

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES**

CAROLINA PINCHEMEL TEIXEIRA

**Modelo de Priorização de Investimentos em Chaves Telecomandadas em Redes de
Distribuição de Energia Considerando a Melhoria da Qualidade**

Niterói-RJ
2019

CAROLINA PINCHEMEL TEIXEIRA

**Modelo de Priorização de Investimentos Chaves Telecomandadas em Redes de
Distribuição de Energia Considerando a Melhoria da Qualidade**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. VITOR HUGO FERREIRA

Niterói, RJ
2019

CAROLINA PINCHEMEL TEIXEIRA

Modelo de Priorização de Investimentos em Chaves Telecomandadas em Redes de Distribuição de Energia Considerando a Melhoria da Qualidade

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 26 de agosto de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a. Dr. Vitor Hugo Ferreira
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Márcio Zamboti Fortes
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

Niterói, RJ
2019

*Dedico aos meus pais
Agenilta e Joaquim
com todo meu amor!*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, por todo carinho, suporte e referência, sem os quais nada aqui seria possível.

Agradeço aos meus amigos pelos incentivos a concluir essa etapa acadêmica.

Agradeço aos colegas do trabalho pelos ensinamentos diários.

Agradeço ao meu orientador, por sempre mostrar um caminho quando achava que estava tudo perdido.

RESUMO

As agências reguladoras são responsáveis pela definição e fiscalização de limites regulatórios que devem ser respeitados. Para isso, existem os índices responsáveis pela medição da qualidade dos serviços da distribuição de energia elétrica. Em caso de violação desses limites podem ser aplicadas, às concessionárias de energia, multas e até mesmo a perda do contrato de concessão de distribuição.

O presente trabalho apresenta uma metodologia cujo o objetivo é realizar o diagnóstico da rede de distribuição e propor a solução técnica prioritária que melhore os indicadores de qualidade do serviço de conjuntos que violam os limites regulatórios através da aplicação das chaves telecomandadas. A aplicação desses equipamentos permite a melhoria dos indicadores de DEC e FEC através da redução da quantidade de clientes afetados durante uma falha.

Esse trabalho permite que as concessionárias de distribuição de energia planejem os investimentos a serem realizados na rede de distribuição em média tensão, com o objetivo de melhorar a qualidade do serviço prestado aos consumidores e avalie os impactos técnicos e econômicos dessa solução. Desta forma, as empresas podem planejar o investimento garantindo o melhor benefício técnico, gerando consequentemente o benefício econômico.

Palavras-chave: Sistema de distribuição de energia, Chaves telecomandadas, Qualidade do serviço, DEC e FEC, Benefício técnico e Benefício econômico.

ABSTRACT

There are indexes that measure the quality of service of electricity distribution systems, and the regulatory agencies define regulatory limits that must be respected. In case of violation of these limits, fines and even loss of the distribution concession agreement may be applied to companies.

A methodology was developed to perform the diagnosis of the distribution network and to propose the optimal technical solution that improves the quality of service indexes of regions that violate the regulatory limits through the application of remote control switches. The application of this equipment allows the improvement of the DEC and FEC indexes by reducing the number of customers affected during a failure.

This work allows the energy companies to plan the investments to be made in the medium voltage distribution network in order to improve the quality of service provided to consumers and to evaluate the technical and economic impacts of this solution. Thus, companies can optimize investment through ensuring the best technical benefit that also generates economic benefit.

Keywords: Power distribution system, Remote control switches, Quality of service, DEC and FEC, technical and economic benefit.

SUMÁRIO

SUMÁRIO

1	Introdução	11
1.1	Revisão bibliográfica	12
1.2	Organização do Trabalho.....	13
1.3	Produção Acadêmica	13
2	Distribuição de energia	14
2.1	Sistema elétrico de potência	14
2.2	Qualidade do serviço	15
3	Diagnostico da rede e soluções	20
3.1	Soluções Técnicas.....	21
3.1.1	Ações de telecontrole e Automação da rede	23
4	Formulação do problema e algoritmo	39
4.1	Modelo de rede de distribuição	39
4.2	Comportamento da rede.....	41
4.3	O algoritmo de avaliação da qualidade.....	41
5	Aplicação em um caso real	44
5.1	Dados do Sistema utilizado	44
5.2	Dados utilizados na simulação	48
5.3	Resultados.....	51
5.3.1	Solução Técnica	51
5.3.2	Benefício econômica da solução Técnica	54
5.3.3	Custos de manutenção da solução Técnica	57
5.3.4	Calculo do Fluxo de Caixa	59
6	Conclusão.....	61
7	Referências Bibliográficas	63

Lista de Figuras

Figura 1 - Sistema elétrico [10].....	14
Figura 2 - Evolução do DEC no Brasil [15].....	17
Figura 3 - Fator Q [17]	18
Figura 4 - DEC(h) no Brasil e países da Europa [14].	19
Figura 5 -Diagrama de Pareto, Duração de Interrupção.....	22
Figura 6 - Dispersão dos índices de qualidade	23
Figura 7 - Exemplo de chave telecontrolada	25
Figura 8 - Exemplo de unidades de processamento	25
Figura 9 - Exemplo de Unidade de comunicação remota	26
Figura 10 - Alimentador sem automação	26
Figura 11 - Alimentador com Automação.....	27
Figura 12 – alimentadores radiais com interconexão.....	28
Figura 13 - Alimentador radial.....	28
Figura 14 - Alimentador radial durante uma falha.....	29
Figura 15 - Alimentador radial com 1 equipamento telecomandado	29
Figura 16 - Alimentador radial com 2 equipamentos telecomandados	30
Figura 17 - Redução do DEC em função da quantidade de equipamentos telecomandados ...	31
Figura 18 - Redução do DEC em um cenário com 10 equipamentos telecomandados em um alimentador.....	31
Figura 19 - Alimentador radial com transferência de carga.....	32
Figura 20 - Redução do DEC em função da quantidade de equipamentos e a capacidade de transferência de carga.....	33
Figura 21 - Alimentador de distribuição [27].....	40
Figura 22 - Fluxo de avaliação da rede	42
Figura 23 - Gráfico de Pareto com os conjuntos e indicadores de DEC 2015.....	44
Figura 24 - Gráfico de Pareto com os conjuntos e indicadores de FEC 2015.....	45
Figura 25 - Diagrama Unifilar do Conjunto selecionado	46
Figura 26 - Diagrama do conjunto selecionado, cada cor representa um alimentador.	47
Figura 27 - Alimentador selecionado do conjunto e seus dispositivos	47
Figura 28 - Comportamento histórico do DEC no conjunto selecionado	48
Figura 29 - Comportamento histórico do FEC no conjunto selecionado	49
Figura 30 - Causa das interrupções	49

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Indicadores técnicos e comerciais do fator Q [17].....	36
Tabela 2 - Parâmetros para calcular o fator Q em função do DEC e FEC [17]	37
Tabela 3 - Dados do conjunto selecionado.....	45
Tabela 4 - Característica dos alimentadores.....	46
Tabela 5 - Equipamentos presentes nos alimentadores	47
Tabela 6 - Comportamento da Qualidade no Conjunto Selecionado	48
Tabela 7 - Exemplo das interrupções	50
Tabela 8 - Exemplo de seção de rede por equipamento de proteção	50
Tabela 9 - Compensação paga aos consumidores por violação dos indicadores individuais de qualidade	51
Tabela 10 - Resultado da alocação da primeira chave	52
Tabela 11 - Resultado dos indicadores gerais após primeira alocação	52
Tabela 12 - Resultado da alocação da segunda chave.....	52
Tabela 13 - Resultado dos indicadores gerais após segunda alocação.....	53
Tabela 14 - Resultado da alocação da terceira chave.....	53
Tabela 15 - Resultado dos indicadores gerais após terceira alocação	53
Tabela 16 - Indicadores com a instalação de 685 chaves.....	53
Tabela 17 – Indicadores finais após a alocação das chaves	54
Tabela 18 - Resultado final de alocação das chaves	54
Tabela 19 - Limites regulatórios para indicadores individuais	55
Tabela 20 - Resultado da redução do pagamento de compensações.....	56
Tabela 21 - Fator Q sem alocação das chaves.....	57
Tabela 22 - Fator Q com alocação das chaves	57
Tabela 23 - Benefício econômico do fator Q	58
Tabela 24 - Redução de OPEX	58
Tabela 25 - OPEX dos novos equipamentos	59
Tabela 26 - Impacto no OPEX com a execução do projeto	59
Tabela 27 - Variáveis econômicas da solução técnica adotada.....	59
Tabela 28 - Cálculo do Fluxo de caixa, valores em R\$.....	60
Tabela 29 - Resultado da análise econômica	60

1 INTRODUÇÃO

O atual sistema de energia brasileiro é caracterizado por um parque de geração de energia elétrica composto por usinas hidrelétricas, com unidades distantes dos grandes centros de carga, e um sistema de transmissão que realiza a interligação entre a geração e a distribuição da energia aos consumidores finais.

A distribuição de energia é a parte final do sistema de potência, sendo caracterizada como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão.

Com o objetivo de monitorar e mensurar a qualidade da energia fornecida aos consumidores a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu mecanismos para avaliar as companhias distribuidoras de energia e penalizar as concessionárias que não estejam atingindo um nível de qualidade mínimo solicitado pelo órgão regulador.

As interrupções no fornecimento de energia são causadas por falhas que podem ser originadas devido a um problema operacional, provocadas por terceiros e até mesmo devido ao ambiente e suas condições climáticas. De acordo com o estudo [1] destaca-se que entre 80% e 90% das falhas nos sistemas de energia ocorrem na rede de distribuição.

Durante uma falha, parte da rede de distribuição é desconectada e permanece sem energia elétrica até que o problema seja resolvido. Alguns problemas são transitórios e podem ser resolvidos remotamente através do religamento da rede, em outros casos é necessário o deslocamento de uma equipe de manutenção ao local da falha para realizar o reparo da rede. Os equipamentos de proteção e manobra permitem isolar o trecho da rede com defeito e reduzir a quantidade de consumidores afetados durante uma interrupção.

A qualidade do serviço de distribuição de energia é vinculada ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores com um mínimo de interrupção. A confiabilidade no abastecimento de energia elétrica está relacionada com o estado dos elementos da sua rede, com a quantidade de pontos de suprimento da rede e com a localização dos equipamentos de manobra e proteção na rede, que permitem reduzir o tempo e a quantidade de consumidores afetados durante uma falha.

Ações de manutenção do sistema de distribuição permitem obter melhorias nos indicadores de continuidade. Através da poda de árvore podem ser reduzidas as falhas do sistema devido a contato da vegetação com a rede. Uma outra alternativa de melhoria dos indicadores é através de investimentos na rede de distribuição, por exemplo, a substituição de uma rede nua por uma rede de condutores isolados, permitindo a redução das falhas devido a causa de vegetação na rede.

Os investimentos relacionados a qualidade do serviço podem ter três enfoques principais. O primeiro, relacionado com a redução da quantidade de falhas da rede, pode ser atingido por meio da troca de componentes com alta taxa de falha. Já o segundo enfoque, visando reduzir o tempo de uma interrupção, pode ser atendido através da automação da rede. Por fim, a redução da quantidade de consumidores afetados durante uma interrupção pode ser obtida através da reconfiguração da rede.

É notório que quanto maior o investimento na rede melhor será o nível de qualidade obtido. O problema baseia-se em encontrar a melhor solução técnica a ser aplicada na rede, o local e a

quantidade ideal para aumentar a confiabilidade da rede através de uma solução econômica e obter benefícios financeiros a distribuidoras, como a redução do pagamento de multas por violação dos indicadores de qualidade e possíveis custos operacionais com a redução das falhas da rede.

O objetivo desse trabalho é apresentar uma metodologia simples e prática para realizar o diagnóstico técnico da qualidade do serviço de uma rede de distribuição e propor ações de melhoria para garantir o nível de qualidade proposto pelo órgão regulador para cada região.

A seleção do conjunto de soluções técnicas segue uma metodologia baseada nos critérios operacionais e econômicos, visando aplicar soluções de telecontrole e automação da rede que apresentem um mínimo investimento na rede para a redução dos indicadores de continuidade.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo [2] apresenta uma solução para a alocação ótima de chaves em uma rede de distribuição radial com o objetivo de reduzir o número de consumidores afetados em uma interrupção através do método de otimização PSO (Particle Swarm Optimization). O estudo [3] propõe a utilização de AG (Algoritmo Genético) para a localização ótima das chaves telecomandadas na rede.

Além da aplicação de chaves telecomandadas na rede, existem estudos direcionados para a reconfiguração da rede de distribuição. O estudo [4] utiliza a teoria dos grafos para otimizar a topologia da rede e melhorar os indicadores de continuidade da rede de distribuição. Em [5] os autores abordam a instalação de chaves em pontos de interconexão de alimentadores e como a configuração em anel desses alimentadores pode melhorar os índices de qualidade através da possibilidade de remanejamento de carga entre diferentes redes de distribuição.

Devido a exigência dos órgãos reguladores por uma melhor qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica e também a necessidade de modernização do setor de energia elétrica, existem na literatura muitos estudos relacionados ao planejamento da manutenção de redes de distribuição com foco na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Uma ampla revisão bibliográfica sobre esse tema pode ser encontrada em [6].

A abordagem proposta nesse trabalho difere dos estudos anteriores visto que propõe uma metodologia de avaliação de um conjunto de melhores soluções técnicas para aplicação na rede de distribuição com o objetivo de redução dos indicadores de qualidade permitindo que as redes cumpram com os limites regulatórios propostos pelo órgão regulador. Para cada rede será avaliada a aplicação de automação através da instalação de chaves telecomandadas na rede de média tensão, sendo avaliado o impacto econômico das ações escolhidas através dos incentivos fornecidos pelo regulador em situações de melhorias da qualidade do serviço ou penalidades que são aplicadas em caso de descumprimento dos limites regulatórios.

O trabalho realiza o estudo de caso com dados reais de uma distribuidora brasileira, mostrando que a solução proposta pode ser aplicada nas redes de distribuição com o objetivo de obter o melhor investimento para melhoria da qualidade do serviço. Além de proporcionar benefícios econômicos a distribuidora com o aumento do faturamento e redução de multas e penalidades por violação dos limites regulatórios, a melhoria da qualidade do serviço proporciona uma maior satisfação ao consumidor e melhoria dos serviços industriais e comerciais.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em seis capítulos mantendo a sequência conforme descrito a seguir. No capítulo 2 apresenta-se o conceito de confiabilidade nos sistemas de distribuição de energia e os indicadores para monitorar a qualidade do serviço de continuidade do fornecimento de energia. No capítulo 3 são expostos os requisitos para realizar o diagnóstico da rede identificando as causas das interrupções e as soluções técnicas propostas em função do diagnóstico da rede. No capítulo 4 é descrita a metodologia utilizada para alocar as chaves telecomandadas e calcular os benefícios técnicos e econômicos em função da melhoria dos indicadores de qualidade. No capítulo 5 apresenta-se uma aplicação da metodologia em um caso real, detalhando as características do sistema teste utilizado, seus dados e valores e os resultados obtidos. Por fim, no capítulo 6 é apresentada a conclusão deste trabalho.

1.3 PRODUÇÃO ACADÊMICA

O trabalho atual é fruto de pesquisas iniciadas durante o meu período no mestrado. A publicação [7], abordou sobre o impacto da geração distribuída na qualidade do fornecimento de energia com foco na tensão de suprimento ao longo de um alimentador de média tensão. A publicação [8] foi uma introdução a essa dissertação, abordando sobre a automação na rede de distribuição de energia em média tensão através do uso de seccionadoras e religadores.

2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Um sistema elétrico de potência é responsável pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. O ponto inicial do sistema são as usinas e seus geradores de energia. No Brasil a geração é predominante hidráulica [9] com pontos de geração distante dos centros de carga. A rede de transmissão de energia é responsável por conectar a usina geradora às empresas distribuidoras de energia e também atendem grandes consumidores como fábricas e mineradoras. O sistema de distribuição de energia elétrica é parte do sistema elétrico situado entre o sistema de transmissão e a entrada de energia dos consumidores. A Figura 1 apresenta um diagrama ilustrativo dos principais segmentos de um sistema elétrico de potência tradicional.

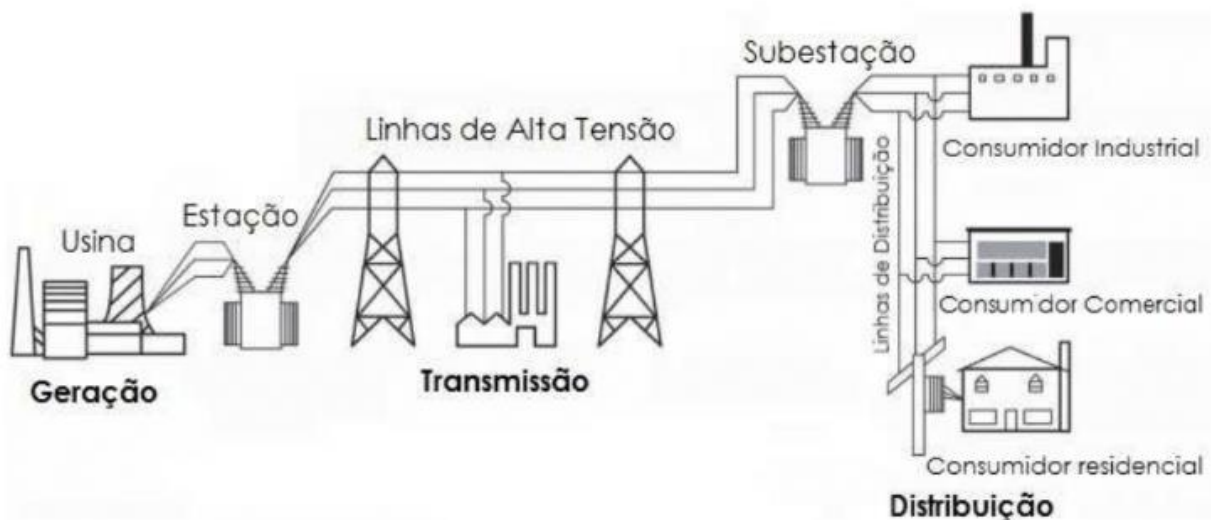


Figura 1 - Sistema elétrico [10]

A ANEEL classifica os sistemas de distribuição em função dos níveis de tensão:

- Sistema de distribuição de alta tensão (AT): compreende a faixa de nível de tensão nominal das instalações elétricas entre 69kV e 230kV.
- Sistema de distribuição de média tensão (MT): compreende a faixa de nível de tensão nominal das instalações elétricas entre 1kV e 69kV.
- Sistema de distribuição de baixa tensão (BT): compreende a faixa de nível de tensões nominais das instalações elétricas inferiores ou iguais a 1kV.

As redes de distribuição de energia são projetadas para atendimento aos consumidores e de acordo com o estudo realizado em [11] as principais características das redes de distribuição são:

- Rede de Distribuição Aérea Convencional: tipo de rede elétrica mais encontrado no Brasil, na qual os condutores são nus (sem isolamento). Exatamente por isso, essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de falhas principalmente em contato com a vegetação
- Rede de Distribuição Aérea Compacta: surgidas no Brasil na década de 1990, as redes compactas são mais protegidas que as redes convencionais, visto que os condutores têm uma camada de isolamento.

- Rede de Distribuição Aérea Isolada: esse tipo de rede apresenta uma maior confiabilidade que as redes citadas anteriormente pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais como áreas com grande concentração de vegetação.
- Rede de Distribuição Subterrânea: a rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e também o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

Este trabalho aborda uma metodologia para determinar as melhores soluções técnicas para serem aplicadas na rede de distribuição de energia com o objetivo de aumentar a confiabilidade da rede e a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia.

O setor de distribuição de energia é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além de regular o sistema a ANEEL realiza fiscalização, edita Resoluções, Portarias e outras normas para o funcionamento adequado do setor de Distribuição. Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) foram definidos pela agência reguladora e determinam os procedimentos técnicos, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. Também são definidos no PRODIST os critérios e indicadores de qualidade do serviço que devem ser atendidos pelas distribuidoras do Brasil. Estes documentos podem ser encontrados em [12].

O Brasil possui concessionárias e permissionárias que operam os sistemas de distribuição de energia e todos sobre a fiscalização do órgão regulador nacional. A ANEEL determina para cada distribuidora os níveis de qualidade do serviço que devem ser respeitados, os quais são definidos com base nas características físicas, econômicas e ambientais das distribuidoras.

Cabe a cada distribuidora realizar as ações de manutenção e investimento na rede para respeitar os limites propostos pelo regulador, e em caso de violação desses limites são aplicadas multas e até mesmo risco de perda da concessão caso a violação seja por período longo.

2.2 QUALIDADE DO SERVIÇO

A qualidade do serviço pode ser definida como a capacidade de fornecer ao cliente final a energia requerida respeitando limites bem definidos sobre parâmetros específicos, principalmente a duração média e o número médio de interrupções. A continuidade do fornecimento de energia é monitorada pela ANEEL, com o objetivo de garantir a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores.

O módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) do PRODIST [12] apresenta o procedimento técnico e os indicadores de fiscalização do fornecimento de energia elétrica. Em relação aos indicadores de continuidade do serviço, são de relevante importância os indicadores de: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) que, respectivamente, estão relacionados a duração e frequência média de interrupção em um conjunto de consumidores.

O índice DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) pode ser considerado como o intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, cada unidade consumidora fica sem fornecimento de energia elétrica, considerando que ocorreu

descontinuidade da distribuição de energia elétrica. Para o cálculo do DEC, utiliza-se a seguinte equação.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} Ca(i) \times T(i)}{C_t} \quad (1)$$

onde:

- i é o número de interrupções variando de 1 a n (número de interrupções no período de apuração);
- $T(i)$ é o tempo de duração de cada interrupção para os consumidores considerados em horas;
- $Ca(i)$ é o número de consumidores atingidos nas interrupções;
- C_t é o número total de consumidores da empresa.

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) é o número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em que cada unidade consumidora considerada fica sem fornecimento de energia elétrica. O índice FEC poderá ser calculado pela expressão:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} Ca(i)}{C_t} \quad (2)$$

Além dos indicadores citados acima também existem os indicadores individuais os quais são monitorados e em caso de violação dão origem a compensações financeiras que são pagas pelas distribuidoras aos consumidores. A distribuidora possui obrigação de cumprir os limites de tempo e de interrupções (excluindo as provocadas por motivo de força maior e atuações de terceiros), dependendo do conjunto regional onde está situado o fornecimento, de tal forma a não ultrapassar os limites exigidos pelo órgão regulador do sistema elétrico.

Os padrões mínimos de qualidade que são estabelecidos para cada distribuidora são tanto para agrupamentos (conjuntos e indicadores globais) como também para clientes por meio de indicadores individuais. Os limites dos indicadores DIC¹ e FIC² são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC³ é definido para períodos mensais.

¹ 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

² Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

³ 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.

O limite do indicador DICRI⁴ é definido para cada interrupção em dia crítico. O não cumprimento dos valores fixados para a continuidade do fornecimento gera a obrigação de aplicação de descontos na fatura, considerando os seguintes prazos que podem ser encontrados em [13]:

- Até dois meses após o período de apuração para DIC, FIC e DMIC.
- Até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção para DICRI.

O descumprimento dos limites estabelecidos pelo órgão regulador pode acarretar o pagamento de compensações, nos casos de descumprimentos dos indicadores individuais, ou até mesmo multas e penalidades no caso de descumprimento dos indicadores coletivos. Caso tais violações ocorram com frequência, tal situação pode acarretar em uma intervenção do órgão regulador na empresa responsável pela distribuição de energia. A possibilidade de pagamento de multas e penalidades tem como objetivo melhorar a qualidade de vida dos consumidores, motivando a realização de investimentos que melhorem a continuidade do fornecimento de energia.

A Figura 2 apresenta a evolução da qualidade do serviço no Brasil com relação ao indicador de duração, DEC, entre os anos de 2009 e 2018. A linha verde representa o limite determinado pela ANEEL, que não deve ser ultrapassado, sob pena de pagamento de multa ao consumidor final por parte da distribuidora. Nota-se que o limite tem sido reduzido, reflexo da metodologia de cálculo dos limites adotada pela Agência. O cálculo é feito através de uma análise comparativa entre os conjuntos elétricos e o desempenho de cada um deles. A definição dos limites para o DEC e o FEC é feita pela ANEEL com base nas características de cada distribuidora e também através de uma comparação entre as mesmas. Os limites podem ser considerados metas anuais para os indicadores e são redefinidos quando ocorre a revisão tarifária [14].

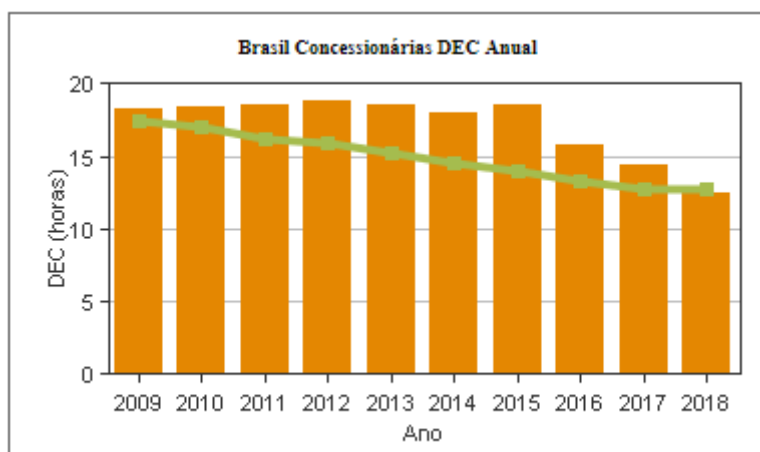


Figura 2 - Evolução do DEC no Brasil [15]

⁴ 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.

A Figura 2 mostra a necessidade de investimentos na qualidade do serviço visto que as interrupções no fornecimento de energia provocam não somente prejuízos a distribuidora, através de multas e penalidades, como também aos consumidores que podem ter as produções reduzidas e o bem-estar afetado.

Um outro incentivo para melhoria da qualidade é o componente Q do Fator X utilizado para a definição da tarifa de energia elétrica da distribuidora, o processo de revisão tarifária e as variáveis que são consideradas podem ser encontradas em [16]. As empresas que apresentam melhoras nos indicadores anuais de qualidade são beneficiadas com o fator Q, que é aplicado na parcela B durante o reajuste anual tarifário. Caso a empresa apresente uma piora nos indicadores, o fator Q tem o efeito negativo e reduz a tarifa trazendo prejuízos a distribuidora com a redução da sua receita.

O submódulo 2.5 do PRORET [17] define a metodologia de cálculo do fator Q. Para calcular o Fator Q, as distribuidoras de energia são divididas em 4 categorias de acordo com o seu desempenho em relação as demais distribuidoras e em relação ao limite regulatório:

- 25% melhores do grupo que atende ao padrão (representado em azul na Figura 3);
- 75% restantes do grupo que atende ao padrão (representado em verde na Figura 3);
- 25% piores do grupo que não atende ao padrão (representado em vermelho na Figura 3);
- 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (representado em roxo na Figura 3).

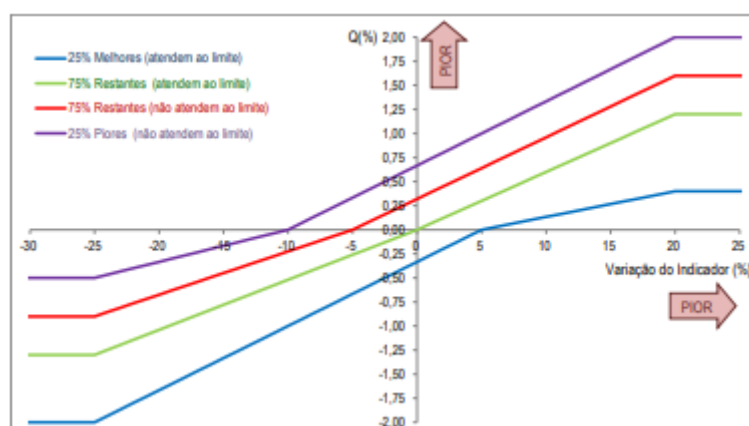


Figura 3 - Fator Q [17]

Cada categoria é representada por uma curva ilustrada na Figura 3. O que diferencia as curvas é a respectiva inclinação, isso porque o modelo regulatório apresenta uma tolerância maior para as empresas que possuem um melhor desempenho visto que elas podem piorar até certo percentual (tolerância positiva) e, mesmo assim, não sofrer redução na tarifa. A justificativa para tanto é que empresas que possuem níveis de qualidade muito elevados estão sujeitas a variações de seus indicadores em função de efeitos externos à sua gestão. Por outro lado, distribuidoras com indicadores muito ruins possuem tolerância negativa, pois possuem grande espaço para melhorar seus indicadores [17].

Os incentivos regulatórios são importantes para direcionar os investimentos dos acionistas nas redes de distribuição. A Figura 4 apresenta a comparação entre o nível de qualidade dos países

europeus e o brasileiro. Devido à característica da rede de distribuição brasileira ser predominantemente aérea e em rede nua, o estudo realizado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) concluiu que o melhor DEC que pode ser obtido é de 7 horas. Para reduzir o DEC a níveis europeus são necessários incentivos regulatórios para que as distribuidoras realizem a conversão da rede aérea em rede subterrânea.

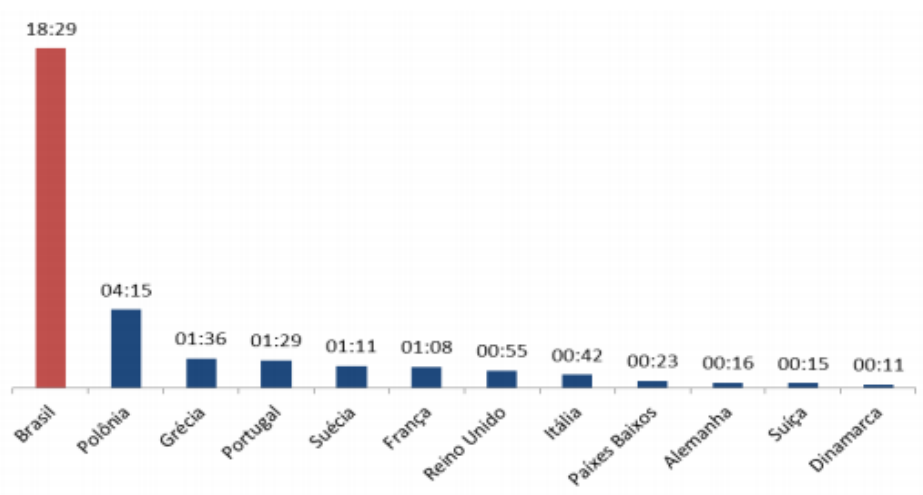


Figura 4 - DEC(h) no Brasil e países da Europa [14].

É evidente a necessidade de melhoria da qualidade do serviço das distribuidoras brasileiras com o objetivo não somente de reduzir os custos associados a multas e penalidades por violação dos limites regulatórios, mas também de melhorar a satisfação e qualidade de vida dos consumidores brasileiros.

3 DIAGNOSTICO DA REDE E SOLUÇÕES

As falhas no sistema de distribuição podem ser classificadas como temporárias, como por exemplo um galho que encosta na rede aérea nua, ou permanentes, como por exemplo o rompimento de um condutor. No momento da falha os equipamentos de proteção entram em operação e no caso de uma falha temporária, o sistema é religado e a causa do defeito desaparece. No caso das faltas permanentes, é necessário o envio de uma equipe a campo para solucionar o problema e religar o sistema. Entretanto, é possível realizar manobras na rede para reduzir a quantidade de clientes afetados pela falta e restaurar um número máximo de clientes possível. Durante uma falta é possível reconfigurar a rede através da alteração do estado das chaves de manobra, isolando o trecho com a falha e remanejando cargas de trechos da rede.

As interrupções na rede podem ser classificadas em três macro categorias:

- Interrupção programada: no qual é programado o desligamento de um trecho da rede para realizar intervenções de manutenção naquele trecho ou obras. Essa interrupção do fornecimento permite que as turmas trabalhem com a rede desenergizada;
- Interrupção não programada: é devido a falha de componentes da rede ou ação de agentes externos;
- Interrupção de força maior: são as interrupções causadas por eventos climáticos extremos que não se caracterizam como responsabilidade técnica ou serviço programado.

É necessário analisar o comportamento histórico das interrupções na rede e a partir desta análise propor as ações de melhorias. O correto diagnóstico é fundamental para conseguir direcionar as intervenções que possam, com investimento adequado, melhorar a confiabilidade da rede e a qualidade do serviço para os níveis estabelecidos pelo órgão regulador. Na etapa de diagnóstico, devem ser realizados os seguintes estudos:

- 1) Análise dos modelos regulatórios relacionados à continuidade do serviço para identificar o desempenho requerido da rede;
- 2) Comparação dos índices de DEC e FEC da rede com os índices estabelecidos pelo órgão regulador;
- 3) Diagnóstico de rede por causa e nível de tensão com o objetivo de identificar as principais deficiências da rede e concentrar as ações nas seções de rede que possuem maior participação nos indicadores de continuidade;
- 4) Identificação dos elementos de rede (subestações, alimentadores, dentre outros) com pior desempenho, contribuindo mais para o agravamento dos indicadores de qualidade de serviço (lista de prioridades);
- 5) Definição de soluções técnicas para os problemas identificados dos elementos de rede selecionados, estimativa de custos e avaliação do respectivo benefício técnico, selecionando a melhor opção possível (custo-benefício)
- 6) Cálculo do benefício em DEC e FEC após a aplicação da solução proposta

Os indicadores de qualidade referem-se a um período bem definido, normalmente o acumulado dos últimos doze meses. Para um diagnóstico de qualidade da rede de distribuição, pode ser

considerado um período de observação mais longo, visto que os dados recentes possam ser pouco representativos ou poluídos com situações pontuais.

Na etapa do diagnóstico da rede também é importante identificar a abertura dos indicadores por nível de tensão a fim de redirecionar para as melhores intervenções.

O comportamento da rede de alta tensão (AT) (linhas e subestações) tem um impacto considerável nos índices de qualidade, devido ao grande número de clientes potencialmente afetados por uma interrupção de fornecimento nestas instalações. No entanto, a rede de alta tensão é geralmente menos vulnerável a falhas (taxas de falha mais baixas e estrutura em malha) e, portanto, apresenta uma contribuição baixa para os indicadores de continuidade de serviço no sistema de distribuição

Algumas intervenções na rede AT (tais como a construção de novas subestações) possuem um forte impacto na estrutura da rede de média tensão (MT) e podem contribuir significativamente para a melhoria da qualidade de serviço.

O impacto da rede de MT e de baixa tensão (BT) depende da característica de rede das distribuidoras. Normalmente as redes de MT que possuem predominância de condutor nu possuem uma contribuição mais elevada da rede de MT nos indicadores de qualidade.

Já a rede de BT mesmo que possua um índice de falha elevado geralmente tem um baixo impacto nos indicadores de DEC e FEC do alimentador visto que são afetados poucos clientes durante uma ocorrência. Porém, mesmo com um impacto pequeno nos indicadores de continuidade do serviço, algumas ações são direcionadas para a rede de BT com o objetivo de reduzir a quantidade de falha, reduzindo o atendimento de emergência e o OPEX (em inglês, *Operational Expenditure* ou despesas operacionais) da companhia.

É utilizada a contribuição de cada alimentador para os índices de continuidade afim de realizar a priorização da rede a ser realizada uma intervenção para melhoria da qualidade. No exemplo a seguir as linhas de MT de uma distribuidora foram classificadas utilizando o método de Pareto. Esse método ordena as frequências das ocorrências, da maior para a menor, permitindo a priorização dos problemas mais graves.

A Figura 5 mostra a contribuição (em percentagem) de linhas de MT para o indicador de Duração de Interrupção (DEC), ordenado a partir da linha de pior desempenho para a de melhor desempenho. A curva em vermelho mostra a contribuição cumulativa para o DEC, a partir da linha de pior desempenho para a de melhor desempenho. Este diagrama mostra claramente que 50% do indicador de duração da interrupção é devido a 20% das linhas⁵ de MT dessa distribuidora de energia. Estes alimentadores podem então ser priorizados em relação à qualidade de serviço, baseando-se nos indicadores de duração de interrupção, número de interrupção ou em alguns casos a combinação dos dois.

3.1 SOLUÇÕES TÉCNICAS

Nas propostas de soluções técnicas para melhorar a qualidade do serviço deverão ser buscadas atuações destinadas a eliminar os problemas detectados em análises elétricas da rede, devendo ser priorizadas aquelas que minimizem a relação custo/benefício, a fim de:

⁵ Os dados se referem a uma Distribuidora do Brasil em 2015.

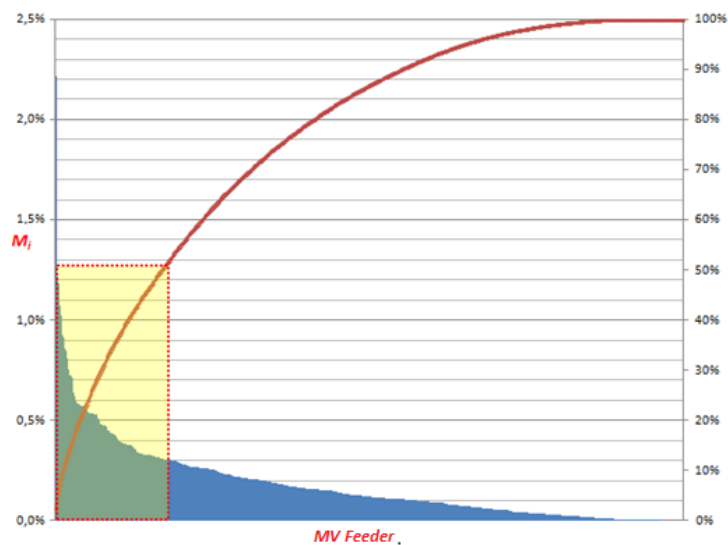


Figura 5 -Diagrama de Pareto, Duração de Interrupção

- Cumprir os requerimentos de qualidade exigidos pela regulamentação vigente;
- Eliminar avarias ou minimizar o seu impacto;
- Economizar custos de operação e manutenção;
- Maximizar os benefícios economicos.

As intervenções a serem realizadas na rede podem ter como objetivo:

- Reduzir o número de interrupções;
- Reduzir o número de clientes afetados por cada interrupção;
- Reduzir a duração da interrupção.

Soluções técnicas como o telecontrole e a automação da rede permitem reduzir a duração da interrupção e os clientes afetados por uma interrupção. Já a reforma da rede com a troca de componentes permite reduzir as falhas da rede e, finalmente, as soluções estruturais permitem reduzir a quantidade de clientes afetados durante uma interrupção trazendo benefícios nos indicadores de DEC e FEC.

A solução ideal para melhorar o desempenho da qualidade dos alimentadores de uma rede de distribuição pode pertencer a uma das categorias citadas acima ou resultar em uma combinação de diferentes categorias dependendo do objetivo: reduzir a duração da interrupção, reduzir o número de interrupções ou ambos.

A escolha da melhor solução pode ser realizada por uma análise do gráfico de dispersão dos índices de continuidade. A Figura 6 foi elaborada utilizando os índices de continuidade dos conjuntos de uma distribuidora do Brasil referente ao ano de 2018, os dados para a análise estão disponível em [15].

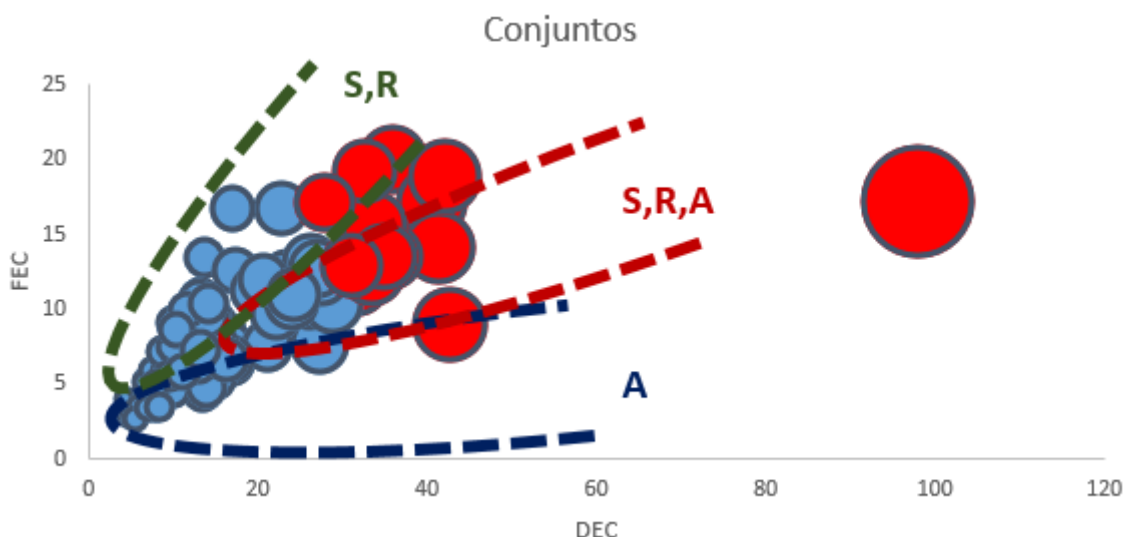


Figura 6 - Dispersão dos índices de qualidade

Cada conjunto é representado como um círculo localizado em um diagrama bidimensional. No eixo das abscissas é representado cada valor do DEC e no eixo das ordenadas são representados os valores de FEC. O tamanho de cada círculo é proporcional à duração da interrupção. Os círculos em cor vermelha representam as linhas de pior desempenho quanto à duração da interrupção, de acordo com a análise apresentada na Figura 5.

Para essa análise, os conjuntos foram divididos em três macro categorias de intervenção, dependendo da posição no diagrama. Para os conjuntos cujo problema de qualidade do serviço está relacionado principalmente com a duração da interrupção é identificada a necessidade principal de implantação de ações de telecontrole e automação da rede. Estas situações podem ser identificadas pelos conjuntos que possuem um alto valor de DEC e baixo valor de FEC e estão assinaladas no diagrama pela letra A e podem ser identificadas pelo traçado azul da Figura 6. Para os conjuntos cujo problema de qualidade do serviço está principalmente relacionado ao número de interrupções são sugeridas ações de reforma (R) ou estrutura (S), esses conjuntos são identificados por possuírem um alto valor de FEC e baixo valor de DEC, sendo sinalizados como o traçado verde na Figura 6. As ações de reforma de rede vão permitir reduzir o número de falhas e as ações estruturais permitem reduzir o número de clientes interrompidos durante uma falha. Esta seleção de ações deve ser baseada em análises adicionais sobre taxa de falha, comprimento da linha, e número de clientes. Por fim, os conjuntos cujo problema de qualidade do serviço está relacionado com a duração e com o número de interrupções, é identificada a necessidade de ações combinando as três categorias descritas anteriormente e são sinalizadas pelo traçado vermelho na Figura 6.

Esta análise permite identificar de forma macro as soluções que deverão ser aplicadas na rede. Ainda assim, é necessário analisar isoladamente o desempenho de cada linha comparando com o desempenho esperado pelo órgão regulador e a característica da rede e de seus componentes, a fim de direcionar as melhores soluções para cada rede afim de obter melhorias esperadas.

3.1.1 AÇÕES DE TELECONTROLE E AUTOMAÇÃO DA REDE

O tema da melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia com a aplicação do telecontrole e automação da rede de distribuição de média tensão e principalmente as questões

relacionadas aos custos econômicos e aos seus benefícios está discutida em [18]. Em [19] são apresentados os sistemas descentralizados de controle e comunicação e abordados para casos de sistemas autônomos em que pequenas gerações distribuídas podem ser implementadas em microgrids. Esta referência [20] aborda aspectos relacionados à teoria de redes e indicadores de qualidade do serviço relacionados a duração e número de interrupções na rede de distribuição de energia.

O estudo apresentado por [21] utiliza religadores e seccionadores para a automação da rede de distribuição. Neste estudo foram apresentados os benefícios com as reduções das interrupções na rede de média tensão. Em [22] é apresentada a melhoria na confiabilidade com a aplicação da automação com o uso também de sistemas computacionais para realizar o suporte a decisão no planejamento e na operação. A referência [23] apresenta uma metodologia aplicada à automação de religadores e índices de qualidade são discutidos.

As chaves telecontroladas minimizam os tempos de duração de uma falha, isolando a região da rede que ocorreu a falta e reduzindo o número de clientes afetados durante uma interrupção do fornecimento de energia. Estas chaves também permitem realizar transferências de carga para linhas de MT adjacentes durante a restauração. Desta forma, a correta alocação das chaves resulta em ganhos expressivos na confiabilidade do sistema visto que seccionam a rede e isolam com rapidez o trecho que ocorreu uma interrupção no sistema.

O modelo proposto nesse trabalho não altera a topologia da rede existente mas sugere o ponto adequado para instalação das chaves em função do histórico de interrupções da rede, verificando o posicionamento com maiores benefícios em termos de DEC e FEC para assim atingir os limites propostos pelo regulador. As chaves automáticas são instaladas tanto no tronco como nos ramais, e podem ficar antes ou após outros equipamentos de proteção existentes como os religadores, pois as mesmas operam de forma autônoma. Também estão previstas as instalações de chaves automáticas nas interligações existentes entre alimentadores para viabilizar as manobras de transferência de carga entre eles.

O sucesso de um projeto de automação com telecomando depende de uma comunicação com alta disponibilidade e confiabilidade. Uma medição pontual e instantânea não garante a permanência deste estado durante as 24 horas. Uma falha pode ocorrer a qualquer momento e o sistema de comunicação tem que ser robusto o suficiente para permitir que, repentinamente, se possa receber a informação do estado do equipamento e, a partir daí, permitir o seu telecomando.

Para que esse grau de automação funcione, o mesmo possui sensores que fazem a leitura de corrente e tensão e dependendo dessas grandezas o equipamento opera ou não. Porém, para que se possa permitir o seu telecomando, a comunicação terá que estar presente, essa podendo ser realizada por GPRS, via satélite, rádio ou fibra ótica.

3.1.1.1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS

O estudo [24] apresenta em seu estudo uma visão dos componentes que podem ser empregados para a automação da rede de distribuição e é uma base para as soluções utilizadas neste trabalho para a melhoria da qualidade do serviço.

Em redes de distribuição aérea, em geral, o ponto de automatização consiste da instalação, no poste, de uma chave motorizada, com sensores de tensão e de corrente situados do lado da carga, e um transformador de potencial (TP) para alimentação do comando. Uma unidade de

processamento analisa os parâmetros analógicos colhidos da rede e os processa de acordo com a programação definida, podendo dar um comando de abertura, fechamento ou de permanência do seu estado em fechado ou aberto.

As chaves seccionadoras são responsáveis pela operação e isolamento dos trechos da rede sobre condições de curto circuito e/ou com correntes abaixo dos seus valores nominais. A versão motorizada da chave é alimentada pela unidade periférica na tensão de 24 Vcc. A Figura 7 ilustra um exemplo de chave telecontrolada para redes de distribuição área, a qual foi instalada em uma rede de média tensão.



Figura 7 - Exemplo de chave telecontrolada

A unidade de processamento é responsável por captar os sinais analógicos da rede através de sensores de tensão e corrente, sendo responsável por toda a lógica que controla o comando da chave motorizada. A Figura 8 ilustra um sensor instalado em um equipamento telecomandado na rede de distribuição aérea.



Figura 8 - Exemplo de unidades de processamento

Também é necessária uma unidade para realizar a comunicação do equipamento com o sistema de supervisão. A Figura 9 apresenta um exemplo de uma unidade de comunicação, responsável pelo controle e supervisão do equipamento motorizado.

3.1.1.2 LÓGICA OPERACIONAL

Para apresentar a lógica operacional das chaves telecontroladas durante operação em casos de falha, será utilizado um diagrama esquemático através das Figura 10 e Figura 11, em que no primeiro caso as mesmas não são telecontroladas (Figura 10) e, no segundo caso, todas

as chaves telecontroladas (Figura 11). A letra T significa que a chave é telecomandada. Para o correto entendimento, define-se:



Figura 9 - Exemplo de Unidade de comunicação remota

- Defeito transitório: aquele que se auto extingue e não provoca o desligamento permanente da rede (por exemplo, um galho que tocou a rede);
- Defeito Permanente: aquele que provoca o desligamento da rede de forma permanente após todas as tentativas de religamento da mesma (por exemplo, um condutor rompido).

A Figura 10 apresenta esquematicamente um alimentador radial, sem recurso, em que as chaves indicadas são operadas de forma manual, ou seja, sem telecontrole. Na ocorrência de um defeito transitório após ponto A, como, por exemplo, um galho de árvore que toque a rede, uma corrente de curto circuito percorrerá todo o sistema em direção à subestação, passando por todas as chaves e provocando a atuação do disjuntor. Passada a temporização ajustada para o mesmo, uma tentativa de religamento automático é realizada e todo o sistema é restabelecido não sendo contabilizado para o DEC.

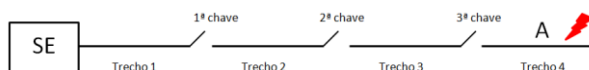


Figura 10 - Alimentador sem automação

Na ocorrência de uma falha permanente após o ponto A, novamente a corrente de curto circuito circulará por todos os equipamentos a montante e em série com ele, sempre no sentido da fonte. Como a falha é permanente, uma tentativa de religamento automático é realizada sem sucesso. Decorridos o tempo de religamento, tentativas automáticas de religamentos são realizadas até a abertura definitiva do disjuntor e este vem a bloqueio. Normalmente os ajustes são realizados para 2 religamentos e 3 desligamentos. Neste momento, com o alarme acionado na tela do operador do Centro de Operação e com a informação de que o disjuntor veio a bloqueio, duas equipes de atendimentos emergenciais são acionadas para se deslocarem uma para a primeira chave e a outra para a segunda chave a jusante do disjuntor.

Na sequência, após a abertura da primeira chave, um comando de fechamento é executado pelo operador e, se houver sucesso, a equipe situada na segunda chave é orientada a proceder a sua abertura. Com a informação de que a segunda chave foi aberta, o operador comanda a abertura do disjuntor que, em seguida, orienta a primeira equipe a proceder ao fechamento da chave aberta por ela. Em seguida, um comando de fechamento do disjuntor é dado. Se não ocorrer o

desarme, um novo deslocamento das equipes é realizado para as chaves subsequentes e todo o processo é repetido até que se localize a falha isolando-a para o respectivo reparo.

Uma solução de automação pode contribuir para melhoria desse processo. A Figura 11 apresenta esquematicamente um alimentador radial, sem recurso, na qual as chaves indicadas são telecontroladas e podem ser operadas de forma remota pelo Centro de Operações.

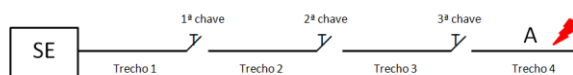


Figura 11 - Alimentador com Automação

Na ocorrência de um defeito transitório após o ponto A, como por exemplo, um galho de árvore que toca a rede, uma corrente de curto circuito percorre todo o sistema em direção à subestação, passa por todas as chaves e provoca o desarme do disjuntor. Neste momento, todas as chaves com o telecomando permanecerão fechadas na espera do primeiro religamento do disjuntor. Passada a temporização ajustada para o mesmo, uma tentativa de religamento automático é realizado e todo o sistema é restabelecido não sendo contabilizado para o DEC, e, depois de transcorrido o tempo de ajuste das chaves, um reset é feito de forma automática.

Quando da ocorrência de uma falha permanente após o ponto A, novamente a corrente de curto circuito circulará por todos os equipamentos a montante e em série com ele e em direção à fonte. Neste momento, todas as chaves telecomandadas se sensibilizarão e permanecerão fechadas até o religamento do disjuntor. Transcorrido o tempo previamente ajustado, um comando de fechamento automático será dado, porém, como o defeito é permanente, nova abertura será realizada. Neste momento, todas as chaves telecomandadas se abrem, sem carga e sem tensão na rede, e aguardam a energização do trecho imediatamente a montante das mesmas.

Transcorrido o tempo de religamento, um novo comando de fechamento é dado e energiza-se o primeiro trecho de rede, até a primeira chave telecomandada aberta. Com tensão em seus terminais de entrada e transcorrido o tempo de fechamento previamente ajustado para esta chave, um comando de fechamento é realizado e energiza-se o primeiro trecho à jusante da mesma. Se não houver nova atuação do disjuntor da subestação, o defeito não está situado no trecho protegido pela primeira chave (informação que será utilizada para uma próxima atuação do disjuntor). Energizado o segundo trecho, ou o trecho imediatamente à montante da segunda chave e transcorrido o tempo previamente ajustado, um comando de fechamento automático é realizado e o segundo trecho é energizado.

Da mesma forma que na primeira chave, se não ocorrer a atuação do disjuntor, este novo segmento está livre de defeito e com isso as duas chaves permanecem fechadas (informação que será utilizada para um próximo desarme do disjuntor). Após receber tensão nos terminais de entrada e após o tempo pré-definido para a mesma, a terceira chave fecha os seus contatos automaticamente e energiza o trecho defeituoso. Neste momento, passará novamente corrente de curto circuito por todas as chaves à montante da mesma e provoca a abertura do disjuntor.

Após este evento, todas as chaves cujos trechos à jusante foram identificados como sadios (sem defeitos) permanecerão fechadas. Como a última chave identificou a falha no trecho à jusante,

a mesma abrirá automaticamente durante o tempo em que o disjuntor estiver desligado e, decorrido o tempo de religamento do disjuntor, este fechará energizando todos os clientes dos trechos não envolvidos com a falha. Um alarme será emitido ao Centro de Operações para informar o estado da terceira chave e encaminhará uma equipe de atendimento emergencial diretamente para o local da falha que fará o seu reparo e restabelecerá o trecho defeituoso.

Outra configuração está relacionada com a inclusão de recursos para manobra. A Figura 12 apresenta dois alimentadores radiais com recurso com as chaves normalmente abertas (NA) NA1 e NA2.

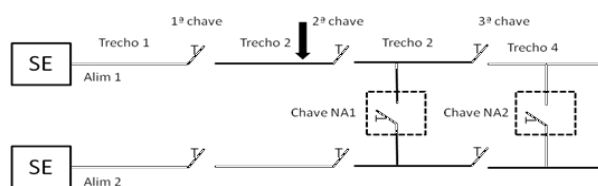


Figura 12 – alimentadores radiais com interconexão

Se ocorrer uma falha permanente no trecho 2 do alimentador 1, todo o ciclo relativo à operação com automação será repetido. As chaves 2 e 3 ficarão fechadas e a chave 1 aberta. Com a informação no Centro de Operações de que o defeito está no trecho 2, o operador comandará, de forma remota, a abertura da chave 2 e o fechamento da chave NA1, restabelecendo automaticamente o trecho dos clientes não contidos no trecho defeituoso com o alimentador 2 assumindo esta parcela da carga do alimentador 1.

3.1.1.3 BENEFÍCIO TÉCNICO

Para o cálculo do benefício com a automação da rede foram utilizadas as seguintes premissas:

- A linha MT possui 100 consumidores (C_{tot});
- Os consumidores são distribuídos uniformemente ao longo da linha MT;
- Probabilidade igual de falha ao longo da linha MT;
- O disjuntor (subestação AT/MT ou subestação de comutação) é controlado remotamente.

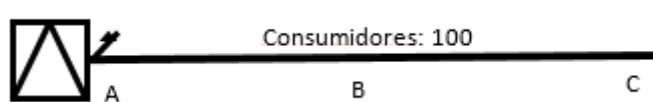


Figura 13 - Alimentador radial

Em caso de falha em uma linha MT que não possui nenhum equipamento telecomandado ao longo do alimentador, o disjuntor da subestação opera e interrompe todos os 100 consumidores pelo tempo necessário para localizar a falha e restaurar o serviço (D). Isso acontecerá se a falha ocorrer na seção AB e na seção BC.

No caso de uma falta na seção AB ou seção BC é considerado:

- Número de consumidores interrompidos ($C_{int-perm}$) = 100
- Duração da falta: D

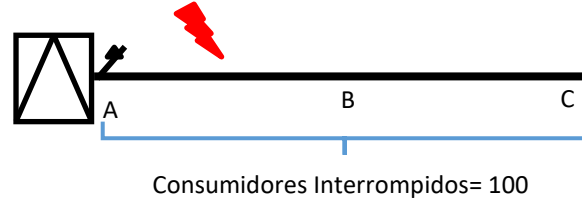


Figura 14 - Alimentador radial durante uma falha

O indicador de continuidade relacionado a falta é calculado aplicando a formula abaixo

$$DEC_{AB-0} = DEC_{BC-0} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{100}{100} \cdot D = D \quad (3)$$

Com instalação de um equipamento telecomandado ao longo da linha, é possível reduzir o número de consumidores interrompidos durante uma falha, reduzindo também os indicadores de continuidade:

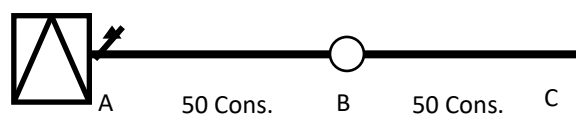


Figura 15 - Alimentador radial com 1 equipamento telecomandado

No caso de uma falha na seção AB e sem a possibilidade de transferência de carga desse alimentador, o equipamento telecontrolado não poderá recuperar os clientes a jusante do nó B e com a abertura do disjuntor da Subestação todos os clientes do alimentador serão interrompidos.

$$DEC_{AB-1} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{100}{100} \cdot D = D \quad (4)$$

No caso de uma falha na seção BC, o equipamento telecontrolado realiza a operação isolando o trecho falhado da rede (BC) e mantém energizado os clientes da seção AB.

$$DEC_{BC-1} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{50}{100} \cdot D = 0.5D \quad (5)$$

Através da relação do indicador de antes e após a instalação do equipamento é possível verificar a redução do indicador com a instalação de um equipamento:

$$DEC_{reducao} = \frac{DEC_{AB-1} + DEC_{BC-1}}{DEC_{AB-0} + DEC_{BC-0}} = \frac{(1+0,5)D}{(1+1)D} = 0.75 \quad (6)$$

Com instalação de dois equipamentos telecomandados ao longo do alimentador, é possível reduzir um número maior de consumidores interrompidos no caso de uma falha, obtendo um melhor benefício nos indicadores de qualidade

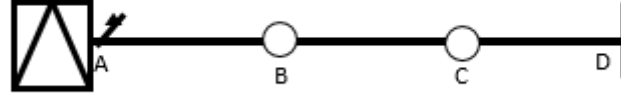


Figura 16 - Alimentador radial com 2 equipamentos telecomandados

No caso de uma falha na seção AB e sem a possibilidade de transferência de carga com outro alimentador, o equipamento telecontrolado não poderá recuperar os clientes a jusante do nó B e com a abertura do disjuntor da Subestação todos os clientes do alimentador serão interrompidos. Logo:

$$DEC_{AB-2} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{100}{100} \cdot D = D \quad (7)$$

No caso de uma falha na seção BC, o equipamento telecontrolado, instalado no ponto B da Figura 16, realiza a operação isolando o trecho falhado da rede (trecho BD) e mantém energizado os clientes da seção AB.

$$DEC_{BC-2} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{66}{100} \cdot D = 0.66D \quad (8)$$

No caso de uma falha na seção CD, o equipamento telecontrolado, instalado no ponto C da Figura 16, realiza a operação isolando o trecho falhado da rede (trecho CD) e mantém energizado os clientes da seção AC.

$$DEC_{CD-2} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{33}{100} \cdot D = 0.33D \quad (9)$$

Através da relação do indicador de antes e após a instalação do equipamento é possível verificar a redução do indicador com a instalação de dois equipamentos:

$$DEC_{redução} = \frac{DEC_{AB-2} + DEC_{BC-2} + DEC_{CD-2}}{DEC_{AB-0} + DEC_{BC-0} + DEC_{CD-0}} = \frac{(1+0,66+0,33)D}{(1+1+1)D} = 0.66 \quad (10)$$

A mesma metodologia pode ser aplicada para o cálculo do benefício do indicador de frequência das interrupções (FEC). A Figura 17 apresenta a redução do indicador em função da quantidade de equipamentos instalados ao longo do alimentador, sendo possível verificar que conforme o número de equipamentos aumenta, o benefício incremental de cada equipamento reduz.

Utilizando a metodologia descrita acima, o estudo foi extrapolado para o cenário de 10 equipamentos instalados na rede e pode-se observar um comportamento de saturação do benefício, no qual o benefício incremental dos últimos equipamentos é pequeno.

Nos alimentadores que é possível realizar a transferência de carga, uma vez isolado o trecho com a falta é possível remanejar a carga para outros alimentadores e o fornecimento de energia desses consumidores é reestabelecido.

O máximo número de consumidores re-energizado ($C_{re-energ.MAX}$) depende do % de transferência de carga do alimentador $Re - energ.\%$):

$$C_{re-energ.MAX} = Re - energ.\% \cdot C_{tot} \quad (11)$$

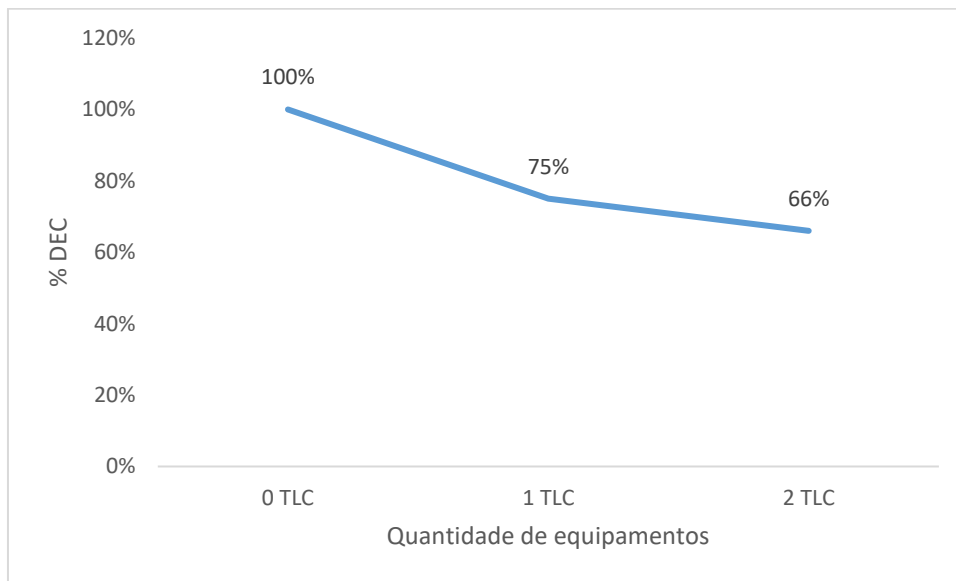


Figura 17 - Redução do DEC em função da quantidade de equipamentos telecomandados

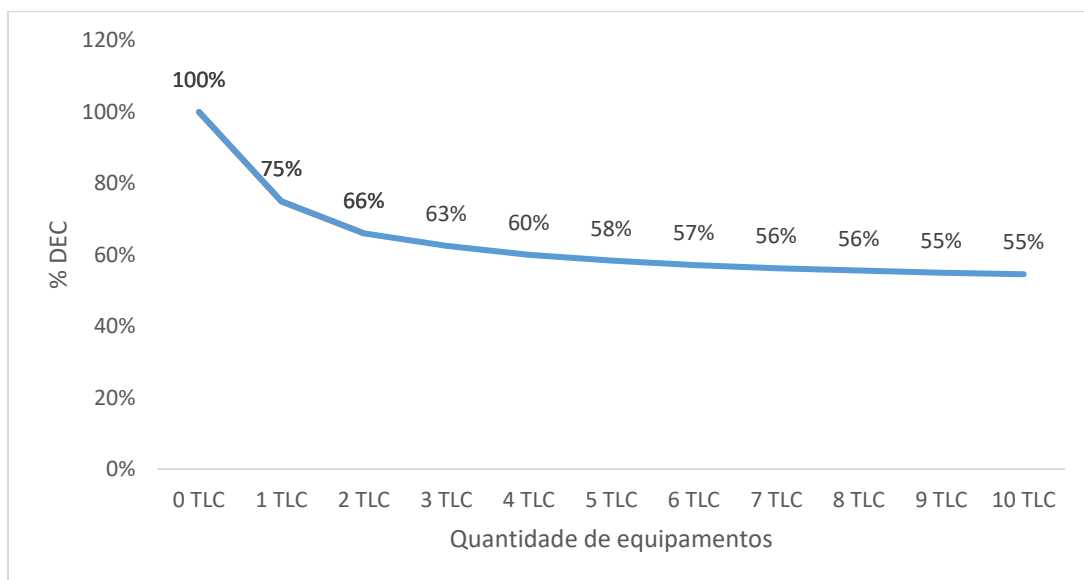


Figura 18 - Redução do DEC em um cenário com 10 equipamentos telecomandados em um alimentador

Para estimar o benefício da instalação de um equipamento telecomandado em uma linha onde existe a possibilidade de transferência de carga foi realizado o exemplo da Figura 19 considerando um alimentador radial que possui 2 equipamentos telecomandados e uma capacidade de transferência de carga de 50% do alimentador.

$$C_{re-energ.MAX} = Re - energ.\% \cdot C_{tot} = 50$$

No caso de uma falha na seção AB é realizado o seguinte processo:

- 1) Abertura dos disjuntores da subestação e todos os clientes são interrompidos.

- 2) Através da automação da rede o trecho com a falta é localizado, o disjuntor da subestação e o equipamento telecomandado do ponto B permanecem abertos e os consumidores da seção AB ficarão interrompidos até que a causa da falta seja eliminada.
- 3) A rede a montante do nó B possui 66 consumidores e poderá ser energizada, porém como essa linha possui uma restrição de transferência de carga no qual somente 50% da carga pode ser remanejada, somente o trecho CD poderá ser energizado e com isso 33 consumidores serão remanejados e será reestabelecido o fornecimento.

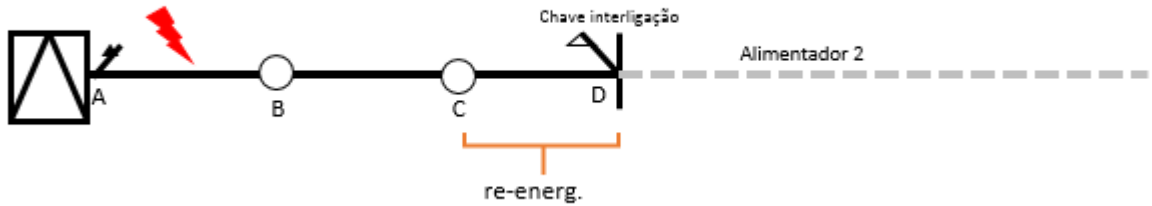


Figura 19 - Alimentador radial com transferência de carga

O indicador de interrupção, $DEC_{AB-2re-energ}$ relacionado a essa falta pode ser estimado utilizando a formula a seguir:

$$DEC_{AB-2re-energ} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{66}{100} \cdot D = 0.66D \quad (12)$$

No caso de uma falha na seção BC, com a operação do equipamento telecomandado no ponto B os consumidores da seção AB não sofrerão a interrupção, e através da transferência de carga, os consumidores do ponto CD serão reestabelecidos, em resumo:

- Seção AB – Consumidores são energizados
- Seção BC – Consumidores são interrompidos devido à falta ser nesse trecho
- Seção CD – Consumidores serão reenergizados pela transferência de carga com outro alimentador

O indicador de interrupção será dado por:

$$DEC_{BC-2re-energ} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{33}{100} \cdot D = 0.33D \quad (13)$$

No caso de uma falha na seção CD, com a operação do equipamento telecomandado no ponto C, somente os consumidores da seção CD serão interrompidos e não poderão realizar transferência de carga visto que é a seção que possui a falta.

O indicador de interrupção será dado por:

$$DEC_{CD-2re-energ} = \frac{C_{int-perm} \cdot D}{C_{tot}} = \frac{33}{100} \cdot D = 0.33D \quad (14)$$

Para obter o % de redução do indicador foi realizada a relação do indicador no cenário com a instalação de 2 equipamentos telecomandados em um alimentador com possibilidade de transferência de carga e o cenário inicial.

$$DEC_{redução_{re-energ}} = \frac{DEC_{AB-2re-energ} + DEC_{BC-2re-energ} + DEC_{CD-2re-energ}}{DEC_{AB-0} + DEC_{BC-0} + DEC_{CD-0}} \quad (15)$$

$$DEC_{redução_{re-energ}} = \frac{(1 + 0,33 + 0,33)D}{(1 + 1 + 1)D} = 0.55$$

A Figura 20 mostra a simulação com a adição de equipamentos telecomandados em um alimentador com diferentes cenários de transferência de carga com outros alimentadores. Pode-se verificar que o benefício é maior à medida que o número de equipamentos aumenta, mas ao mesmo tempo, o benefício obtido com cada novo equipamento diminui, portanto a curva apresenta uma assíntota com o aumento do número de equipamentos, assim como observado na Figura 18. Além disso, é possível verificar que o benefício da instalação de um novo equipamento é maior em alimentadores que possuem uma maior capacidade de transferência de carga.

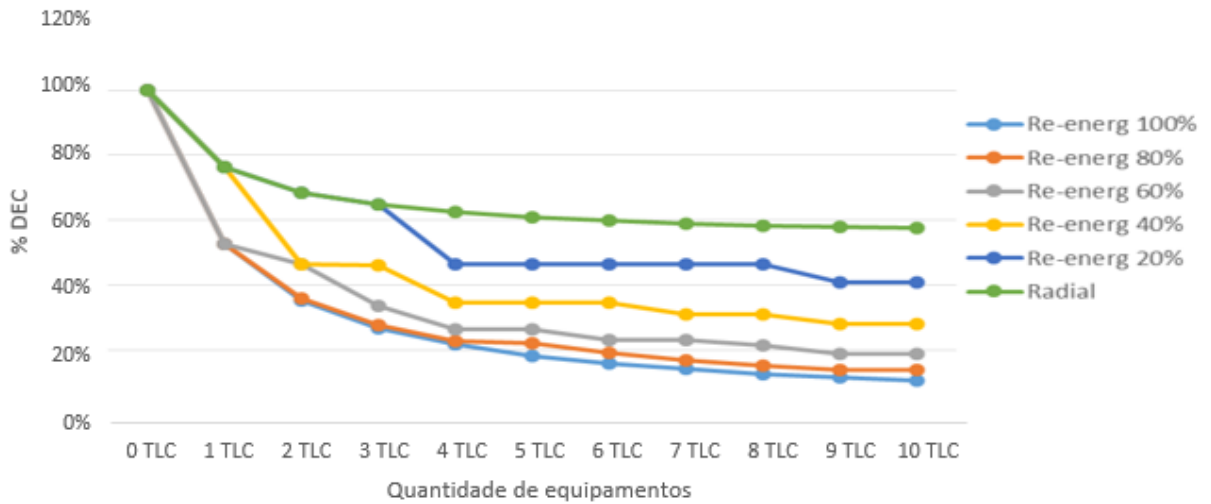


Figura 20 - Redução do DEC em função da quantidade de equipamentos e a capacidade de transferência de carga

A metodologia descrita acima pode ser aplicada para o indicador de frequência das interrupções (FEC). Em um caso real o percentual de redução do DEC e FEC pode variar dos valores descritos na Figura 20 em função da distribuição dos consumidores ao longo do alimentador e da probabilidade de falha das seções do alimentador.

3.1.1.4 BENEFÍCIO ECONÔMICO

O benefício efetivo de uma intervenção na rede de distribuição é visualizado ao considerar os efeitos econômicos decorrentes de sua aplicação, através da redução do número de falhas, violações regulatórias e reconhecimentos tarifários. Isso resulta em redução de manutenção (OPEX), redução de compensações/multas e aumento de incentivos ou redução de multas.

Uma vez determinados todos os benefícios técnicos e consequentemente econômicos, as intervenções na rede podem ser totalmente avaliadas, utilizando variáveis econômicas como ano de retorno do investimento e valor presente líquido do fluxo de caixa.

3.1.1.4.1 MANUTENÇÃO

A instalação de equipamentos telecontrolados na rede de distribuição não elimina a existência de uma falha, mas em casos de falhas transitórias os equipamentos atuam de forma remota e evitam a necessidade de envio de uma equipe em campo para realizar a manobra do equipamento e isolamento do trecho. Em casos de falhas permanentes, os equipamentos telecomandados permitem reduzir o número de clientes interrompidos através de manobras da rede que são realizadas pelo centro de controle da rede de distribuição. Foi considerado como benefício econômico com a instalação da chave telecomanda o custo evitado de envio de uma equipe a campo para realizar a manobra de uma chave.

Porém, com a instalação de um novo equipamento da rede também deve ser considerado o custo extra de manutenção desse novo ativo, sendo assim, para cada chave telecomandada foi considerado um custo aproximado de vistoria anual, a troca de bateria dos equipamentos, e o custo relacionado para manter o sistema de telecomunicação entre esses equipamentos.

3.1.1.4.2 REDUÇÃO DE PAGAMENTOS DE COMPENSAÇÕES E ECONOMIA EM MULTAS

Outro benefício alcançável com a execução de um plano de qualidade é a redução nos pagamentos de compensação para clientes individuais. Esses pagamentos são determinados pela ANEEL no PRODIST – Módulo 8 [12] e estão diretamente associados à violação dos limites definidos pelo órgão regulador para os indicadores de continuidade (DIC, FIC e DMIC) em relação ao período de apuração (mensal, trimestral, anual).

Com a melhoria da qualidade do serviço e a redução dos indicadores de DEC e FEC, há um impacto direto na redução dos pagamentos de violação dos limites regulatórios. Conforme o Modulo 8 do PRODIST [12] definido pela ANEEL, o cálculo do valor da compensação é realizado por meio das seguintes expressões:

- Para o DIC:

$$Valor = \left(\frac{DIC_V}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p x \frac{EUSD_{médio}}{730} kei \quad (16)$$

- Para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p x \frac{EUSD_{médio}}{730} kei \quad (17)$$

- Para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FIC_V}{FIC_p} - 1 \right) FIC_p x \frac{EUSD_{médio}}{730} kei \quad (18)$$

- Para o DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRI_V}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p x \frac{EUSD_{médio}}{730} kei \quad (19)$$

onde:

DICv: duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DICp: limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMICv: duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DMICp: limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FICv: frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FICp: limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

DICRIv: duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRIp: limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSDmédio: média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador (730 é o número médio de horas no mês);

kei: coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão

Nesse trabalho será utilizado o indicador de DEC e FEC por conjunto e a partir das expressões anteriormente apresentadas serão estimados os valores de compensação evitada com a melhoria da qualidade do fornecimento.

3.1.1.4.3 RECOMPENSAS E PENALIDADES

No Brasil, a regulamentação pode recompensar o distribuidor que apresenta redução dos indicadores DEC e FEC através de um valor adicional à sua tarifa ou penalizar o distribuidor que mantém altos indicadores e/ou não cumpre os limites reduzindo a tarifa.

O mecanismo de recompensas/penalidades definido pela ANEEL no PRORET, submódulo 2.5 [17] é o Fator X, composto pelos desempenhos em produtividade, qualidade dos serviços técnicos e comerciais e custos operacionais, dado pela expressão:

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (20)$$

Na composição do Fator X, o componente Q, que é resultado da qualidade de serviços técnicos e comerciais prestados pela distribuidora aos consumidores, leva em consideração a variação dos indicadores técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões estabelecidos pela ANEEL. A parcela referente à qualidade técnica equivale a 70% do componente Q e é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC.

$$Q = 0,50 \cdot Q_{DEC} + 0,20 \cdot Q_{FEC} + 0,30 \cdot Q_{Comercial} \quad (21)$$

A Tabela 1 apresenta todos os indicadores utilizados para o cálculo da componente Q do fator X separados pela classificação de técnico e comercial conforme a metodologia descrita no submódulo 2.5 do PRORET da ANEEL [17].

Tabela 1 - Indicadores técnicos e comerciais do fator Q [17]

Tipo	Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento
Comerciais	FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora
	IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70
	INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%
	Iab	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%
	ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a 2%
Técnicos	DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma Unidade Consumidora ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora
	FEC	Frequência Equivalente de interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para um certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora

Atualmente, para avaliar a parte técnica do componente Q, a ANEEL divide as concessionárias entre as que atendem e as que não atendem ao padrão estabelecido pela ANEEL, sendo cada um desse grupo ainda subdividido em outros dois grupos: 25% dos melhores (ou piores) e os demais 75%. Sendo assim, de acordo com o definido no PRORET [17], as distribuidoras são divididas em quatro classes de acordo com o seu desempenho:

a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão

- b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão
- c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão
- d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão

Para determinar o Fator Q é aplicado uma fórmula em função da variação de DEC e FEC da distribuidora nos últimos anos e qual grupo a distribuidora pertence. A Tabela 2 apresenta os equacionamentos para o cálculo desse fator de acordo com o definido no PRORET [17]. Com as intervenções na rede, há uma redução nos indicadores de DEC e FEC e consequentemente um aumento da tarifa paga pelos consumidores através da aplicação da componente Q do fator X. Isso aumenta a margem de lucro da companhia e deve ser utilizado na avaliação econômica de uma intervenção na rede.

Tabela 2 - Parâmetros para calcular o fator Q em função do DEC e FEC [17]

Classe	Faixa de Variação	Curva
25% melhores do grupo que atende ao padrão	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -2$
	$-25\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i - 0,333$
	$5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0267 \times \Delta i - 0,133$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 0,4$
75% restantes do grupo que atende ao padrão	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -1,3$
	$-25\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0520 \times \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0600 \times \Delta i$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,2$
25% piores do grupo que não atende ao padrão	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,9$
	$-25\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0450 \times \Delta i + 0,225$
	$-5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0640 \times \Delta i + 0,320$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,6$
75% restantes do grupo que não atende ao padrão	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,5$
	$-25\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i + 0,333$
	$-10\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i + 0,667$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 2$

3.1.1.4.4 FLUXO DE CAIXA E ANÁLISE ECONÔMICA

Logo após a definição da solução técnica que atende aos limites regulatórios e o cálculo dos benefícios econômicos com essa solução, passou-se para a análise da viabilidade financeira do projeto proposto. Nessa etapa, é verificado se a solução é viável economicamente a partir da aplicação de ferramentas de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno (*payback* - PB).

Com o VPL é possível confrontar o montante investido com somatório dos fluxos de benefícios futuros, todos eles numa mesma data propiciando assim a possibilidade de avaliação se o projeto criará ou não valor para a empresa [25]. Para o cálculo do VPL foi considerado:

- Valor do investimento;
- Valor dos fluxos futuros de benefícios;
- Quantidade de períodos em que haverá fluxos futuros;

- Taxa de juros desejada pelo investidor.

O VPL é dado por:

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^n \frac{FC}{(1+j)^n} \quad (22)$$

Onde:

VPL, Valor Presente Líquido gerado pela implementação do projeto;

FC é o fluxo de caixa do projeto;

j a taxa de juros requerida pelo investidor;

n, tempo de execução do projeto.

A solução técnica será considerada viável se $VPL \geq 0$.

O segundo indicador calculado é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR é considerada como a taxa de juros requerida j que torna nulo o valor presente líquido (VPL). A TIR será comparada com a taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) definida pelo órgão regulador. Para obter o valor da TIR devemos calcular a seguinte expressão:

$$0 = -I + \sum_{n=1}^n \frac{FC}{(1+TIR)^n} \quad (23)$$

Nesse caso se a $TIR \geq WACC$ significará que a solução técnica proposta apresenta retorno igual ou superior ao custo do capital investido, e dessa forma é viável o projeto, caso contrário, o mesmo será inviável economicamente.

Também foi calculado para a solução técnica o tempo de retorno (payback - PB), identificando o prazo no qual o custo inicial será completamente recuperado. Esse indicador foi calculado verificando o ano no qual o fluxo de caixa do projeto se torna positivo.

4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E ALGORITMO

Esse trabalho propõe uma metodologia para priorizar ações na rede através da aplicação de novos equipamentos telecomandados nos alimentadores de média tensão com o objetivo de melhoria dos indicadores de qualidade do serviço e também considerando o maior benefício econômico considerando o impacto da execução dos investimentos e o fluxo de caixa devido as revisões tarifárias que serão executadas.

O objetivo do algoritmo é obter uma configuração da rede que de forma econômica reduza o número de distribuição os indicadores de qualidade se reduzem cada vez mais. Assim, com o objetivo de determinar o investimento econômico para cada rede foram utilizados como referência os limites consumidores interrompidos durante uma falta. Aumentando o número de ações de melhorias na rede de regulatórios de DEC e FEC como indicadores alvo para cada rede, com os investimentos a serem realizados visando o atendimento a estes valores.

4.1 MODELO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para modelar uma rede de distribuição foi considerado que cada seção da rede é um intervalo entre dois dispositivos de proteção ou chaves telecomandadas. Em um sistema de distribuição os dispositivos de proteção ou chaves telecomandadas tem duas funções principais: proteção e isolamento quando ocorre uma falta e alteração do modo de operação do sistema.

Cada seção da rede possui uma taxa de falha diferente e o modelo proposto demonstra a não homogeneidade das falhas em uma rede de distribuição. Para a representação da rede de distribuição, suas seções e as interligações presentes nessa rede, foi utilizada a Teria dos Grafos apresentada na referência [26].

Um grafo $G(V, A)$ é definido por um conjunto finito V de vértices (ou nós) e um conjunto finito A de arestas (seções da rede). Cada seção da rede de distribuição é representada por dois nós, um no início e outro no final da seção. Através de uma matriz de adjacência ($A = a_{ij}$) é possível representar os nós que possuem ligação, onde:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se } (i, j) \in V \\ 0, & \text{outros casos} \end{cases} \quad (24)$$

A Figura 21 é um exemplo apresentado em [27] mostrando um sistema de distribuição simplificado composto por uma barra conectando dois alimentadores. Os pontos LP1, LP2, LP3 e LP4 são os pontos de conexão aos clientes, com cada ponto possuindo 220, 200, 1 e 1 consumidores conectados, respectivamente. Os disjuntores da subestação são representados como CB1 e CB2, com os números em parênteses indicando a numeração do nó considerado no estudo.

A matriz de adjacência A da rede apresentada na Figura 21 é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (25)$$

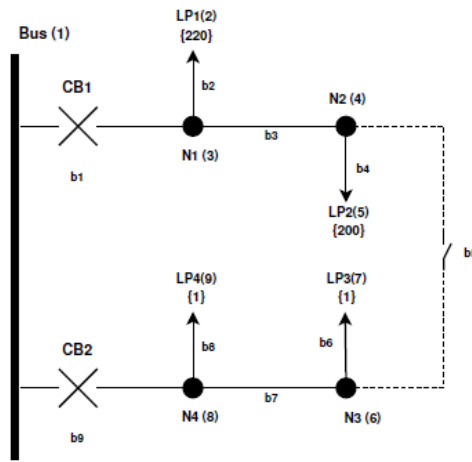


Figura 21 - Alimentador de distribuição [27]

Cada valor igual a 1 na equação 25 representa uma seção entre um nó de origem (linhas) e um nó de destino (colunas). Por exemplo, o elemento i_{34} tem valor 1 indicando que existe uma seção, indicada como b_3 na Figura 21, iniciando no nó 3 (N1) para o nó 4 (N2).

Para conhecer o equipamento presente em cada nó, foi aplicada a seguinte premissa:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se existir um disjuntor nesse ramo} \\ 2, & \text{se existir uma chave manual} \\ 3, & \text{se existir uma chave telecomandada} \\ 4, & \text{se existir uma chave NA de interconexão com outro alimentador} \\ 5, & \text{se for uma seção de linha sem equipamentos} \\ 0, & \text{outros casos} \end{cases} \quad (26)$$

Para caracterizar cada elemento $a_{ij} \neq 0$ foram utilizadas as seguintes informações:

- Quantidade de consumidores associados
- Comprimento da seção
- DEC e FEC da seção
- Taxa de falha dos componentes

4.2 COMPORTAMENTO DA REDE

Para cada seção da rede foram considerados os indicadores de DEC e FEC durante o período de um ano, utilizando as seguintes premissas:

- Foram desconsiderados os eventos relacionados a rede básica;
- Foram desconsiderando os indicadores DEC e FEC relativos a desligamentos programados para execução de intervenções na rede

A fim de simplificar a simulação, foi considerado que as manobras por telecontrole ocorrem em um tempo inferior a 3 min. Quando um trecho da rede é reestabelecido em um tempo inferior a 3 min, essa descontinuidade do serviço não é contabilizada nos indicadores oficiais de DEC e FEC.

4.3 O ALGORITMO DE AVALIAÇÃO DA QUALIDADE

A alocação de equipamentos em um rede de distribuição de energia pode ser formulada como um problema de otimização combinatória [28] com o objetivo de maximizar os ganhos. O objetivo deste tipo de algoritmo é definir a quantidade ótima de equipamentos a serem aplicados na rede para permitir reduzir os índices de qualidade atendendo os limites regulatórios propostos para cada região a um mínimo custo possível afim de otimizar o benefício econômico.

Apesar dos benefícios teóricos, para redes de distribuição reais com um número elevado de trechos candidatos a ações de melhoria, a abordagem via otimização combinatória pode ser comprometida por questões relacionadas ao esforço computacional. Assim, processos heurísticos para priorização de ações podem ser aplicados para obtenção de planos de ações econômicos que atendam aos requisitos de qualidade. A proposta apresenta neste trabalho segue nesse caminho visando contribuir para a construção de um algoritmo simples e de fácil aplicação prática em distribuidoras de energia.

O algoritmo proposto está dividido em 4 principais partes:

- 1) Identificação da rede crítica
- 2) Definição da localização ideal para instalação do equipamento telecontrolado
- 3) Cálculo do benefício técnico
- 4) Cálculo do benefício econômico

Para realizar uma análise de custo benefício por solução, foram utilizadas as seguintes referências de custos:

- Nova chave telecomandada: 70 mil reais por equipamento
- Custo de troca de baterias: 300 reais por equipamento
- Custo de telecomunicação do equipamento: 100 reais por equipamento por ano

A Figura 22 apresenta um fluxo simplificado dos processos realizados na escolha da melhor solução técnica para resolver as criticidades identificadas no diagnóstico da rede.

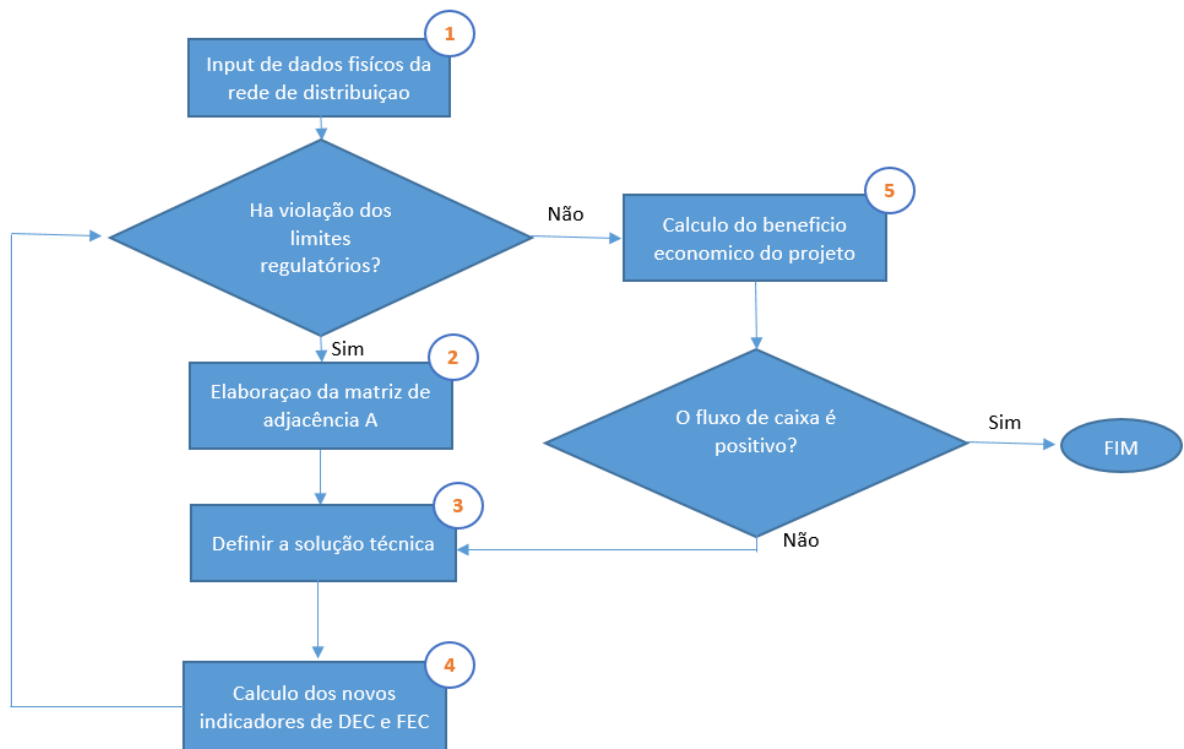


Figura 22 - Fluxo de avaliação da rede

Os processos realizados e descritos na Figura 22 podem ser resumidos da forma que segue. Na Etapa 1 são informados os dados físicos da rede de distribuição. Nessa etapa são lidas as informações da rede selecionada, tais como: indicadores de DEC e FEC, extensão da rede, consumidores, tipos de dispositivos de proteção e manobra presente na rede, interconexões entre as redes e o percentual de remanejamento de carga.

Em seguida é realizada uma validação dos dados de entrada, com a etapa de solução técnica sendo aplicada somente para os alimentadores que possuem violação dos indicadores de continuidade. Para os demais alimentadores é considerado que a rede atende aos níveis de qualidade exigidos pelo regulador não justificando o investimento.

A etapa 2 é iniciada pela elaboração da matriz de adjacência. Conforme descrito no tópico 4.1 é utilizada a teoria dos grafos para realizar a divisão do alimentador em seções. Para cada alimentador será proposto um conjunto de soluções técnicas que serão definidas através da melhor relação de custo benefício. As soluções serão definidas nas etapas a seguir.

A etapa 3 envolve a proposição de soluções de automação da rede:

- Essa solução considera a instalação de chaves telecomandadas nas seções de rede, casos em que $a_{ij} = 5$, e em substituição as chaves manuais, casos em que $a_{ij} = 2$;
- Nas seções de rede que apresentam maior participação no DEC do alimentador serão priorizadas instalações de chaves telecomandadas. Essa priorização é realizada utilizando a metodologia do Pareto descrito no capítulo 3.
- É possível instalar mais de uma chave telecomandada em uma seção de rede, com o número máximo de chaves a serem instalados em uma seção dependendo do

comprimento da mesma. Considerou-se que as chaves devem possuir uma distância mínima de 100m entre si, equivalente a 3 vãos da rede de média tensão.

Concluída a etapa 3 é iniciada a etapa 4, onde são calculados os novos indicadores de DEC e FEC do alimentador considerando os equipamentos que foram instalados. Após verificar que o alimentador atende todos os limites regulatórios de qualidade de continuidade, na etapa 5 é verificado o retorno econômico do investimento, calculando os benefícios da execução da solução técnica escolhida. É então selecionada a solução com menor custo benefício, sendo calculados os indicadores de continuidade considerando a aplicação das soluções selecionadas nas iterações anteriores. Caso os indicadores ainda apresentem violação, são realizadas sucessivas iterações e a cada iteração será adicionada uma nova chave telecomandada.

Caso o número máximo de chaves telecomandadas tenha sido atingido e os limites regulatórios continuarem sendo violados, será indicada a necessidade de realizar obras estruturais na rede, considerando a substituição dos componentes que possuem a maior taxa de falha e priorizando as seções que possuem maior participação no indicador DEC do alimentador.

Por fim, é obtido o conjunto de soluções técnicas finais que permitem a melhoria da rede afim de atingir os limites regulatórios propostos pelo regulador.

O algoritmo informa como dado de saída a quantidade de intervenções realizadas por solução técnica e a localização dessas intervenções com referência à matriz de adjacência. Também são calculados os indicadores finais de continuidade (DEC e FEC) considerando todas as intervenções propostas e informado o custo do investimento estimado para realizar essas soluções.

Essa metodologia é aplicada em alimentadores de media tensão em rede de distribuição e é uma referência para apoio a tomada de decisão da distribuidora em relação aos investimentos na rede para melhoria da qualidade do serviço.

5 APLICAÇÃO EM UM CASO REAL

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia descrita acima de alocação dos equipamentos com o objetivo de melhoria da qualidade do serviço com o melhor retorno financeiro para esse investimento. Primeiramente serão apresentadas as principais características do sistema de distribuição selecionado para a aplicação do modelo e na sequência os resultados técnicos e financeiros obtidos com o modelo.

5.1 DADOS DO SISTEMA UTILIZADO

Para realizar a análise dos resultados obtidos com a metodologia descrita nesse trabalho, foram utilizados os dados de uma distribuidora do estado do Rio de Janeiro com as informações referentes ao ano de 2015.

Através do diagnóstico da rede, foi analisado o estado da qualidade do serviço realizado a partir da continuidade do fornecimento e identificado que alguns conjuntos superam os limites regulatórios estabelecidos pelo órgão regulador.

Dentre esses conjuntos foi aplicada a metodologia de Pareto para identificar os conjuntos que possuem mais peso na violação dos indicadores de DEC e FEC. Foi utilizado para a análise os valores de DEC e FEC da companhia referente ao ano de 2015. Para realizar o diagnóstico da rede não foram considerados os expurgos e os desligamentos referentes a trabalhos programados na rede. A Figura 23 e a Figura 24 apresentam os gráficos de Pareto relativos aos conjuntos e indicadores DEC e FEC por conjunto, respectivamente.

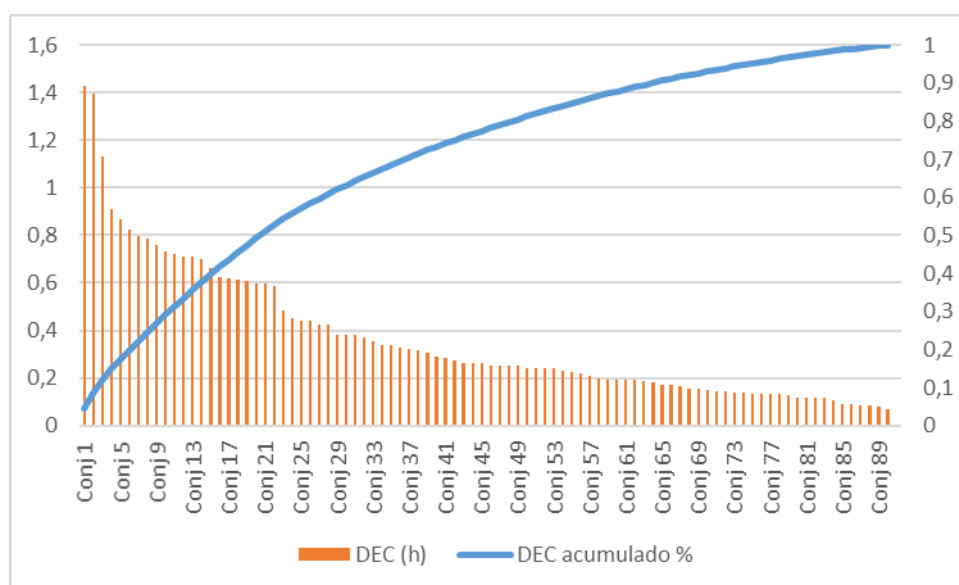


Figura 23 - Gráfico de Pareto com os conjuntos e indicadores de DEC 2015

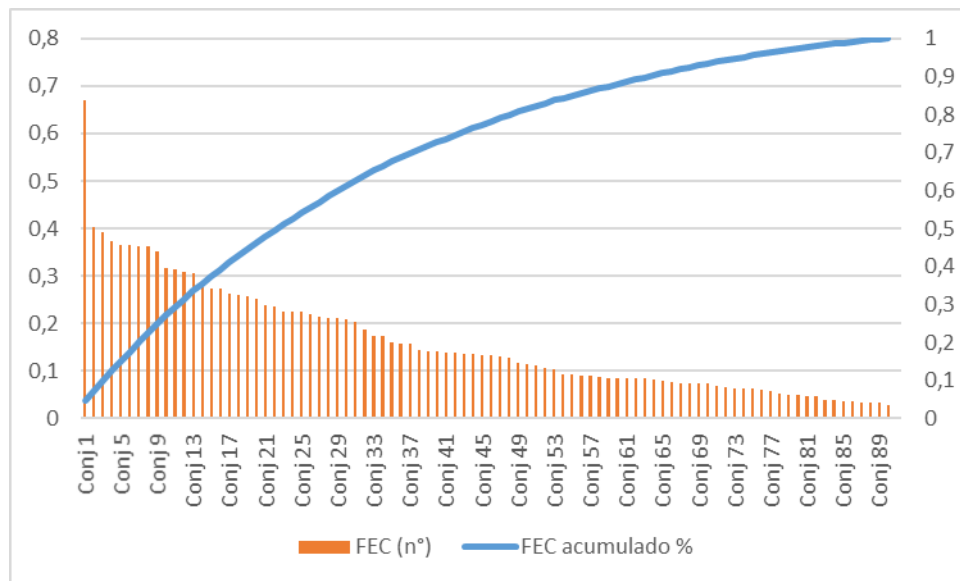


Figura 24 - Gráfico de Pareto com os conjuntos e indicadores de FEC 2015

A título de exemplo foi selecionado o conjunto com maior impacto nos indicadores da companhia. Os dados do conjunto selecionado são apresentados na Tabela 3

Tabela 3 - Dados do conjunto selecionado

CONJUNTO	DEC APURADO	DEC LIMITE	FEC APURADO	FEC LIMITE
Conjunto 1	39,68	20,00	20,37	11,00

Visto que esse conjunto não estava em conformidade com os limites regulatórios, foi selecionado para a aplicação do modelo com o objetivo de melhoria da qualidade do serviço e retorno econômico desse investimento.

O sistema utilizado para a aplicação do modelo e avaliação dos resultados representa um conjunto de uma distribuidora de energia do estado do Rio de Janeiro, incluindo uma subestação com 2 transformadores AT/MT de 33 MVA cada e um total de 9 alimentadores em MT de 13,8 kV para atender um total de 51.471 clientes. A Figura 25 apresenta um diagrama unifilar do conjunto selecionado para aplicação do algoritmo. A Tabela 4 apresenta um resumo das principais características elétricas pertinentes ao escopo deste trabalho para cada alimentador. Para realizar a análise foi utilizada a situação do conjunto no ano de 2015.

Para realizar as simulações foram considerados todos os equipamentos presentes nos alimentadores daquele conjunto. A Tabela 5 apresenta um resumo dos equipamentos de proteção e manobra presentes no conjunto selecionado para a análise.

Os dados dos equipamentos presentes no alimentador são considerados como dados de entrada do modelo, pois esses equipamentos serão considerados como os nós do sistema de acordo com o descrito no capítulo 4.1 para modelar a rede de distribuição em MT.

Através da teoria de grafos, o sistema de distribuição de energia operado radialmente pode ser modelado como uma árvore direcionada e conectada $T(V,A)$, enraizada na subestação de energia AT/MT, onde V é o conjunto dos n nós e A é o conjunto das m arestas ([28]).

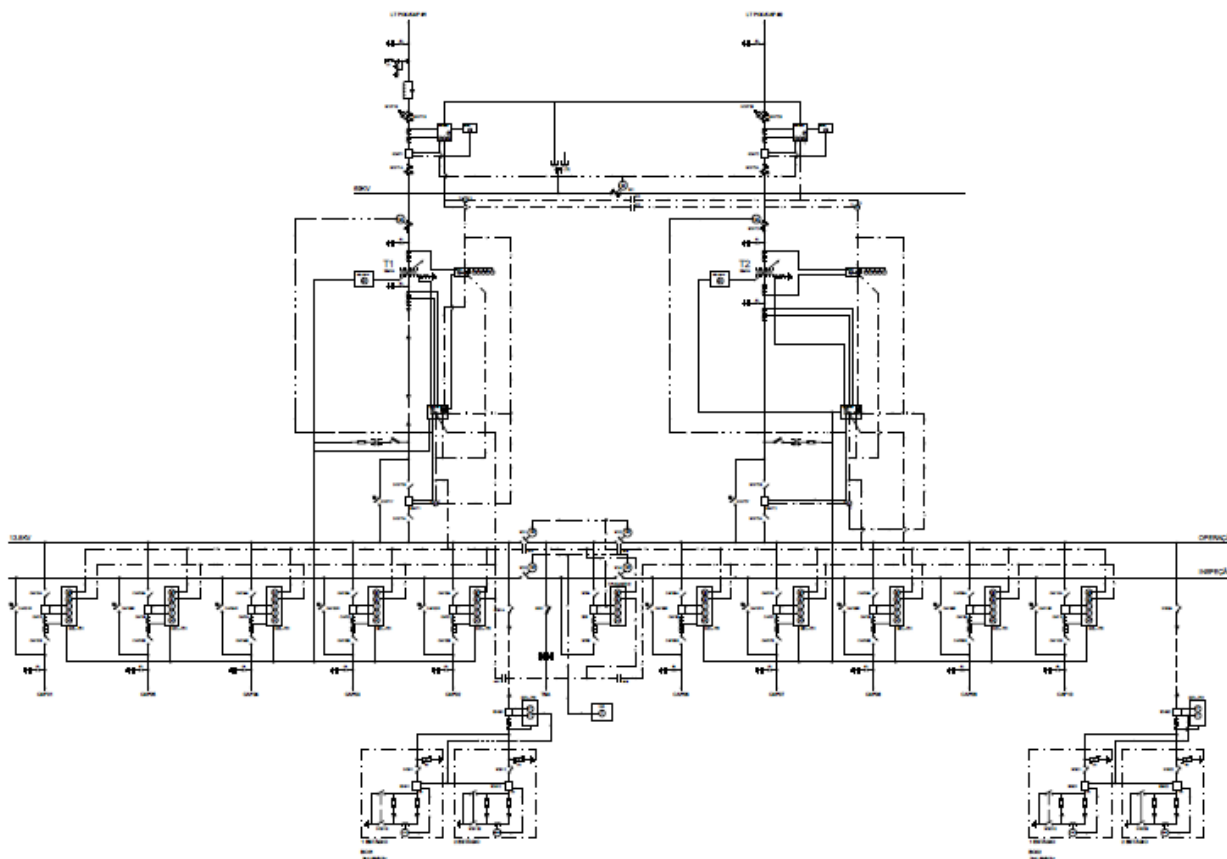


Figura 25 - Diagrama Unifilar do Conjunto selecionado

Tabela 4 - Característica dos alimentadores

	km MT	Transformador MT/BT	Consumidores
Alim 1	21,15	162	6.069
Alim 2	11,42	110	4.445
Alim 3	11,31	112	6.161
Alim 4	18,13	125	7.968
Alim 5	101,81	450	10.941
Alim 6	5,71	67	3.284
Alim 7	10,74	137	5.101
Alim 8	10,01	50	2.086
Alim 9	8,35	111	5.416

Nesse trabalho cada nó $i \in V$ representa um ponto de ramificação ou a localização de um equipamento de proteção ou manobra e cada aresta $(i, j) \in A$, com $i \in V$, $j \in V$, corresponde a um trecho da rede, sendo locais candidatos para instalação de chaves.

Quando uma falha ocorre em um trecho da rede, todos os seus clientes têm o fornecimento de energia interrompido. Além disso, a falha propaga-se para todos os setores a jusante do local da falha e a montante até encontrar o dispositivo de proteção mais próximo que vai seccionar a rede com a falha. Dessa forma, todos os setores e clientes que estão a jusante desse dispositivo de proteção terão o seu fornecimento de energia interrompido.

Tabela 5 - Equipamentos presentes nos alimentadores

	CHAVE FACA	CHAVE FUSÍVEL	CHAVE TELECOMANDADA	RELIGADOR	REGULADOR	CAPACITOR
Alim 1	26	97	-	1	1	2
Alim 2	29	105	2	1	-	-
Alim 3	12	47	-	1	-	-
Alim 4	24	57	-	2	-	-
Alim 5	40	189	1	2	3	4
Alim 6	13	74	1	1	-	-
Alim 7	27	112	-	1	-	1
Alim 8	16	24	1	1	-	-
Alim 9	22	92	-	1	-	2

A Figura 26 e a Figura 27 mostram a representação dos alimentadores do conjunto selecionado e exemplifica um dos alimentadores e seu grafo.

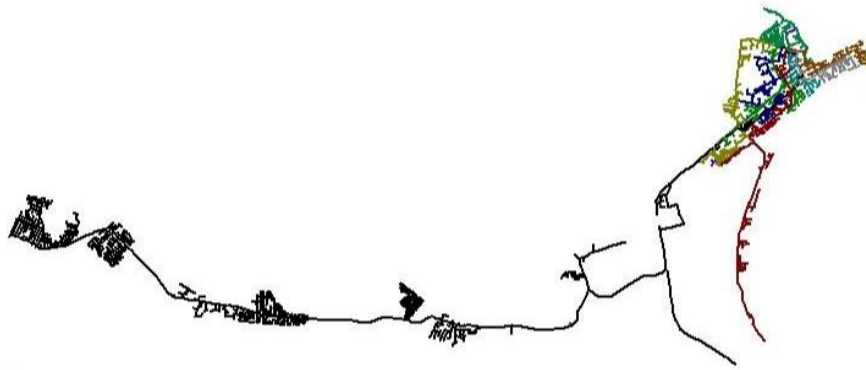


Figura 26 - Diagrama do conjunto selecionado, cada cor representa um alimentador.

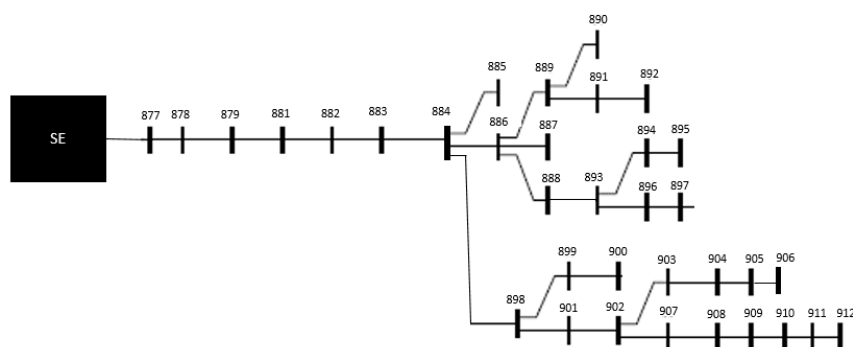


Figura 27 - Alimentador selecionado do conjunto e seus dispositivos

O objetivo com a instalação das chaves é permitir, após a ocorrência da falha, reduzir a quantidade de clientes sem energia até o reparo da rede. Essa redução pode ser efetuada reduzindo o número de clientes afetados durante uma falha.

Alguns dos alimentadores representados na Figura 27 possuem conexão entre si. Nesse trabalho não serão propostos novos pontos de interconexão entre alimentadores visto que para isso deveria ser analisado também a capacidade de transferência de carga entre essas linhas. No presente trabalho será analisada a instalação de equipamentos telecomandados, caso não exista, no ponto de interconexão já existente.

5.2 DADOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

Para realizar a análise da qualidade do serviço, foi verificado o histórico de falhas no conjunto e o comportamento dos indicadores de qualidade. A Tabela 6 mostra a piora da qualidade do serviço nos últimos 4 anos no conjunto selecionado para a análise.

Tabela 6 - Comportamento da Qualidade no Conjunto Selecionado

Alimentador	2012		2013		2014		2015	
	DEC TAM	FEC TAM	DEC TAM	FEC TAM	DEC TAM	FEC TAM	DEC TAM	FEC TAM
Alim 1	3,30	1,38	3,65	2,04	4,51	1,71	6,75	2,20
Alim 2	1,11	0,62	1,00	0,84	1,73	1,20	1,32	1,06
Alim 3	1,07	0,89	2,27	1,70	1,91	1,24	3,58	2,00
Alim 4	2,68	1,51	5,51	2,97	4,31	2,14	5,27	2,56
Alim 5	0,93	1,43	1,63	1,42	8,54	6,13	17,12	8,28
Alim 6	1,83	0,64	0,74	0,49	1,17	0,61	1,30	0,83
Alim 7	1,72	1,03	1,18	0,83	1,29	0,98	1,40	0,97
Alim 8	0,39	0,25	0,60	0,37	0,83	0,42	1,40	0,76
Alim 9	9,03	2,34	11,37	4,21	15,89	4,27	1,54	1,72

A soma dos indicadores da Tabela 6 resulta no DEC e FEC total do conjunto selecionado para a análise e através da Figura 28 e Figura 29 é possível observar o comportamento do conjunto ao longo de 4 anos e verificar a piora do comportamento na qualidade do serviço. A Figura 30 apresenta as principais causas das interrupções no conjunto selecionado, sendo o maior impacto no DEC devido a defeitos temporários não identificados que representam 28% de todas as interrupções ocorridas no conjunto.

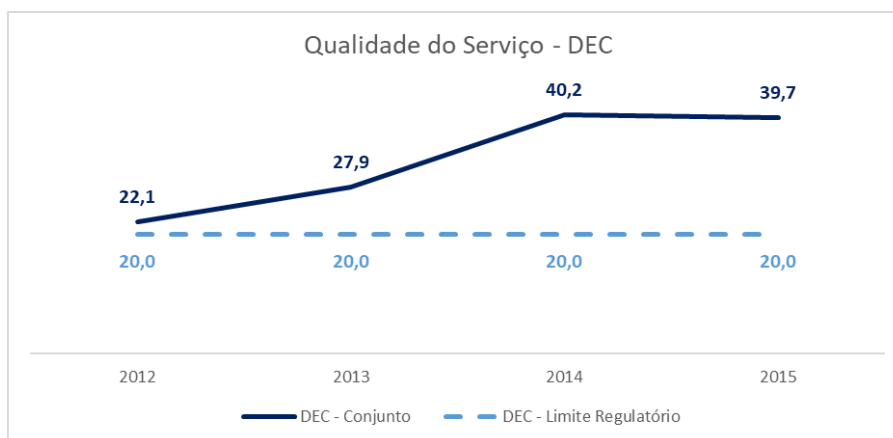


Figura 28 - Comportamento histórico do DEC no conjunto selecionado

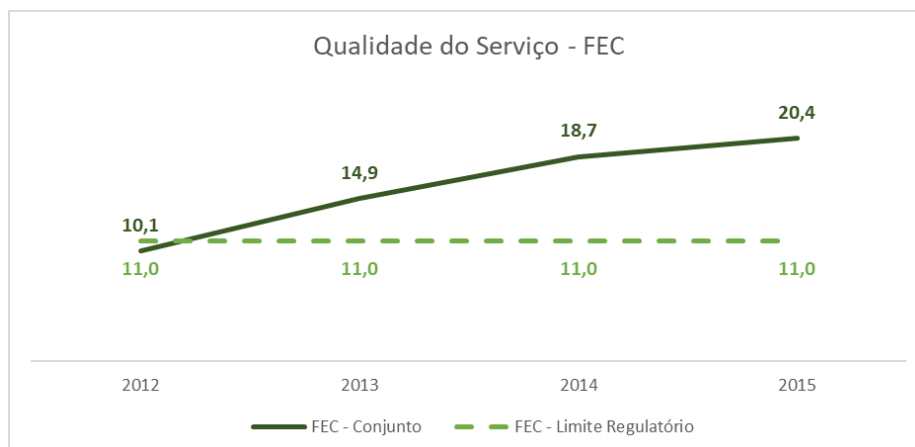


Figura 29 - Comportamento histórico do FEC no conjunto selecionado

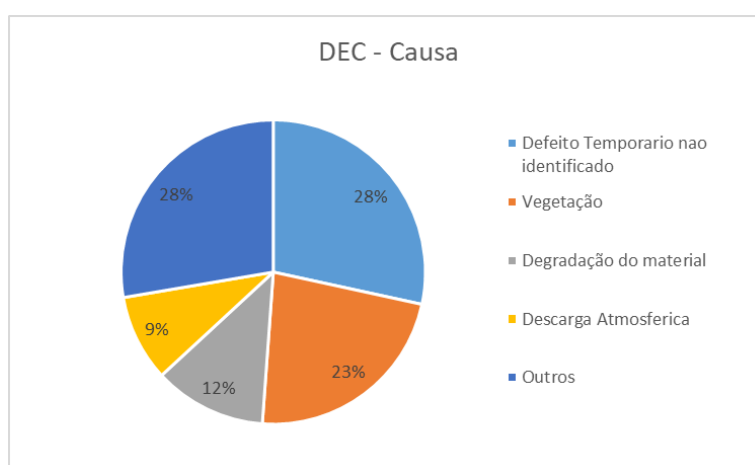


Figura 30 - Causa das interrupções

Para realizar a análise da rede e a aplicação da metodologia, foi utilizado o número de interrupções por ponto elétrico. Assim foi relacionada a quantidade de falhas e a duração dessas falhas para cada elemento presente na matriz de adjacência. A Tabela 7 mostra um exemplo das interrupções ocorridas no alimentador 1 do conjunto selecionado. Cada linha desta Tabela significa uma falha que ocorreu nesse alimentador e cada falha está relacionada com um dispositivo de proteção que operou para realizar a abertura do circuito e isolar o trecho com a falha. Para cada dispositivo foi realizada a correspondência com a matriz de adjacência, assim podem ser verificadas quantas falhas ocorreram em cada trecho da rede.

Além dos dados físicos da rede presente na Tabela 8, foi considerado como dado de entrada do modelo o comprimento de cada seção da rede, ou seja a distância entre cada ponto elétrico de proteção. Essa informação é importante pois o modelo simula a instalação de chaves em seções da linha com distância mínima de 100 [m] entre si. Para esse estudo foi considerado que toda a rede do alimentador é aérea e que o tipo de condutor não impactaria na instalação de novas chaves telecomandadas.

Para calcular o benefício financeiro com a melhoria da qualidade do serviço, foi obtido o histórico de compensações pagas aos clientes por violação dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI nos últimos anos. Estas informações são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 7 - Exemplo das interrupções

Referencia	Causa	Alimentador	Cli x Tmp	Cli Afe	Elto Grupo	Código Elemento	ponderante
1	MAREZIA	Alim 01	26,05	16	Ch. Fusivel	CF48868	15
2	DEGRADAÇÃO MATERIAL	Alim 01	3635,35	2136	Religador	CF44846	5
3	PIPA	Alim 01	2,44	2	Ch. Fusivel	CF635714	25
4	PIPA	Alim 01	963,3	507	Ch. Fusivel	CF45126	17
5	DEGRADAÇÃO MATERIAL	Alim 01	186,15	153	Ch. Fusivel	F633675	6
6	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	594,01	276	Ch. Fusivel	CF45126	17
7	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	520	52	Ch. Fusivel	CF635114	16
8	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	218,31	52	Ch. Fusivel	F633660	31
9	VEGETAÇÃO	Alim 01	1479,8	294	Ch. Fusivel	CF44516	3
10	VEGETAÇÃO	Alim 01	170,35	22	Ch. Fusivel	CF45126	17
11	VEGETAÇÃO	Alim 01	302,42	14	Ch. Fusivel	CF635114	16
12	VEGETAÇÃO	Alim 01	1574,89	73	Ch. Fusivel	F633660	31
13	MAREZIA	Alim 01	841,45	39	Ch. Fusivel	CF44516	3
14	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	657,06	256	Ch. Fusivel	CF48868	15
15	DEGRADAÇÃO MATERIAL	Alim 01	4097,76	269	Ch. Fusivel	F632494	7
16	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	980,33	173	Ch. Fusivel	CF48193	9
17	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	351,76	173	Ch. Fusivel	CF48193	18
18	DEFEITO TEMPORÁRIO NÃO IDENTIFICADO	Alim 01	104,74	32	Ch. Fusivel	U45732	11

Tabela 8 - Exemplo de seção de rede por equipamento de proteção

Alimentador	Código Elemento	Correspondente Matriz	Seção (m)
Alim 01	CF48868	15	155
Alim 01	CF44846	5	37
Alim 01	CF635714	25	459
Alim 01	CF45126	17	76
Alim 01	F633675	6	258
Alim 01	CF45126	17	76
Alim 01	CF635114	16	319
Alim 01	F633660	31	358
Alim 01	CF44516	3	48
Alim 01	CF45126	17	76
Alim 01	CF635114	16	319
Alim 01	F633660	31	358
Alim 01	CF44516	3	48
Alim 01	CF48868	15	155
Alim 01	F632494	7	86
Alim 01	CF48193	9	142
Alim 01	CF48193	18	658
Alim 01	U45732	11	238

Para realizar uma análise de custo benefício por solução, foram utilizadas as seguintes referências de custos:

- Nova chave telecomandada: 70 mil reais por equipamento
- Custo de troca de baterias: 5 mil reais
- Custo de telecomunicação do equipamento: 200 reais por mês por equipamento

Tabela 9 - Compensação paga aos consumidores por violação dos indicadores individuais de qualidade

Alimentador	2012	2013	2014	2015
Alim 1	R\$ 50.494	R\$ 55.828	R\$ 69.047	R\$ 103.395
Alim 2	R\$ 23.177	R\$ 20.865	R\$ 36.136	R\$ 27.668
Alim 3	R\$ 16.104	R\$ 34.162	R\$ 28.725	R\$ 53.949
Alim 4	R\$ 31.235	R\$ 64.284	R\$ 50.250	R\$ 61.384
Alim 5	R\$ 16.176	R\$ 28.279	R\$ 148.418	R\$ 297.606
Alim 6	R\$ 51.759	R\$ 20.930	R\$ 33.054	R\$ 36.664
Alim 7	R\$ 31.313	R\$ 21.565	R\$ 23.476	R\$ 25.521
Alim 8	R\$ 17.305	R\$ 26.656	R\$ 37.068	R\$ 62.254
Alim 9	R\$ 154.946	R\$ 194.979	R\$ 272.500	R\$ 26.470
Total	R\$ 392.507	R\$ 467.547	R\$ 698.673	R\$ 694.913

Foram considerados os limites de qualidade do conjunto selecionado de DEC = 20 horas/ ano e FEC = 11 interrupções/ ano.

5.3 RESULTADOS

A metodologia apresentada no capítulo 0 tem o objetivo de melhorar a qualidade do serviço através da alocação de chaves telecomandada em uma rede de média tensão de distribuição de energia. O objetivo é encontrar a solução econômica que permita reduzir os indicadores de qualidade aos níveis solicitados pelo regulador e traga também benefícios econômicos com a redução das compensações pagas aos consumidores por violação dos indicadores individuais de qualidade e como benefício ainda o incentivo regulatório pela melhoria da qualidade através do fator Q presente na tarifa. Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação dessa metodologia para o conjunto selecionado.

5.3.1 SOLUÇÃO TÉCNICA

A primeira etapa do fluxo presente na metodologia é a alocação das chaves telecomandadas. A rede selecionada para o estudo possui violação dos indicadores de qualidade e a metodologia aplicada nesse trabalho realiza a alocação de chaves telecomandadas que reduzem os indicadores de DEC e FEC até atingir os níveis solicitados pelo regulador.

A cada equipamento proposto é calculado os valores de DEC e FEC e caso esses indicadores estejam superiores ao limite regulatório é feita uma nota iteração para a alocação de mais um equipamento.

Quando se propõe a instalação de um novo equipamento telecomandado, esse equipamento traz como benefício a redução dos clientes interrompidos durante uma falha. Para realizar as simulações desse trabalho foram utilizados o histórico de falhas do ano de 2015 para o alimentador selecionado, e verificado quantas falhas tiveram em cada seção da rede.

Após o diagnóstico de qualidade da rede e o levantamento dos dados de entrada para elaboração da matriz de adjacência, os algoritmos propostos são executados considerando os dispositivos já instalados na rede e as seções das redes, que são arestas aptas para instalações de novos equipamentos com uma distância mínima de 100m entre si. Dessa forma, é obtido o número

suficiente de equipamentos que satisfaça a restrição dos indicadores de DEC e FEC para atingir o limite regulatório do conjunto selecionado.

Cada alimentador do conjunto é avaliado de forma independente, sendo que após cada solução obtida através da metodologia aplicada são recalculados os indicadores de DEC e FEC para todos os alimentadores visto que podem ser propostas chaves em pontos de interconexão de alimentadores que possam trazer benefício para mais de um alimentador. A evolução do algoritmo será apresentada detalhadamente para facilitar a compreensão do processo.

Na primeira interação, o método busca alocar o equipamento na linha que trouxer a maior redução dos indicadores de DEC e FEC. A Tabela 10 apresenta o resultado da alocação da primeira chave. Todavia, com a instalação de somente um equipamento os indicadores de DEC e FEC do conjunto se mantem superior aos limites regulatórios estabelecidos pelo regulador conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 10 - Resultado da alocação da primeira chave

Linha	ID Trecho	km Trecho	Antes		Quantidade de equipamentos	Depois		Δ	
			DEC	FEC		DEC	FEC	DEC	FEC
Alim 03	305	2	0,8652	0,1308	1	0,6489	0,0981	-25%	-25%

Tabela 11 - Resultado dos indicadores gerais após primeira alocação

	Sem alocação de chaves	Pós alocação de chaves	Limite regulatório	Status
DEC	39,7	39,5	20	Limite Violado
FEC	20,4	20,3	11	Limite Violado

Seguindo a metodologia proposta, o modelo inicia uma nova interação buscando a alocação de mais uma chave e considerando a chave já proposta anteriormente. Nessa nova etapa o modelo indica a alocação de mais uma chave no mesmo trecho. Analisando o trecho selecionado percebe-se que se trata da seção mais crítica do conjunto, representando 2% do total do indicador DEC de todo o conjunto. Na análise de Pareto esse trecho da rede é o primeiro do ranking, justificando a necessidade de melhorias. A Tabela 12 apresenta o resultado da alocação da segunda chave.

Tabela 12 - Resultado da alocação da segunda chave

Linha	ID Trecho	km Trecho	Antes		Quantidade de equipamentos	Depois		Δ	
			DEC	FEC		DEC	FEC	DEC	FEC
Alim 03	305	2	0,8652	0,1308	2	0,4669	0,0872	-46%	-33%

Porém, mesmo com a segunda chave os limites regulatórios continuam violados conforme ilustrado na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultado dos indicadores gerais após segunda alocação

	Sem alocação de chaves	Pós alocação de chaves	Limite regulatório	Status
DEC	39,7	39,3	20	Limite Violado
FEC	20,4	20,3	11	Limite Violado

Para a alocação da terceira chave, o sistema identificou um novo trecho da rede, mas os indicadores de qualidade do conjunto continuam superiores aos limites regulatórios conforme ilustrado na Tabela 14 e na Tabela 15.

Tabela 14 - Resultado da alocação da terceira chave

Linha	ID Trecho	km Trecho	Antes		Quantidade de equipamentos	Depois		Δ	
			DEC	FEC		DEC	FEC	DEC	FEC
Alim 03	305	2	0,8652	0,1308	2	0,4669	0,0872	-46%	-33%
Alim 05	523	2	0,6394	0,3078	1	0,4795	0,2308	-25%	-25%

Tabela 15 - Resultado dos indicadores gerais após terceira alocação

	Sem alocação de chaves	Pós alocação de chaves	Limite regulatório	Status
DEC	39,7	39,1	20	Limite Violado
FEC	20,4	20,2	11	Limite Violado

Mantendo a metodologia descrita, o modelo foi realizando sucessivas iterações até que o objetivo final foi atingido, resultando em indicadores DEC e FEC do conjunto atendendo aos limites regulatórios conforme apresentado na Tabela 16. Inicialmente o modelo verificou que com a instalação de 685 novas chaves telecomandadas na rede seria possível reduzir os indicadores de DEC do conjunto até os níveis dos limites regulatórios, porém ainda possuía violação nos indicadores de FEC.

Tabela 16 - Indicadores com a instalação de 685 chaves

	Sem alocação de chaves	Pós alocação de chaves	Limite regulatório	Status
DEC	39,7	20,0	20	Limite atendido
FEC	20,4	11,3	11	Limite Violado

Sendo assim, o modelo continuou com as interações até que as duas restrições fossem atendidas, conforme ilustrado na Tabela 17. A Tabela 18 mostra o resultado final do modelo, no qual foi proposta a instalação de 725 novas chaves telecomandadas no conjunto em 552 seções de rede. O número total de 725 equipamentos é o número mínimo de equipamentos que permitem que os índices de DEC e FEC respeitem os limites regulatórios do conjunto supondo como única ação de melhoria a instalação de chaves telecomandadas.

Tabela 17 – Indicadores finais após a alocação das chaves

	Sem alocação de chaves	Pós alocação de chaves	Limite regulatório	Status
DEC	39,7	19,3	20	Limite atendido
FEC	20,4	11,0	11	Limite atendido

Tabela 18 - Resultado final de alocação das chaves

Linha	Quantidade Trechos selecionados	Antes		Quantidade de equipamentos	Depois		Δ	
		DEC	FEC		DEC	FEC	DEC	FEC
Alim 1	80	6,8	2,2	129	3,2	2,0	-52%	-10%
Alim 2	22	1,3	1,1	22	1,0	0,4	-28%	-62%
Alim 3	56	3,6	2,0	67	1,4	1,0	-61%	-49%
Alim 4	95	5,3	2,6	93	3,0	1,7	-43%	-33%
Alim 5	250	17,1	8,3	322	8,9	4,8	-48%	-42%
Alim 6	4	1,3	0,8	30	0,4	0,4	-73%	-56%
Alim 7	9	1,4	1,0	39	0,6	0,4	-57%	-61%
Alim 8	6	1,4	0,8	14	0,3	0,2	-79%	-80%
Alim 9	30	1,5	1,7	9	0,6	0,2	-60%	-87%
Total Conjunto	552	39,7	20,4	725	19,3	11,0	-51%	-46%

Nota-se que em algumas seções de rede existe mais de uma chave telecomandada instalada, mas todos os equipamentos atendem ao critério de uma distância mínima de 100m entre si.

A Tabela 18 também mostra os valores de DEC e FEC por alimentador antes e após a alocação das chaves telecomandadas, verifica-se que o modelo propõe um maior número de chaves telecomandadas nos alimentadores que possuem maior contribuição no DEC e FEC total do conjunto.

5.3.2 BENEFÍCIO ECONÔMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA

Com a instalação das 725 chaves propostas na seção anterior os indicadores de DEC e FEC do conjunto são reduzidos obedecendo os limites regulatórios propostos pelo regulador. Com a melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia, um dos benefícios econômicos para a empresa é a redução da compensação paga aos consumidores por violação dos indicadores individuais de continuidade.

A Tabela 19 apresenta os limites regulatórios para indicadores individuais dos conjuntos selecionadas, e caso haja violação desses indicadores, a empresa de distribuição de energia é obrigada a pagar compensação ao consumidor.

Para realizar o cálculo do benefício de redução do pagamento das compensações, foi assumido que todos os clientes de um mesmo trecho de rede possuem o mesmo indicador individual. Foi utilizada para a análise de alocação das chaves os indicadores DEC e FEC do conjunto para

cada seção e para realizar a análise da redução das compensações serão utilizados os indicadores DIC e FIC para cada seção.

Tabela 19 - Limites regulatórios para indicadores individuais

			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)		
Conjunto Selecionado	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL
Urbano	20	11	25,08	12,5	6,27	14,95	7,47	3,73
Não urbano	20	11	46,96	23,5	11,74	32,48	16,2	8,12

Para calcular o indicador de DIC e FIC foram utilizados os valores de DEC e FEC por seção, o número de clientes de cada seção e o número de clientes total do conjunto, essas equações são similares as equações 1 e 2, mas por utilizam como denominador o número total de cliente por conjunto. Sendo os valores por conjuntos representados como:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} Ca(i) \times T(i)}{C_t} \quad (27)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} Ca(i)}{C_t} \quad (28)$$

As variáveis utilizadas são:

i é o número de interrupções, de 1 a n;

T(i) é o tempo de duração de cada interrupção para os consumidores considerados, em horas;

Ca(i) é o número de consumidores atingidos nas interrupções;

Ct é o número total de consumidores do conjunto

A representação dos valores individuais também está definido em, 63[12] , como:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \text{ e } FIC = n \quad (29)$$

As variáveis utilizadas são:

i é o número de interrupções, de 1 a n;

T(i) é o tempo de duração de cada interrupção para os consumidores considerados, em horas;

N é o número de interrupções;

A relação entre DEC e DIC e FEC e FIC foi obtida através da multiplicação pela relação de clientes, visto que DEC e FEC são referentes aos indicadores do conjunto e possuem como denominador das equações 27 e 28 o número total de clientes do conjunto e DIC e FIC são referentes aos indicadores individuais da rede, mas para essa análise será considerado como indicador da seção da rede que será intervinda:

$$DIC = DEC \times \frac{Ct}{Cs} \text{ e } FIC = FEC \times \frac{Ct}{Cs} \quad (30)$$

As variáveis utilizadas são:

Ct é o número total de consumidores do conjunto

Cs é o número total de consumidores da seção da rede

Para simplificação de cálculo, foi calculado somente o pagamento de compensações relacionados aos indicadores de DIC e FIC anuais de cada seção da rede, antes e após a instalação das chaves. Para simplificação foi assumido um valor de $EUSD_{\text{médio}} = 40$ milhões de reais e adotado o $kei = 15$.

Foram aplicadas as equações 16 e 18 mostradas na seção 3.1.1.4.2 para cálculo da compensação em cada seção de rede.

É importante ressaltar que mesmo com o limite de DEC e FEC do conjunto abaixo dos valores regulatórios ainda existe o pagamento de compensações de qualidade visto que algumas seções de rede possuem violação no indicador. Nos indicadores globais de DEC e FEC as seções que possuem violação no indicador são compensadas por seções que estão melhores do que os limites regulatórios, por isso o indicador global de DEC e FEC respeita os limites regulatórios, mas as seções que violam os limites serão penalizadas com o pagamento de compensações aos seus consumidores.

A

Tabela 20 mostra o resultado do cálculo das compensações a serem pagas aos consumidores nos cenários com e sem a alocação das chaves telecomandadas, mostrando um benefício na redução de 59% do valor total de compensações pagas.

Tabela 20 - Resultado da redução do pagamento de compensações

Linha	Qtde Clientes	Pgto Compensações Antes		Pgto Compensações Após		Δ
Alim 1	6.069	R\$	103.395	R\$	55.443	-46%
Alim 2	4.445	R\$	27.668	R\$	11.752	-58%
Alim 3	6.161	R\$	53.949	R\$	17.899	-67%
Alim 4	7.968	R\$	61.384	R\$	33.241	-46%
Alim 5	10.941	R\$	297.606	R\$	151.299	-49%
Alim 6	3.284	R\$	36.664	R\$	5.992	-84%
Alim 7	5.101	R\$	25.521	R\$	4.343	-83%
Alim 8	2.086	R\$	62.254	R\$	5.259	-92%
Alim 9	5.416	R\$	26.470	R\$	1.160	-96%
Total Conjunto	51.471	R\$	694.913	R\$	286.388	-59%

Existe um incentivo econômico na regulação brasileira aplicada a tarifa referente a melhoria da qualidade através da componente Q do fator X, descrito na equação 21 da seção 3.1.1.4.3. Para essa análise somente utilizaremos as variáveis de DEC e FEC para avaliar o comportamento da componente Q.

O fator Q é aplicado utilizando os valores de DEC e FEC para toda a empresa, mas para calcular o benefício com a melhoria do conjunto, será realizada uma estimativa considerando somente os valores de DEC e FEC do conjunto selecionado. Para isso, foram calculados os valores da componente Q para os indicadores sem e pós a alocação das chaves telecomandadas. Foi considerado ainda que sem o projeto a empresa seria classificada na classe das 25% piores que não atendem ao padrão, e com a após a alocação dos equipamentos a empresa seria classificada para as 75% restantes que atendem o padrão.

A estimativa do fator Q referente ao comportamento da qualidade no ano de 2015 foi de 0,55, utilizando como variável a variação do DEC e FEC dos anos de 2014 e 2015 conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21 - Fator Q sem alocação das chaves

	2014	2015	Δ	Q
DEC	40,17	39,68	-1,22	0,59
FEC	18,70	20,37	8,96	1,26
Fator Q Final				0,55

Foi calculado o fator Q considerando a melhoria dos valores de DEC e FEC após a alocação dos equipamentos, utilizando como variável a variação do DEC e FEC dos anos após e antes da alocação das chaves telecomandadas, obtendo um fator Q total de -0.91 conforme ilustrado na Tabela 22.

Tabela 22 - Fator Q com alocação das chaves

	2015	2015 - pós projeto	Δ	Q
DEC	39,68	19,32	-51,31	-1,30
FEC	20,37	11,00	-46,01	-1,30
Fator Q Final				-0,91

O valor do fator Q é aplicado na Parcela B para obter o benefício durante a revisão tarifária. A parcela B anual da companhia utilizada é de aproximadamente 1400 milhões de reais para todos os 2.600.000 clientes. Para simplificação de cálculo, foi considerado que a parcela B referente ao conjunto selecionado seria proporcional a sua quantidade de 51.471 clientes, resultando em uma parcela B proporcional de 27 milhões de reais.

A Tabela 23 mostra o resultado da parcela B após o efeito da aplicação do fator Q. Comparando os dois cenários é obtido um benefício anual de 0.4 milhões de reais.

5.3.3 CUSTOS DE MANUTENÇÃO DA SOLUÇÃO TÉCNICA

Com a utilização das chaves telecomandadas é possível realizar a manobra remotamente sem a necessidade de enviar a equipe a campo para isolar o trecho da falha manualmente. A chave telecomandada não vai evitar que a falha ocorra, mas uma das economias advindas de sua instalação é a redução do OPEX de manutenção referente ao envio dessas equipes a campo.

Tabela 23 - Benefício econômico do fator Q

	Parcela B MR\$ (sem fator Q)	Fator Q	Parcela B MR\$ (com fator Q)
Sem alocação das chaves	27,7	0,55	27,6
Com alocação das chaves	27,7	-0,91	28,0
Δ (MR\$)			0,4

O indicador FIC de cada seção representa o número de interrupções que os consumidores daquela seção sofreram. Para estimar o benefício econômico de redução de OPEX através da execução das manobras telecomandadas foi calculado o número de despachos de equipes de campo evitados com a atuação do equipamento telecontrolado para cada seção da rede:

$$\Delta FIC_{evitado} = FIC_{antes} - FIC_{pós\ instalação} \quad (31)$$

Foi considerado que cada interrupção evitada significa uma manobra telecomandada do equipamento, evitando o envio de uma equipe a campo para realizar a manobra manual. Foi assumido um custo de R\$ 200 por manobra e calculado o benefício com a execução do projeto. A

Tabela 24 mostra o benefício da redução do custo de OPEX através da execução das manobras telecontroladas, obtendo um benefício total por ano de R\$ 874.495.

Tabela 24 - Redução de OPEX

Linha	$\Delta FIC_{evitado}$	Δ OPEX (R\$)
Alim 1	-833	-166.564
Alim 2	-137	-27.475
Alim 3	-377	-75.496
Alim 4	-532	-106.475
Alim 5	-2.011	-402.150
Alim 6	-120	-24.052
Alim 7	-218	-43.664
Alim 8	-83	-16.685
Alim 9	-60	-11.933
Total	-4.372	-874.495

Todavia, com a adição dos novos equipamentos telecontrolados na rede há também a necessidade de manutenção desses equipamentos. Foram utilizadas as seguintes premissas:

- Manutenção preventiva através de vistoria anual: 1 visita por equipamento por ano com o custo estimado de R\$ 200 por visita
- Manutenção corretiva através da troca de bateria: troca de 10% do parque de baterias por ano com um custo estimado de R\$300 por bateria.
- Telecomunicação dos equipamentos: custo estimado para manutenção da rede de comunicação de R\$ 100 por ano e por equipamento.

Considerando estas premissas, o resultado do cálculo do OPEX adicional para a manutenção os novos equipamentos está na Tabela 25, verificando um valor total de R\$ 239.100.

Tabela 25 - OPEX dos novos equipamentos

	Custo unitário		Qtde	Valor total	
Manutenção Preventiva	R\$	200	725	R\$	145.000
Manutenção Corretiva	R\$	300	72	R\$	21.600
Telecomunicação	R\$	100	725	R\$	72.500
Total				R\$	239.100

Com a aplicação de novos equipamentos da rede de distribuição existe um benefício de redução de OPEX com a execução das manobras telecontroladas, mas há um aumento de OPEX com a necessidade de manutenção dos novos equipamentos da rede. A Tabela 26 mostra que o saldo de OPEX é negativo, resultando em uma redução de OPEX de R\$ 635.395 por ano com a aplicação do projeto.

Tabela 26 - Impacto no OPEX com a execução do projeto

OPEX		
Redução de OPEX	-R\$	874.495
Novo OPEX	R\$	239.100
Total	-R\$	635.395

5.3.4 CALCULO DO FLUXO DE CAIXA

Para calcular o fluxo de caixa do custo do investimento com solução técnica sugerida frente aos benefícios estimados, foram considerados como variáveis:

- Valor do investimento Inicial;
- Benefícios econômicos;
- Custos de manutenção;

A Tabela 27 apresenta as variáveis econômicas calculadas a partir da solução técnica sugerida.

Tabela 27 - Variáveis econômicas da solução técnica adotada

	Custo unitário	Qtde	Custo Total
Valor do Investimento Inicial	R\$ 70.000	725	R\$ 50.750.000
Benefícios econômicos - Compensações			-R\$ 408.524
Benefícios econômicos - Fator Q			-R\$ 874.495
Custos de manutenção			-R\$ 635.395

Para realizar o cálculo do fluxo de caixa, foram adotadas as seguintes premissas:

- Taxa WACC regulatória de retorno do investimento de 12,26% (antes das taxas), utilizando como referência o valor apresentado em [29].

- Impostos de 30%,
- Inflação anual de 4%,
- Tempo de amortização do investimento de 30 anos,
- Instalação do equipamento no ano n
- Reconhecimento do investimento na base de ativos e remuneração no ano n+1.

A Tabela 28 mostra o cálculo do fluxo de caixa para o cenário escolhido:

Tabela 28 - Cálculo do Fluxo de caixa, valores em R\$

	n	n+1	n+2	...	n+30
Investimento Inicial	50.750.000				
Depreciação		1.691.667	1.691.667	...	1.691.667
Reconhecimento da Base de ativos		6.255.134	6.039.439	...	0
Benefícios econômicos - Compensações		-408.524	-424.865	...	-1.274.045
Benefícios econômicos - Fator Q		-403.384	-419.519	...	-1.258.013
Custos de manutenção		-635.395	-660.811	...	-1.981.575
Benefícios econômicos		-1.447.303	-1.505.195	...	-4.513.633
Fluxo de Caixa	-50.750.000	7.069.539	7.011.930	...	7.507.766
Fluxo de Caixa acumulado	-50.750.000	-36.549.722	-29.537.792	...	156.044.696

Através do fluxo de caixa, foi realizada a análise da viabilidade financeira da solução técnica proposta com o cálculo dos indicadores de VPL, TIR e PB. A Tabela 29 resume o resultado da análise, concluindo que a solução técnica escolhida é economicamente viável para a distribuidora.

Tabela 29 - Resultado da análise econômica

	Valores Calculados	Valores de Referência	Análise	Resultado
TIR	13,3%	12,26%	$TIR \geq WACC$	Investimento é viável economicamente
VPL R\$	3.306.346	0	$VPL \geq 0$	
PB	9 anos	-	-	

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma metodologia para priorização de investimentos em chaves telecomandadas para melhoria dos indicadores de qualidade de distribuidoras de energia elétrica. Foi detalhada a aplicação da solução de automação na rede de média tensão através do uso de chaves telecomandadas, o modo de operação desses equipamentos e apresentada uma metodologia para calcular o benefício técnico na redução dos indicadores de DEC e FEC com a aplicação desses equipamentos na rede.

O trabalho propôs uma metodologia para a alocação de chaves telecomandadas com o objetivo de atender aos limites de qualidade propostos pelo órgão regulador, utilizando a teoria dos grafos para a representação de uma rede de energia e o método de Pareto para a identificação dos trechos mais críticos da rede em termos de qualidade.

De forma simples e iterativa, a metodologia obtém o número suficiente de equipamentos e seu posicionamento de forma a atender às metas regulatórias em termos de DEC e FEC, definindo assim o menor valor de investimento em chaves telecomandadas para um dado conjunto. Além de obter a melhor solução técnica, o trabalho apresentou como critério de escolha da decisão o cálculo dos benefícios econômicos e a análise de fluxo de caixa contemplando a análise de custo e benefício do projeto sugerido, verificando assim se essa solução seria viável economicamente para a distribuidora.

Foi realizado um estudo de caso com um conjunto de uma distribuidora brasileira que possuía violação dos indicadores de qualidade de DEC em 98% e FEC em 85%. Com a aplicação da metodologia proposta nesse trabalho foi encontrado o número de 725 chaves telecomandadas que permitem reduzir os indicadores de qualidade até os limites regulatórios. Foram escolhidos os trechos mais críticos da rede através da análise de Pareto para a instalação desses equipamentos de modo a maximizar a redução dos indicadores por equipamento instalado.

Após obter a solução técnica para o problema de violação dos indicadores, foram calculados os benefícios econômicos com a melhoria da qualidade do serviço. Um dos benefícios calculados foi a redução do pagamento de compensações aos consumidores devido a violação dos indicadores individuais de continuidade, obtendo uma economia de 408 mil reais por ano.

Outro benefício calculado foi o incentivo regulatório para a melhoria da qualidade através do componente Q do fator X que é aplicado diretamente na tarifa. Com a melhoria da qualidade, a distribuidora recebe um benefício diretamente na tarifa, estimado a partir dos novos indicadores DEC e FEC em torno de 403 mil reais por ano com a execução do projeto.

As chaves telecomandadas permitem a manobra remota da rede sem a necessidade de envio a campo. Foi calculado como benefício econômico ainda a redução de OPEX, o custo evitado de envio de uma equipe a campo para realizar a manobra de uma chave, estimando um valor de 874 mil reais por ano.

Porém, com a instalação de um novo equipamento da rede também deve ser considerado o custo extra de manutenção desse novo ativo. Sendo assim, para cada chave telecomandada foi considerado um custo aproximado de vistoria anual, a troca de bateria dos equipamentos, e o custo relacionado para manter o sistema de telecomunicação entre esses equipamentos, totalizando um novo OPEX de 239 mil reais por ano.

Foi realizada a análise econômica do investimento considerando o reconhecimento tarifário dos ativos e os benefícios econômicos obtidos com a melhoria da qualidade do serviço. Através da análise dos indicadores econômicos de TIR, VPL e PB verificou-se que o investimento era rentável para a empresa.

Essa metodologia pode ser aplicada em qualquer distribuidora de energia na etapa de planejamento dos investimentos com o objetivo de obter uma solução técnica relativa a instalação de chaves telecomandadas que permite atender os limites regulatórios e atender requisitos de viabilidade econômica.

Como sugestão de trabalhos futuros, outras considerações podem ser adotadas como sugerir pontos de interligação de alimentadores para permitir a transferência de cargas durante a ocorrência de uma falha, incluir uma metodologia para obter a solução ótima dos projetos estruturais e renovação da rede com objetivo de melhoria da qualidade, incluir estimativas dos ganhos de outras ações de manutenção e seus respectivos custos (poda, manutenção preventiva, dentre outros) nos indicadores para compor um sistema de planejamento da manutenção que contemple as diversas ações executadas em redes de distribuição que visam contribuir para a melhoria dos indicadores de qualidade.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A JAHEDI, J JAVIDAN, H NASIRAGHDAM, Multi-objective modeling for fault indicators placement using of NSGA II to reduce off time and costs in distribution network, Technical and Physical Problems of Engineering, 2014
- [2] JOSE BEZERRA, GIOBANNI CORDEIRO BARROSO, RUTH P. S. LEO, Switch placement algorithm for reducing customers outage impacts on radial distribution networks, TENCON 2012 IEEE Region 10 Conference
- [3] FILTRI RAHMAWATU, NANANG HARIYANTO, MUHAMMAD NURDIN, MITANI YASUNORI, KHAIRUDIN, Optimal switch placement in radial distribution system based on reliability worth analysis, 2015 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI)
- [4] FABIO MIRANDA RODRIGUES, Otimização multi-objetivo de redes de distribuição utilizando algoritmos genéticos visando melhoria da confiabilidade, dissertação submetida a Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015
- [5] YANG XUEME, JIANG JINLIAN, Study on Power Supply of Ring Network of 10KV Distribution Network, CIGRE 2008
- [6] CAROLINE TRENTINI, Planejamento da manutenção e sistemas de distribuição com foco em Custos e Confiabilidade, dissertação submetida a Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, 2019
- [7] C.P. TEIXEIRA, M.A. OLIVEIRA, M.R. SANTOS, M.Z. FORTES, V.H. FERREIRA, W.F. CORREIA, Alocação de Geração Fotovoltaica em um alimentador de distribuição - Estudo de Caso, Apresentado no Chilecon 2015
- [8] CAROLINA PINCHEMEL TEIXEIRA, DIEGO MANCADO PEDREIRA LAMEIRAO, MOISES AVILA DE OLIVEIRA, MARCIO ZAMBOTI FORTES, VITOR HUGO FERREIRA, WEULES FERNANDES CORREIA, Automação em Redes de Distribuição utilizando Seccionadoras e Religadores, Publicado em Ciência & Engenharia - Science & Engineering Journal 2017
- [9] EPE, Matriz Energética, disponível em <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> Acesso em: 09 de junho de 2019
- [10] BLUME, Visão geral de um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia, 2007
- [11] ABRADÉE, Setor Elétrico, disponível em < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica/>> Acesso em: 09 de junho de 2019
- [12] ANEEL, PRODIST módulo 8, disponível em < <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>, Acesso em 08 de agosto de 2019.
- [13] ANEEL, Procedimento de fiscalização da apuração dos indicadores da qualidade do serviço, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/documents/656808/15076882/Semin%C3%A1rio+-+Procedimento+Apura%C3%A7%C3%A3o.pptx/2bdefe32-a8d7-4baf-9fed-120ff1b25f27?version=1.0>>, acesso em 08 de agosto de 2019.
- [14] FIRJAN, Propostas para melhorar a qualidade da energia elétrica para a indústria no Brasil, 2016
- [15] ANEEL, Indicadores de continuidade, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>, Acesso em 08 de agosto de 2019.
- [16] ANEEL, Revisão Tarifária Periódica, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>>

- [/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>](#), Acesso em 08 de agosto de 2019.
- [17] ANEEL, Submódulo 2.5 do PRORET disponível em <http://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-2-5/654800?inheritRedirect=false>, acesso em 09 de agosto de 2019.
- [18] FANNING, R. Distribution Vision 2010: planning for automation. Proceedings of IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, v. 3, p. 1692-1693, 2004. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397572>.
- [19] LO, C. H.; ANSARI, N. Decentralized Controls and Communications for Autonomous Distribution Networks in Smart Grid. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 4, n. 1, p. 66-77, 2013. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2228282>.
- [20] BUSH, S. F. Network Theory and Smart Grid Distribution Automation. IEEE Journal on Selected Areas in Communications, v. 32, n. 7, p. 1451-1459, 2014. <https://doi.org/10.1109/JSAC.2014.2332132>.
- [21] HART, D. G.; UY, D.; GREEN, J. N.; LAPLACE, C.; NOVOSEL, D. Automated solutions for distribution feeders. IEEE Computer Applications in Power, v. 13, n. 4, p. 25-30, 2000. <https://doi.org/10.1109/67.876867>.
- [22] NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. Taylor & Francis Group CRC, 2007, 488 p.
- [23] MONTOYA, O. D.; GRAJALES, A.; HINCAPIÉ, R. A.; GRANADA, M.; GALLEGO, R. A. Methodology for Optimal Distribution System Planning Considering Automatic Reclosers to Improve Reliability Indices. Proceedings of 2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition – Latin America p. 1-8, 2014. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955232>.
- [24] DOLEZILEK, D. J. Power System Automation, Schweitzer Engineering Laboratories 2000, Pullman, Washington. Disponível em: <<https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6091.pdf?v=20151125-111608>>. Acesso em: 10 fev. 2017.
- [25] LAPPONI, Juan Carlos. Modelagem financeira com EXCEL. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.
- [26] JOSE BEZERRA, GIOBANNI CORDEIRO BARROSO, RUTH P. S. LEO; Switch placement algorithm for reducing customers outage impacts on radial distribution networks. Published in: TENCON 2012 IEEE Region 10 Conference. DOI: [10.1109/TENCON.2012.6412213](https://doi.org/10.1109/TENCON.2012.6412213)
- [27] NEMHAUSER, G, AND WOLSEY, L. 1999. Integer and Combinatorial Optimization. John Wiley & Sons.
- [28] AHUJA R.K., MAGNANTI, T.L. and ORLIN, J.B.(1993) Network Flows: Theory, Algorithms and Applications. Prentice Hall, Englewood Cliffs
- [29] ANEEL, Submodulo 2.4 – Custo do Capital, disponível em http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Submodulo_2_4_aprimoramentos_v2.pdf, acessado em 09 de agosto de 2019.