes para incorporar na análise da função multiobjectivo proposta no artigo;
3. De posse das informações anteriores de confiabilidade, são contabilizados os custos da má prestação no que se refere à confiabilidade da rede, tais como penalidades pelo órgão regulador advindas da falha no fornecimento e à energia não vendida;
4. De posse de todos os dados, é feita uma análise conjunta verificando a performance do sistema após o levantamento de todas as alternativas, incluídas neste estudo o fluxo de carga, segurança do sistema e impactos ambientais;
5. Por fim, é feita a comparação entre cada alternativa proposta e a escolha da melhor, levando em conta a função multiobjectivo.

Figura 04 – Fluxograma do processo de planejamento da rede



Fonte: Adaptado de Lotero (2011).

f) MAGALHÃES (2017)

A abordagem proposta por Magalhães (2017) está centrada na previsão de DEC e FEC por meio de Regressão Linear Múltipla (RLM) e Redes Neurais Artificiais (RNAs) a ser utilizada na manutenção preventiva de equipamentos, visando reduzir esses indicadores de confiabilidade da rede.

O trabalho é voltado para a área de manutenção das distribuidoras de energia elétrica, com o objetivo de se preparar para futuras pioras no atendimento ao cliente. Para tanto, é analisada uma base histórica de ocorrências, com foco nas causas e frequências de cada falta, e estima-se, com RLM e RNA, o impacto no DEC e FEC, de forma a conhecer qual causa que mais contribui na degradação desses indicadores. Dessa forma, podem-se definir prioridades na execução da manutenção, segmentando a ação por suas principais causas em determinada região.

g) ADEFARATI (2017)

Nos últimos três anos, vem crescendo uma linha de pesquisa que está voltada para a análise do impacto da geração de energia renovável com a confiabilidade da rede de

distribuição por meio de otimização por função multiobjetivo. Este artigo faz parte do conjunto de trabalhos nesta área de conhecimento.

Nele, é feita uma análise acerca da penetração na rede de energia eólica, solar e a baterias, e como elas melhoram a confiabilidade. Esse estudo usa como parâmetro a diminuição dos prejuízos, maximizando a diferença dos prejuízos sem geração distribuída e com geração distribuída. Ou seja, é buscada uma topologia de sistema que, quando se insere a geração distribuída renovável, os prejuízos pela falta no serviço sejam mínimos, maximizando a diferença ora mencionada.

2.4 Contribuições da Dissertação

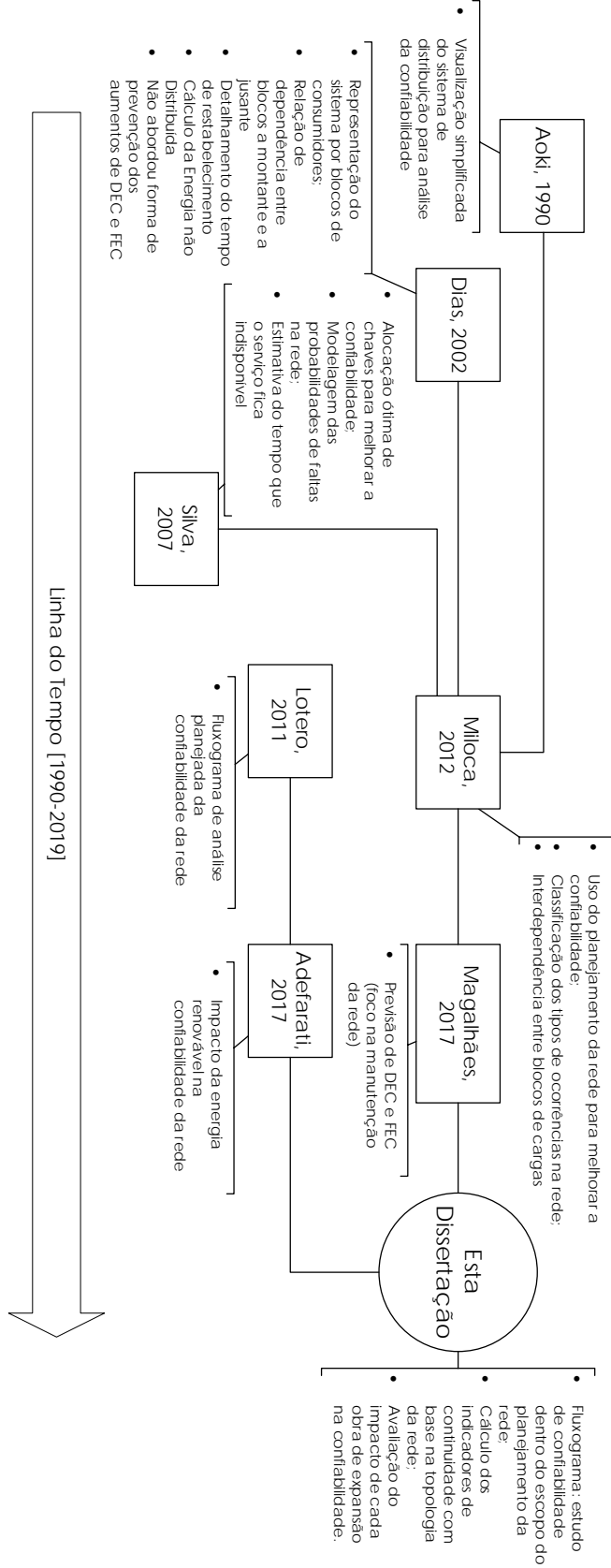
Neste trabalho são suprimidas algumas lacunas dos artigos e teses apresentados anteriormente e também é proposta uma análise mais centrada na confiabilidade da rede de distribuição em conjunto com o planejamento da rede e suas obras de expansão, em especial:

- a) Aproveitar a forma de se analisar a topologia da rede de distribuição apresentada por (AOKI, 1990), (DIAS, 2002) e (MILOCA, 2012). Contudo, diferentemente de (DIAS, 2002), não é utilizada a taxa média de falhas por comprimento da rede, pois não é adotado ao longo deste trabalho que as falhas sejam uniformemente distribuídas. Cada falta na rede é alocada em uma parte do alimentador, em uma divisão semelhante ao proposto por (MILOCA, 2012);
- b) O fluxograma apresentado por (LOTERO, 2011) é adaptado para incluir também a análise da topologia da rede e sua íntima relação com a distribuição de clientes e faltas ao longo do sistema de distribuição, com a proposição de obras que alterem, também, a topologia, impactando nos indicadores de confiabilidade;
- c) Os sistemas radiais com recurso não explorado por (DIAS, 2002) são incluídos na análise, pois são decorrentes de melhoramentos feitos visando a confiabilidade da rede;
- d) Também, uma nova forma de cálculo dos principais indicadores de continuidade é feita com base na ideia de divisão do circuito proposto por (MILOCA, 2012).

2.5 Linha do Tempo

Na Figura 5, apresenta-se a linha do tempo com um resumo das informações abordadas nos trabalhos mostrados no tópico anterior, em complementação à Figura 1.

Figura 05 – Linha do tempo com as principais informações extraídas dos trabalhos apresentados neste capítulo



Fonte: elaborada pelo autor.

2.6 Conclusão

O estudo do planejamento da rede de distribuição levando em consideração a confiabilidade vem crescendo nos últimos anos como mostram os Gráfico 1, Gráfico 2, Gráfico 3 e Gráfico 4. Por volta de 2009, houve um salto de produções em relação a períodos anteriores e que se mantém até o presente ano. Contudo, em valores absolutos, não passam de 10 a quantidade de trabalhos publicados anualmente. Dentro das publicações do estudo da confiabilidade da rede de distribuição, 19 % estão relacionados a alguma linha de pesquisa que aborda o planejamento.

Também foram selecionados sete trabalhos que, de alguma forma, contribuíram para o aperfeiçoamento dos estudos de qualidade no fornecimento de energia elétrica com o planejamento na rede de distribuição. Alguns, como Miloca (2012) e Dias (2002), abordaram em específico esse tema, apresentando soluções para monitorar e intervir na melhoria da confiabilidade no curto/longo prazo, por meio das obras de expansão. Outros trabalhos tangenciaram o tema, agregando conhecimento para o suporte de futuros estudos, como Aoki (1990), Lotero (2011), Adefarati (2017) e Magalhães (2017).

Por fim, foram apresentadas as principais contribuições desta dissertação ao tema, em especial no que tange à análise em conjunto de topologias de rede junto com o cálculo da confiabilidade, visando auxiliar o planejamento da rede na melhoria dos indicadores de continuidade por meio das obras de expansão do sistema de distribuição.

3 A CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 Introdução

Neste capítulo são abordados aspectos relacionados ao sistema de distribuição e à confiabilidade de sua rede elétrica.

O tema é abordado partindo do Sistema Elétrico de Potência (SEP), em sua forma mais abrangente, até o ponto da própria rede de distribuição, responsável pela comercialização da energia elétrica gerada, principalmente, nas usinas geradoras e recebida das linhas de transmissão. É dado um enfoque no setor de planejamento da rede, que elabora as principais obras de intervenção do sistema de distribuição.

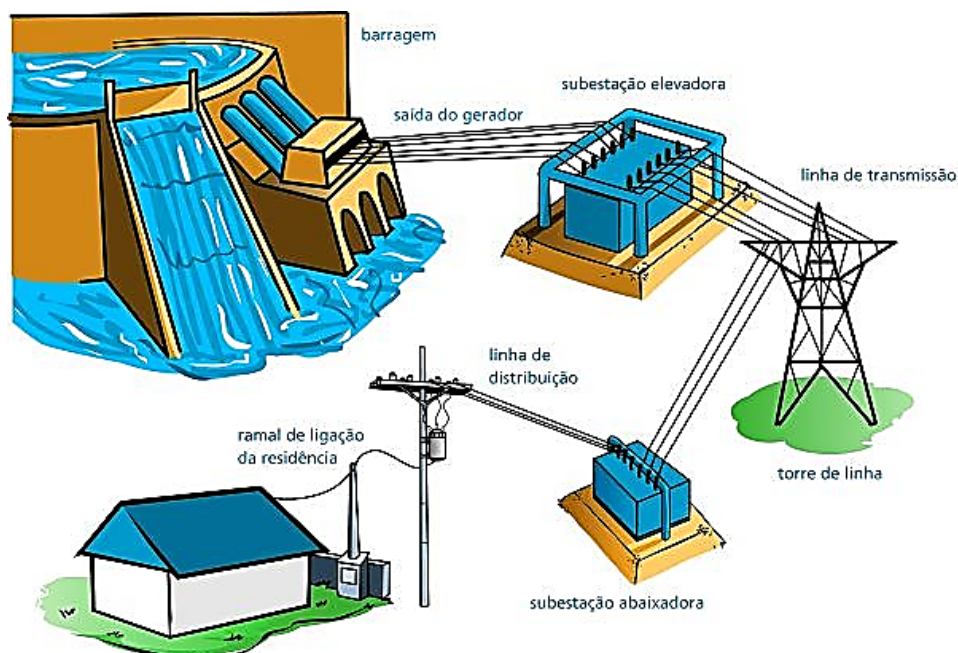
No que tange à confiabilidade, são apresentados os indicadores utilizados pela ANEEL para mesurar a continuidade do serviço, bem como os limites por ela estipulados a serem obedecidos pelas distribuidoras, visando sempre uma entrega de serviço sem interrupções.

3.2 O Sistema Elétrico de Potência

O SEP é todo conjunto de equipamentos com a finalidade de gerar, transportar e distribuir a energia elétrica para consumidores de energia (Zanetta JR, 2006).

O sistema de potência convencional pode ser decomposto em três partes, de acordo com suas finalidades, como mostrado na Figura 6. Vê-se que há um caminho direto saindo da geração de energia, passando pela transmissão e sendo distribuída para os consumidores. Em particular no sistema elétrico brasileiro, essa estrutura é predominante, com grandes blocos de geração concentradas em hidrelétricas assentadas no interior do país, extensas linhas de transmissão, na ordem de centenas de quilômetros atravessando o território nacional, sistema de distribuição áreas de atendimento cobrindo estados federados e, por fim, os grandes blocos de consumo localizados próximo do litoral.

Figura 06 – Sistema elétrico de potência convencional.



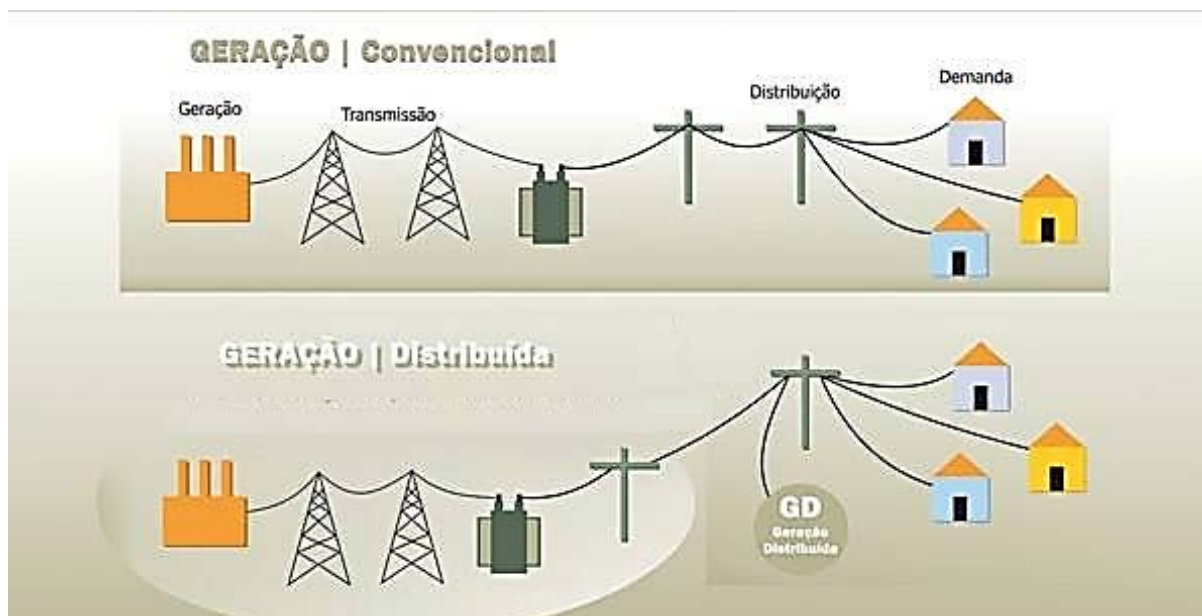
Fonte: Mundo da Elétrica, 2019

Em contraponto à Figura 6, existe a geração distribuída, em que os equipamentos de geração não mais se concentram integralmente em grandes usinas longe do consumidor. Costa (2018) afirma que “a geração distribuída é o termo que se refere à geração de energia elétrica próxima ao consumidor, tendo, portanto, caráter descentralizado”.

Pequenos geradores instalados, principalmente de fontes alternativas como a solar e a eólica, estão mais presentes dentro do próprio sistema de distribuição, mais perto do consumidor, como mostrado na Figura 7. Dessa forma, uma série de benefícios operacionais em termos de fluxo de potência pode ser obtida, tais como redução de perdas (LUIZ, 2012) na rede de transmissão e em parte do sistema de distribuição, e melhoria no nível de tensão entregue ao consumidor (FREITAS *et al.*, 2005); bem como benefícios econômicos, como a redução da conta de energia por suprimento da própria geração instalada pelo consumidor (BOAS; DA SILVA, 2017). Contudo, também existem desvantagens em relação ao sistema convencional, pois as fontes geradoras necessitam de um valor considerável de investimento inicial que possui um prazo expressivo para ser recuperado por seus benefícios, bem como altos investimentos necessários para as próprias concessionárias adequar sua rede, permitindo o ingresso desses geradores (DIAS *et al.*, 2005). Existem ainda problemas técnicos de operação, tanto para o cliente (gerador) como para as distribuidoras de energia. As principais fontes alternativas utilizadas, solar e eólica, são fontes intermitentes, ou seja, existem períodos de tempo em que a geração não irá gerar, ou irá produzir abaixo do esperado, sendo muito sensível

a condições ambientais (SHAYANI; DE OLIVEIRA, 2018). Para a distribuidora, os fluxos reversos de potência na rede podem afetar o sistema operativo, em especial os sistema de proteção da rede (JUNIOR, 2017).

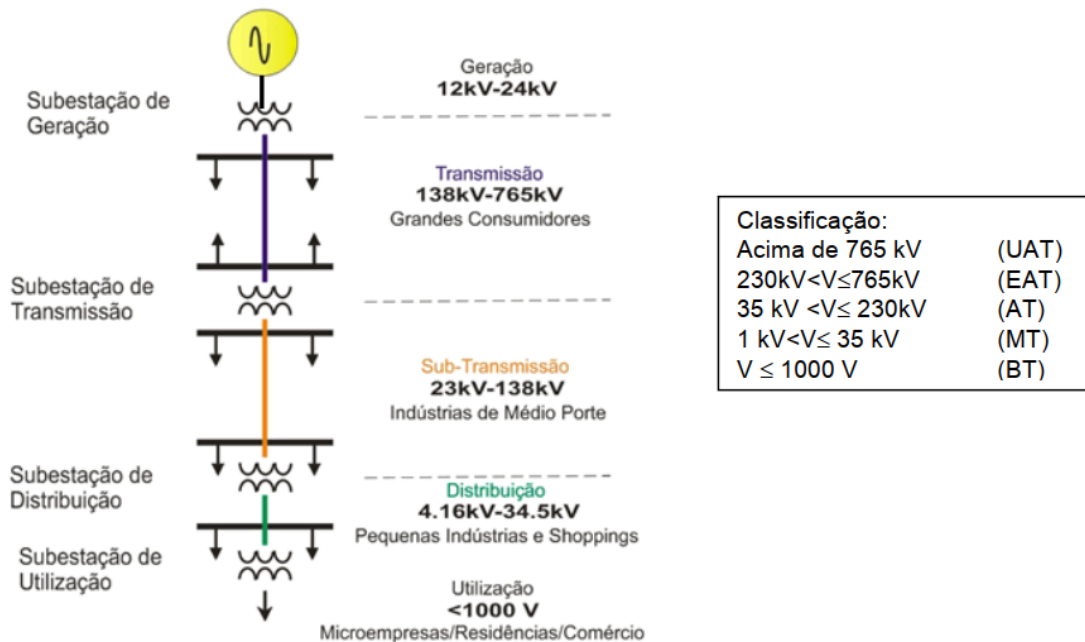
Figura 07 – Comparativo entre a geração de energia convencional e a distribuída



Fonte: FIEPR, 2018

Voltando ao sistema de potência convencional, é possível abordar o sistema brasileiro segmentado por nível de tensão através de um diagrama unifilar como o mostrado na Figura 8. Basicamente, a energia elétrica é gerada na unidade geradora ligada ao sistema de transmissão por uma subestação elevadora (tensões de 12 kV - 24kV para 138 kV - 765 kV), transmitida por extensas linhas de transmissão até uma subestação abaixadora para entregar energia ao sistema de distribuição (reduz os níveis de tensões de 138 kV - 765 kV para 23 kV - 138 kV, sendo estas, para o sistema de distribuição, consideradas alta tensão). Dentro do sistema de distribuição há também divisão de níveis de tensão em média (1 kV a 35 kV) e baixa tensão (menor que 1 kV), sendo nesses níveis o atendimento de grande parte de consumidores do sistema de potência.

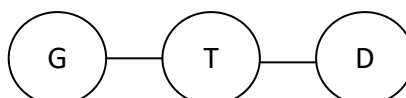
Figura 08 – SEP por nível de tensão.



Fonte: Leão, 2009

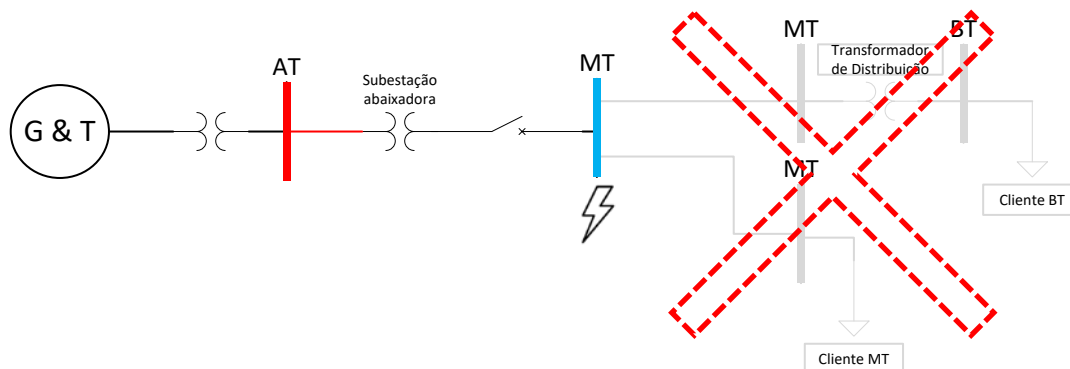
O sistema de distribuição convencional pode ser analisado também de forma simplificada como mostrado na Figura 9. Nela, foram agrupados equipamentos e consumidores em blocos, dividindo o sistema em um bloco de geração, outro de transmissão e, por fim, de distribuição. Neste trabalho, a finalidade é o estudo do sistema de distribuição para que as concessionárias de energia possam se planejar quanto à adequação dos indicadores de continuidade do serviço. Por isso, é interessante detalhar o bloco de distribuição, pois é nele que a concessionária tem condições de intervir para melhor atender seus clientes. Assim, é possível mostrar o sistema da Figura 10 como um desdobramento por nível de tensão. Tanto na alta, como na média e baixa tensões existem clientes conectados, e uma falta de energia (interrupção no fornecimento de energia elétrica) em algum nível de tensão pode acarretar também na interrupção de consumidores dependentes deste nível de tensão. Na Figura 10, por exemplo, uma falta de energia na média tensão, logo após a subestação, acarreta em uma interrupção no fornecimento tanto dos clientes de média, como de baixa tensão que estão a jusante.

Figura 09 – Sistema de potência convencional agrupado em geração, transmissão e distribuição.



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 10 – Falta ocorrida em um ponto na média tensão e a interrupção do serviço para clientes a jusante.



Fonte: elaborada pelo autor.

3.3 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A comercialização de energia elétrica é feita por meio de concessões ou permissões para exploração para pessoas jurídicas privadas ou públicas. Um determinado território é delimitado como área de distribuição, para que os consumidores de energia ali sejam atendidos por uma concessionária ou permissionária (HIROTA, 2006).

As concessões ou permissões para comercializar (explorar) o serviço de distribuição de energia elétrica são feitas por meio de contratos junto ao órgão regulador, mais específico pela ANEEL. Esta agência reguladora gerencia todos os contratos no Brasil, bem como desenvolve políticas para o bom funcionamento do serviço, direcionando ou impondo aos contratantes diretrizes e metas a serem seguidas, como limites máximos e mínimos de tensão de entrega para o cliente, indicadores de continuidade adequados, níveis de perdas razoáveis, dentre outros.

Dentro dos limites estipulados pela ANEEL, as concessionárias e permissionárias estão livres para atender o consumidor da sua própria forma. Isso equivale a dizer que elas podem distribuir a energia elétrica de acordo com seu planejamento, como: escolha dos melhores locais para uma nova subestação, compra de equipamentos de determinado fabricante de sua escolha, escolha de topologias para a rede de distribuição, manutenção em determinadas regiões críticas, dentre outros.

Para atender seus objetivos, as distribuidoras dividem seu quadro organizacional em vários setores, como as demais empresas de outros ramos. Geralmente há um setor de pessoal (Recursos Humanos), financeiro, comunicação, presidência, dentre outros. Contudo, é no setor técnico delas que há as principais decisões a respeito do fornecimento de energia

elétrica. Neste setor é possível encontrar áreas como planejamento da rede, manutenção da rede, operação em tempo real, sistema de informação e outros. Nesta dissertação, é enfatizada a área de planejamento da rede, que trata basicamente do estudo do sistema de distribuição a curto, médio e longo prazo. Também, são abordadas as topologias de rede aéreas comuns encontradas em um sistema de distribuição, pois são base para o entendimento da metodologia proposta no Capítulo 4.

3.3.1 Planejamento da Rede de Distribuição

O planejamento da rede basicamente fornece estudos e decisões sobre o futuro do sistema elétrico de distribuição, bem como uma análise atual deste. A ANEEL (2016), em seu Módulo 2 do Prodist, elenca os diversos produtos que a distribuidora deve apresentar como resultados dos estudos sobre o seu sistema de concessão ou permissão no que tange a aspectos técnicos, como mostrado na Figura 11.

Os estudos se dividem em alta tensão, Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT, com análise no horizonte de longo prazo (10 anos), e média e baixa tensão, no médio prazo (5 anos), Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT. Nesses dois estudos, são considerados os fluxos de potência para cada circuito analisado, a corrente elétrica em todos os trechos de linha e as condições de tensão fornecidas ao consumidor, bem como o crescimento de carga deste. A parte das Perdas Elétricas também é considerada nos estudos, sendo tanto na alta, como na média e baixa tensões. Nela também são considerados os programas de eficiência energética, que impactam na redução das perdas elétricas.

Após obter o estado do sistema atual e também futuro do sistema, é necessário verificar questões como equipamentos superados, necessidade de expansão com a construção de novas subestações ou linhas de distribuição, segurança tanto para os operadores da rede, como para os clientes, qualidade no fornecimento, dentre outros. De posse dessa análise, devem-se propor intervenções no sistema para que os problemas presentes e futuros possam ser resolvidos.

Uma vez obtida uma análise das possíveis intervenções, deve-se classificar aquelas factíveis de serem realizadas dentro de um orçamento e antes que venha a ocorrer a situação a ser prevenida pela intervenção no futuro. Esse conjunto de intervenções é consolidado em um documento, chamado Plano de Obras. Existe um, tanto para a alta tensão, como para a média tensão e baixa tensão.

Figura 11 – Fluxograma das seções que compõe o Módulo 2 do Prodist



Após a entrega do Plano de Obras, a área de Planejamento da Rede deve sempre estar atenta ao acompanhamento das obras, se estão dentro do prazo principalmente, pois isso influencia no próximo ciclo de estudos.

3.4 Confiabilidade e os Indicadores de Continuidade do Serviço

O termo confiabilidade pode ser definido, de acordo com a NBR 5462/94, como a “Capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo” (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1994). Em um conceito mais relacionado ao sistema de potência, de acordo com (NEGRETE *et al.*, 2016),

Define-se a confiabilidade do SEP como a capacidade do sistema de cumprir sua função na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica sem que haja interrupções no fornecimento de eletricidade aos consumidores, ou seja, que o fornecimento de energia elétrica a todos os seus usuários ocorra em todo instante de tempo.

Assim, o termo confiabilidade está intrinsecamente ligado à continuidade no fornecimento de alguma funcionalidade, que, no caso do sistema de distribuição, é a disponibilização de energia elétrica para os consumidores. Essa importante característica a ser desenvolvida pelas concessionárias de energia elétrica é mensurada para fins de verificação de contrato de concessão pela agência reguladora. A ANEEL utiliza indicadores de continuidade do serviço para verificar se as concessionárias e permissionárias na distribuição de energia elétrica estão fornecendo um serviço contínuo aos seus clientes. Esses indicadores são mostrados na Tabela 1.

Tabela 01 – Definições dos indicadores de continuidade usados pela ANEEL

Indicador	Definição
Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC)	Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica
Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC)	Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.
Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC)	Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica
Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC)	Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.
Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC)	Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.
Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI)	Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

Fonte: ANEEL, 2018a

Dentre os indicadores apresentados na Tabela 1, nesta dissertação é dada maior ênfase aos indicadores coletivos, que são o DEC e o FEC, pois a metodologia desenvolvida neste trabalho propõe uma forma de melhorá-los para que se adequem aos limites fornecidos pela agência reguladora.

3.4.1 DEC e FEC

O Módulo 8 do Prodist é o documento da ANEEL que traz todas as diretrizes que devem ser seguidas pela distribuidora de energia elétrica. Na sessão de indicadores de continuidade do serviço, são apresentadas as Equações (1) a (4), em que especificam o DIC e o FIC (Equações (1) e (2)), indicadores individuais; e DEC e FEC (Equações (3) e (4)), indicadores coletivos (ANEEL, 2018b).

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

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

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{Cc} DIC(j)}{Cc} \quad (3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{Cc} FIC(j)}{Cc} \quad (4)$$

Em que:

- i : índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ;
- n : número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração (somente são consideradas interrupções acima de 3 minutos);
- $t(i)$: tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;
- j : índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

Observa-se que o DIC, na Equação (1), contabiliza quanto tempo um consumidor ficou sem energia durante um determinado período de apuração, que pode ser mensal ou anual. O DEC, na Equação (3), parte desse princípio e reflete o tempo médio que os consumidores de determinado conjunto ficaram sem o fornecimento. Geralmente, cada conjunto considerado se refere aos clientes que são atendidos por uma subestação de distribuição de alta tensão (abaixadora de alta tensão para a média tensão). A mesma análise pode ser feita para o FIC, na Equação (2), e o FEC, na Equação (4), este simbolizando uma média de DIC para cada consumidor em um conjunto.

Tanto o DEC como o FEC podem ser obtidos também a partir das Equações 5 e 6.

$$DEC = \frac{\sum_{k=1}^{Ne} Ca(k) \times t(k)}{Cc} \quad (5)$$

$$FEC = \frac{\sum_{k=1}^{Ne} Ca(k)}{Cc} \quad (6)$$

Em que:

- $Ca(k)$: número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (k), no período de apuração;
- $t(k)$: duração de cada evento (k), no período de apuração;
- k : índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- Ne : número máximo de eventos no período de apuração.

Pelas Equações (5) e (6), observa-se que, quando ocorre uma falta no sistema (evento), são contabilizados o tempo que o mesmo durou até o sistema de restabelecer e a quantidade de consumidores que foram prejudicados. Para cada evento, somam-se esses clientes que ficaram sem energia. Divide-se esta soma pela quantidade total de clientes e, obtém-se, assim, o valor do FEC. O DEC da Equação (5), nada mais é do que o somatório do correspondente a cada evento do produto cliente por tempo, dividido o somatório pelo total de clientes.

Observa-se que é possível obter esses valores de forma global, levando em consideração todos os consumidores atendidos pela concessionária, como também DEC e FEC limitados a um conjunto de clientes. A ANEEL estabelece limites para o DEC e FEC globais e também para o DEC e FEC por conjunto elétrico, que geralmente equivale aos consumidores atendidos por uma subestação de alta tensão (de acordo com o Módulo 8 do Prodist, se a quantidade de clientes for pequena, abaixo de 1000 consumidores, deve-se juntar os consumidores dessa subestação com outra para efeitos de apuração dos limites de DEC e FEC).

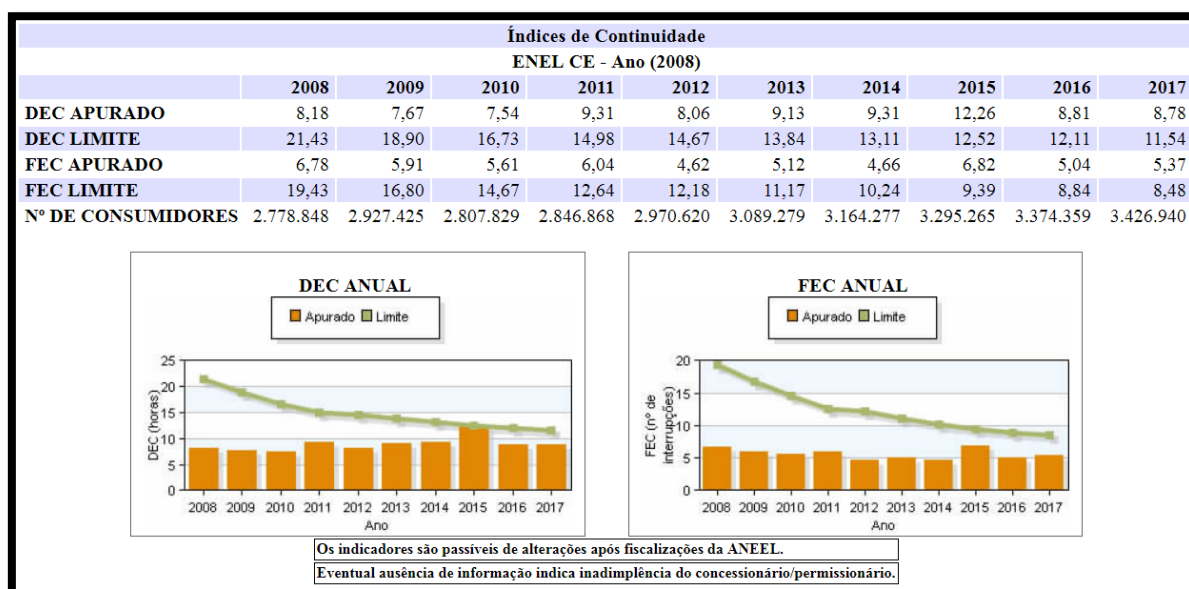
3.4.2 Limites dos Indicadores DEC e FEC

A ANEEL estabelece, no Módulo 8 do Prodist, as regras para apuração dos limites dos indicadores de continuidade do serviço a serem respeitados pelas distribuidoras.

Esses limites são divulgados na mesma periodicidade da revisão tarifária, ou seja, de três em três anos; e são avaliados por meio de audiências públicas. Se não respeitados, os consumidores têm direito a compensação por meio de reembolso na conta de energia.

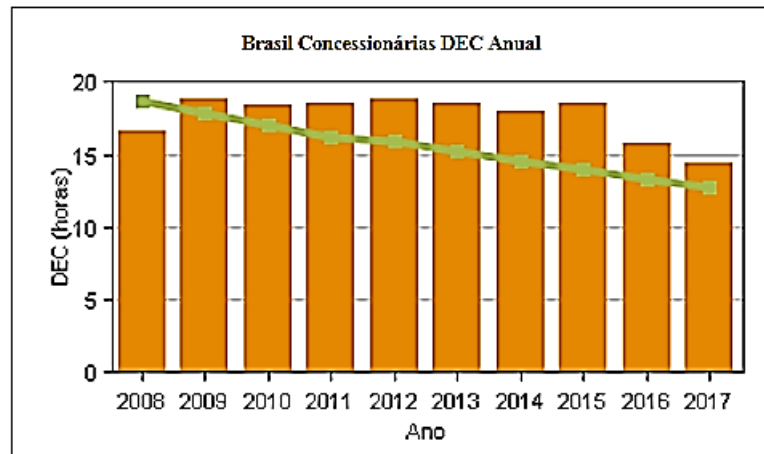
São definidos limites mensais, trimestrais e anuais para cada distribuidora. Como exemplo, na Figura 12 são mostrados o DEC e FEC apurados para a concessionária do estado do Ceará, nos anos de 2008 a 2017 e seus respectivos limites estipulados pela agência reguladora. Observa-se que o limite para os indicadores de continuidade é estipulado de forma que sempre o ano seguinte terá um limite mais baixo, conduzindo a distribuidora a continuamente melhorar seus serviços. Já nos Gráfico 5 e o Gráfico 6 é mostrada a situação consolidada a nível nacional. Observa-se que no Brasil há a estipulação de limites cada vez menores por parte da ANEEL, mas percebe-se uma nítida extrapolação deles no que tange ao DEC. Contudo, o FEC se encontra dentro dos limites estipulados como um todo.

Figura 12 – Apuração do DEC e FEC e seus limites para a concessionária do Estado do Ceará (ENEL CE) dos anos de 2008 até 2017



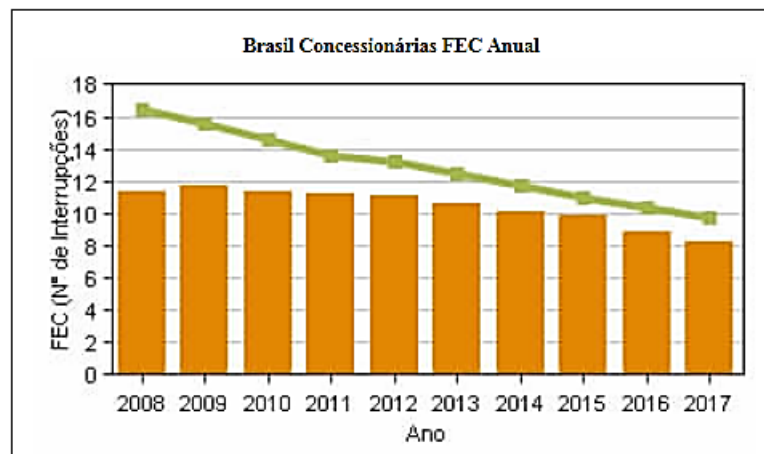
Fonte: ANEEL (2018)

Gráfico 05 – DEC anual do Brasil e seu limite nos anos de 2008 a 2017



Fonte: ANEEL (2018)

Gráfico 06 - FEC anual do Brasil e seu limite nos anos de 2008 a 2017



Fonte: ANEEL (2018)

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram abordados os principais conceitos relacionados ao tema da distribuição da energia elétrica e às peculiaridades relacionadas à confiabilidade desse serviço.

Houve uma breve explanação sobre o sistema de potência convencional adotado no Brasil, com grandes fontes geradoras longe dos principais centros de consumo, levando à construção de extensas linhas de transmissão. Depois, fez-se um comparativo com a geração distribuída, mostrando, agora, a geração mais próxima da carga.

O sistema de distribuição também foi analisado, ressaltando a importância do setor de planejamento da rede e suas principais atribuições.

Por fim, explicou-se também sobre a confiabilidade da rede de distribuição, seu conceito, bem como sua operacionalização por meio dos indicadores de continuidade adotados pela ANEEL. Com a intenção de que as distribuidoras cumpram requisitos mínimos de qualidade no fornecimento, a agência reguladora impõe limites nesses indicadores para que não sejam ultrapassados dentro de um período de apuração, sob pena de aplicação de penalidades à distribuidora.

4 METODOLOGIA PARA O PLANEJAMENTO DOS INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE

4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada uma metodologia para o cálculo do DEC e FEC para ser agregada ao estudo do planejamento da rede, como forma de proposição de obras de expansão que também atendam os limites de continuidade do serviço propostos pela ANEEL.

Por meio de um fluxograma, cada tópico apresentado é referente a um estágio do estudo. Cada estágio fornece um produto para o seguinte, obtendo, assim, o resultado almejado, que é a relação de obras que permite adequar DEC e FEC aos seus limites.

Ainda, são apresentadas duas variáveis relacionadas aos indicadores de continuidade que agregam as informações da topologia da rede no cálculo de DEC e FEC, que não estão presentes nas equações tradicionais apresentadas pela ANEEL. Assim, permite-se, dessa forma, a possibilidade de mensuração do impacto de obras nos indicadores de continuidade.

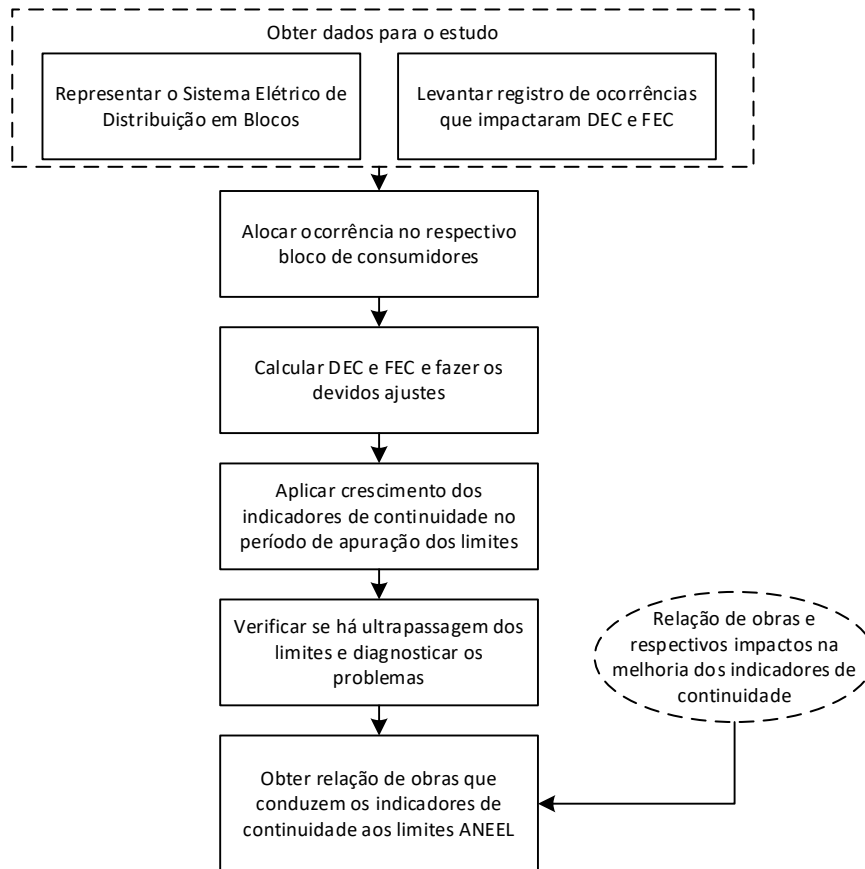
4.2 Metodologia Proposta

A metodologia proposta nesta dissertação versa sobre a inclusão de preceitos utilizados nos estudos de planejamento da rede de distribuição nos estudos de confiabilidade do sistema, em específico o DEC e o FEC.

Neste tópico, é descrito cada fase deste estudo, conforme apresentado por meio do fluxograma da Figura 13. No Capítulo 5, são mostradas as principais obras de intervenção no sistema com impacto na confiabilidade.

Pelo o que foi apresentado nos Tópicos 3.2 e 3.3, para a distribuidora de energia elétrica, é interessante analisar apenas aquilo que esta tem a possibilidade de intervir, que é o próprio sistema de distribuição, excluindo assim da análise os sistemas de geração e de transmissão.

Figura 13 – Fluxograma da Proposta de Metodologia do Estudo do Planejamento da Confiabilidade do Sistema



Fonte: elaborada pelo autor.

4.2.1 Obter dados para o estudo

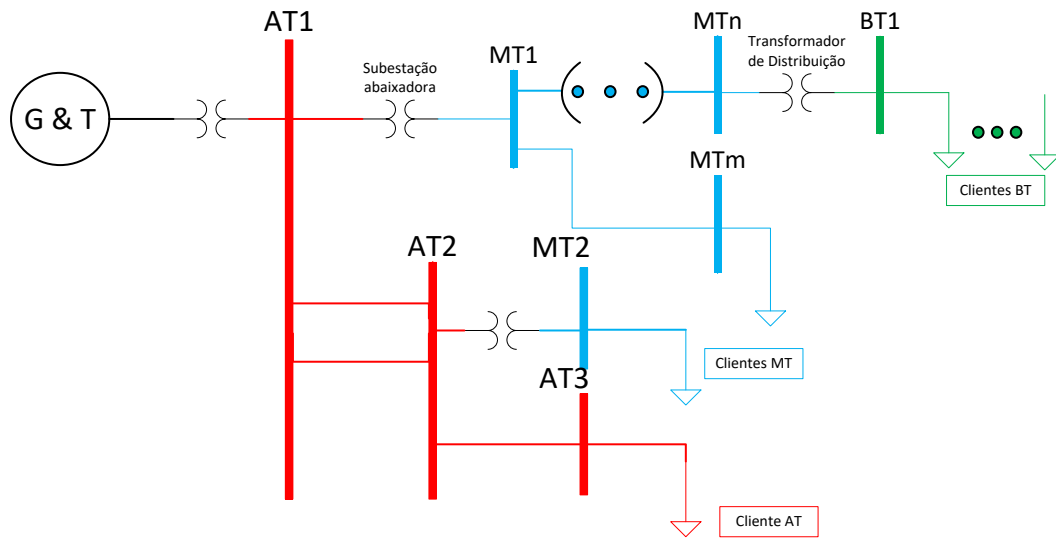
Esta primeira parte apresenta como desafio organizar as informações relevantes para o estudo de confiabilidade. Pode-se dividir em outras duas partes bem definidas: uma referente a análise do sistema elétrico de potência, tomando como base a disposição dos equipamentos na rede (cabos e chaves, principalmente), e outra com base no histórico de faltas ocorridas no sistema elétrico computadas para efeitos de DEC e FEC do período anterior.

4.2.1.1 Representar o Sistema Elétrico de Distribuição em Blocos

O sistema de distribuição, por ser composto por um subsistema de alta, média e baixa tensão, torna-se muito complexo para ser analisado, como mostrado na Figura 14. Observa-se que o sistema de alta tensão pode conter circuitos duplos e ramificações. Os sistemas de baixa e média tensão possuem muitos pontos de conexão, muitos seccionamentos

de linhas através das proteções, bem como ramificações (os três pontos azuis, entre MT1 e MTn, representam uma simplificação de todos os equipamentos e linhas presentes entre duas barras de média tensão, já os três pontos verdes, na baixa tensão BT1, representam a simplificação de vários consumidores de baixa tensão conectados em um transformador de distribuição).

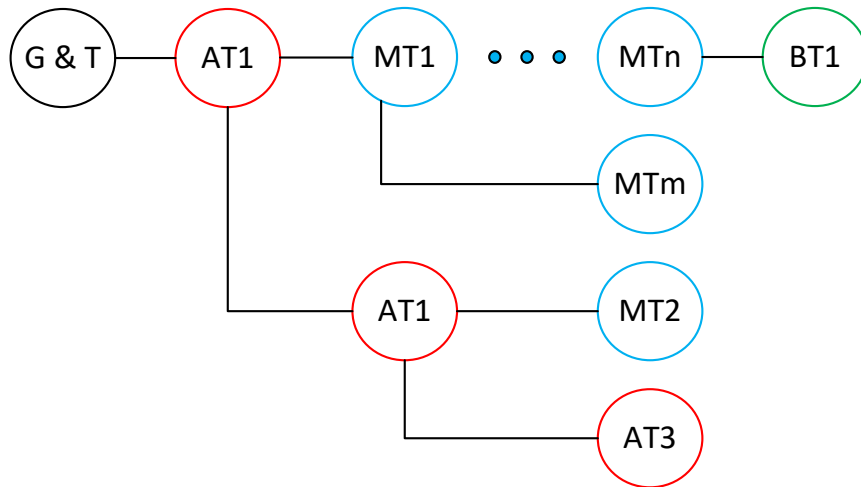
Figura 14 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição genérico



Fonte: elaborada pelo autor.

Uma forma de representar o sistema de distribuição é por meio de grafos, em que cada aresta é um equipamento que secciona o circuito, e cada círculo um conjunto de consumidores, linhas de distribuição, banco de capacitores, reguladores de tensão conectados entre dois equipamentos seccionadores. A Figura 14 pode ser redesenhada para a Figura 15. Cada círculo (denominado aqui de bloco) representa um agrupamento de consumidores, linhas e equipamentos do sistema de distribuição. A ligação entre blocos (arestas) representa equipamentos que seccionam o circuito, como chaves seccionadoras, chaves fusíveis, religadores de linhas, entre outros. Para cada equipamento seccionador do circuito, deverá ter mais um bloco a ele ligado.

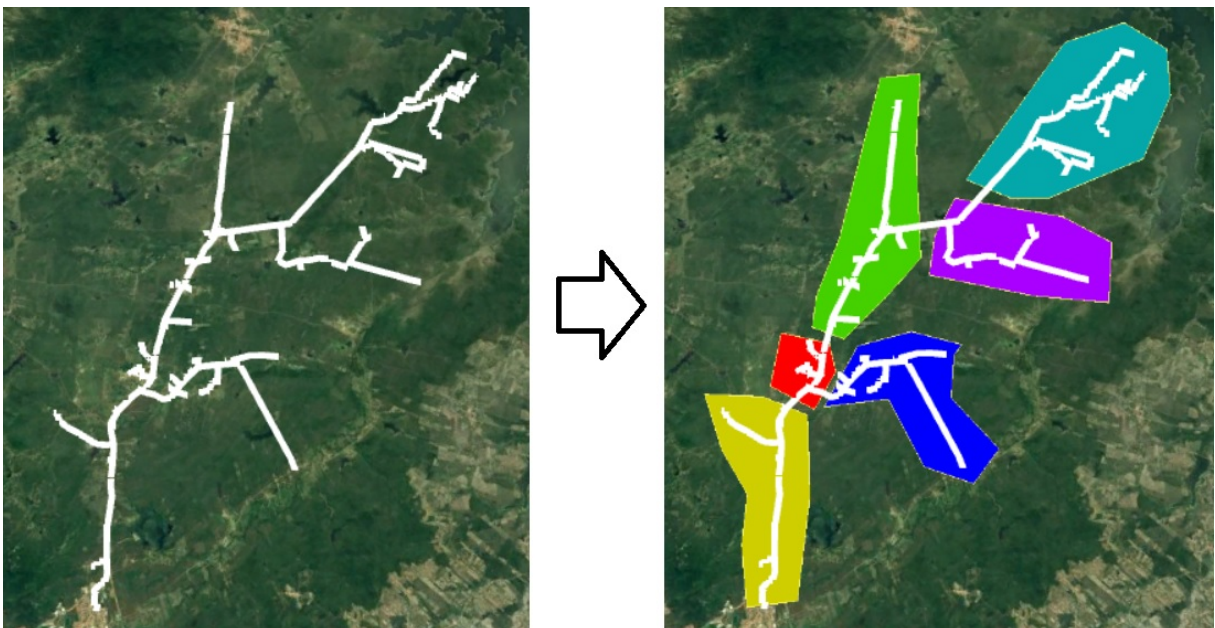
Figura 15 – SEP resumido em forma de grafo (arestas + blocos)



Fonte: elaborada pelo autor.

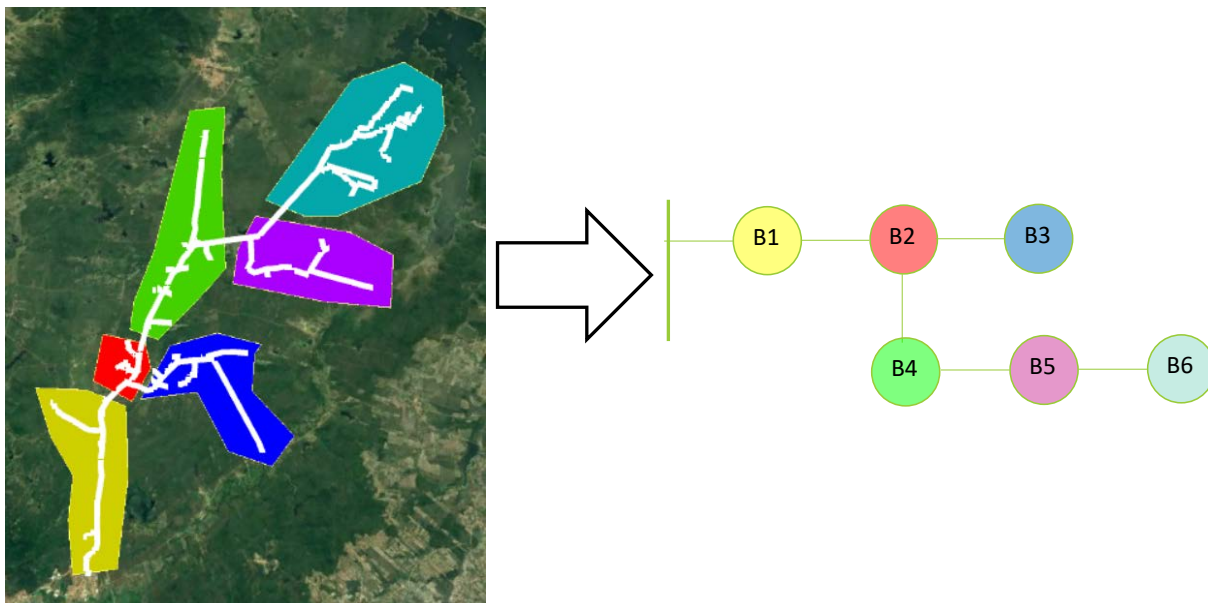
A medida que o sistema se expande, novos agrupamentos são formados, ramificando ainda mais o circuito. Por isso, essa abordagem em grafos se torna interessante, uma vez que simplifica também a visualização, ressaltando as partes interessantes, que são justamente as de seccionamento. Visualizando um alimentador georreferenciado na Figura 16, é possível representá-lo. Para tanto, é necessário primeiro identificar as proteções ao longo do alimentador, que basicamente são as do tronco principal e os ramos que dele partem. Após essa verificação, é possível condensar essas informações em blocos, como mostrado na Figura 17.

Figura 16 – Reconhecimento de blocos em um alimentador georreferenciado de média tensão



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

Figura 17 – Representação em grafos do alimentador georeferenciado de média tensão da Figura 16

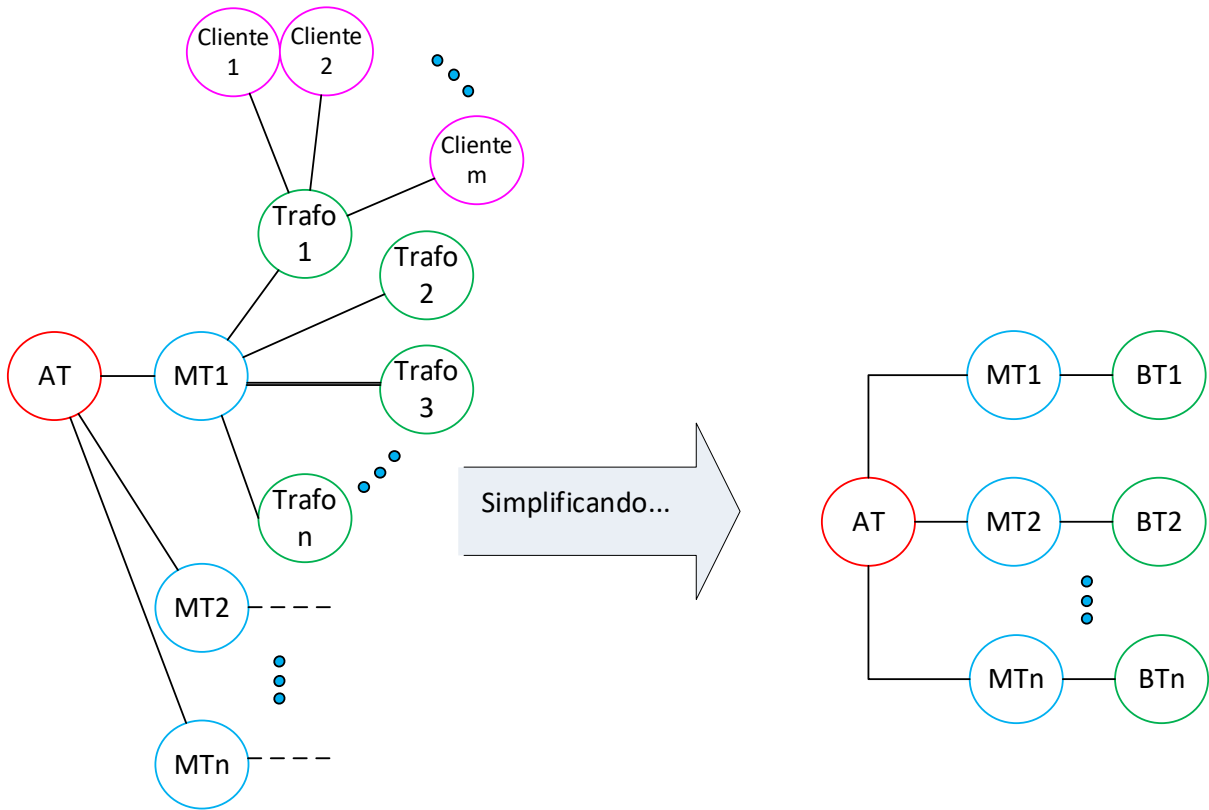


Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

Observando o sistema de potência como um todo, cada nível de tensão apresenta sua peculiaridade. Por isso, nesta metodologia são feitas as seguintes simplificações:

- e) Os sistemas de Geração e Transmissão, por não serem de responsabilidade da distribuidora, não são representados na rede, bem como seus efeitos na confiabilidade;
- f) O sistema de Alta Tensão é consolidado em um único bloco, por geralmente possuir uma confiabilidade maior devido a proteções redundantes, linhas em circuito duplo, e longos trechos sem a conexão de clientes, torres de distribuição elevadas. Também, as obras propostas para esses circuitos são de grande vulto, e são justificadas pelo seu benefício em termos de tensão e corrente. Assim, a confiabilidade, apesar de ser de extrema importância, irá representar o sistema de alta tensão condensado em apenas um bloco, trazendo suas características de DEC e FEC consolidadas em um único grupo.
- g) A baixa tensão possui sua própria rede de distribuição com seus consumidores. Cada consumidor tem uma proteção individual. Por conta disso, cada consumidor representaria um bloco, e como o maior número de consumidores se encontram ligados na baixa tensão, o sistema em grafos ficaria muito ramificado e complexo de ser analisado. Prezando pela simplicidade do modelo, resolveu-se agrupar todos os clientes BT em um único bloco ligado ao bloco MT, como mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Simplificação na baixa tensão para agrupar todos os transformadores em um único bloco de baixa conectado ao um de média tensão



Fonte: elaborada pelo autor.

4.2.1.2 Registro de Ocorrências

As distribuidoras, para levantamento do DEC e FEC, possuem um banco de dados que vai armazenar as informações de interrupção do serviço na sua área de atuação. Esses dados são computados e analisados para efeito de apuração dos indicadores de continuidade. Muitas vezes são realizadas auditorias do órgão regulador em cima dessa apuração, pois são valores sensíveis que podem resultar em multas e ressarcimento ao cliente.

Para o desenvolvimento da metodologia aqui proposta, são necessários que os seguintes dados estejam presentes na base de dados:

- a) Subestação e alimentador que sofreu a falta de energia elétrica;
- b) Tempo de duração da ocorrência (do início da falta de energia elétrica até o restabelecimento do sistema);
- c) Quantidade de clientes afetados;
- d) Equipamento que seccionou o circuito.

A localização da subestação e do alimentador é interessante para saber em qual local cada falta é contabilizada na apuração dos indicadores de continuidade. Como existem limites a serem respeitados pelas distribuidoras em cada conjunto elétrico, deve-se atribuir corretamente cada falta de energia na respectiva área de atendimento.

O tempo de duração da falta é estritamente necessário para se obter o tempo médio que determinado conjunto de consumidores fica sem o serviço. Assim, esse valor está intrinsecamente ligado à apuração de DEC e FEC.

A quantidade de clientes afetados vai impactar tanto no cálculo do DEC como no FEC, uma vez que, como são indicadores de continuidade coletivos, a apuração para um conjunto de clientes se faz necessário. Também, é interessante obter esse dado para ter uma noção da relevância de determinada ocorrência, uma vez que uma falta, ainda que prontamente restabelecida, se afetar uma grande quantidade de clientes, vai impactar de forma relevante e negativa na continuidade do serviço.

A falta, que ocasiona um curto-circuito e/ou sub ou sobretensão, deve ser solucionada pela distribuidora, através de sua equipe de operação técnica. Para que o sistema não seja prejudicado com essa falta, há o seccionamento do circuito elétrico, uma vez que altas correntes ou altas/baixas tensões podem prejudicar os equipamentos dos consumidores, e até mesmo a própria rede de energia. Dessa forma, ocorrendo uma falta, há um equipamento na rede que vai desconectar o trecho com problema do restante da rede de distribuição. Geralmente isso é feito pelo sistema de proteção, abrindo um disjuntor ou fusível. Conhecendo qual dispositivo seccionador atuou, é possível delimitar a área de atuação, bem como correlacionar com a representação em grafos do tópico 4.2.1.1.

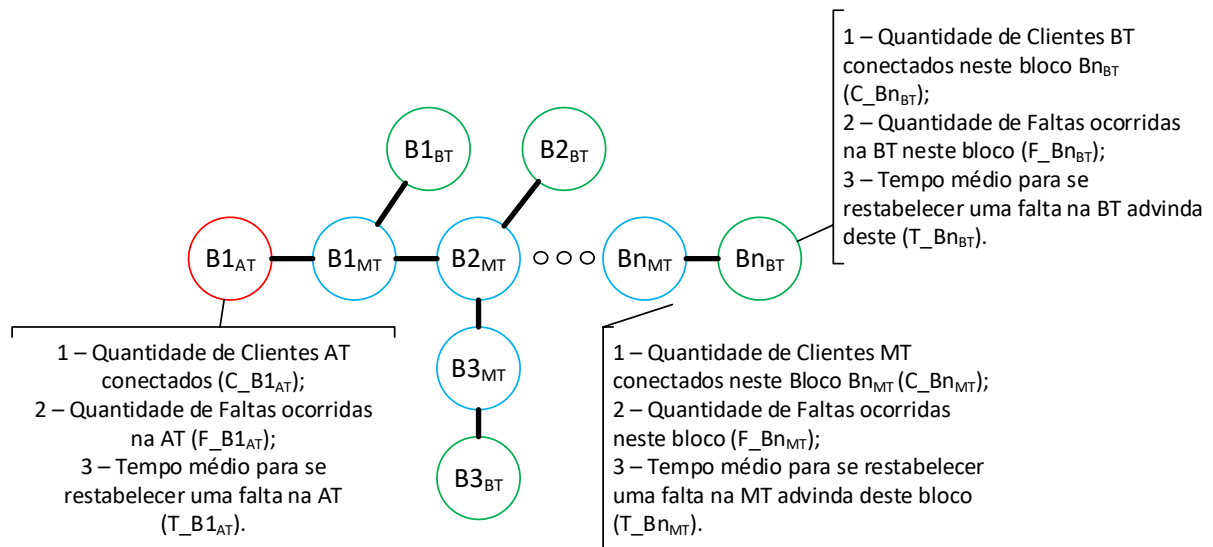
O ideal é obter a exata localização da falta, pois assim é possível saber com precisão em qual bloco ocorreu determinada falha no serviço para efeitos e contabilização de DEC e FEC. Contudo, é de difícil precisão o lugar a ser definido como o ponto focal do problema, uma vez que uma série de situações fogem do controle de qualquer apuração, tal como uma falta temporária (um galho de uma árvore) que provoca a atuação do sistema de proteção. Por isso, prefere-se utilizar um dado mais confiável e de fácil obtenção pela concessionária, que é o equipamento seccionador que atua na ocorrência.

4.2.2 Alocação das faltas nos respectivos blocos

A partir das informações obtidas nos tópicos 4.2.1.1 e 4.2.1.2, é possível preencher cada bloco do grafo com informações sobre suas ocorrências. De acordo com a Figura 19, em cada bloco há as seguintes informações:

- Número de clientes conectados ($C_{B1_{AT}}$, $C_{Bn_{MT}}$, $C_{Bn_{BT}}$ para alta, média e baixa tensão respectivamente);
- Quantidade de faltas nele ocorridas ($F_{B1_{AT}}$, $F_{Bn_{MT}}$, $F_{Bn_{BT}}$ para alta, média e baixa tensão respectivamente);
- Tempo médio de restabelecimento ($T_{B1_{AT}}$, $T_{Bn_{MT}}$, $T_{Bn_{BT}}$ para alta, média e baixa tensão respectivamente). Equivale ao tempo que a distribuidora precisa para solucionar o problema e reenergizar a rede.

Figura 19 – Exposição de um sistema de distribuição genérico com informações pertinentes a confiabilidade em cada bloco



Fonte: elaborada pelo autor.

Dessa forma, é possível ter um sistema mais simples de se analisar, levando em consideração somente informações estritamente necessárias para o cálculo da apuração do DEC e FEC de forma sistemática.

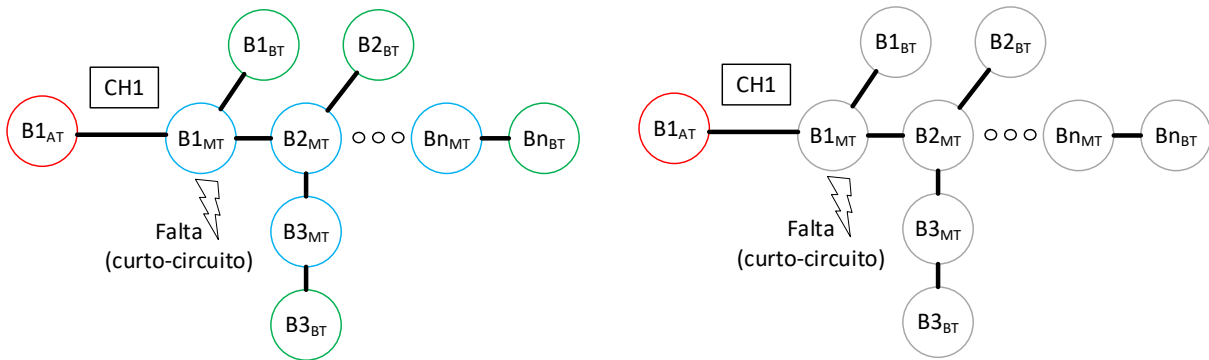
4.2.3 Cálculo do DEC e FEC

O cálculo do DEC e FEC já foi mostrado nas Equações (5) e (6), oficializadas pela ANEEL no Módulo 8 do Prodist. Neste tópico é proposta uma forma alternativa de contabilizar

essas informações de forma sistemática na rede de distribuição, permitindo a quem for analisar o sistema, poder identificar a participação de cada área de atendimento na contagem dos indicadores de continuidade.

Para ilustrar o cálculo, na Figura 20 é mostrado um sistema de distribuição genérico e uma falta ocorrendo no bloco B1_{MT}. Se uma falta ocorreu no ponto indicado, a chave CH1 (que pode ser um disjuntor ou um fusível) irá seccionar o circuito, desenergizando o bloco B1_{MT}. Esse bloco possui uma quantidade de clientes C_{B1_{MT}}, uma falta e demorou um tempo T_{B1_{MT}} para ser resolvido. Assim, para calcular o DEC e o FEC deste alimentador, é realizado o que está descrito nas Equações (7) e (8).

Figura 20 - Falta no Bloco B1_{MT}, retirando de operação os demais blocos a jusante.



Fonte: elaborada pelo autor.

$$DEC = \frac{C_{B1_{MT}} \times F_{B1_{Mt}} \times T_{B1_{MT}}}{Cc_{alimentador}} = \frac{C_{B1_{MT}} \times 1 \times T_{B1_{MT}}}{Cc_{alimentador}} \quad (7)$$

$$FEC = \frac{C_{B1_{MT}} \times F_{B1_{Mt}}}{Cc_{alimentador}} = \frac{C_{B1_{MT}} \times 1}{Cc_{alimentador}} \quad (8)$$

Observa-se, contudo, que no sistema em questão, apesar da falta ocorrer em B1_{MT}, a chave CH1 não apenas desenergiza este, mas também todos os blocos a ele (B1_{MT}) conectados, inclusive os de baixa tensão. Assim, os blocos a jusante da falta também ficaram sem o fornecimento de energia elétrica, entrando na contabilização do DEC e FEC da mesma ocorrência. Dessa forma, as Equações (7) e (8) estão incompletas, e são complementadas nas Equações (9) e (10).

$$DEC = \frac{(C_{B1_{MT}} \times 1 \times T_{B1_{MT}}) + (C_{B1_{BT}} \times 1 \times T_{B1_{BT}}) + \dots + (C_{Bn_{MT}} \times 1 \times T_{Bn_{MT}}) + (C_{Bn_{BT}} \times 1 \times T_{Bn_{BT}})}{C_{alimentador}} \quad (9)$$

$$FEC = \frac{(C_{B1_{MT}}) + (C_{B1_{BT}}) + \dots + (C_{Bn_{MT}}) + (C_{Bn_{BT}})}{C_{alimentador}} \quad (10)$$

Neste ponto, propõe-se introduzir duas variáveis que irão permitir a análise de DEC e FEC juntamente com a topologia da rede estudada. Cada parcela entre parênteses do numerador das Equações (9) e (10) pode ser generalizada para qualquer tipo de falta. Assim, define-se a variável $\alpha_{m,n}$ (ou simplesmente α) na Equação (11), e a variável $\beta_{m,n}$ (ou simplesmente β) na Equação (12).

$$\alpha_{m,n} = C_m \times F_n \times T_n \quad (11)$$

$$\beta_{m,n} = C_m \times F_n \quad (12)$$

Em que:

- $\alpha_{m,n}$: parcela do DEC do bloco m afetada por faltas no bloco n , dado em horas;
- $\beta_{m,n}$: parcela do FEC do bloco m afetada por faltas no bloco n , adimensional;
- m : indicador do bloco que é afetado por uma falta no bloco n ;
- n : indicador do bloco onde ocorre a falta;
- C_m : número de clientes conectados no bloco m ;
- F_n : quantidade de faltas no bloco n ;
- T_n : tempo de restabelecimento em uma falta no bloco n .

As parcelas apresentadas nada mais são do que um desdobramento das fórmulas apresentadas pela ANEEL no Módulo 8 do Prodist, mas agregando a informação da distribuição dos clientes por meio dos grafos apresentados.

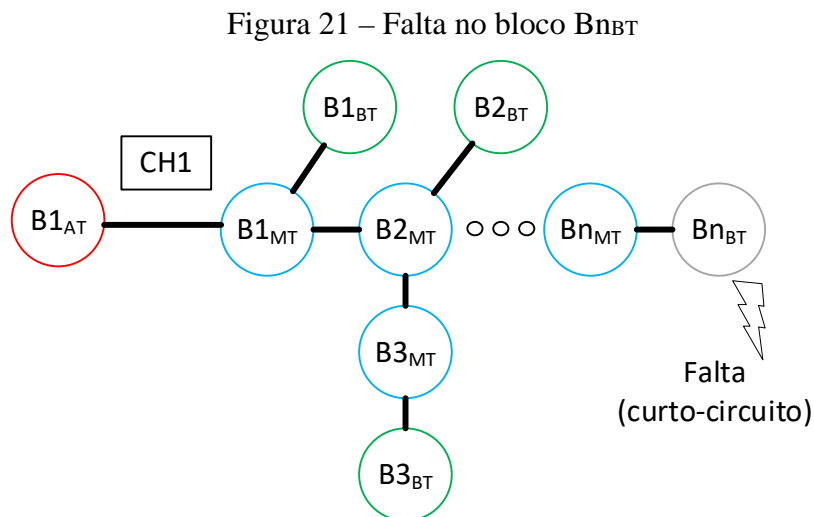
Por exemplo, para a falta exemplificada na Figura 20, como já explanado, não apenas o bloco $B1_{MT}$ foi afetado, mas também todos os outros que a ele ($B1_{MT}$) estão conectados. A parcela do DEC $\alpha_{B1_{BT},B1_{MT}}$ equivale à multiplicação de $C_{B1_{BT}}$ com os dados da falta, $T_{B1_{MT}}$ e $F_{B1_{MT}}$ ($\alpha_{B1_{BT},B1_{MT}} = C_{B1_{BT}} \times T_{B1_{MT}} \times F_{B1_{MT}}$), sendo esta uma das

parcelas do somatório para o cálculo do DEC da Equação (9). Como só ocorreu uma falta, $F_{B1_{MT}}$ será igual a 1 e $T_{B1_{MT}}$ será o próprio tempo que o sistema demorou a se restabelecer.

A variável “ β ” é o símbolo que representa a parcela do FEC, equivalente à multiplicação da quantidade de clientes afetados em um bloco pela quantidade de faltas de outro bloco. Por exemplo, $\beta_{B1_{BT},B1_{MT}}$ equivale à multiplicação de $C_{B1_{BT}}$ com os dados da falta $F_{B1_{MT}}$ ($\beta_{B1_{BT},B1_{MT}} = C_{B1_{BT}} \times F_{B1_{MT}}$), sendo esta uma das parcelas do somatório para o cálculo do FEC da Equação (10)

Apesar do DEC e FEC levarem em conta basicamente as informações de quantidade de clientes, número de faltas e tempo de restauração do sistema (este último apenas para o DEC), entra uma quarta variável na análise, a relação de dependência que se cria entre blocos dentro de uma mesma rede de distribuição. Blocos a jusante de outros são afetados por uma falta que nem sequer ocorreu dentro de suas respectivas áreas. Contudo, devido à atuação de um equipamento seccionador que precisa retirar o bloco faltante, os outros blocos também são prejudicados.

Porém, uma falta em algum bloco na extremidade do grafo somente irá impactar este bloco, uma vez que não há nenhum outro dependente dele, como mostrado na Figura 21. O bloco $B_{n_{BT}}$ ficará desenergizado por nele ter ocorrido a falta, e somente ele ($B_{n_{BT}}$) ficará sem o fornecimento de energia.



Fonte: elaborada pelo autor.

Essa relação de dependência entre blocos e a contabilização da participação de cada um no DEC e FEC são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 02 – Tabela de Dependências do sistema da Figura 19 para faltas em B1_{MT} e em B_{nBT}.

		Blocos que ocorreram uma falta	B1 _{AT}	B1_{MT}	B1 _{BT}	B2 _{MT}	B2 _{BT}	B3 _{MT}	B3 _{BT}	..	B _{nMT}	B_{nBT}
		Tempo médio restabelecimento	T _{B1A}	T _{B1M}	T _{B1B}	T _{B2M}	T _{B2B}	T _{B3M}	T _{B3B}	...	T _{BnM}	T _{Bn}
		Quantidade de Faltas	F _{B1AF}	F _{B1M}	F _{B1B}	F _{B2M}	F _{B2B}	F _{B3M}	F _{B3B}	...	F _{BnM}	F _{Bn}
		Índices	1	2	3	4	5	6	7		k	k+1
Blocos afetados	Nº Clientes	Índices										
B1 _{AT}	C _{B1A} _T	1										
B1 _{MT}	C _{B1M} _T	2		$\alpha_{2,2}$ $\beta_{2,2}$								
B1 _{BT}	C _{B1B} _T	3		$\alpha_{3,2}$ $\beta_{3,2}$								
B2 _{MT}	C _{B2M} _T	4		$\alpha_{4,2}$ $\beta_{4,2}$								
B2 _{BT}	C _{B2B} _T	5		$\alpha_{5,2}$ $\beta_{5,2}$								
B3 _{MT}	C _{B3M} _T	6		$\alpha_{6,2}$ $\beta_{6,2}$								
B3 _{BT}	C _{B3B} _T	7		$\alpha_{7,2}$ $\beta_{7,2}$								
...								
B _{nMT}	C _{BnM} _T	k		$\alpha_{k,2}$ $\beta_{k,2}$								
B _{nBT}	C _{Bn}	k+1		$\alpha_{k+1,2}$ $\beta_{k+1,2}$								$\alpha_{k+1,k+1}$ 1 $\beta_{k+1,k+1}$ 1

Fonte: elaborada pelo autor.

Na Tabela 2, tanto nas linhas como nas colunas são colocados todos os blocos presentes na rede. As colunas, representam os blocos que contiveram a falta, já as linhas os blocos afetados por esta falta. Foram preenchidas cada célula com os valores de α e β para cada bloco afetado em cada uma das faltas apresentadas nas Figura 20 (de vermelho na tabela, coluna B1_{MT}) e Figura 21 (de azul na tabela, coluna B_{nBT}).

Contudo, em um sistema de distribuição dentro de um período de apuração (anual ou mensal), podem ocorrer várias faltas no sistema e em vários pontos. Assim, uma forma de realizar o cálculo é preencher as células da Tabela 2 com todas as possibilidades de blocos afetados (linhas) devido a faltas em blocos a montante (colunas), mostradas na Tabela 3. Os “X” representam que há uma relação de dependência entre o bloco com problema e o bloco que é afetado.

Tabela 03 – Tabela de Dependências com todas as possíveis faltas em cada bloco e os respectivos blocos afetados do sistema da Figura 19.

			B1 _{AT}	B1 _{MT}	B1 _{BT}	B2 _{MT}	B2 _{BT}	B3 _{MT}	B3 _{BT}	..	B _{nMT}	B _{nBT}
			T_B1 _A	T_B1 _M	T_B1 _B	T_B2 _M	T_B2 _B	T_B3 _M	T_B3 _B	..	T_B _{nM}	T_B
			F_B1 _A	F_B1 _{MF}	F_B1 _{BF}	F_B2 _{MF}	F_B2 _{BF}	F_B3 _{MF}	F_B3 _{BF}	..	F_B _{nMF}	F_B
			1	2	3	4	5	6	7		k	k+1
B1 _{AT}	C_B1 _{AT}	1	X									
B1 _M T	C_B1 _M T	2	X	X								
B1 _{BT}	C_B1 _{BT}	3	X	X	X							
B2 _M T	C_B2 _M T	4	X	X		X						
B2 _{BT}	C_B2 _{BT}	5	X	X		X	X					
B3 _M T	C_B3 _M T	6	X	X		X		X				
B3 _{BT}	C_B3 _{BT}	7	X	X		X		X	X			
...	...		X	X		X				..		
B _{nM} T	C_B _{nM} T	k	X	X		X					X	
B _{nBT}	C_B _n	k+ 1	X	X		X					X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

As seguintes considerações são feitas a respeito da Tabela 3:

- Uma falta ocorrida em um bloco a jusante não tem a possibilidade de retirar de operação um bloco a montante, pois presume-se que a proteção é seletiva e que sempre a proteção a atuar é aquela mais próxima do defeito. Por isso, uma falta no bloco B1_{BF} não irá afetar o B1_{MF};
- Quando há ramificações, uma falta em um ramo não irá afetar o outro ramo, ou seja, se o caminho que ocorre entre geração e carga não passar por um bloco de

uma outra ramificação, então este bloco não será afetado. Por exemplo, uma falta no final do alimentador, no bloco B_{nMT} não irá afetar o bloco B_{3MT} ;

- c) O bloco como fonte principal, geralmente o bloco de alta tensão, vai influenciar em todos os outros quando uma falta ocorre dentro dele. É o que se verifica quando, por exemplo, uma subestação é retirada de operação por um curto-circuito e todos os clientes conectados nela são afetados (não considerando aqui transferências de carga, por enquanto);
- d) Na construção da Tabela 3, sempre os elementos da diagonal serão preenchidos, uma vez que, no mínimo, o bloco que teve a falta vai obrigatoriamente ser afetado pela deserregização do sistema;
- e) O tempo médio a ser usado, é a média dos tempos que cada bloco teve para se restabelecer dentro do período de apuração para cada falta.

De posse da tabela preenchida com os α e β calculados, o cálculo do DEC e FEC é basicamente a soma de todas estas parcelas dividida pelo número de clientes total da rede em estudo, como mostrado nas Equações (13) e (14).

$$DEC = \frac{\sum \alpha}{C_c} \quad (13)$$

$$FEC = \frac{\sum \beta}{C_c} \quad (14)$$

4.2.4 Verificação dos Limites ANEEL

Os limites definidos de DEC e FEC para as distribuidoras são propostos pela ANEEL para um período de 3 anos, coincidente com a revisão tarifária. Os limites, como já mostrados no tópico 3.4.2, são mais severos com o passar dos anos, sempre diminuindo para que as distribuidoras continuamente melhorem seus serviços.

Se a distribuidora não fizer nenhuma intervenção no sistema e as condições externas (chuvas, batidas de carro, animais, vegetação) se mantiverem constantes, é provável que com o tempo ocorra mais problemas na rede por conta da degradação dos equipamentos (disjuntores, cabos, bancos capacitores).

Partindo da Tabela 3, que representa o sistema para um determinado período de apuração, é possível replicá-la para os períodos seguintes através de previsões de aumentos de

cada parcela de DEC e FEC, α e β , usando de um percentual (γ) de crescimento (piora) dos indicadores, tanto para DEC como para FEC, assim mostrado na Tabela 4.

Tabela 04 – Evolução da piora dos indicadores coletivos de continuidade com o tempo a partir de um crescimento percentual γ

	Período Atual (p)	(p+1)	(p+2)	(p+3)
Parcelas para cálculo do DEC (defeito no bloco j afetando bloco i)	$\alpha_{i,j}$	$\alpha_{i,j} \times (1 + \gamma_{DEC})$	$\alpha_{i,j} \times (1 + \gamma_{DEC})^2$	$\alpha_{i,j} \times (1 + \gamma_{DEC})^3$
Parcelas para cálculo do FEC (defeito no bloco i , afetando bloco j)	$\beta_{i,j}$	$\beta_{i,j} \times (1 + \gamma_{FEC})$	$\beta_{i,j} \times (1 + \gamma_{FEC})^2$	$\beta_{i,j} \times (1 + \gamma_{FEC})^3$

Fonte: elaborada pelo autor.

No estudo de caso apresentado no Capítulo 6, é feita uma aplicação de crescimento percentual aplicado nos valores dos anos anteriores, seguindo a Equação (15) para o DEC e a Equação (16) para o FEC, sendo apenas uma sugestão para o cálculo do crescimento. Esta dissertação, contudo, não aborda como são as possibilidades para o cálculo desse crescimento (piora) nos indicadores de continuidade.

$$\gamma_{DEC_t} = \frac{DEC_{t-1}}{DEC_{t-2}} - 1 \quad (15)$$

$$\gamma_{FEC_t} = \frac{FEC_{t-1}}{FEC_{t-2}} - 1 \quad (16)$$

Em que:

- t : representa o ano em que se está realizando o estudo. Assim, $t - 1$ representa o ano anterior ao estudo; e $t - 2$, dois anos antes do ano em estudo.

4.2.5 Avaliação de obras para melhoria da confiabilidade

Com base nos crescimentos γ , é possível comparar ano a ano se haverá transposição dos limites ANEEL e se precaver propondo obras antes que a situação indesejada ocorra.

Existem obras que são mais relevantes para a melhoria da confiabilidade do que para a operação do sistema, como a implementação de proteção automática, inserção de equipamentos disjuntivos na rede e manutenção preventiva. Contudo, o que se pretende analisar, além dessas obras, é o impacto das obras de expansão da rede com a confiabilidade do sistema. Uma nova subestação ou alimentador, por exemplo, são obras que são aplicadas em casos dos circuitos estarem sobrecarregados ou com baixo nível de tensão. Apesar de resolverem os problemas técnicos de tensão e corrente, essas obras também impactam nos indicadores de continuidade. O desafio está em quantificar essa melhoria e se ela pode ou não melhorar DEC e FEC a ponto de se evitar implementação de alguma intervenção específica de melhoria de confiabilidade.

As obras e seus efeitos são melhor detalhadas no Capítulo 5.

4.3 Conclusão

Foi apresentada neste capítulo uma metodologia, resumida no fluxograma da Figura 13, para a avaliação e proposição de melhoria do DEC e FEC por meio de uma representação em forma de grafos, com o objetivo de adequação dos indicadores coletivos de continuidade aos limites fixados pela ANEEL.

Agregando informações da topologia da rede, foi possível dividir a rede em blocos (equipamentos + clientes), alocar, em cada um, as faltas ocorridas em determinado período de apuração e construir a tabela de dependências entre blocos.

A construção desta tabela foi feita com base em parcelas do cálculo do DEC e FEC tomando por base a topologia da rede, em que foram apresentadas as variáveis α e β , que servem para fazer a análise de DEC e FEC, respectivamente, de acordo com os cálculos apresentados pelo Módulo 8 do Prodíst. O α foi definido como a parcela do DEC de determinado bloco por falta em outro ou no mesmo bloco. Assim, o somatório de todos os α da rede, dividido pela quantidade total de clientes a ela conectados, resulta no DEC. Da mesma forma, o β foi apresentado, e está intrinsecamente relacionado com o FEC.

Por fim, deve-se aplicar intervenções na rede de distribuição para reduzir DEC e FEC, adequando esses indicadores a níveis satisfatórios.

5 IMPACTO DE OBRAS NA CONFIABILIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

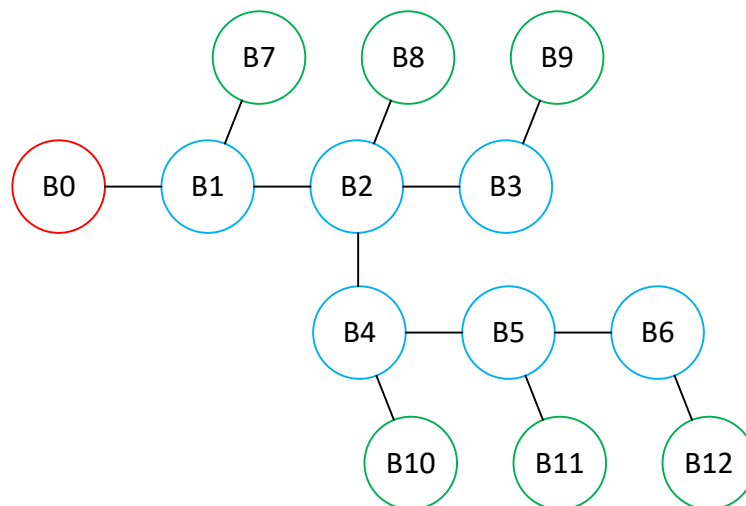
Neste Capítulo é apresentada uma relação de obras que as distribuidoras utilizam para promover alterações na rede. Dentre elas, estão as obras de expansão, utilizadas para reforço do sistema de distribuição, devido ao aumento da carga. Aproveitando essas intervenções, que normalmente são propostas pelo planejamento da rede, busca-se avaliar o impacto delas na confiabilidade da rede.

É apresentada uma rede genérica de 13 blocos para exemplificação do efeito de cada obra, bem como a construção de tabela de dependências entre blocos, afim de calcular o DEC e o FEC por meio das Equações (13) e (14).

5.2 Caso Base

Para exemplificar as principais intervenções na rede de distribuição, o sistema apresentado na Figura 22 é utilizado.

Figura 22 – Sistema de distribuição genérico de 13 blocos



Fonte: elaborada pelo autor.

O alimentador consiste em um alimentador de média tensão saindo da barra da subestação (bloco B0), transportando energia por meio de linhas de distribuição em média tensão (B1 a B6), chegando por fim aos consumidores em baixa tensão (B7 a B12). As relações

entre os blocos são apresentadas na Tabela 5. Neste sistema, também há clientes de média e de alta tensão, respectivamente nos blocos B1-B6 e B0.

Tabela 05 – Tabela de Dependências para o sistema apresentado na Figura 22.

		B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4	B10	B5	B11	B6	B12
		T_B0	T_B1	T_B7	T_B2	T_B8	T_B3	T_B9	T_B4	T_B10	T_B5	T_B11	T_B6	T_B12
		F_B0	F_B1	F_B7	F_B2	F_B8	F_B3	F_B9	F_B4	F_B10	F_B5	F_B11	F_B6	F_B12
B0	C_B0	X												
B1	C_B1	X	X											
B7	C_B7	X	X	X										
B2	C_B2	X	X		X									
B8	C_B8	X	X		X	X								
B3	C_B3	X	X		X		X							
B9	C_B9	X	X		X		X	X						
B4	C_B4	X	X		X				X					
B10	C_B10	X	X		X				X	X				
B5	C_B5	X	X		X				X		X			
B11	C_B11	X	X		X				X		X	X		
B6	C_B6	X	X		X				X		X		X	
B12	C_B12	X	X		X				X		X		X	X

O objetivo de cada obra a ser apresentada é reduzir, alternativa ou cumulativamente:

- As dependências entre blocos;
- A quantidade de clientes dentro do mesmo bloco;
- O tempo médio para restabelecimento;
- Quantidade de faltas.

5.3 Principais Intervenções no Sistema de Distribuição

5.3.1 Instalação de um equipamento seccionador

A instalação de um equipamento seccionador muitas vezes é a própria consequência da expansão do sistema de proteção no alimentador. Pode ser por meio de um religador de linha, que nada mais é do que o conjunto relé de proteção e disjuntor, ou de uma simples instalação de uma chave fusível.

A grande vantagem de se adicionar equipamentos de proteção na rede é justamente prover a seletividade, ou seja, dividir os circuitos para que quando a proteção atue, apenas a parte que contém o defeito seja desligada da rede, mantendo a outra, que está sã, conectada. Seu uso é mais indicado para quando existe uma grande quantidade de clientes protegida por poucos equipamentos, ou seja, uma relação consumidores/equipamentos alta.

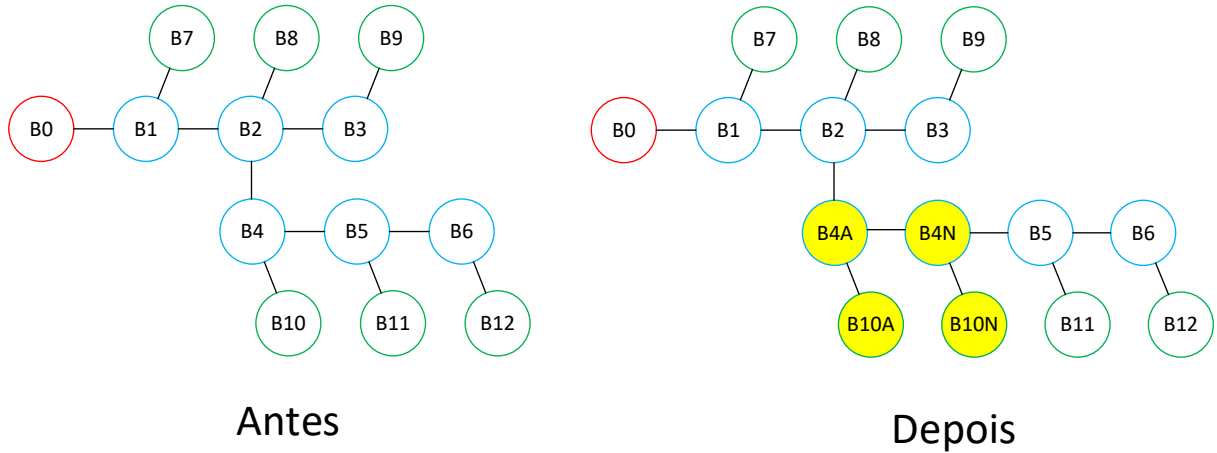
Quando a tabela de relações entre blocos é desenhada, fica mais nítido ver aquelas regiões mais sensíveis no sistema. O α e o β altos representam que o bloco que está sendo afetado por uma falta que pode ou não ser nele e que provoca grandes prejuízos no DEC e FEC, sendo este fato diretamente relacionado ao número de clientes conectado.

Na rede em grafos, adicionando um equipamento seccionador, ocorre simplesmente uma nova divisão no circuito, criando uma nova aresta (novo equipamento) e um novo bloco. No exemplo da Figura 22, inserindo um religador dentro do bloco B4, o sistema se apresenta na Figura 23. Com relação às variáveis, têm-se as seguintes considerações:

- a) Número de clientes: vai ser dividido na proporção $p\%$. Ou seja, no bloco de antes, B4A e B10A, serão alocados $p\%$ clientes; em B4N e B10N serão alocados $(1-p)\%$;
- b) Quantidade de faltas: será também na mesma proporção p , devido a não se considerar com exatidão o local preciso das faltas;
- c) Tempo médio de restabelecimento: vai ser o mesmo para os dois circuitos, já que esta intervenção não influencia na redução do tempo médio, que tende a ser o mesmo em qualquer ponto de falta dentro do bloco B4.

Na Tabela 6, mostram-se as novas relações entre esses blocos.

Figura 23 – Modificação do sistema devido a instalação de um equipamento seccionador.



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 06 – Tabela de dependências referente ao sistema da Figura 23 após a obra.

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4 A	B1 0A	B4 N	B1 0N	B5	B1 1	B6	B1 2
B0	X														
B1	X	X													
B7	X	X	X												
B2	X	X		X											
B8	X	X		X	X										
B3	X	X		X		X									
B9	X	X		X		X	X								
B4 A	X	X		X				X							
B1 0A	X	X		X				X	X						
B4 N	X	X		X				X		X					
B1 0N	X	X		X				X		X	X				
B5	X	X		X				X				X			
B1 1	X	X		X				X				X	X		
B6	X	X		X				X				X		X	
B1 2	X	X		X				X				X		X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

Comparando as Tabelas 5 e 6, nota-se que houve um aumento da quantidade de parcelas de α e β , (ver células amarelas). Contudo, pelas contas das Tabelas 7 e 8, observa-se que as novas parcelas, quando somadas, apresentam um valor menor do que as apresentadas anteriormente, antes da obra.

Tabela 07 – Cálculo das parcelas de DEC a serem afetadas pela inclusão do equipamento seccionador.

<p>Somatório das parcelas do DEC dos blocos B4 e B10 que são alteradas pela inclusão de um equipamento seccionador. Observar que cada α possui como coeficiente o multiplicador igual a 1. Na demonstração da Tabela 8, o somatório ao lado é obtido, mas com multiplicadores menores que 1, indicando uma redução no DEC total do alimentador.</p>	$\sum \alpha = \alpha_{B4,B4} + \alpha_{B10,B4} + \alpha_{B10,B10}$
---	---

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 08 – Demonstrativo da redução de DEC com a inclusão do equipamento seccionador.

<p>Somatório de α com apenas os blocos afetados pela inclusão do novo equipamento seccionador.</p>	$\sum \alpha = \alpha_{B4A,B4A}$ $+ \alpha_{B10A,B4A} + \alpha_{B4N,B4A}$ $+ \alpha_{B10N,B4A} + \alpha_{B10A,B10A}$ $+ \alpha_{B4N,B4N} + \alpha_{B10N,B4N}$ $+ \alpha_{B10N,B10N}$
<p>Sabendo que o bloco B4 foi dividido, e remanesceu nele uma porcentagem p, então foram reduzidas as quantidades de clientes de C_{B4} para $C_{B4} \cdot p$, bem como a quantidade de faltas de F_{B4} para $F_{B4} \cdot p$. O tempo se manteve o mesmo. Observando o desenvolvimento da parcela $\alpha_{B4,B4}$ em específico, percebe-se que o multiplicador em vez de ser 1, como era antes, passou a ser p^2, valor menor que 1. O mesmo processo pode ser replicado para os demais itens, observando que em B4 ficou uma proporção p de clientes e de faltas, e em B4N ficou uma proporção $(1 - p)$.</p>	<p>Obs: $\alpha_{B4,B4} = C_{B4} \times T_{B4} \times F_{B4}$</p> $\alpha_{B4A,B4A} = (C_{B4} \cdot p) \times T_{B4} \times (F_{B4} \cdot p)$ $\alpha_{B4A,B4A} = p^2 \alpha_{B4,B4}$ <p>Ideia semelhante pode ser aplicada nos demais</p>

Tabela 08 – Demonstrativo da redução de DEC com a inclusão do equipamento seccionador. (continuação)

<p>Desenvolvimento do somatório anterior modificando cada parcela, levando em consideração a proporção p e $(1 - p)$ para cada parcela de DEC α analisada.</p>	$\begin{aligned} \sum \alpha = & p^2 \alpha_{B4,B4} \\ & + p^2 \alpha_{B10,B4} + p(1 \\ & - p) \alpha_{B4,B4} \\ & + p(1 - p) \alpha_{B10,B4} \\ & + p^2 \alpha_{B10,B10} \\ & + (1 - p)^2 \alpha_{B4,B4} \\ & + (1 - p)^2 \alpha_{B10,B4} \\ & + (1 - p)^2 \alpha_{B10,B10} \end{aligned}$
<p>Agrupamento das parcelas para efeito comparativo do somatório da Tabela 7. Observar que foram agrupadas as parcelas em torno de $\alpha_{B4,B4}$, $\alpha_{B10,B4}$ e $\alpha_{B10,B10}$.</p>	$\begin{aligned} \sum \alpha = & [p^2 + p(1 - p) \\ & + (1 - p)^2] \alpha_{B4,B4} \\ & + [p^2 + p(1 - p) \\ & + (1 - p)^2] \alpha_{B10,B4} + [p^2 \\ & + (1 - p)^2] \alpha_{B10,B10} \end{aligned}$
<p>Desenvolvimento do somatório do passo anterior.</p>	$\begin{aligned} \sum \alpha = & \{[p - (1 - p)]^2 - p(1 \\ & - p)\} \alpha_{B4,B4} \\ & + \{[p - (1 - p)]^2 - p(1 \\ & - p)\} \alpha_{B10,B4} + \alpha_{B10,B10} \end{aligned}$
<p>Somatório agrupado da mesma forma que foi apresentada na Tabela 7.</p>	$\begin{aligned} \sum \alpha = & \{1 - p(1 - p)\} \alpha_{B4,B4} \\ & + \{1 - p(1 \\ & - p)\} \alpha_{B10,B4} + \alpha_{B10,B10} \end{aligned}$

Fonte: elaborada pelo autor.

Comparando termo a termo do somatório dos α para depois da inclusão do equipamento, o fator $\{1-p(1-p)\}$ do primeiro termo é menor que 1, pois se p está entre 0 e 1, então $(1-p)$ também está. O produto dos dois é menor que 1 também, e, 1 subtraído desse resultado, é um valor menor que 1. Assim $\{1-p(1-p)\}$ que está presente tanto em $\alpha_{B4,B4}$ como em $\alpha_{B10,B4}$, é menor que 1. Uma vez que o $\alpha_{B10,B10}$ possui um coeficiente igual antes e depois, o $\sum \alpha$ de depois é menor que o de antes, reduzindo assim a parcela de DEC do sistema, melhorando a continuidade do serviço. A mesma análise pode ser feita para o FEC, uma vez

que a diferença é a não utilização do tempo; e como o tempo é o mesmo para os blocos B4, B10, B4A, B10A, B4N e B10N, a demonstração é semelhante.

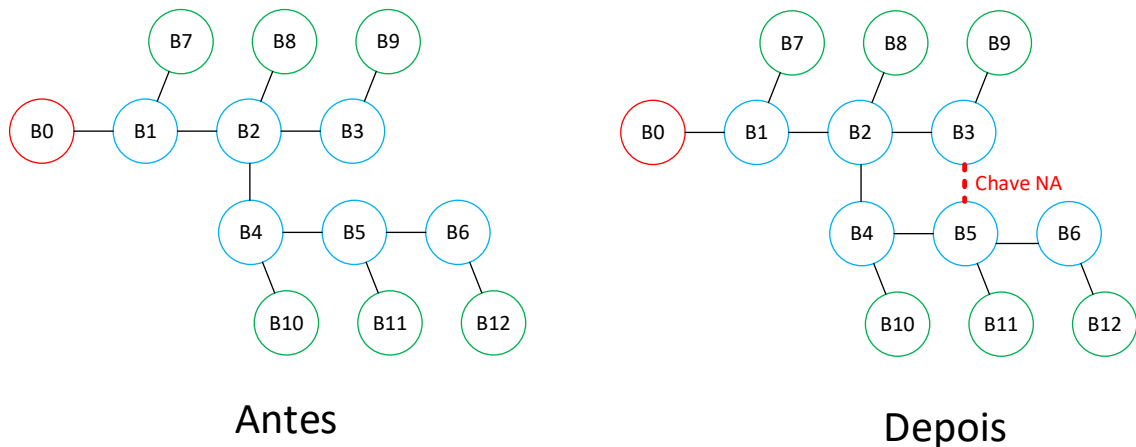
As células com fundo verde na Tabela 6 também surgiram com a divisão do bloco. Contudo, não são apresentadas nenhuma alteração no total dos valores, uma vez que ocorrendo uma falta em qualquer dos blocos a montante de B4A, B4N, B10A e B10N, todos estes ficaram sem energia, não havendo modificação em relação à situação anterior.

A inserção de um equipamento a mais, por exemplo um seccionador, também pode reduzir a quantidade de faltas no sistema. Como são consideradas faltas que retiram de serviço a rede por mais de 3 minutos, faltas temporárias podem fazer o sistema de proteção atuar devido à falta de seletividade (principalmente por chave fusível), por ser responsável por um grande bloco da rede. Assim, a inclusão de um novo equipamento seccionador, que pode ser de proteção também, ajuda a evitar faltas temporárias.

5.3.2 Nova transferência de carga no mesmo alimentador

Uma obra que permite transferência de carga é especialmente voltada para a confiabilidade da rede. Esta obra consiste na construção de linhas interligadas em diferentes pontos pela rede e a inclusão de chaves que ficam normalmente abertas, ou seja, sem a passagem de corrente. Essa chave será fechada quando ocorrer algum problema na rede que impeça o fornecimento de energia pelo caminho normal. Na Figura 24, há a inclusão dessa transferência entre os blocos B3 e B5. Dessa forma, por exemplo, uma falta em B4 não iria retirar B5 e nem B6, pois a chave NA poderia ser fechada e ocorrer a transferência destes blocos para B3.

Figura 24 – Construção de um novo encontro (transferência) entre os blocos B3 e B5.



Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, as dependências entre blocos podem ser mostradas na Tabela 9.

Tabela 09 - Tabela de dependências referente ao sistema da Figura 24 após a obra.

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4	B10	B5	B11	B6	B12
B0	X												
B1	X	X											
B7	X	X	X										
B2	X	X		X									
B8	X	X		X	X								
B3	X	X		X		X							
B9	X	X		X		X	X						
B4	X	X		X				X					
B10	X	X		X				X	X				
B5	X	X		X						X			
B11	X	X		X						X	X		
B6	X	X		X						X		X	
B12	X	X		X						X		X	X

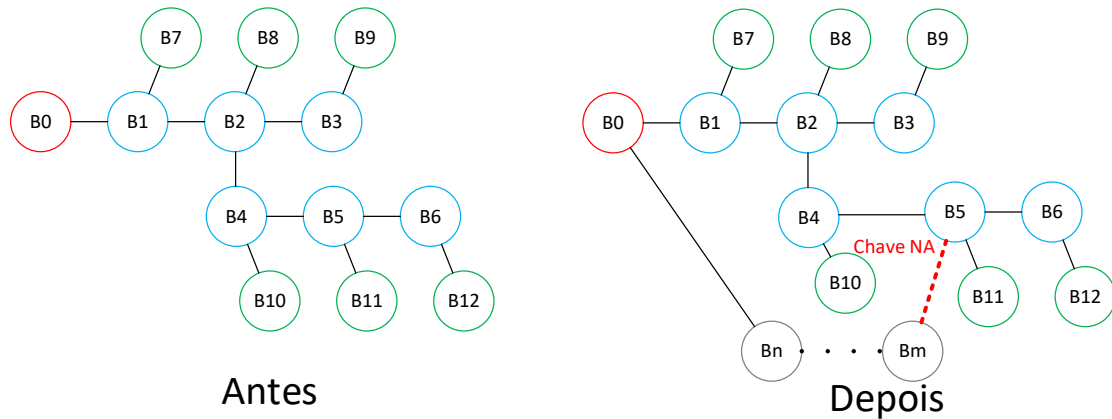
Fonte: elaborada pelo autor.

Observa-se que na Tabela 9 quatro componentes do DEC e FEC (α e β) foram evitados por meio da transferência, uma vez que ficando fora de operação o B4, nem B5, B6, B11 ou B12 precisariam também ficar desenergizados.

5.3.3 Nova transferência de carga para alimentador da mesma subestação

Da mesma forma que o tópico 5.3.2, há a inclusão de um novo encontro, mas agora para outro alimentador da mesma subestação. Este outro alimentador está conectado ao mesmo bloco de alta tensão B0. Esse tipo de encontro entre alimentadores é mais benéfico que um dentro do mesmo alimentador, pois há uma maior parcela a ser transferida de blocos. Na Figura 25 é mostrado esse encontro e a Tabela 10 são mostradas as dependências entre blocos.

Figura 25 – Encontro entre alimentadores através de uma chave NA entre o novo alimentador e o bloco B5.



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 10 - Tabela de dependencias referente ao sistema da Figura 25 após a obra.

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4	B10	B5	B11	B6	B12
B0	X												
B1	X	X											
B7	X	X	X										
B2	X			X									
B8	X			X	X								
B3	X			X		X							
B9	X			X		X	X						
B4	X							X					
B10	X							X	X				
B5	X									X			
B11	X									X	X		
B6	X									X		X	
B12	X									X		X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

Observa-se na Tabela 10 que além dos componentes do DEC e FEC referentes a uma falta B4, há a possibilidade de uma falta em B1 e B2 não afetarem seus blocos a jusante, como mostrado nas células em amarelo. Percebe-se um ganho maior com esta obra do que com a do tópico 5.3.2 (nova transferência de carga dentro do alimentador).

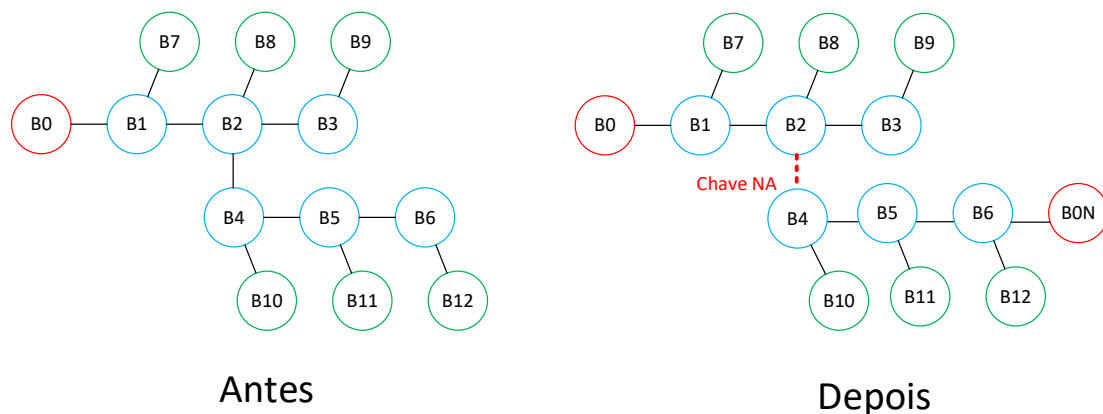
5.3.4 Nova subestação AT/MT

O projeto de uma nova subestação AT/MT geralmente envolve um aporte maior de investimento que as demais intervenções. A instalação de uma subestação consiste em basicamente inserir uma outra fonte principal de energia para um conjunto de cargas que já esgotaram a antiga subestação (sobrecarga) ou o atendimento em pontos distantes (subtensão).

Em termos de grafos, a inserção de uma nova subestação pode ser mostrada na Figura 26 por meio do novo bloco de alta tensão (vermelho) B0N. No caso, houve a divisão do circuito em duas redes que deixaram de ser atendidas pela mesma subestação. Agora, são duas redes independentes ligadas por uma chave que passa a ser normalmente aberta (entre os blocos B2 e B4).

Na Tabela 11 são mostradas as dependências entre os blocos com a nova subestação. Observa-se que há a inclusão do próprio bloco que a subestação representa (célula verde, na linha e coluna B0N). Com este novo bloco e a chave de encontro NA, há um caminho alternativo para caso ocorra uma falta nos blocos B0, B1, B2 (exceto para manter B3), B5, B6 e o próprio B0N. Assim, a quantidade de componentes α e β do DEC e FEC foi reduzida da conta, diminuindo, assim, os valores destes.

Figura 26 – Construção de uma nova subestação e a abertura da chave (equipamento seccionador) que liga B2 a B4.



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 11 - Tabela de dependencias referente ao sistema da Figura 26 após a obra

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B0 N	B4	B10	B5	B11	B6	B12
B0	X													
B1		X												
B7		X	X											
B2				X										
B8				X	X									
B3				X		X								
B9				X		X	X							
B0 N								X						
B4									X					
B10									X	X				
B5											X			
B11											X	X		
B6													X	
B12													X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

A obra de uma nova subestação também reduz o tempo médio de restabelecimento dos blocos. Uma vez que ela é construída geralmente em uma área sem subestações próximas e os defeitos ocorridos longe da subestação antiga eram demorados de serem encontrados e solucionados. Com um ponto de controle próximo agora, há uma redução do tempo de restabelecimento, pois uma fonte de energia está mais próxima.

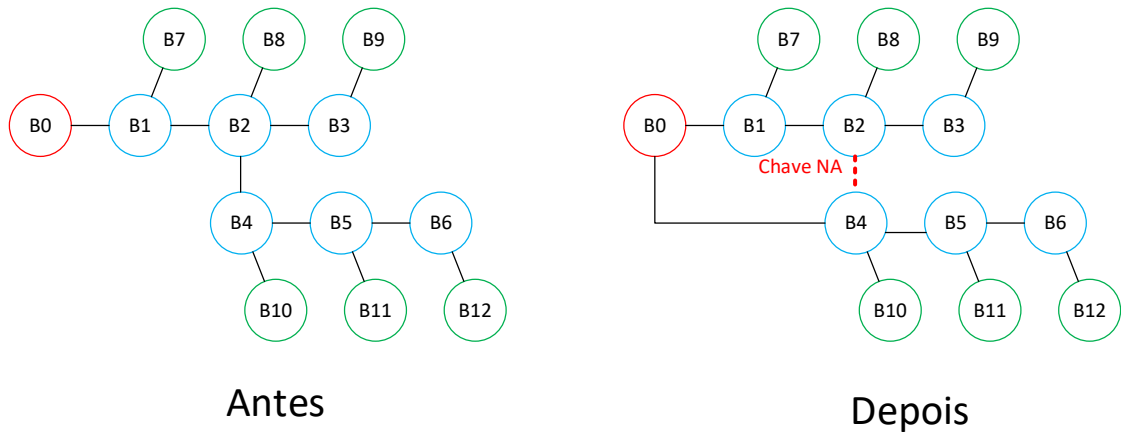
5.3.5 Divisão de alimentadores

A divisão de um alimentador muito se assemelha com a construção de um encontro com outro alimentador, a diferença é que essa construção realmente absorve as cargas que se deseja transferir, dividindo-as com o alimentador antigo.

O resultado da divisão pode ser visto na Figura 27. O bloco B0, que representa toda a alta tensão a montante do alimentador e a própria subestação, fornece agora energia direto para o bloco B4. Ocorre a abertura do circuito entre B2 e B4 para que não forme um anel na operação normal do sistema. Assim, têm-se dois alimentadores: de B1 a B3 e de B4 a B6. Ou

seja, os mesmos blocos de antes agora estão divididos em dois alimentadores separados, com a vantagem ainda de ter um encontro entre eles proveniente da chave NA entre B2 e B4, que antigamente estava fechada.

Figura 27 – Divisão de alimentador com a abertura do equipamento seccionador entre B4 e B2.



Fonte: elaborada pelo autor.

Na Tabela 12, são mostradas as dependências entre blocos. Observa-se que o efeito é semelhante ao encontrado na construção de encontros entre alimentadores, com a diferença de haver o compartilhamento do bloco da subestação B0.

Tabela 12 - Tabela de dependências referente ao sistema da Figura 27 após a obra

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4	B10	B5	B11	B6	B12
B0	X												
B1	X	X											
B7	X	X	X										
B2	X			X									
B8	X			X	X								
B3	X			X		X							
B9	X			X		X	X						
B4	X							X					
B10	X							X	X				
B5	X							X		X			
B11	X							X		X	X		
B6	X							X		X		X	
B12	X							X		X		X	X

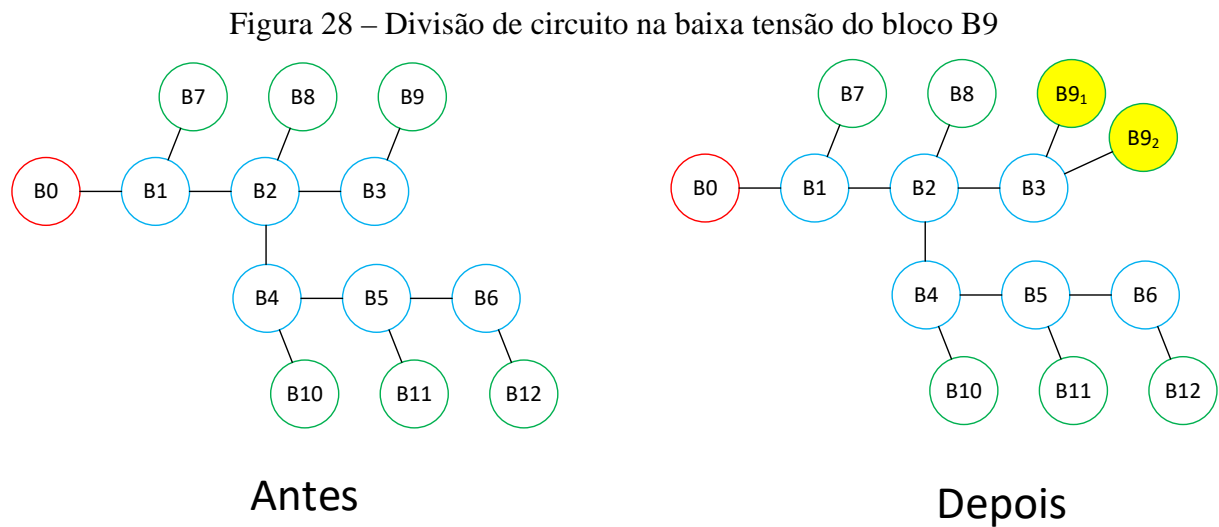
Fonte: elaborada pelo autor.

5.3.6 Divisão de circuitos em baixa tensão

A intervenção na baixa tensão muitas vezes é pontual, para resolver o problema de apenas um cliente ou um ramal com poucos clientes. Apesar de em conjunto serem relevantes no orçamento de uma distribuidora, apurar seus efeitos e condensar em valores a serem utilizados pode ser de análise complexa.

Contudo, uma obra que produz efeitos relevantes no cálculo de DEC e FEC é a divisão de circuitos em baixa tensão. Da mesma forma que um equipamento de proteção pode dividir um bloco em dois com uma proporção p de clientes entre os blocos resultantes, na baixa tensão é possível selecionar transformadores de distribuição MT/BT para dividir os seus circuitos de saída.

Na Figura 28 é mostrado um exemplo de tal divisão, que simplesmente abrange todos os transformadores (ou parte deles) condensados dentro de um mesmo bloco de baixa tensão e divide o circuito, colocando duas proteções na saída da baixa tensão em vez de apenas uma. Com a quantidade de circuitos dividida na proporção p , o bloco $B9_1$ tem p % clientes a ele conectados, e o $B9_2$, $(1-p)$ % clientes.



Fonte: elaborada pelo autor.

Na Tabela 13 de dependências, observa-se que a inclusão deste novo bloco acrescentou mais quatro dependências: B3 com B9₁; B3 com B9₂; B9₁ com o próprio B9₁; e B9₂ com o próprio B9₂.

Tabela 13 - Tabela de dependências referente ao sistema da Figura 28 após a obra.

		B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9 ₁	B9 ₂	B4	B10	B5	B11	B6	B12
		T_B0	T_B1	T_B7	T_B2	T_B8	T_B3	T_B9 ₁	T_B9 ₂	T_B4	T_B1 ₀	T_B5	T_B1 ₁	T_B6	T_B1 ₂
		F_B0	F_B1	F_B7	F_B2	F_B8	F_B3	F_B9 ₁	F_B9 ₂	F_B4	F_B1 ₀	F_B5	F_B1 ₁	F_B6	F_B1 ₂
B0	C_B0	X													
B1	C_B1	X	X												
B7	C_B7	X	X	X											
B2	C_B2	X	X		X										
B8	C_B8	X	X		X	X									
B3	C_B3	X	X		X		X								
B9 ₁	C_B9 ₁	X	X		X		X	X							
B9 ₂	C_B9 ₂	X	X		X		X		X						
B4	C_B4	X	X		X					X					
B10	C_B1 ₀	X	X		X					X	X				
B5	C_B5	X	X		X					X		X			
B11	C_B1 ₁	X	X		X					X		X	X		
B6	C_B6	X	X		X					X		X		X	
B12	C_B1 ₂	X	X		X					X		X		X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

Para demonstrar que o sistema resultante possui parcelas de α e β menores que antes da divisão, a Tabela 14 é montada com o desenvolvimento das contas, que seguem as mesmas premissas utilizadas na demonstração da Tabela 7. Verifica-se que o novo conjunto de relações dos novos blocos tem um impacto menor que anteriormente, reduzindo o DEC (análise semelhante pode ser feita com o FEC também).

Tabela 14 – Demonstração da redução de α após a divisão do bloco de baixa tensão B9.

Antes	Depois
$\sum \alpha = \alpha_{B9,B9}$	$\sum \alpha = \alpha_{B91,B91} + \alpha_{B92,B92}$
	$\sum \alpha = p^2 \alpha_{B9,B9} + (1-p)^2 \alpha_{B9,B9}$
	$\sum \alpha = (p^2 + 1 - 2p + p^2) \alpha_{B9,B9}$

Tabela 14 – Demonstração da redução de α após a divisão do bloco de baixa tensão B9.
(Continuação)

	$\sum \alpha = (2p^2 - 2p + 1)\alpha_{B9,B9}$
	As raízes do polinômio são complexas e a equação possui a concavidade para cima, ou seja, possui um mínimo. O valor de p varia de 0 até 1; se $p=0$ então o multiplicador de $\alpha_{B9,B9}$ é 1; se $p=1$, fica também 1 o multiplicador. O valor mínimo da função é no ponto onde $p=0,5$, que resulta no multiplicador também de 0,5. Assim, é possível concluir que o multiplicador só poderá adotar um valor máximo de 1 dentro do domínio de p de 0 a 1.
	$\sum \alpha = (2p(p - 1) + 1)\alpha_{B9,B9}$
	$\sum \alpha = \{1 - p(1 - p)\}\alpha_{B4,B4} + \{1 - p(1 - p)\}\alpha_{B10,B4} + \alpha_{B10,B10}$

Fonte: elaborada pelo autor.

5.3.7 Restrições em transferências e obras relacionadas

As obras abordadas do tópico 5.3.1 e 5.3.6 levam em conta que 100 % das cargas podem ser transferidas quando ocorre uma falta. Essa é uma situação ideal. Contudo, em certos casos há a impossibilidade de transferência, pelos seguintes motivos:

- a) O conjunto de cabos com a chave normalmente aberta possui uma capacidade limitada de condução. Assim, se a carga a ser transferida exigir uma corrente mais elevada do que aquela que os equipamentos suportam, não será possível transferir. O que pode ocorrer é parte da carga ser remanejada, e outra parte ter interrompido o serviço;
- b) Restrições de tensão na parte a ser transferida. Com a transferência, apesar de haver capacidade de condução de corrente elétrica, os blocos mais distantes da fonte podem ser prejudicados com subtensão, ficando inadequado o serviço fornecido; e,

- c) Restrições da operação do serviço, que por escolha técnica da concessionária devido a motivos peculiares de cada sistema, não seja possível ser feita a transferência em determinadas situações.

Dessa forma, faz-se necessário incluir também essas situações no modelo do cálculo de DEC e FEC. Basicamente, a única alteração a ser feita é simplesmente, quando for fazer uma transferência, observar se tem alguma relação de dependência (α e β) entre blocos que deve permanecer na contabilização do DEC e FEC.

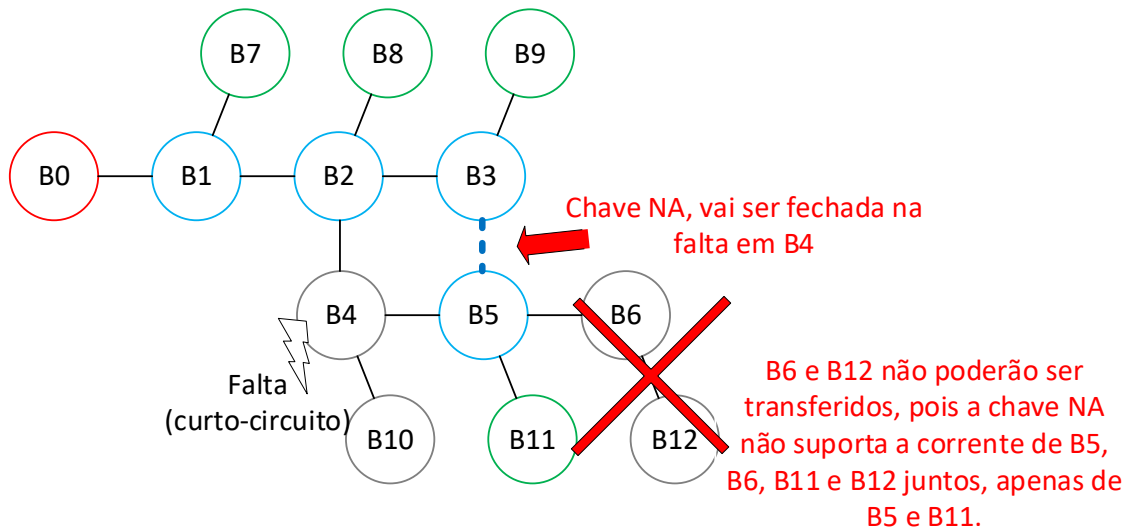
Para ilustrar, na Figura 29 é mostrado um exemplo de restrição na transferência de carga para o sistema apresentado na Figura 24, que trata da obra de um encontro dentro de um mesmo alimentador. Na restrição em questão, ocorrendo uma falta no bloco B4, sem o encontro com a chave NA, B5, B11, B6 e B12 ficariam sem energia. Com o encontro, estes blocos poderiam ser atendidos por meio de B3. Contudo, a chave NA e o conjunto de cabos de interligação passam a não suportar mais a carga transferida (o crescimento da carga é um dos principais motivos para superação de equipamentos na rede), ficando desenergizados tanto B6 como B12.

Na Tabela 15 é mostrada essa restrição. Comparando-se com a Tabela 9, há somente exclusão das relações de B4 com B5 e B5 com B11, que estão em amarelo. Já B4 com B6 e B4 com B12, em vermelho, permanecem para o cálculo de DEC e FEC.

Dessa forma, obras de reforço do sistema, que a princípio não iriam interferir na confiabilidade, são de extrema importância para efetivar outras, por conta da possibilidade de transferir mais consumidores em uma situação de falta. Podem ser citadas as seguintes obras:

- a) Troca de equipamentos (linhas, chaves, banco reguladores) superados em condições de transferência por outros de maior capacidade;
- b) Instalação de banco de capacitores. Nesse caso, haverá a redução da corrente devido ao fornecimento de reativos, bem como, por consequência, melhoramento nos níveis de tensão, aumentando a capacidade do sistema;
- c) Geração distribuída: havendo fontes de geração ao longo do sistema de distribuição, há a descentralização do caminho da corrente, e consequente diminuição da potência fornecida pelas subestações e redução da corrente nos cabos do alimentador, melhorando questões como capacidade de condução e níveis de tensão.

Figura 29 – Falta no bloco B4 e a perda dos blocos B6 a B12 apesar do encontro existente entre B3 e B5



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 15 - Tabela de dependências referente ao sistema da Figura 29

	B0	B1	B7	B2	B8	B3	B9	B4	B10	B5	B11	B6	B12
B0	X												
B1	X	X											
B7	X	X	X										
B2	X	X		X									
B8	X	X		X	X								
B3	X	X		X		X							
B9	X	X		X		X	X						
B4	X	X		X				X					
B10	X	X		X				X	X				
B5	X	X		X						X			
B11	X	X		X						X	X		
B6	X	X		X				X		X		X	
B12	X	X		X				X		X		X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

Outro ponto a ser levado em consideração nas obras que fornecem transferências de cargas é a questão do tempo relativo a essa operação. Não são computados para o cálculo dos indicadores de continuidade interrupções no serviço abaixo de três minutos. Assim,

ocorrendo a transferência dentro desse tempo, a curta interrupção do serviço não é contabilizada. Essa premissa foi utilizada dentro das obras apresentadas. Esse fato é proporcionado pelas transferências automáticas de carga, através de sistemas de proteção junto com uma central de controle que monitora a rede de distribuição remotamente.

Contudo, algumas redes não dispõem dessa tecnologia. Nesse caso, haverá o cálculo do β normalmente, como se obra nenhuma tivesse sido feita, pois a falta antes evitada, por ser de rápido contorno, demorará mais de 3 minutos para ser solucionada. Já o α também apresentará um valor diferente de zero, mas reduzido, pois o tempo de restabelecimento será menor para os blocos que possuem um caminho alternativo devido ao encontro construído, bastando uma equipe de operadores realizar a transferência manual. Assim, para o preenchimento, deve ser utilizado o caso base apresentado na Tabela 5, recalculando o tempo para o restabelecimento, que deverá ser menor.

5.3.8 *Intervenção de Manutenção da Rede*

Um setor da distribuidora que está intrinsecamente ligado aos equipamentos usados no fornecimento de energia é o setor Manutenção. Dentro dele, há diversas proposições de intervenção voltadas para a prevenção de problemas na rede, como lavagem de cabos, poda de árvores, troca de postes deteriorados, entre outros. Essas intervenções basicamente afetam a variável quantidade de faltas no sistema (F_{Bloco}). Se, por exemplo, dentro de um determinado bloco percebe-se que grande parte das faltas ocorridas é devido a galhos de árvores que encostam na rede de distribuição aérea provocando curtos-circuitos, uma ação de poda de árvores pode ser realizada, diminuindo o número de ocorrências futuras na rede. Dessa forma, a Manutenção atua reduzindo tanto α como β , melhorando os indicadores de confiabilidade

5.3.9 *Equipes de campo*

Apesar de não ser uma obra no sistema, o acréscimo de equipes de operadores de rede que fazem a recomposição do sistema (identificação da falta, isolamento do trecho afetado, reenergização da rede e possíveis transferências) reduz a duração que o sistema de distribuição fica sem o fornecimento de energia elétrica.

É interessante notar que, diferente das demais obras apresentadas, aqui o problema já ocorreu e tenta-se minimizar o tempo que levaria a recompor o sistema. Assim, há a redução

do tempo médio de restabelecimento, componente do cálculo de α , e, conseqüentemente, a redução de DEC também.

5.4 Diagnostico do Sistema de Distribuição e Impacto de cada Intervenção

As intervenções apresentadas tentam melhorar o DEC e/ou FEC em pontos específicos das variáveis que compõem o cálculo. O DEC, composto pelas variáveis clientes, tempo e quantidade de faltas; e o FEC, composto por clientes e quantidade de faltas são analisados e propostas melhorias para cada aspecto. Na Tabela 16, revela-se o impacto de cada obra apresentada nesta dissertação e seu respectivo efeito em cada um dos aspectos considerados.

Tabela 16 – Resumo do impacto de cada intervenção no sistema

Obras para melhoria da continuidade do serviço	Quantidade de Clientes por bloco	Tempo Médio de Restabelecimento	Quantidade de Faltas	Relações de Dependências
Equip. Seccionador	Reduz	Indiferente	Reduz¹	Indiferente
Transferência no mesmo alimentador	Indiferente	Indiferente	Indiferente	Reduz
Transferência para alimentador diferente	Indiferente	Indiferente	Indiferente	Reduz
Nova Subestação	Indiferente	Reduz	Indiferente	Reduz
Divisão de alimentador	Reduz	Indiferente	Indiferente	Reduz
Divisão de circuitos em baixa tensão	Reduz	Indiferente	Indiferente	Indiferente
Geração Distribuída	Indiferente	Indiferente	Indiferente	Reduz
Obras de reforço do sistema	Reduz	Indiferente	Indiferente	Indiferente
Manutenção da Rede	Indiferente	Indiferente	Reduz	Indiferente
Equipes de campo	Indiferente	Reduz	Indiferente	Indiferente
¹ A quantidade total no alimentador não reduz, mas sim há a divisão em dois blocos, sendo que no bloco remanescente há a redução. Contudo, como já mostrado, há uma redução do DEC e do FEC total também por conta da redução de faltas em cada bloco.				

Fonte: elaborada pelo autor.

Observa-se que, pela Tabela 16, é possível propor obras de acordo com a sinalização apresentada na tabela de dependências. Se alguma célula apresentar um α ou β elevado, isto é

devido a um dos três fatores: clientes, tempo ou quantidade de faltas. Ou, caso nenhum desses apresentem distorções, o problema pode estar na existência de blocos dependentes de outros, típicos de uma rede radial.

De toda forma, verifica-se qual das parcelas é a origem do valor elevado e utiliza-se das obras apresentadas para corrigir. Por exemplo:

- a) Caso algum bloco esteja com uma grande quantidade de clientes, pode-se dividi-lo por meio de mais um equipamento seccionador, criando, assim, um novo bloco;
- b) Caso seja uma rede radial com uma grande quantidade de blocos dependentes de blocos a montante, é mais interessante a realização de obras que reduzam as dependências, como a construção de encontros para transferências, divisão de alimentadores ou até mesmo uma nova subestação;
- c) Se o problema foi a demora em restabelecer a energia em determinado bloco, pode-se aumentar a quantidade de equipes em campo para solucionar o problema;
- d) Caso seja a grande quantidade de faltas, pode-se analisar as principais causas e determinar a ação de manutenção corretiva adequada.

5.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as principais intervenções na rede de distribuição que possuem algum impacto na melhoria do DEC e FEC.

Adotando uma rede genérica para realizar as demonstrações, foram obtidas as principais alterações no cálculo de DEC e FEC por meio do cálculo de α e β . Observou-se que cada obra interfere de um jeito diferente na rede, ou reduzindo quantidade de clientes afetados, ou diminuindo relações de dependências entre blocos, bem como outras específicas para redução no tempo de restabelecimento ou quantidade de faltas.

Por fim, na Tabela 16, resumiu-se cada intervenção no sistema e seu respectivo efeito, servindo de suporte para proposição de obras adequadas a cada problema em específico.

6 ESTUDO DE CASO

6.1 Introdução

Como forma de exemplificar a aplicação da metodologia apresentada, neste capítulo é feito um estudo de caso de um alimentador real tipicamente rural.

São apresentadas as características atuais, sua violação no que tange os limites de DEC e FEC. Aqui, a metodologia é aplicada para verificar quais as regiões do alimentador estão sendo mais prejudicadas e quais obras se adequam para solucionar os problemas.

6.2 Situação Atual

O estudo será feito para o aqui denominado “Alimentador A”, com um horizonte de 4 anos: o atual e os 3 seguintes. Essa escolha se deve ao fato de que os limites exigidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade são apresentados de 3 em 3 anos. Contudo, ressalta-se que a presente metodologia é aplicável para quaisquer período de tempo a ser analisado.

Na Figura 30 é mostrada a representação do Alimentador A georreferenciada. Ele é um típico alimentador rural localizado no Perímetro Irrigado Tabuleiros de Russas (Russas/Ceará), atendido em 13,8 kV, por possuir poucas cargas (corrente de apenas 21,69 A) e uma grande extensão (35,20 km), como mostrado na Tabela 17. Essas características geralmente estão associadas um alimentador que tende a ter valores de tempo de restabelecimento elevado quando da ocorrência de uma falta, por sua grande extensão e ser de difícil localização o local da falha. Soma-se a isso o fato de geralmente ter poucos (ou nenhum) encontros para transferência de carga com outros alimentadores, pois na zona rural, os alimentadores são mais afastados uns dos outros, além dos cabos serem de baixa capacidade de condução, uma vez que, como já dito, possuem pouco carregamento.

Figura 30 – Alimentador A georeferenciado.



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

Tabela 17 – Dados elétricos sobre o Alimentador A.

Corrente máxima (A)	21,69
Capacidade do Alimentador (A)	98,00
Tensão mínima (kV)	13,67
Tensão mínima ANEEL	12,83
Extensão (km)	35,20
Quantidade de Clientes	84

Fonte: elaborada pelo autor (dados fornecidos pela concessionária ENEL Distribuição CE).

Neste alimentador, tanto a corrente como a tensão estão adequadas (corrente abaixo da capacidade do alimentador e tensão acima do mínimo ANEEL). De acordo com a Tabela 18, fazendo uma extrapolação para os 3 anos seguintes com um crescimento de carga da ordem de 5% ao ano, percebe-se que não há violação de corrente e nem de tensão, não necessitando de obras nesse prazo. Portanto, este alimentador estaria fora do plano de obras a ser desenvolvido pela distribuidora.

Tabela 18 – Evolução da corrente e da tensão no Alimentador A.

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3
Corrente (A)	21,69	22,77	23,91	25,11
Tensão (kV)	13,67	13,65	13,62	13,59

Fonte: elaborada pelo autor (dados fornecidos pela concessionária ENEL Distribuição CE).

Contudo, na Tabela 19 e no Gráfico 7, é possível ver a análise do DEC e do FEC deste Alimentador. Usou-se para projetar o DEC e o FEC o valor de crescimento de aumento dos indicadores (γ) de acordo com as Equações (15) e (16), significando que, se a distribuidora não fizer nenhuma intervenção nele, os indicadores de continuidade irão piorar 3 % ao ano, tanto para o DEC como para o FEC.

Observa-se que pelo FEC, o alimentador está dentro dos limites da ANEEL até o ano 2, violando no terceiro ano. A violação ocorre com o DEC, em valores bem superiores aos limites dos três anos seguintes.

Assim, a escolha deste alimentador se justifica não por necessitar intervenção por conta de carregamento e níveis de tensão inadequados, mas sim por violações dos limites ANEEL do DEC e FEC.

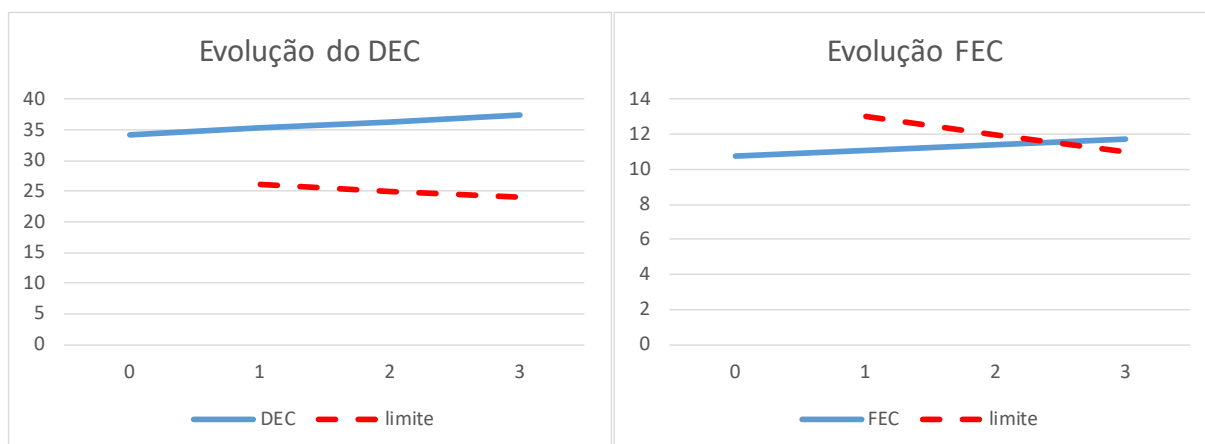
A metodologia apresentada nesta dissertação pode ser utilizada para analisar o DEC e o FEC deste alimentador de forma sistematizada em blocos, verificar quais são os seus principais problemas e quais obras poderão ser realizadas para reduzir os indicadores coletivos e continuidade abaixo dos limites da ANEEL.

Tabela 19 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A nos três próximos anos.

	Dois anos anteriores	Ano Anterior	Ano 0	Ano 1		Ano 2		Ano 3	
	Valor	Valor	Atual	Projeção	Limite	Projeção	Limite	Projeção	Limite
DEC (h)	32,25	33,22	34,22	35,25	26,00	36,30	25,00	37,39	24,00
FEC	10,09	10,39	10,71	11,04	13,00	11,37	12,00	11,71	11,00

Fonte: elaborada pelo autor (dados fornecidos pela concessionária ENEL Distribuição CE).

Gráfico 07 - Evolução do DEC e FEC do Alimentador A e seus limites nos três próximos anos



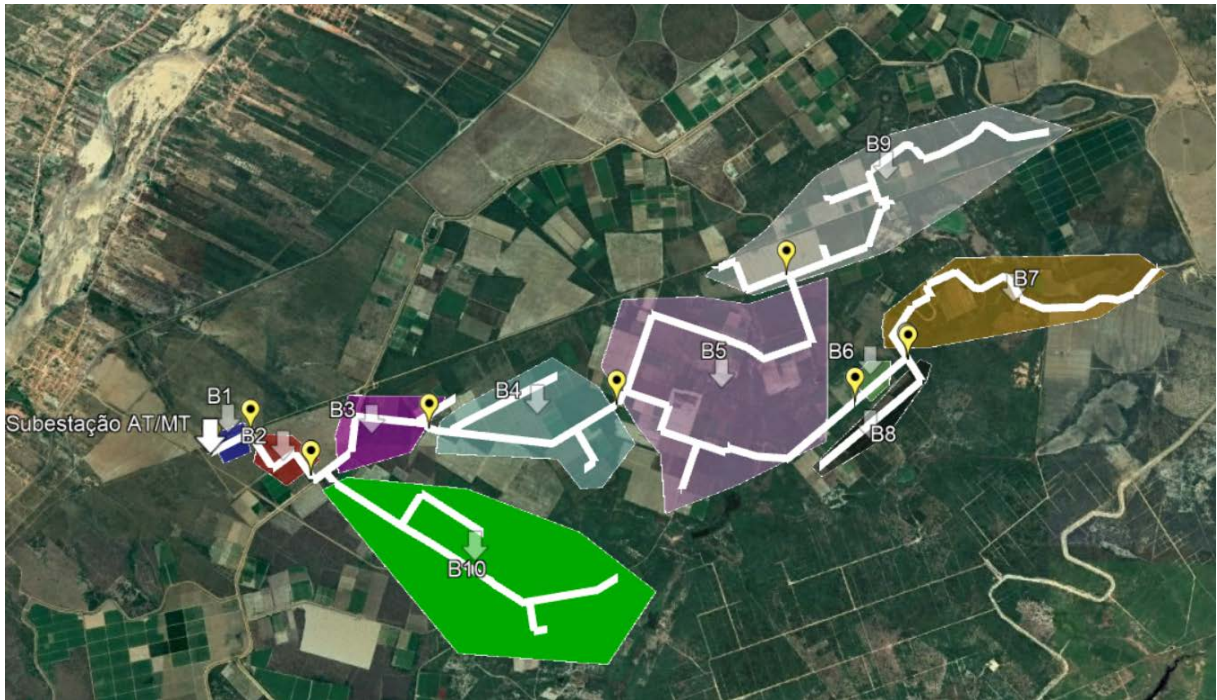
Fonte: elaborada pelo autor (dados fornecidos pela concessionária ENEL Distribuição CE).

6.3 Divisão em blocos do Alimentador

Aplicando o fluxograma apresentado na Figura 13, a primeira atividade a ser feita é a de representar o sistema em forma de grafos. Isso é feito por meio da identificação dos equipamentos seccionadores (disjuntores e chaves fusíveis).

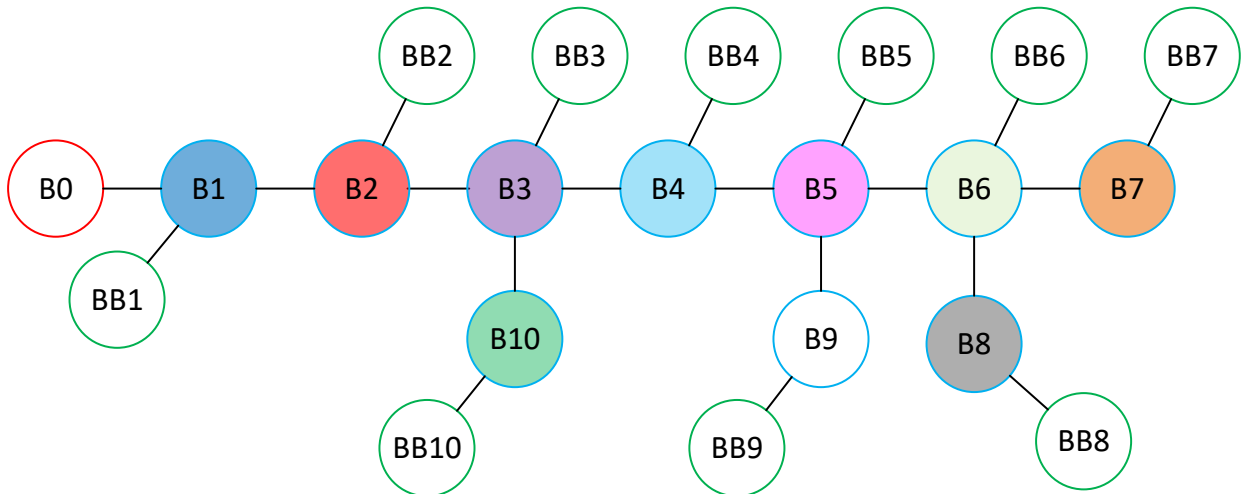
O resultado da divisão do Alimentador A em blocos é mostrado na Figura 31. Observa-se que cada marcador amarelo representa um dispositivo que permite seccionar o circuito. Ao todo, são dispostos 10 blocos de média tensão (B1 a B10) representados no mapa, um bloco de alta tensão (B0) e mais dez blocos de baixa tensão conectados a cada média tensão (BB1 a BB10), estes últimos não mostrados no mapa, mas evidenciados no grafo apresentado na Figura 32.

Figura 31 – Divisão do alimentador em blocos



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth e dados da ENEL CE).

Figura 32 – Representação em blocos do Alimentador A



Fonte: elaborada pelo autor.

Com base na Figura 31 e na Figura 32, é possível construir a Tabela 20, que demonstra as dependências entre blocos.

Tabela 20 – Tabela de dependências do Alimentador A

	B0	B1	BB 1	B2	BB 2	B3	BB 3	B4	BB 4	B5	BB 5	B6	BB 6	B7	BB 7	B8	BB 8	B9	BB 9	B 10	BB 10
B0	X																				
B1	X	X																			
BB 1	X	X	X																		
B2	X	X		X																	
BB 2	X	X		X	X																
B3	X	X		X		X															
BB 3	X	X		X		X	X														
B4	X	X		X		X		X													
BB 4	X	X		X		X		X	X												
B5	X	X		X		X		X		X											
BB 5	X	X		X		X		X		X	X										
B6	X	X		X		X		X		X		X									
BB 6	X	X		X		X		X		X		X	X								
B7	X	X		X		X		X		X		X		X							
BB 7	X	X		X		X		X		X		X		X	X						
B8	X	X		X		X		X		X		X				X					
BB 8	X	X		X		X		X		X		X				X	X				
B9	X	X		X		X		X		X								X			
BB 9	X	X		X		X		X		X								X	X		
B1 0	X	X		X		X														X	
BB 10	X	X		X		X														X	X

Fonte: elaborada pelo autor.

6.4 Levantamento da base histórica de ocorrências e alocação de faltas em cada bloco

Usando um período de apuração anual, registrou-se cada ocorrência no Alimentador A, resumindo todas as ocorrências por blocos, como mostrado na Tabela 21.

Observa-se que existem blocos sem clientes. Isso se deve ao fato de que dentro deste alimentador existiam clientes antigamente, mas que foram desconectados da rede. Contudo, a chave de proteção que monitorava o trecho da rede ficou instalada ainda, para, por exemplo, caso venha um novo consumidor, já estar pronta a instalação. Também, o bloco (BB8) que, apesar de ter consumidor, não teve uma falta no ano.

Observa-se que blocos sem clientes também sofreram faltas (B4, B9 e B10). Apesar de não haver prejuízo dentro deste bloco, pela dependência que há entre eles e seus blocos a jusante, houve impacto no DEC e FEC.

Tabela 21 – resumo do registro histórico de faltas alocadas por bloco.

Bloco	Quantidade de Clientes	Tempo Médio de Restab. (h)	Quantidade de Faltas	Bloco	Quantidade de Clientes	Tempo Médio de Restab. (h)	Quantidade de Faltas
B0	0	-	0	B6	0	-	0
B1	0	-	0	BB6	4	-	0
BB1	0	-	0	B7	2	0,1	2
B2	0	-	0	BB7	18	-	0
BB2	0	-	0	B8	2	-	0
B3	1	2,13	1	BB8	1	-	0
BB3	4	5,27	4	B9	0	0,69	1
B4	0	1,57	1	BB9	2	2,9	3
BB4	13	0,57	1	B10	0	17,6	3
B5	1	2,67	10	BB10	20	2,14	4
BB5	16	0,36	5				

Fonte: elaborada pelo autor (dados fornecidos pela concessionária ENEL Distribuição CE).

6.5 Montagem da Tabela de Dependências e Diagnóstico do Problema

De posse dos dados da Tabela 21 e do grafo da Figura 32, é possível construir as tabelas de dependências, Tabela 22 (DEC) e Tabela 23 (FEC), tal como foi feito na Tabela 2. Apesar do alimentador apresentar superação de limite apenas no DEC, é apresentada também uma tabela para o FEC.

Pelas Tabela 22 e Tabela 23, observa-se grandes quantidades de células com α sendo zero, devido ao fato de ou não ter ocorrido faltas ou não ter clientes conectados.

Assim, para o cálculo de DEC e FEC, basta somar todos os elementos das duas tabelas (α e β) e dividir pelo número total de clientes (84).

$$DEC = \frac{\sum \alpha}{Cc} = \frac{2875,10}{84} = 34,22 \text{ h} \quad (17)$$

$$FEC = \frac{\sum \beta}{Cc} = \frac{900}{84} = 10,71 \quad (18)$$

Tabela 23 – Tabela de dependências preenchida com as parcelas β do Alimentador A
(continuação)

BB 8	1	0	0		0		1		1		10		0			0	0				
B9	0	0	0		0		0		0		0						0				
BB 9	2	0	0		0		2		2		20						2	6			
B1 0	0	0	0		0		0													0	
BB 10	20	0	0		0		20													60	80

Fonte: elaborada pelo autor.

6.6 Proposição das obras de melhoria

Foram constatados dois problemas relevantes no Alimentador A (blocos B5 e B10), e para cada um será proposta uma obra de acordo com a especificidade de cada um.

6.6.1 Falta no bloco B5

O bloco B5 pode ser visualizado na Figura 33. Observa-se que dele parte o início de duas ramificações, ou seja, qualquer falta em qualquer um dos ramos, irá retirar de operação o outro. Assim, uma obra de inserção de mais um equipamento de proteção dividindo o circuito por esses dois ramos é necessária. Apesar de não precisar da metodologia para visualizar que a obra proposta é adequada, faz-se necessário também quantificar o quanto de DEC e FEC seriam reduzidos, sendo obtido com o cálculo das parcelas α e β .

Figura 33 – Bloco B5 a ser modificado pela instalação de um equipamento seccionador.



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

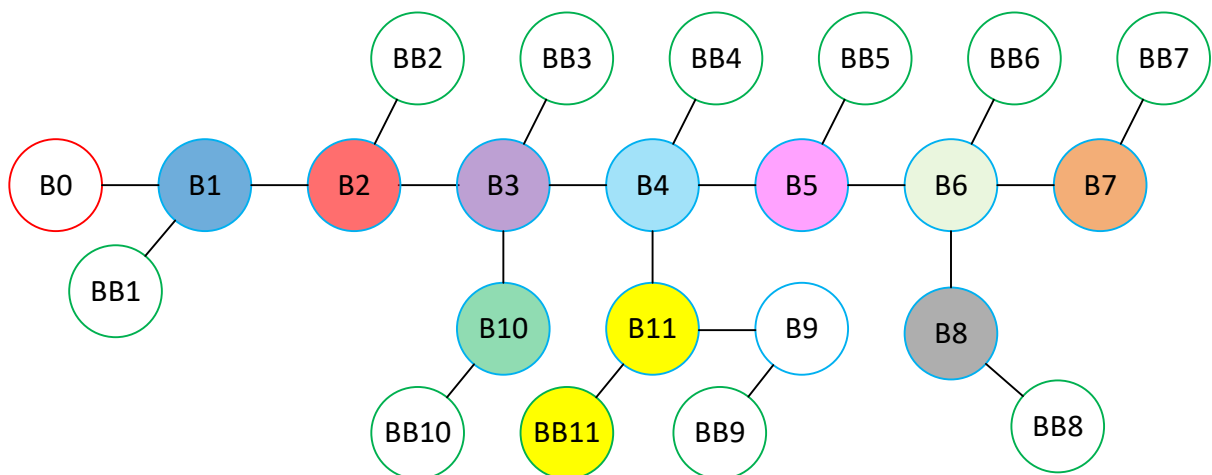
Dividindo o bloco B5 em dois, surgem dois novos blocos (um para cada ramificação), o B11 e seu respectivo bloco de baixa tensão BB11. O Bloco B5 ainda permanecerá, mas com uma área de atuação menor. O resultado dessa divisão é mostrado na Figura 34 e na Figura 35.

Figura 34 – Divisão do bloco B5 resultando em B11 e em um novo B5



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

Figura 35 – Representação em blocos da divisão do bloco B5



Fonte: elaborada pelo autor.

A parte que interessa na obra da tabela de dependências para o cálculo do DEC e FEC é mostrada na Tabela 24. Observa-se que houve a retirada da dependência entre B5 e B9, este ligado agora a B11. Também, houve a divisão do B5 e BB5, surgindo o B11 e o BB11. O resultado dessas alterações mostra que houve um ganho significativo de DEC (7,49 h) e de FEC (3,40). Assim, o DEC total do alimentador que antes era de 34,22 h, com esse ganho, passa a ser de 26,73 h; e o FEC passa de 11,71 para 7,31.

Com esta obra, o FEC ficaria bem abaixo dos limites ANEEL (abaixo de 11,00, que é o limite do último ano). Contudo, o DEC ainda assim ficaria acima do permitido (no primeiro ano, o limite é de 26,00 h, e com a obra fica 26,73 h). Portanto, deve-se ainda propor uma obra adicional para solucionar o outro problema: a falta em B10 que afeta, principalmente, BB10.

Tabela 24 – Parte das tabelas de dependência antes e depois da obra de instalação de equipamento seccionador em B5.

DEC				FEC													
Antes			Depois				Antes			Depois							
	B5	BB5	B5	BB5	B11	BB11		B5	BB5	B11	BB11		B5	BB5	B11	BB11	
B5	26,7		B5	13,37			B5	10				B5	5				
BB5	428	28,9	BB5	80,24	4,33		BB5	160	80			BB5	30	30			
B6	0		B11			0,00	B6	0				B11			0		
BB6	107		BB11			133,74	BB6	40				BB11			20	30	
B7	53,5		B6	0,00			B7	20				B6	0				
BB7	481		BB6	53,49			BB7	180				BB6	20				
B8	53,5		B7	26,75			B8	20				B7	10				
BB8	26,7		BB7	240,73			BB8	10				BB7	90				
B9	0		B8	26,75			B9	0				B8	10				
BB9	53,5		BB8	13,37			BB9	20				BB8	5				
Total	1259,27		B9			0,00	Total	540				B9				0	
DEC	14,99		BB9			26,75	FEC	6,43				BB9				4	
			Total	630,36								Total	254				
			DEC	7,50								FEC	3,02				

Ganho de DEC de:		7,49
7,49		

Ganho de FEC de:		3,40
3,40		

Fonte: elaborada pelo autor.

6.6.2 Falta no bloco B10

Como já explanado no tópico 6.5, há um valor expressivo de α no bloco BB10 quando ocorre uma falta em B10. Pela análise feita, percebeu-se que esse valor elevado se deve ao fato de que o tempo para restabelecer uma falta em B10 é bastante elevado se comparado com os outros blocos, bem como a quantidade de clientes.

Uma simples solução, seria o aumento de equipes em campo, ou uma equipe específica para solucionar os problemas desse bloco, com a intenção de reduzir esse tempo. Nesse caso, teria que ser feito um estudo a parte para avaliar os motivos da demora do restabelecimento, a participação desse tempo devido a falta de equipes de operação em campo, dentre outros fatores.

Contudo, uma outra obra também pode ser utilizada, mas tentando atacar a outra variável: clientes afetados. Como o problema é na baixa tensão devido a uma falta na média tensão, dividir os circuitos em baixa é de pouca serventia, uma vez que o problema não ocorre lá. Assim, deve ser feita uma intervenção na média tensão.

Uma obra que pode ser utilizada, é a mesma que foi aplicada em B5: inserção de mais um equipamento seccionador. Inserindo o dispositivo de modo a dividir o bloco em dois (dividir o número de clientes em dois) pode melhorar a performance do alimentador quanto aos indicadores de continuidade. O resultado da divisão pode ser mestrado na Figura 36.

Figura 36 – Instalação de um equipamento seccionador no bloco B10.



Fonte: elaborada pelo autor (com auxílio da ferramenta Google Earth).

A divisão proposta vai aumentar em 2 blocos a representação da rede (acréscimos de B12 e BB12). O resultado do antes e do depois da obra na tabela de dependências, ressaltando apenas os α e β que alteraram, é mostrado na Tabela 25.

Observa-se que o DEC referente a essa parte da tabela em específico era de 15,15 h, e reduziu para 9,42 h, obtendo um ganho de DEC de 5,73 h. O FEC também foi reduzido, de 1,90 para 0,95, havendo um ganho de 0,95.

Considerando a obra no bloco 5, o DEC passaria de 26,73 h para 21,00 h; e o FEC de 7,31 para 6,36. Ambos, agora, dentro dos limites nos próximos anos.

Tabela 25 - Parte das tabelas de dependência antes e depois da obra de instalação de equipamento seccionador em B10.

DEC

Antes			
	B3	B10	BB10
B10	0	0,00	
BB10	42,632	1058,25	171,39
Total	1272,27		
DEC	15,15		

Depois					
	B3	B10	BB10	B12	BB12
B10	0	0,00			
BB10	21,316	176,38	42,85		
B12	0	0,00		0,00	
BB12	21,316	176,38		352,75	42,85
Total	791,20				
DEC	9,42				

Ganho de DEC de: **5,73**

FEC

Antes			
	B3	B10	BB10
B10	0	0	
BB10	20	60	80
Total	160,00		
DEC	1,90		

Depois					
	B3	B10	BB10	B12	BB12
B10	0	0			
BB10	10	10	20		
B12	0	0		0	
BB12	10	10		20	20
Total	80				
DEC	0,95				

Ganho de FEC de: **0,95**

Fonte: elaborada pelo autor.

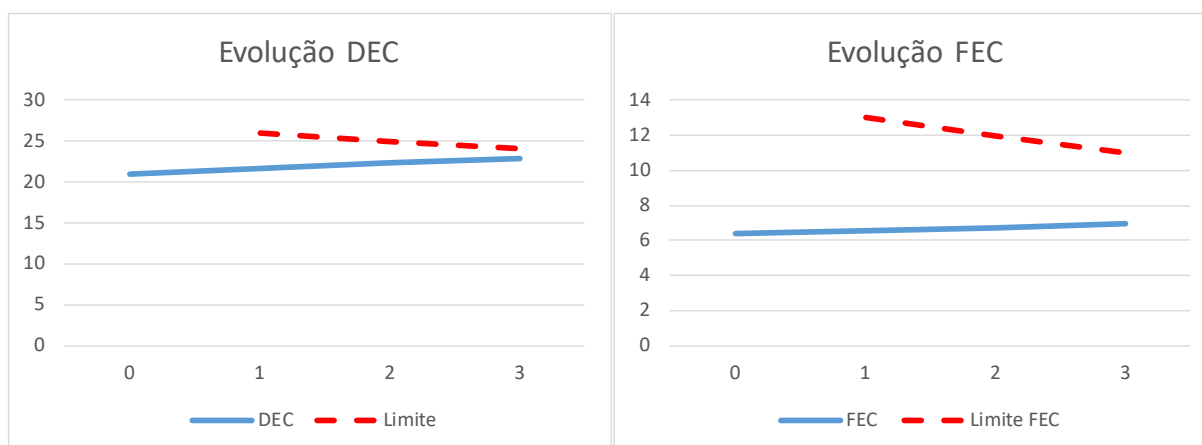
Um resumo de como melhorou o DEC e o FEC com as obras é mostrado na Tabela 26 e no Gráfico 8. Percebe-se que, com as obras, ao longo dos três anos, nem o DEC e nem o FEC superaram os limites da ANEEL, aplicando um crescimento empírico de 3%, caso nenhuma melhoria seja feita nesses três anos. Contudo, observando o DEC no último ano, há uma preocupação que nos anos seguintes ele possa ultrapassar o limite, já que se encontra perto (22,95 h sendo o limite 24,00 h), pois a ANEEL deve reduzir mais esse limite e a rede deve se degradar mais, piorando o DEC. Assim, uma terceira obra se torna necessária para um novo ajuste dos valores de continuidade. Para o FEC, o limite no último ano ficou aquém do limite estipulado (6,95 com o limite sendo 11,00).

Tabela 26 – Evolução do DEC e FEC do Alimentador A após as obras em B5 e B10.

	Indicadores Originais	Indicadores após obras no B5	Indicadores após obra no B10	Ano 1	Ano 2	Ano 3
DEC (h)	34,22	27,63	21,00	21,63	22,28	22,95
Limite DEC (h)	-	-	-	26,00	25,00	24,00
FEC	10,71	7,31	6,36	6,55	6,75	6,95
Limite FEC	-	-	-	13,00	12,00	11,00

Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 08 - Evolução do DEC e FEC do Alimentador A e seus limites após as obras em B5 e B10



Fonte: elaborada pelo autor.

6.7 Conclusão

O estudo de caso apresentado serviu para validar a metodologia como uma importante ferramenta na recondução do DEC e FEC de uma rede de distribuição aos valores limites propostos pela ANEEL.

O alimentador apresentado, tipicamente rural, não apresentava problemas de sobrecarga (corrente máxima de 21,69 A em um cabo de capacidade máxima de 98 A) e nem de subtensão (tensão mínima verificada de 13,67 kV, acima da mínima regulamentada pela

ANEEL, de 12,83 kV). Assim, não seriam propostas obras de melhoria para o alimentador devido a essas circunstâncias. Contudo, o alimentador apresentou DEC (34,22 h) e FEC (10,71) acima dos limites estipulados ao longo dos três anos estudados. Portanto, aplicou-se a metodologia para propor obras que corrigissem essas violações.

Primeiro foram levantados o registro de ocorrências, com dados de faltas e o tempo de restabelecimento. Depois, foi construído o modelo da rede em grafos com a alocação de cada falta em seu respectivo bloco. Assim, foi possível construir a tabela de dependências e preencher corretamente as células com os valores de α e β .

Na análise dos maiores valores que impactam no DEC e no FEC, verificou-se que o problema estava concentrado em dois blocos, B5 e B10. Foram propostas duas obras em cada bloco, dividindo-os através da instalação de um equipamento seccionador.

Dessa forma, com a metodologia, foi possível avaliar o impacto de cada uma, que resultou em uma redução do DEC e FEC para 21,00 h e 6,36, respectivamente respeitando, assim, os limites.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposta uma nova metodologia para avaliar os indicadores coletivos de continuidade sob a ótica do planejamento da rede de distribuição. Caso ocorra alguma violação dos limites de DEC e FEC em um determinado horizonte de tempo para algum conjunto de consumidores, devem ser propostas obras para a sua correção.

Para auxiliar a distribuidora a adequar seu sistema para que não sofra essas penalidades/ressarcimentos, esta dissertação propôs uma série de passos. O primeiro deles foi levantar as informações sobre três aspectos do histórico de ocorrências: quantidade de clientes afetados, tempo médio de restabelecimento de uma falta e a quantidade de ocorrências. A topologia do sistema foi representada por meio de grafos, que dividem a rede em blocos de equipamentos e clientes. Juntando as duas informações, foi obtida a alocação da falta em um bloco. A disposição dos blocos apresentou relações de dependência, demonstradas pelas tabelas de dependências. O preenchimento de cada célula destas tabelas foi feito a partir da decomposição do cálculo do DEC e FEC apresentado pela ANEEL. Cada relação teve uma parcela dos indicadores coletivos, denominados nesta dissertação de α (equivalente ao produto de clientes afetados por quantidade de faltas por tempo médio de restabelecimento) e β (equivalente ao produto de clientes afetados por quantidade de faltas), respectivamente para DEC e FEC.

Essa tabela de dependências promove uma análise das criticidades de DEC e FEC encontradas em uma rede e permite analisar como obras de expansão podem melhorar a continuidade do serviço. Assim, os impactos das principais obras foram observados em uma rede genérica.

Verificou-se que a maioria das obras de expansão, que alteram a topologia da rede, atuam reduzindo a quantidade de clientes afetados, sendo indiferentes para redução do tempo de restabelecimento e da quantidade de faltas. Já a inclusão de um equipamento seccionador, dividindo um bloco maior em blocos menores, pode, além melhorar o aspecto da quantidade de consumidores desenergizados, também reduzir a quantidade de faltas que afetam determinados blocos. O tempo de restabelecimento é afetado principalmente pela demora da distribuidora de transferir cargas e solucionar a causa da falta, estando diretamente ligado, dentre outras, à quantidade de equipes de operação em campo e à proximidade a uma subestação. Ressalta-se que a aplicação da metodologia apresentada está condicionada à existência de uma base de

informações confiável, que apresente a correta localização da falta e quanto tempo durou cada ocorrência.

Um estudo de caso foi realizado tomando como objeto um alimentador tipicamente rural, que é caracterizado por ter poucos clientes (84 unidades consumidoras conectadas), baixa carga (21,69 A) e longa extensão (35,20 km). Este alimentador, apesar de não possuir violações de sobrecarga de equipamentos e nem de sobre/subtensão, possui DEC e FEC aquém dos limites estipulados. Aplicou-se a metodologia apresentada nesta dissertação, construindo a tabela de dependências e verificou-se que uma falta em dois blocos de média tensão (B5 e B10) representava uma parcela no DEC e no FEC de 79,60 % e 57,78 %, respectivamente. Por isso, duas obras, visando cada um dos blocos, foram propostas, que, em essência, são do mesmo tipo: alocação de um novo equipamento seccionador, dividindo o bloco em dois. Com isso, o DEC foi reduzido de 34,22 h para 21,00 h, e FEC de 10,71 para 6,36, reduzindo-os, assim, aos limites propostos pela ANEEL (24,00 h para DEC e 11,00 para FEC).

8 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, as seguintes melhorias podem ser desenvolvidas:

- a) Um estudo detalhado para o cálculo do crescimento natural dos indicadores de continuidade, caso não ocorra nenhuma intervenção no sistema. Esse estudo é relevante para avaliar a projeção dos indicadores no horizonte de 3 anos a ser comparado com os limites da ANEEL;
- b) Mensurar a intervenção que adiciona equipes em campo ou qualquer outra que afete a logística da empresa em restabelecer o sistema. Assim será possível agregar essa intervenção no rol de soluções para resolver problemas de blocos com altos valores de tempo médio de restabelecimento, como o ocorrido do bloco B10 do estudo de caso;
- c) Analisar as causas das interrupções no sistema e mensurar a redução nos indicadores que as intervenções de manutenção da rede podem fazer. A exemplo, no bloco B5 do estudo de caso, por possuir uma significativa quantidade de faltas no período de apuração, poderia ter as causas das interrupções verificadas e corrigidas por uma obra específica;
- d) Automatizar o cálculo do DEC e FEC, feito por α e β , em linguagem de programação, com o auxílio da representação em grafos Rede Nó-Profundidade, além de integrar esse cálculo em alguma outra aplicação de fluxo de carga, para ter a análise completa da rede de distribuição; e
- e) Cálculo dos benefícios financeiros em contraponto com as obras propostas, para que se realize um estudo de viabilidade econômica dos projetos a serem implementados.

REFERÊNCIAS

- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. **Applied energy**, v. 185, p. 158-171, 2017.
- ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. 2018a. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso: 01 set. 2018.
- ANEEL. **Prodlist: Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Versão Vigente: Revisão 7. 2016. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-2>>. Acesso em: 1 set. 2018.
- ANEEL. **Prodlist: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Versão Vigente: Revisão 10. 2018b. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 1 set. 2018.
- AOKI, K. *et al.* New approximate optimization method for distribution system planning. **IEEE Transactions on power systems**, v. 5, n. 1, p. 126-132, 1990
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, p. 3. 1994
- BOAS, V.; SILVA, L. C. L da. **Energia fotovoltaica: estudo de viabilidade econômica de projeto de geração distribuída em Bom Jesus da Lapa**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Graduação em Ciências Econômicas) – Faculdade de Economia, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017.
- BRAGA JUNIOR, M. F. **Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição**. 2017. 154 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.
- BRASIL. Superior Tribunal de Justiça. Recurso Especial nº 1716220 2017/0328267-2. relator: Ministro Herman Benjamin, Brasília, DF, 28 mai. 2018. **JusBrasil**. Disponível em: <<https://stj.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/583788168/recurso-especial-resp-1716220-ce-2017-0328267-2/decisao-monocratica-583788178>>. Acesso em: 2 set. 2018.

DELBEM, A. C. B. *et al.* Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. In: **Genetic and Evolutionary Computation Conference**. Springer, Berlin, Heidelberg, 2004. p. 678-687

DIAS, E. B. **Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição**. 2002. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. da C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, p. 11, 2005.

FIEPR. **O que é Geração Distribuída**. <<http://www.fiepr.org.br/observatorios/energia/o-que-e-geracao-distribuida-1-21893-327075.shtml>>. Acesso em: 25 set. 2018

FREITAS, W. *et al.* Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 16, n. 3, p. 332-344, 2005.

HIROTA, H. H. **O mercado de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 2006. 97 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Faculdade de Economia Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2006.

LEÃO, R. P. S. **GTD – Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Apostila. Universidade Federal do Ceará, 2009.

LOTERO, R. C.; CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 4, p. 2552-2562, 2011

LUIZ, C. M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. 151 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola De Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonta, 2012.

MAGALHÃES, E. F. A. **Modelagem e Simulação de Indicadores de Continuidade: Ferramenta Auxiliar para a Manutenção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2017. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017

MILOCA, S. A. **Planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica com indicadores de confiabilidade e base de dados georreferenciada**. 2012. 133 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2012.

MUNDO DA ELÉTRICA. **Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP)**. <<https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>>. Acesso em: 15 de janeiro de 2019.

NEGRETE, L. P. G.; ALVES, R. H. F; MELO, V. H.C. Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Método de Monte Carlo e Redes Neurais Artificiais. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016, Natal, **Anais...** Natal: SBSE, 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/305201254_Confiabilidade_de_Sistemas_de_Distribicao_de_Energia_Eletrica_Utilizando_Metodo_de_Monte_Carlo_e_Redets_Neurais_Artificiais>. Acesso em: 15 jan. 2019.

RIO DE JANEIRO. Tribunal de Justiça. Agravo Interno nº 00039040420158190000, relator: Maria Helena Pinto Machado Martins, Rio de Janeiro, Angra dos Reis, 1ª Vara Cível, 27 mai. 2015. **JusBrasil**, Disponível em: <<https://tj-rj.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/371972579/agravo-de-instrumento-ai-9040420158190000-rio-de-janeiro-angra-dos-reis-1-vara-civel?ref=juris-tabs>>. Acesso em: 2 set. 2018.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Análise Probabilística da Necessidade de Reforço de Rede de Distribuição Para Conexão De Geração Distribuída Fotovoltaica. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS, 2018, Gramado, **Anais...** Gramado: CBENS, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/79>>. Acesso em: 15 jan. 2019.

SILVA, M. G da. *et al.* An application of predictive reliability analysis techniques in Brazil's northeast distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 29, n. 2, p. 155-162, 2007

ZANETTA JUNIOR, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. Editora Livraria da Física, 2006.