

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO JOSÉ SAMPAIO DE SOUSA

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS COM ÊNFASE NA QUALIDADE
DO SERVIÇO UTILIZANDO TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

JOÃO PESSOA

2022

BRUNO JOSÉ SAMPAIO DE SOUSA

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS COM ÊNFASE NA QUALIDADE
DO SERVIÇO UTILIZANDO TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Dissertação de mestrado a ser apresentado ao
programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal da Paraíba
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: PROF. DR. JUAN MOISES MAURICIO VILLANUEVA

JOÃO PESSOA

2022

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

S725m Sousa, Bruno Jose Sampaio de.

Metodologia para avaliação de projetos com ênfase na qualidade do serviço utilizando técnicas de inteligência artificial / Bruno Jose Sampaio de Sousa.

- João Pessoa, 2022.

100 f. : il.

Orientação: Juan Moises Mauricio Villanueva.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Engenharia elétrica. 2. Qualidade do serviço. 3. Indicadores de continuidade. 4. Redes neurais artificiais. 5. Algoritmos evolutivos. 6. Projetos de investimento. 7. Benefício dos projetos. I. Villanueva, Juan Moises Mauricio. II. Título.

UFPB/BC

CDU 621.3(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

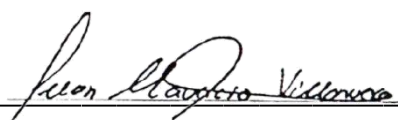
**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS COM ÊNFASE NA
QUALIDADE DO SERVIÇO UTILIZANDO TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA
ARTIFICIAL**

Elaborada por

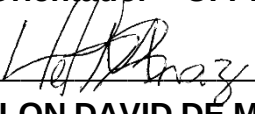
BRUNO JOSÉ SAMPAIO DE SOUSA

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA



PROF. DR. JUAN MOISES MAURICIO VILLANUEVA
Orientador – UFPB



PROF. DR. HELON DAVID DE MACEDO BRAZ
Examinador Interno – UFPB



PROFª. DRª. CAMILA SEIBEL GEHRKE
Examinadora Externa – UFPB

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, criador de todas as coisas, por ter me dado forças e ter estado ao meu lado em todos os momentos.

Aos meus pais Marinês e Severino que não mediram esforços para que meus sonhos se tornassem realidade, pelo amor e encorajamento.

Ao professor Juan Mauricio Villanueva, pela disponibilidade e ensinamentos prestados durante o período que estive como seu orientando.

Aos meus amigos da Coordenação de Planejamento, pela colaboração, companheirismo e ajuda em diversos momentos.

A minha noiva Jamilly Pedroza, por estar sempre ao meu lado, mesmo diante das dificuldades, sempre me incentivando e dirigindo palavras de apoio.

Finalmente, quero agradecer a todas as pessoas que, de uma forma ou de outra, contribuíram para minha formação. A caminhada, quando sozinho, torna-se mais cansativa e enfadonha.

RESUMO

A qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica apresenta grande impacto na satisfação do consumidor e na garantia do direito de concessão para as empresas distribuidoras. Para a concessionária em estudo, os principais indicadores de continuidade do serviço estão em patamares abaixo dos limites regulatórios, mas devido às restrições orçamentárias, a previsão de benefício que os projetos de melhoria ou expansão trazem aos indicadores de continuidade deve ser assertiva, para um direcionamento adequado dos investimentos e tomada de decisões. Diante desse cenário, foi proposta uma metodologia para avaliação de projetos destinados à melhoria da qualidade do serviço, com a realização da estimativa do benefício associado à redução nos indicadores de continuidade, utilizando conceitos de Redes Neurais Artificiais (RNA) e Algoritmos Evolutivos (AE). Os dados utilizados foram extraídos de bancos de dados da distribuidora e analisados para identificação das variáveis de entrada e proposição de modelos de predição das saídas de interesse. Os valores históricos de interrupções por causas foram considerados como entrada e os resultados dos indicadores de continuidade associados aos tipos de projetos estudados formam as saídas do modelo. O modelo foi desenvolvido utilizando a topologia de RNA *Multi Layer Perceptron* (MLP) e os resultados obtidos pela simulação da nova metodologia apresentaram erros relativos absolutos quase 100 vezes menores para estimativa dos benefícios dos projetos em comparação ao método atual utilizado pela distribuidora.

Palavras-chave: Qualidade do serviço. Indicadores de continuidade. Redes Neurais Artificiais. Algoritmos Evolutivos. Projetos de investimento. Benefício dos projetos.

ABSTRACT

The quality of the electricity distribution service has a great impact on consumer satisfaction and on guaranteeing the concession right for distribution companies. For the concessionaire under study, the main indicators of continuity of service are at levels below the regulatory limits, but due to budget restrictions, the forecast of benefit that the improvement or expansion projects bring to the continuity indicators must be assertive, for a targeting appropriate investment and decision making. In view of this scenario, a methodology was proposed for evaluating projects aimed at improving the quality of service, with the estimate of the benefit associated with the reduction in continuity indicators, using concepts of Artificial Neural Networks (ANN) and Genetic Algorithms (AG). The data used were extracted from the distributor's databases and analyzed to identify the input variables and propose models to predict the outputs of interest. The historical values of interruptions due to causes were considered as input and the results of the continuity indicators associated with the types of projects studied form the outputs of the model. The model was developed using the RNA Multi Layer Perceptron (MLP) topology and the results obtained by the simulation of the new methodology showed absolute relative errors almost 100 times smaller for estimating the benefits of the projects compared to the current method used by the distributor.

Keywords: Quality of service. Continuity indicators. Artificial neural networks. Genetic Algorithms. Investment projects. Benefit of projects.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência	28
Figura 2 – Geração de energia do Sistema Interligado Nacional em 2021	29
Figura 3 – Valores de DEC Anual.....	36
Figura 4 – Valores de FEC Anual	37
Figura 5 – Principais Causas de Interrupções.....	43
Figura 6 – Quantidade de interrupções.....	44
Figura 7 – Evolução de DEC e FEC.....	44
Figura 8 – Rede Neural Artificial.....	46
Figura 9 – Modelo de um neurônio	46
Figura 10 – Modelo de um algoritmo evolutivo.....	49
Figura 11 – Planejamento Orçamentário	51
Figura 12 – Exemplo de trajetória esperada de redução de DEC	52
Figura 13 – Planejamento elétrico e orçamento de um projeto de 2018	53
Figura 14 – Trechos de circuito.....	54
Figura 15 – Fluxograma para cálculo do benefício estimado em DEC e FEC por projeto	56
Figura 16 – Relacionamento entre bases	59
Figura 17 – Fluxograma	61
Figura 18 – População e gerações do algoritmo evolutivo.....	63
Figura 19 – Cálculo do benefício realizado.....	65
Figura 20 – Entradas e saídas do modelo 01	70
Figura 21 – Resultado DEC total.....	72
Figura 22 – Resultado FEC total	73
Figura 23 – Entradas e saídas do modelo 02	74
Figura 24 – Mapa de Calor.....	75
Figura 25 – Resultado saída DEC.....	75
Figura 26 – Resultado saída FEC	76
Figura 27 – Estrutura das simulações e resultados esperados	78
Figura 28 – Função de avaliação para o DEC modelo 01	79
Figura 29 – Geração média de convergência para o DEC.....	80
Figura 30 – Valores estimados do DEC por geração.....	80
Figura 31 – Valores finais estimados do DEC	81
Figura 32 – Erro absoluto relativo DEC.....	82

Figura 33 – Função de avaliação para o FEC modelo 01	83
Figura 34 – Geração média de convergência para o FEC	83
Figura 35 – Valores estimados do FEC por geração.....	84
Figura 36 – Valores finais estimados do FEC.....	85
Figura 37 – Erro absoluto relativo DEC	86
Figura 38 – Resultado saída FEC.....	87
Figura 39 – Resultado saída FEC.....	87
Figura 40 – Resultado saída FEC.....	88
Figura 41 – Resultado saída FEC.....	89
Figura 42 – Resultado saída FEC.....	89
Figura 43 – Resultado saída FEC.....	90
Figura 44 – Resultado saída FEC.....	91
Figura 45 – Resultado saída FEC.....	91
Figura 46 – Resultado saída FEC.....	92
Figura 47 – Resultado saída FEC.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão de Atendimento	32
Tabela 2 – Tipos de Projetos de Investimento.....	56
Tabela 3 – Cálculo do benefício esperado por projeto	56
Tabela 4 – Atributos da base de ocorrências de interrupções.....	58
Tabela 5 – Atributos da base de planejamento elétrico	59
Tabela 6 – Atributos da base de realização das projetos	59
Tabela 7 – Causas das interrupções para análise	60
Tabela 8 – Valores realizados de DEC e FEC para projetos de recondutoramento	66
Tabela 9 – Valores estimados de DEC e FEC de acordo com metodologia atual.....	67
Tabela 10 – Avaliação saídas da RNA modelo 01	71
Tabela 11 – Comparativo modelos	77
Tabela 12 – Comparativo modelos	93
Tabela 13 – Fatores multiplicativos para o modelo 01.....	94
Tabela 14 – Fatores multiplicativos para o modelo 02.....	95
Tabela 15 – Fatores multiplicativos de DEC para os demais tipos de obras.....	96
Tabela 16 – Fatores multiplicativos de FEC para os demais tipos de obras	96

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARLM	Análise de Regressão Linear Múltipla
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQM	Erro Quadrático Médio
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage of Error</i>
MISO	<i>Multiple Input, Single Output</i>
MLP	<i>Multi Layer Perceptron</i>
MODWT	<i>Maximal Overlap Discrete Wavelet Transform</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RLM	Regressão Linear Múltipla
RNA	Rede Neural Artificial
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TA	Tensão de Atendimento
TC	Tensão Contratada
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 Motivação	21
1.2 Estado da Arte	22
1.3 Contribuições.....	25
1.4 Objetivos.....	25
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
2.1 O Sistema Elétrico de Potência	27
2.2 Planejamento Elétrico do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.....	30
2.3 Planejamento da Qualidade	31
2.3.1 Planejamento da Qualidade do Produto.....	31
2.3.2 Planejamento da Qualidade do Serviço	32
2.3.2.1 Indicadores de Continuidade Individuais	33
2.3.2.2 Indicadores de Continuidade de Conjunto de Unidades Consumidoras	34
2.4 Regulação da Qualidade do Serviço.....	35
2.4.1 O Fator X	37
2.4.2 Regras para o Cálculo das Compensações	38
2.5 Faltas e Falhas no Sistema de Distribuição de Energia	40
2.6 Apuração dos Indicadores da Qualidade do Serviço	42
2.7 Redes Neurais Artificiais.....	45
2.8 Algoritmos Evolutivos.....	47
3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS COM ÊNFASE NA QUALIDADE DO SERVIÇO.....	50
3.1 Planejamento Orçamentário	50
3.2 Cálculo do Benefício Estimado em DEC e FEC por Projeto	54
3.3 Construção da Base de Dados	57
3.3 Seleção de Variáveis.....	60
3.4 Algoritmo Evolutivo.....	62

4 RESULTADOS.....	65
4.1 Etapa 1 – Apuração dos Benefícios Realizados dos Projetos	65
4.2 Etapa 2 – Redes Neurais Artificiais	67
4.2.1 Modelo 01	69
4.2.2 Modelo 02	73
4.3 Etapa 3 – Algoritmo Evolutivo	77
4.3.1 Modelo 01 – DEC	79
4.3.2 Modelo 01 – FEC	82
4.3.3 Modelo 02 - DEC	86
4.3.4 Modelo 02 - FEC.....	90
4.3.5 Consolidação dos Resultados.....	93
4.3.6 Aplicação da Metodologia Proposta	96
5 CONCLUSÕES	98
REFERÊNCIAS.....	100

1 INTRODUÇÃO

Inicialmente, neste tópico será apresentada a motivação do trabalho a ser desenvolvido. Em seguida, serão expostos o estado da arte para entendimento do histórico do tema e os últimos feitos na área da qualidade do serviço. Finalmente, são mostradas as contribuições do trabalho, bem como os objetivos geral e específicos traçados.

1.1 Motivação

Em 2019, segundo dados da PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios), o acesso à energia elétrica nos domicílios brasileiros atingiu cobertura praticamente universal, com 99,8% das residências dispondo desse serviço (IBGE, 2019). Devido à crescente necessidade de energia elétrica e a maior exigência por parte dos consumidores e órgãos reguladores, é de fundamental importância que uma distribuidora de energia elétrica entregue um serviço de qualidade, atentando para a segurança de seus funcionários, continuidade e eficiência do serviço.

Dentre os diversos assuntos acompanhados pelos órgãos reguladores, os indicadores da qualidade do serviço desempenham grande importância no acompanhamento do desempenho da concessão da distribuição de energia, garantindo uma entrega contínua e confiável. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica e planejamento de investimentos futuros adequados para garantia de cumprimento de limites estabelecidos pelo regulador (MESSIAS, 2013).

Para tal, pode-se destacar os indicadores de continuidade coletivos DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e os indicadores de continuidade individuais DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) e DICRI (Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão) todos definidos no Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2020).

Para garantir o atendimento aos diversos indicadores da qualidade do serviço, a distribuidora investe continuamente em tecnologias visando otimizar o desempenho da rede, fazendo com que a continuidade se torne cada vez mais eficiente. Indicadores como o DEC e FEC recebem um maior destaque no acompanhamento e nas análises da distribuidora sendo fundamental o entendimento das causas de interrupção para uma melhor efetividade na destinação das ações para prevenção das ocorrências de falta (JUNIOR, 2016).

No planejamento de projetos da rede de distribuição, parte do orçamento de investimento é destinado às ações para enfrentamento das faltas na rede, que consequentemente impactam positivamente nos resultados dos indicadores de continuidade (ALMEIDA, 2010). Do ponto de vista da qualidade do fornecimento de energia elétrica no país, os indicadores de continuidade melhoraram significativamente de 2011 a 2020, tendo a duração das interrupções reduzida cerca de 38% e a frequência, 46%, nesse período (ANEEL, 2022).

Por isso, um assunto bastante avaliado e discutido pelas distribuidoras de energia é a estimativa da redução nos indicadores da qualidade do serviço, ou seja, qual a redução esperada em DEC e FEC que um determinado projeto proporcionará. A forma como esse benefício é estimado apresenta diversas oportunidades de melhorias, como a criação de uma metodologia que leve em consideração a análise de variáveis que estejam relacionadas ao desempenho do projeto nos resultados dos indicadores (MAGALHÃES, 2017).

Para o planejamento dos benefícios na qualidade do serviço, é necessária a realização de uma análise preliminar após a realização do projeto, para o levantamento do benefício que de fato está associado àquela intervenção em específica. Com isso pode-se prever com maior assertividade o desempenho de projetos futuros, garantindo uma tomada de decisão mais assertiva por parte dos responsáveis pelo gerenciamento dos investimentos e indicadores (FERREIRA, 2021).

1.2 Estado da Arte

Louback (2018) apresentou o desenvolvimento de uma metodologia de estimação dos indicadores de continuidade de energia utilizando RNA (Redes Neurais Artificiais). Para isso, utilizou dados reais da distribuidora EDP Espírito Santo com o intuito de estimação dos indicadores DEC e FEC diários de um conjunto elétrico específico. O autor utilizou a base de realizado de interrupções da distribuidora para o período de 01/01/2010 a 31/12/2017, e para melhoria do desempenho da RNA, os dados foram tratados com relação aos seus *outliers*, normalizados, interpolados e aplicada a MODWT (*Maximal Overlap Discrete Wavelet Transform*). Além disso, a análise foi segmentada para cada dia da semana, com isso o autor

estimou os valores futuros de DEC e FEC do conjunto estudado através de uma previsão de série temporal. Nenhuma outra variável de entrada foi considerada, e não foi analisado o impacto que projetos estruturantes causam na estimativa dos indicadores. O autor conclui que o desenvolvimento dos modelos apresentou resultados bastante significativos na predição do DEC e do FEC. Os erros totais acumulados na previsão do indicador DEC ao final dos meses de janeiro e de fevereiro de 2016 foram 1,71% e 0,87%, respectivamente. Na previsão do FEC, os erros totais acumulados ao final dos meses de janeiro e de fevereiro de 2016 foram 7,45% e 10,96%. O autor ainda destaca que para se obter estes resultados, o tratamento de *outliers*, oscilação do sinal com aplicação da raiz quadrada, a decomposição do sinal em subséries com a transformada *Wavelet* e a normalização do sinal foram importantes para o aprendizado da RNA.

Magalhães (2017) propôs o desenvolvimento de modelos preditivos de DEC e FEC, utilizando técnicas de RLM (Regressão Linear Múltipla) e RNAs, para servir de subsídio à distribuidora para tomada de decisão. Para o estudo, o autor utilizou os dados de um conjunto de consumidores de uma concessionária de energia da região Nordeste. Com o histórico de falhas ocorridas nos alimentadores que suprem esse conjunto de consumidores, foram analisadas as causas e as frequências de interrupção no fornecimento de energia elétrica, e o quanto esses dados contribuem para o aumento dos valores do DEC e do FEC. Os modelos para a previsão dos indicadores possuem como entradas as quantidades e durações das interrupções para cada causa de interrupção e as saídas são os valores de DEC e FEC previstos e foram obtidos a partir de uma RNA *feedforward* com três camadas. Através da aplicação dos modelos desenvolvidos, o autor pode avaliar a influência de determinadas causas sobre o DEC e o FEC, mas sem prever os indicadores considerando a influência dos projetos de investimentos realizadas nos circuitos do conjunto em estudo. Os modelos trouxeram um resultado bastante significativo para a predição do DEC e do FEC. Os resultados apresentaram consistência, pois tendo-se como entradas as características inerentes ao sistema de distribuição analisado, os modelos podem prever de forma fidedigna os indicadores. O autor conclui que os modelos que melhor representaram as características dos indicadores DEC e FEC foram os desenvolvidos por técnicas de RNAs.

Junior (2016) utilizou uma estrutura de ARLM (Análise de Regressão Linear Múltipla), e desenvolveu dois modelos empíricos MISO (*Multiple Input, Single Output*), um para estimar o DEC e outro para estimar do FEC. Para a aplicação da estrutura de ARLM, os dados foram organizados em 180 amostras/medições correspondentes aos 8 alimentadores de um conjunto elétrico de consumidores selecionados para estudo de uma distribuidora, considerando-se as 24

ocorrências relativas aos meses decorridos no período de 2013 a 2014. Cada amostra/medição possui 57 entradas, relacionadas às causas de interrupção, e 1 saída correspondente ao DEC ou ao FEC.

Dias (2002) apresentou uma metodologia para quantificar o impacto que ações de engenharia representam nos indicadores de continuidade. No trabalho, o autor analisou a influência que determinados tipos de projetos exercem em cada bloco do circuito, e a partir dos valores realizados em DEC e FEC para a região, são considerados percentuais de redução que cada ação representará em cada bloco, e com isso estimar o benefício esperado do projeto. Trata-se de uma metodologia que considera que os ganhos para os indicadores de continuidade terão um mesmo percentual de redução de acordo com cada tipo de ação de engenharia (projeto).

Ferreira et al. (2021), junto com a distribuidora Light, desenvolveu um projeto de pesquisa e desenvolvimento sobre o tema, e avaliou a influência, especificamente, de ações de manutenções nos indicadores de continuidade.

Ferreira et al. (2021) elaborou uma metodologia para análise dos impactos dos investimentos em manutenção na rede de distribuição nos indicadores de continuidade (DEC, FEC e Compensações) baseada em modelos de *Machine Learning* e Regressão com Dados em Painel para a distribuidora de energia Light, localizada no Rio de Janeiro. O trabalho foi dividido em duas partes, na primeira etapa, as características técnicas das redes elétricas foram utilizadas para o agrupamento das linhas por semelhança utilizando o algoritmo de agrupamento *k-means*. Na segunda etapa, partindo dos agrupamentos anteriormente definidos foi realizada a regressão com dados em painel das ações de manutenção das redes utilizando o modelo de efeito fixo. O algoritmo desenvolvido utilizou regressores multivariados para cada agrupamento da primeira etapa, utilizando os dados em painel (observações ao longo do tempo). As bases de dados utilizadas na construção da regressão foram disponibilizadas pela distribuidora analisada e contemplaram o horizonte de três anos, de 2016 a 2018. As bases em estudo foram: Base de dados de inspeções e de podas; Base de dados de proteção e de seccionamentos da rede; Base de dados de aumento de capacidade; Ações voltadas à robustez da rede; e a Listagem de projetos estruturantes.

Com a realização do estudo do estado da arte, se verificou uma quantidade limitada de trabalhos de pesquisa que analisaram a influência que analisassem a influência dos projetos estruturantes de investimento na previsão dos indicadores, e a segregação da parcela que cada projeto contribuiu para a composição dos indicadores e o quanto projetos futuros poderão

contribuir para redução dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

1.3 Contribuições

Defronte de um cenário de regulação dos indicadores da qualidade do serviço e restrições orçamentárias, este trabalho visa melhorar a previsão de ganho que os projetos de investimentos trarão aos indicadores de continuidade.

Propõem-se identificar variáveis que melhor contribuam nos modelos de inteligência artificial que irão auxiliar à tomada de decisão de projetos de investimento mais assertiva que melhor contribuam para os indicadores de qualidade do serviço, cumprindo os limites estabelecidos pelo órgão regulador e garantindo, aos consumidores, um fornecimento de energia elétrica com maior qualidade, ou seja, menores tempos e frequências de interrupções.

1.4 Objetivos

Propõe-se com esse trabalho desenvolver uma metodologia para estimativa do benefício específico de projetos estruturantes de investimento nos indicadores da qualidade do serviço (DEC e FEC), em uma distribuidora de energia do Brasil, com o intuito de melhorar a assertividade na previsão e identificar variáveis até então não consideradas, como as causas de interrupções.

Objetivos específicos:

- a) Identificar as principais variáveis que possibilitam a definição dos resultados em DEC e FEC dos projetos realizados;
- b) Desenvolver modelos por meio de RNA para previsão de benefícios dos projetos futuras nos indicadores de continuidade;
- c) Desenvolver modelos baseados em técnicas de algoritmos evolutivos para encontrar os pesos ótimos com a finalidade de minimizar o erro entre os benefícios estimados e reais, por meio do uso de um banco de dados de projetos existentes.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste tópico, são apresentados os principais conceitos utilizados neste trabalho. Inicialmente, uma breve apresentação do sistema elétrico de potência com ênfase para o sistema de distribuição de energia elétrica. Em seguida, são apresentados os principais pontos sobre o processo de planejamento elétrico da distribuição de energia, e trazendo detalhes do planejamento da qualidade do serviço, com a apresentação do papel do órgão regulador na definição de indicadores, diretrizes e acompanhamento da qualidade do serviço. Na sequência, é feito um detalhamento da forma de apuração dos indicadores de continuidade, e por fim, é feita uma revisão dos principais conceitos acerca de Redes Neurais Artificiais e Algoritmos Evolutivos.

2.1 O Sistema Elétrico de Potência

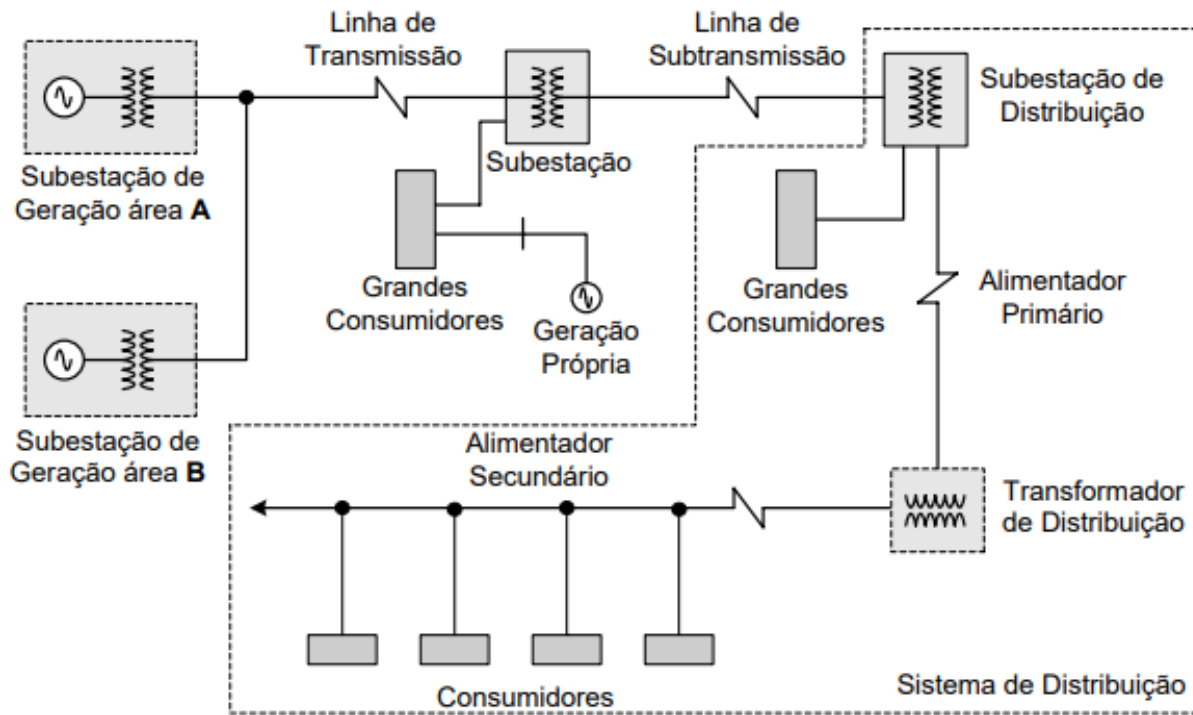
A energia elétrica é fundamental para o conforto e desenvolvimento de uma sociedade, possibilitando uma vasta quantidade de aplicações que já são intrínsecas ao dia a dia de todos, sendo notada a sua relevância, pela maioria dos consumidores, em momento em que a energia elétrica não se encontra disponível, e a falta do fornecimento de energia gera insatisfação e prejuízos.

O SEP (Sistema Elétrico de Potência) é estruturado para garantir a entrega de energia elétrica ao consumidor, com qualidade e continuidade. Sua estrutura é dividida em três principais partes, cada uma com suas reponsabilidades no fornecimento de energia, e são elas: Geração de energia, baseada na transformação de um potencial energético em energia elétrica; Transmissão, responsável pela interligação e transporte de energia, geralmente, por longas distâncias (RANGEL, 2008); e Distribuição, cuja principal função é a entrega de energia aos consumidores finais, garantindo níveis satisfatórios de qualidade da energia, redução de perdas e continuidade do serviço (VARGAS, 2015).

A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência. Com o advento de fontes de geração cada vez mais próximas das cargas, essa configuração de geração muito distante dos centros consumidores tem se tornado menos frequente, com isso, as linhas de transmissão desempenham também a função de interligação nacional do sistema, garantido que todas as partes do Brasil tenham energia disponível para consumo, esse controle

nacional de geração, transmissão e carga é feito pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) (PEREIRA, 2019).

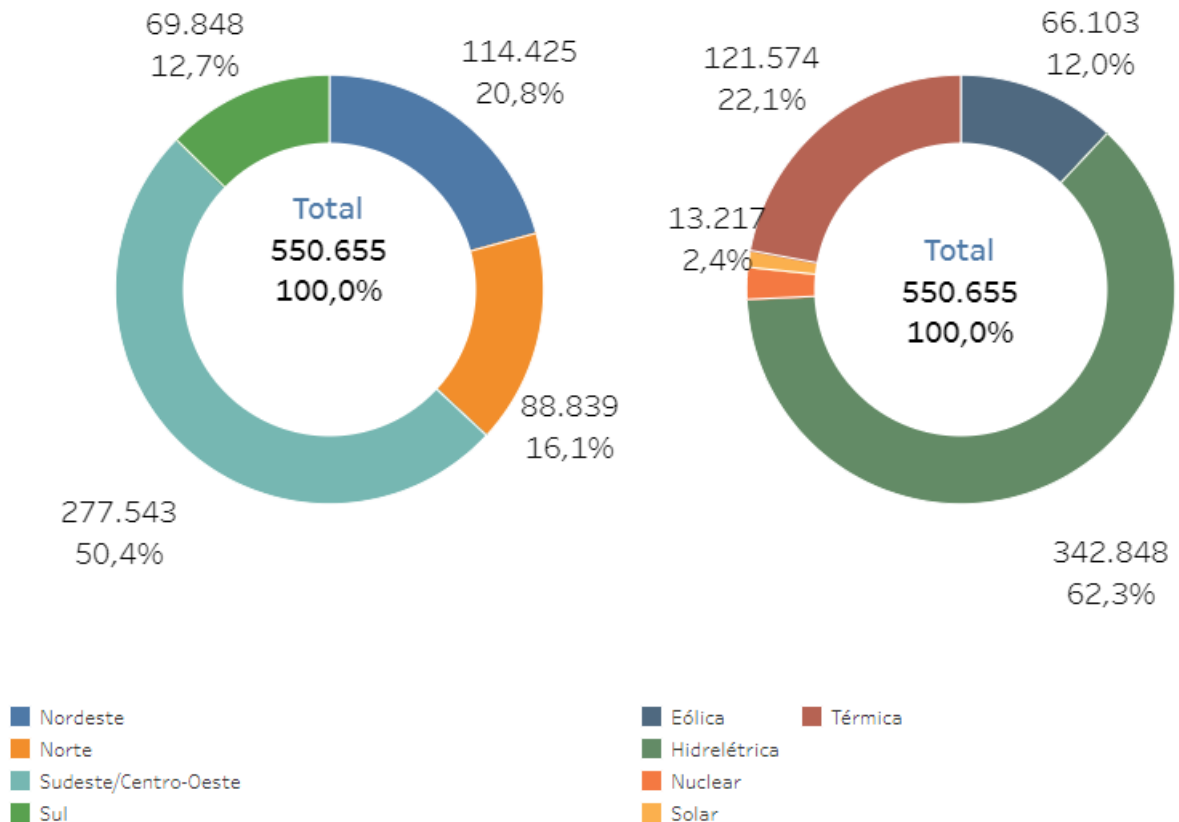
Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência



Fonte: SOUZA, 2008

No que se refere à geração de energia, no Brasil destacam-se as fontes hídricas, térmicas, solares, eólicas e nucleares. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico, conforme observado na Figura 2, a geração de energia no ano de 2021 do SIN (Sistema Interligado Nacional) foi composta por 62,3% de fonte hidráulica, 22,1% de termelétricas e 12,0% de parques eólicos. A energia solar, ainda com uma baixa participação, aparece com 4,4% de geração, mas com tendência de crescimento. Observa-se uma redução na participação da geração hidráulica, que em 2014 representava um total de 70,6% da matriz energética do país (EPE, 2014).

Figura 2 – Geração de energia do Sistema Interligado Nacional em 2021



Fonte: ONS, 2022

O sistema de transmissão de energia conecta a geração às subestações rebaixadoras, que são os pontos de fronteira entre a transmissão e distribuição. Com a reformulação do setor elétrico em 1998 e ajustada em 2004, a transmissão de eletricidade passou a ser um negócio independente da geração de energia elétrica, com a definição dos novos investimentos por meio de leilões e com receita assegurada por meio de tarifa própria, capaz de permitir a adequada remuneração dos investidores (ONS, 2021).

O planejamento do sistema de geração e transmissão nacional é de responsabilidade da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) que a partir das definições de políticas energéticas, desenvolvem estudos e pesquisas para encaminhamento de investimento para desenvolvimento do setor energético brasileiro (EPE, 2021).

O sistema de distribuição de energia tem papel fundamental dentro do sistema elétrico de potência, por se tratar de um setor que concentra elevados investimentos, como também pela sua importância na qualidade do serviço entregue ao consumidor final (ELETROBRAS, 1982). Os procedimentos estabelecidos para garantir uma entrega de energia de acordo com diversos critérios de qualidade e continuidade, bem como normas e obrigações da distribuidora de

energia estão dispostos no PRODIST o qual é dividido em 11 módulos e são estabelecidos e acompanhados pelo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

De acordo com o módulo 3 do PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição, tensões entre 69 kV e 230 kV são consideradas SDAT (Sistemas de Distribuição de Alta Tensão), tensões entre 1 kV e 44 kV definem o SDMT (Sistema de Distribuição de Média Tensão), e tensões inferiores ou iguais a 1 kV correspondem ao SDBT (Sistema de Distribuição de Baixa Tensão). O planejamento elétrico da expansão dos sistemas de distribuição de energia é de responsabilidade das distribuidoras, no entanto, as diretrizes, requisitos mínimos e critérios básicos são estabelecidos pela ANEEL através do módulo 2 do PRODIST – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (PRODIST, 2016).

2.2 Planejamento Elétrico do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O planejamento do sistema de distribuição tem como objetivo principal ajustar o sistema elétrico e todo o suporte à distribuição (veículos, comunicações e infraestrutura), ao menor custo, de modo a garantir a entrega de energia ao consumidor com níveis de qualidade conforme estabelecidos pelos órgãos reguladores e compatíveis com o mercado (ELETROBRAS, 1982).

O planejamento do sistema de distribuição está diretamente relacionado ao aumento do mercado, e da necessidade de realização de investimentos para manter a operação do sistema atendendo aos requisitos técnicos dessas redes de distribuição (MAGALHÃES, 2017). Os altos custos dos investimentos em projetos decorrentes do planejamento da expansão, que impactam na qualidade do produto e serviço, reforçam a importância do planejamento assertivo do sistema (ANDRADE, 2010).

O módulo 2 do PRODIST estabelece as diretrizes e etapas para planejamento da expansão do sistema de distribuição. Inicialmente as distribuidoras realizam a previsão de carga, sabendo que a quantidade de consumidores e consequentemente o consumo não se mantem constantes (COSSI, 2008) e estabelecem os valores de projeção de demanda por ativos elétricos (subestações, linhas de alta tensão e alimentadores de distribuição), para a alta tensão, com um horizonte de 10 anos, e para a média tensão de 5 anos. A carga é caracterizada através de campanha de medição, em que amostras de consumidores para diferentes tipos de carga são monitorados por um determinado período, para formação da base de curvas típicas por tipos de consumidores.

Em seguida, calcula-se o fluxo de potência para cada ativo elétrico, de acordo com o horizonte de análise estabelecido para cada nível de tensão, com isso observa-se a

conformidade dos resultados de fluxo de potência com os critérios de segurança, carregamento e tensão para operação normal ou em contingência, qualidade do fornecimento e confiabilidade. Com o levantamento dos ativos que devem violar critérios estabelecidos, propõe-se alternativas de projetos de investimento para antever no sistema antes que as não conformidades se estabeleçam de fato.

2.3 Planejamento da Qualidade

O planejamento da qualidade da distribuição de energia é dividido em duas partes: qualidade do produto e qualidade do serviço. O módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica, estabelece procedimentos e diretrizes relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto, a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações.

Para a qualidade do produto, são definidos as terminologias e os indicadores, caracterização dos fenômenos, estabelecimento dos limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão. Ainda são elaborados os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

Para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, é estabelecida a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento as ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. Para a qualidade do tratamento de reclamações, o módulo 8 estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial (PRODIST, 2021).

2.3.1 Planejamento da Qualidade do Produto

O planejamento da qualidade do produto trata dos fenômenos em regime permanente: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão; e transitório: variações de tensão de curta duração (VTCD) (PRODIST, 2021).

Algumas terminologias importantes relacionadas ao planejamento da qualidade do produto são apresentadas a seguir:

- TA (Tensão de Atendimento): valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts;

- TC (Tensão Contratada): valor eficaz de tensão estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts;
- TL (Tensão de Leitura): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts;
- TN (Tensão Nominal): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts;

O módulo 8 do PRODIST estabelece três faixas de tensão para classificação dos níveis de tensão do sistema de distribuição: adequada, precária e crítica. Os valores de referência em p.u. para cada faixa de tensão são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Tensão de Atendimento

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

No diagnóstico do sistema de distribuição, após avaliação do fluxo de potência e projeção dos níveis de tensão por ponto (linhas de alta tensão, subestações de distribuição e alimentadores), os pontos com níveis de tensão precária ou crítica estão em não conformidade com os níveis de tensão estabelecidos pelo regulador e devem ter indicações de alternativas de soluções para adequação dos valores de tensão.

2.3.2 Planejamento da Qualidade do Serviço

A qualidade dos serviços prestados pela distribuidora corresponde a análise das interrupções no fornecimento de energia elétrica (ZAMBONI, 2013). Com o desafio do planejamento da qualidade do serviço, é essencial conhecer as características e procedimentos do sistema elétrico. É preciso conhecer bem os tipos de interrupções, causas e como esses fenômenos influenciam no desempenho do sistema. As análises de medições periódicas também são necessárias, para avaliar as condições de operação da rede, detecção de distúrbios, avaliação da qualidade da energia, entre outras (PAIXÃO, 2019).

A qualidade do serviço de distribuição é avaliada e regulada através de indicadores, que são utilizados para definição de conceitos e *rankings* entre concessões de distribuição. Com a apuração e acompanhamento desses indicadores é possível traçar estratégias, de forma a garantir a melhoria contínua do desempenho do serviço de distribuição, mantendo índices positivos de qualidade e confiabilidade.

Com a finalidade de avaliar o desempenho da qualidade do serviço, a ANEEL, por meio do módulo 8 do PRODIST, estabelece indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC e os indicadores de continuidade individuais: DIC, FIC, DMIC e DICRI.

2.3.2.1 Indicadores de Continuidade Individuais

Os indicadores de continuidade individuais avaliam o impacto que as interrupções de fornecimento de energia elétrica representam para um consumidor específico em um determinado período. A agência reguladora define metas anuais e acompanha esses resultados. A seguir, são apresentados os indicadores de continuidade individuais conforme especificados no módulo 8 do PRODIST. As interrupções foram organizadas em um vetor t com os elementos numerados de 1 até n , com $t(i)$ sendo a duração da i -ésima interrupção observada.

- DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.

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

- FIC: frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções.

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

- DMIC: duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (3)$$

- DICRI: duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4)$$

Em que:

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

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

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

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

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

2.3.2.2 Indicadores de Continuidade de Conjunto de Unidades Consumidoras

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras agrupam os resultados para uma determinada região da concessão, ou para a concessão inteira e representam a média de duração e frequência de interrupções percebidas pelos consumidores. Da mesma forma, o módulo 8 do PRODIST apresenta a definição dos indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras:

- DEC: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

- FEC: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (6)$$

Em que:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

$DIC(i)$ = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

$FIC(i)$ = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

2.4 Regulação da Qualidade do Serviço

Foram instituídas no Brasil as definições de índices de continuidade de serviço pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), Portaria nº 046/78, de 17 de abril de 1978. A ANEEL foi instituída em 1996, e é um órgão público que tem a função de fiscalizar e regular todo o sistema elétrico brasileiro. Pela Lei Federal nº 9.427/1996, está incumbida de delegar outorgas a empresas para operarem partes do sistema (geração, transmissão ou distribuição), lhes dando o direito de prestar um desses serviços públicos (ANEEL, 2021).

A cada ano a ANEEL estabelece limites para DEC e FEC por distribuidora, com o objetivo de garantir ao consumidor final um fornecimento de energia elétrica com continuidade e comparar o desempenho da qualidade do serviço entre distribuidoras (CASTRO, 2017). São estabelecidas metas globais, correspondente ao total da região de concessão, e metas por conjuntos de unidades consumidoras, que podem ter abrangência variada. Conjuntos grandes podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto, a informação quanto ao conjunto ao qual pertence a sua unidade consumidora está disponível na fatura de energia.

A meta por conjuntos tem o objetivo de garantir que consumidores de regiões mais afastadas dos grandes centros urbanos também possam perceber as melhorias no fornecimento de energia, visto que os valores de investimentos serão tarifados e pagos por todos (ARAÚJO, 2010). O desafio do regulador é construir um cenário de equilíbrio, a fim de garantir uma qualidade adequada do fornecimento de energia elétrica, mas dentro de um patamar de tarifas em valores acessíveis aos consumidores (DETRICH, 2007).

Para estabelecimento das metas de cada distribuidora, a ANEEL analisa o histórico realizado da concessão, compara os resultados entre distribuidoras semelhantes (*benchmark*) e realiza uma otimização financeira, de acordo com os investimentos necessários para alcançar as metas propostas, de modo a não onerar a tarifa a ser paga pelo consumidor (CYRILLO, 2011).

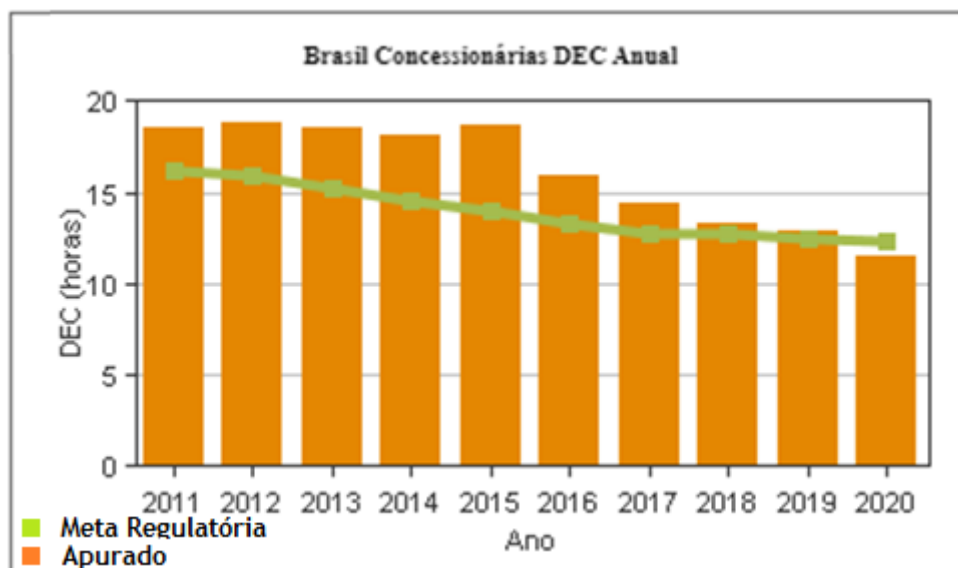
A relação entre os resultados operacionais e econômico-financeiros de uma distribuidora de energia é bastante forte, visto que a entrega do serviço em níveis de qualidade esperados pelo regulador e pela sociedade pressupõe o desembolso de grandes recursos

financeiros em projetos, operação do sistema e manutenção de instalações físicas na área de concessão atendida por uma distribuidora (BANDEIRA, 2020).

Quando a distribuidora não cumpre os indicadores individuais, ela deve compensar financeiramente o consumidor por meio de desconto na conta de energia. A compensação é automática, e deve ser paga em até 2 meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção).

Ao consultar o site da ANEEL (ANEEL, 2021), é possível obter informações acerca do desempenho em qualidade do serviço de todos os serviços de concessão de distribuição de energia do país. A Figura 3 apresenta o realizado em DEC global do Brasil entre os anos de 2011 e 2020. As barras representam os valores realizados, e a linha verde indica os valores das metas nacionais ano a ano.

Figura 3 – Valores de DEC Anual



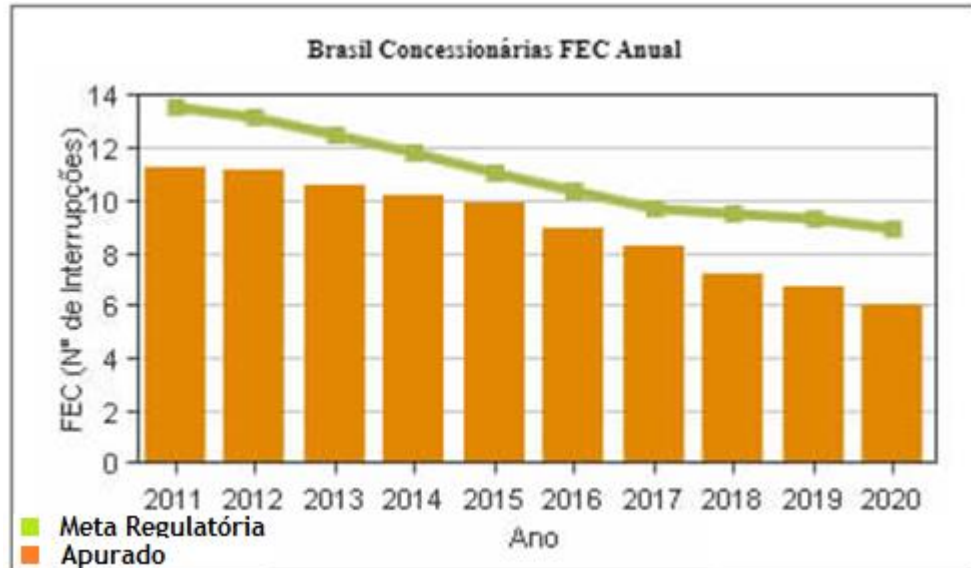
Fonte: ANEEL, 2021

Conforme observado na Figura 3, durante essa última década, apenas em 2020 o valor realizado de DEC global do Brasil ficou abaixo da meta regulatória, resultado de uma maior intensificação por parte do órgão regulador nas fiscalizações e maior efetividade das ações realizadas pelas distribuidoras de energia em todo o país.

Em se tratando do FEC, conforme a Figura 4, o desempenho nacional se manteve dentro da meta durante toda a década. Uma explicação para essa diferença de resultados entre o DEC e o FEC, se dá principalmente pelo Brasil se tratar de um país de proporções continentais, com extensões de redes de distribuição muito longas, o que afeta diretamente na duração das interrupções, visto que o tempo médio de deslocamento das equipes para reestabelecimento da

energia em muitas partes do país é demorada, e com regiões de difícil acesso, consequentemente, aumentando o valor do DEC.

Figura 4 – Valores de FEC Anual



Fonte: ANEEL, 2021

Em 2019, o valor total de compensações pagas pelas concessionárias de distribuição de energia aos seus consumidores foi de cerca de 628 milhões de reais. Embora em termos individuais as compensações representem um valor irrisório para o consumidor, sob a perspectiva da distribuidora, o dispêndio global é relevante e, por isso, é um estímulo para que esta melhore sua eficiência.

Do ponto de vista da qualidade do fornecimento de energia elétrica no país, os indicadores de continuidade melhoraram significativamente de 2011 a 2020, tendo a duração das interrupções reduzido cerca de 38% e a frequência, 46%, nesse período.

2.4.1 O Fator X

O fator X tem por objetivo, garantir o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes estabelecido no momento da revisão tarifária ao longo do ciclo tarifário. O fator X funciona, na maioria das vezes, como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas aos consumidores. É um percentual que será deduzido do IGP-M* (índice definido nos contratos de concessão para a atualização monetária dos custos gerenciáveis) nos reajustes tarifários anuais posteriores à revisão periódica (ANEEL, 2021). A equação do Fator X é dada por:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \quad (7)$$

Em que:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC.

$$Q = 0,70 * Q_{tecnico} + 0,30 * Q_{comercial} \quad (8)$$

A parcela comercial é aferida pelos indicadores comerciais FER, IASC, INS, IAb e ICO.

$$Q = 0,50 * Q_{DEC} + 0,30 * Q_{FEC} + 0,10 * Q_{FER} + 0,10 * Q_{IASC} + 0,04 * Q_{INS} + 0,03 * Q_{IAb} + 0,03 * Q_{ICO} \quad (9)$$

2.4.2 Regras para o Cálculo das Compensações

Apesar dos indicadores globais de DEC e FEC estarem abaixo da meta na média do país, uma enorme quantidade de consumidores, principalmente de áreas mais distantes dos grandes centros urbanos, ainda sofrem com a precarização da distribuição de energia.

A ANEEL estabelece que consumidores que percebem uma pior qualidade devem receber valores maiores de compensação e com isso incentiva a distribuidora a melhorar a qualidade de forma permanente. As distribuidoras recebem incentivos para atuarem com mais celeridade e eficácia no restabelecimento dos consumidores mais afetados. Com isso, o órgão regulador incentiva a melhoria da qualidade média das distribuidoras, garantindo uma qualidade equivalente para todos os consumidores e o cumprimento do limite regulatório.

A apuração das compensações responsabiliza as distribuidoras apenas por eventos que ocorram em sua área de atuação, ou seja, eventos externos à distribuição, como faltas no sistema de transmissão, não geram compensações a serem pagas pela distribuidora de energia.

Em seguida, apresentam-se as equações usadas para determinação dos valores de compensação a serem pagas aos consumidores atingidos por alguma descontinuidade de serviço de entrega de energia, de acordo com os indicadores individuais de continuidade:

- Para o DIC:

$$Valor = DIC_v \times (VRC/730) \times kei1 \quad (10)$$

- Para o DMIC:

$$Valor = DMIC_v \times (VRC/730) \times kei1 \quad (11)$$

- Para o FIC:

$$Valor = (FIC_v/FIC_p) \times DIC_p \times (VRC/730) \times kei1 \quad (12)$$

- Para o DICRI:

$$Valor = DICRI_v \times (VRC/730) \times kei1 \quad (13)$$

Em que:

DIC_v = 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;

DIC_p = 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;

$DMIC_v$ = 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;

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

FIC_p = 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;

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

VRC = valor monetário base para o cálculo da compensação, que corresponde ao:

- Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB), para unidades consumidoras pertencentes ao subgrupo A1;
- Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente à parcela TUSD Fio B – EUSDB, para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos.

730 = número médio de horas no mês;

$Kei1$ = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 34 (trinta e quatro), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii. 40 (quarenta), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 108 (cento e oito), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

$Kei2$ = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 14 (quatorze), 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.

2.5 Faltas e Falhas no Sistema de Distribuição de Energia

Os padrões construtivos e estruturas dos sistemas de distribuição exercem uma influência direta nos indicadores de continuidade de energia. Existem, basicamente, quatro tipos de redes de distribuição de energia no Brasil: Redes aéreas convencional, redes compactas, redes isoladas e redes subterrâneas. As redes aéreas convencionais são as mais encontradas, sendo assim mais susceptíveis a ações externas, o que explica uma grande ocorrência de faltas em decorrência de intempéries ambientais, ou de ação humana. (LOUBACK, 2017).

A rede de distribuição aérea é constituída por condutores sobre postes que se estendem por toda uma região, sendo em sua grande maioria, condutores nus, o que os torna mais susceptíveis às intempéries do ambiente, aumentando a possibilidade de interrupções no fornecimento de energia. As distribuidoras investem continuamente em tecnologias e sistemas de proteção para minimizar esse tipo de ocorrência (GÖYNÜER, 2019).

A falta é uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, enquanto a falha é qualquer problema apresentado na rede de distribuição que ocasione a alteração da condição normal de funcionamento do sistema (MAGALHÃES, 2017). Na presença de uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, a produção industrial pode perder horas, equipamentos podem ser submetidos às condições de sobretensões ou sobtensões temporárias, o que pode ocasionar falhas, pode ocorrer a falta de refrigeração provocando a perda de produtos perecíveis, os sistemas de abastecimento de água podem ser afetados, assim como os sistemas de telecomunicações, portanto são inúmeros os danos aos quais os consumidores estão sujeitos (MAGALHÃES, 2017).

Uma tarefa importante é a localização de faltas, que deve agir de forma assertiva, a fim de que o ponto de ocorrência do defeito seja rapidamente identificado e localizado pelas equipes de manutenção e o fornecimento normal de energia seja reestabelecido, afetando o mínimo possível de consumidores e preservando os índices de confiabilidade e continuidade do fornecimento (OLIVEIRA, 2016).

A manutenção dos indicadores da qualidade do serviço em uma distribuidora de energia sofre pela fragilidade do sistema devido às faltas ocasionadas a partir de uma série de causas, tais como fatores climáticos, árvores na rede, falhas de equipamentos, acidentes diversos, entre outras. Segundo Louback (2018), a interrupção no fornecimento de energia elétrica é originada das condições adversas às quais o sistema está submetido. O conhecimento da causa da falta é imprescindível para uma atuação no sistema de forma mais eficaz, garantindo o reestabelecimento do fornecimento da energia elétrica (ZAMBONI, 2013). Segundo SOUZA, 2008, 80% das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são faltas temporárias, que são corrigidas através da atuação de equipamentos automatizados, como religadores de distribuição, tendo como causas mais comuns as descargas atmosféricas, contato temporário entre condutores ocasionado devido à fortes ventos, abertura de arco elétrico devido a uso de materiais de isolamento inadequados ou desgastados e contato de árvores na rede.

Quando é necessária a intervenção do homem para restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, devido, principalmente ao rompimento do cabo ou colisão de veículo na rede, temos as chamadas faltas permanentes, que também podem ocorrer devido ao não funcionamento do sistema de religação e proteção (SOUZA, 2008).

A ANEEL define como interrupção de longa duração, as interrupções que ultrapassam 3 minutos. Em se tratando do fator gerador das interrupções de fornecimento, as interrupções de longa duração são classificadas em três tipos (PEREZ, 2017):

- Interrupção Programada: devem ser informadas aos clientes com antecedência, para minimizar os prejuízos decorrentes das interrupções, trata-se de manutenções preventivas ou reformas da rede e é parte dos esforços das empresas distribuidoras para melhorar a continuidade do fornecimento;
- Interrupção Não Programada: Interrupção sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços ou de manobras, causadas por fenômenos naturais, falhas em equipamentos, etc;
- Interrupção de Força Maior: Interrupção motivada por caso inesperado ou de força maior e externo à ação e gerência da distribuidora. Representa os desligamentos causados por eventos climáticos extremos, problemas na rede básica, terrorismo, etc.

Interrupções subsequentes podem danificar os equipamentos devido o surgimento de subtensões e sobretensões, por isso a grande incidência de interrupções em determinados circuitos podem ser indícios de que os equipamentos estejam desgastados, sendo importante a manutenção desses equipamentos para prevenção de novas interrupções devido falhas de equipamentos (LOUBACK, 2017).

2.6 Apuração dos Indicadores da Qualidade do Serviço

Para a apuração dos indicadores da qualidade do serviço e aplicação de penalidades às concessionárias de distribuição, são consideradas apenas as interrupções de longa duração. Importante destacar que a ANEEL considera as interrupções programadas e as interrupções externas na apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC (calculados a partir dos DIC e os FIC dos clientes) das distribuidoras, exceto nos dias críticos. As interrupções que são passíveis de expurgo da apuração dos indicadores estão listadas a seguir:

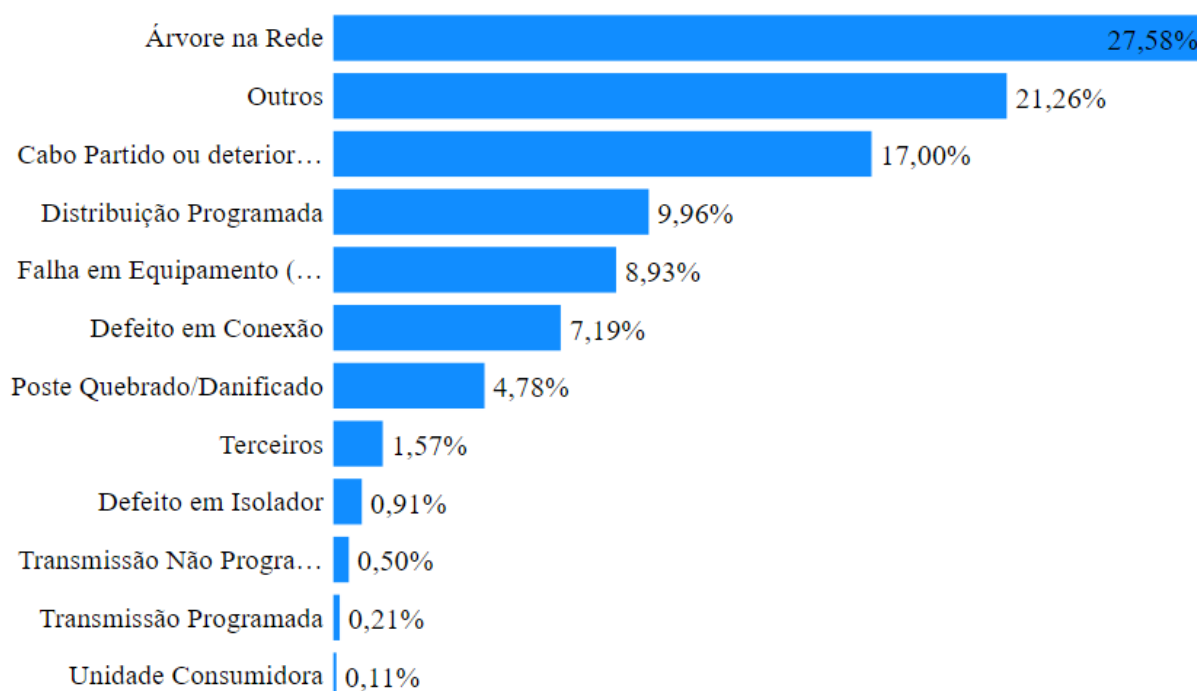
- Oriunda de falha na instalação elétrica de um consumidor que não provoque interrupção em outras instalações;
- Decorrente de obra de interesse exclusivo de um consumidor e que afete somente ele próprio;
- Suspensão por falta de pagamento da fatura de energia elétrica ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações de um consumidor que não provoque interrupção em outras instalações;
- Vinculada a programas de racionamento instituídos pela União;
- Interrupção em situação de emergência oriunda de evento que impossibilite a atuação imediata da distribuidora;
- Ocorrida em Dia Crítico: dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários;
- Oriunda de atuação de Esquema de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

Nas diferentes partes do mundo, a forma de apuração e acompanhamento dos indicadores da qualidade do serviço varia, em alguns lugares são feitas distinções de acordo com os tipos de causas, nível de tensão (AT, MT, BT). No Brasil, os agrupamentos para o cálculo dos indicadores coletivos de continuidade estão baseados em conjuntos de unidades consumidoras

que dividem a área de atuação das empresas, definidos pelas redes MT à jusante das SEDs (Subestações de Distribuição). Portanto, os indicadores coletivos de uma distribuidora são calculados a partir da ponderação dos indicadores dos conjuntos pelo número de unidades consumidoras dos mesmos (PEREZ, 2017).

A Figura 5 apresenta a contribuição das causas na composição do indicador DEC em uma empresa de distribuição de energia elétrica para o ano de 2020. A principal causa de interrupções do ponto de vista de impacto no DEC apurado, foi a categoria *Árvore na Rede*, isto é, desligamento devido a curto-circuito provocado pelo contato de árvores com a rede de distribuição, com 27,58% de participação. Em seguida, a causa *outros* (21,26%) e em terceiro, a causa *cabo partido ou deteriorado* (17,00%). Percebe-se uma dificuldade na identificação correta da causa de interrupção, sendo a causa *outros* (ou ignorada) associada à grande parte das ocorrências, dificultando a atuação assertiva para solução do problema e prevenção de novos incidentes.

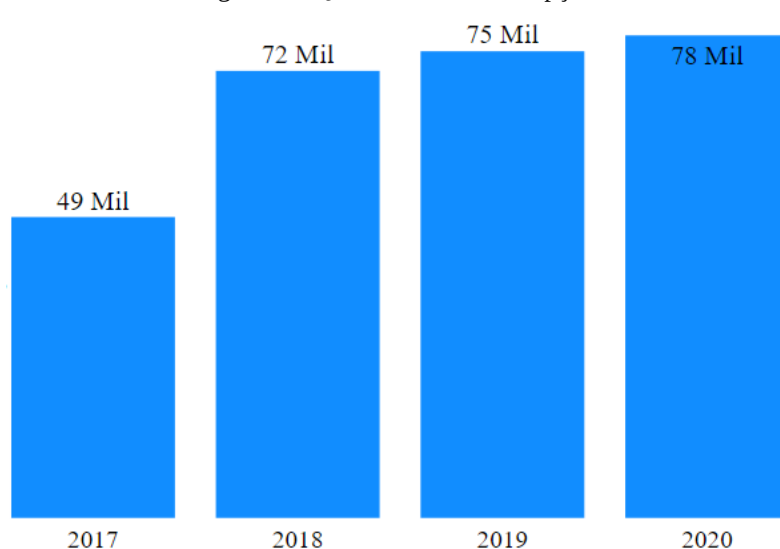
Figura 5 – Principais Causas de Interrupções



Fonte: Elaborado pelo autor

Para a mesma distribuidora de energia, a Figura 6 apresenta o histórico de quantidades de interrupções registradas entre 2017 e 2020, em que é possível observar uma tendência de crescimento nessa quantidade, sendo vista uma variação de 3,8% a mais de interrupções entre 2019 e 2020. Apesar desse aumento, conforme apresentado na Figura 7, os valores apurados em DEC e FEC seguem uma tendência de queda, com melhora nos indicadores de continuidade da distribuidora em análise.

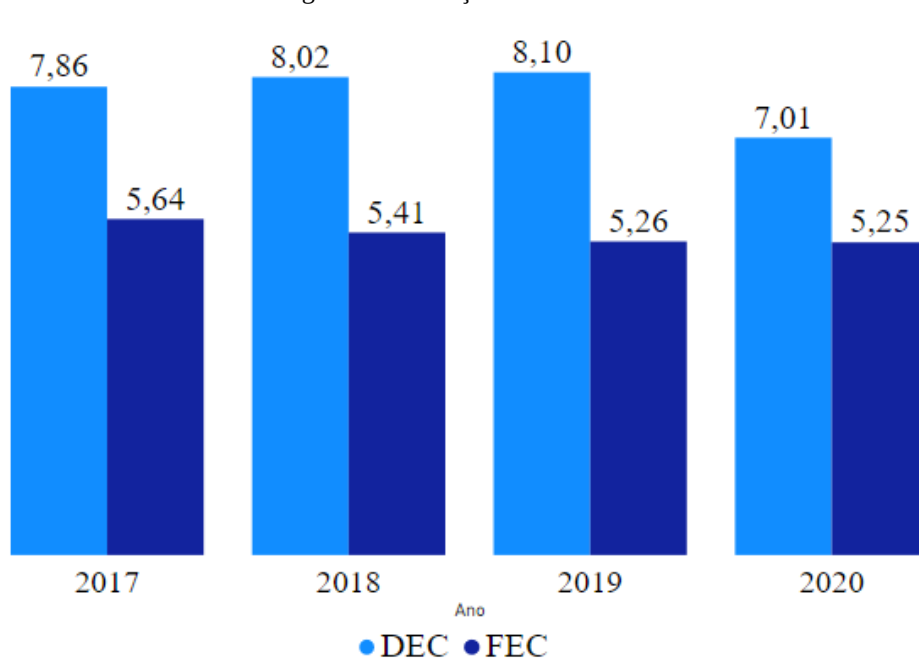
Figura 6 – Quantidade de interrupções



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o DEC, a duração média em 2020 que cada consumidor ficou sem eletricidade foi de 7,01 horas, 13% menor que em 2019. Para o FEC, a frequência média de interrupções não sofreu grandes variações. Esse cenário de redução de DEC e estabilidade do FEC indica que a distribuidora está investindo em ações para resolução e restabelecimento da energia no menor tempo possível, com isso reduzindo o tempo que os consumidores ficam sem energia em cada interrupção.

Figura 7 – Evolução de DEC e FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

A redução dos indicadores DEC e FEC, mesmo diante de um aumento da quantidade de interrupções é explicado pelo aumento da capacidade de manobra, isolamento do defeito e remanejamento de cargas para circuitos energizados, fazendo com que a quantidade de clientes afetados pela interrupção seja reduzida, conseqüentemente, menor impacto nos indicadores de continuidade (BARROS, 2020).

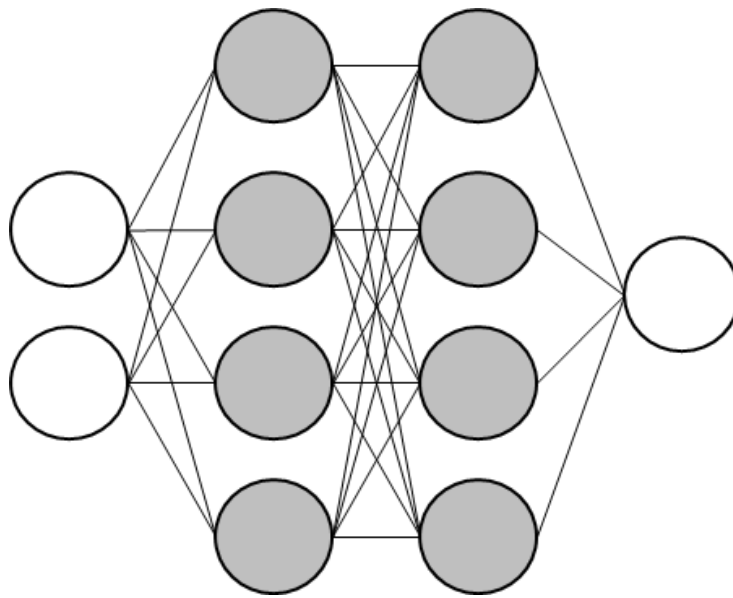
2.7 Redes Neurais Artificiais

A quantidade de dados torna-se a cada dia maior, à medida que os problemas também aumentam a complexidade, com isso as ferramentas computacionais desempenham um papel importante para facilitar as tomadas de decisão. A Aprendizagem de Máquina, ou *Machine Learning*, é o processo de induzir uma hipótese ou função a partir da experiência passada por meio de algoritmos para solução de problemas. (PAULO, 2020).

Uma das técnicas de aprendizagem de máquina mais utilizadas são as RNAs, que tem como inspiração a natureza que nos cerca e possuem uma quantidade imensa de aplicações possíveis. Com base na ideia de simular o cérebro humano em seu funcionamento foi desenvolvido o modelo computacional que simulasse o comportamento do cérebro humano, para isso, foram criados neurônios artificiais que usam como referência os neurônios humanos, que foram interligados para formar redes capazes de fazer tarefas cognitivas e criativas, antes restritas aos cérebros (KOPILER, 2019).

Assim, segundo KOPILER, 2019, uma RNA pode ser definida como um processador maciçamente distribuído constituído de muitas unidades de processamento simples, que têm a propensão natural para armazenar conhecimento experimental e torná-lo disponível para uso. O modelo mais popular de redes neurais é o *feedforward*, que possui o algoritmo de treinamento *backpropagation*. A Figura 8 apresenta um modelo de rede neural artificial, com duas com duas entradas e uma saída, e com duas camadas ocultas.

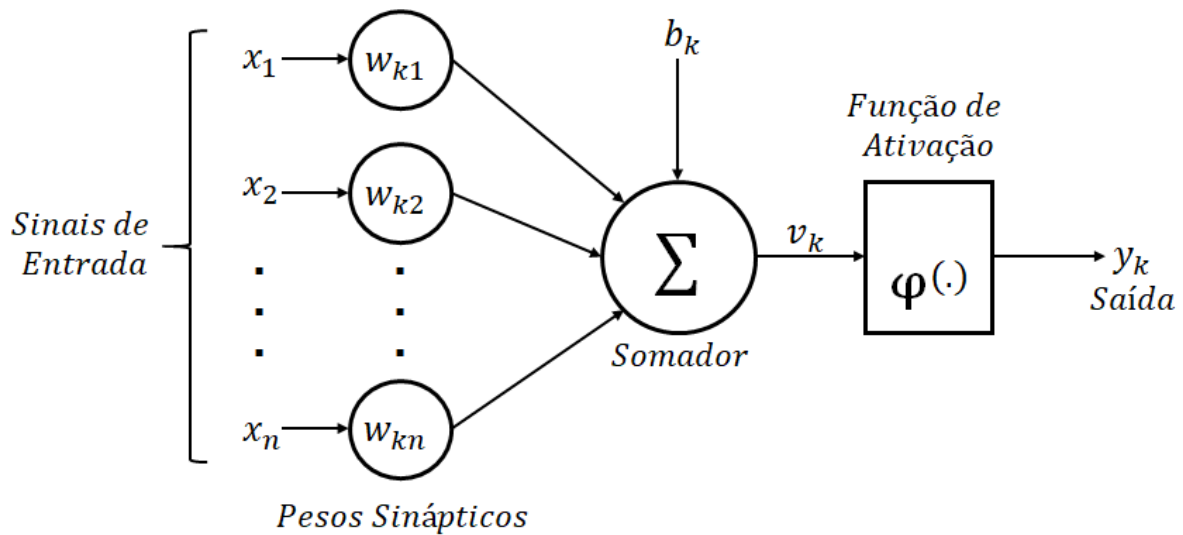
Figura 8 – Rede Neural Artificial



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 9 detalha o modelo de um único neurônio, composto a partir de sinais de entrada, que são sumarizados e aplicados pesos a cada entrada, em seguida o sinal passa por uma função de ativação para produzir sinal de resposta.

Figura 9 – Modelo de um neurônio



Fonte: Elaborado pelo autor

A Equação (14) representa que as entradas são apresentadas ao neurônio k e são multiplicadas cada uma por um peso, sendo cada parcela desta multiplicação somada e

resultando em v_k , em que o resultado desta operação é chamado campo local induzido ou potencial de ativação do neurônio.

$$v_k = \sum_{j=0}^m w_{kj} x_j \quad (14)$$

Em seguida, a equação (15) apresenta a aplicação de uma função não linear (denominada função de ativação) a v_k , resultando na saída do neurônio (também denominada y_k). As funções de ativação mais usadas são majoritariamente não lineares e de comportamento relativamente simples.

$$y_k = \varphi(v_k) \quad (15)$$

De maneira geral, o treinamento da RNA é realizado em conjunto com a técnica de retropropagação (*backpropagation*) para computar o gradiente da função objetivo (PAULO, 2020). O algoritmo de *backpropagation* procura usar o erro da camada de saída para ajustar os erros das camadas anteriores, ou seja, retroação ou realimentação. Utiliza um mecanismo inteligente de cálculo para propagar os erros através das sinapses com os pesos dos treinamentos, percorrendo assim a superfície de busca, em busca dos mínimos locais (KOPILER, 2019).

2.8 Algoritmos Evolutivos

Alguns problemas de otimização, devido à complexidade e não linearidade do problema, não podem ser resolvidos através de modelos computacionais determinísticos. Para muitos desses casos, podem ser utilizados técnicas de computação evolucionária para solução do problema, destacando-se os algoritmos evolutivos.

Os algoritmos evolutivos são inspirados na teoria biológica da evolução das espécies de Darwin e na genética, definidos como métodos que simulam a evolução de indivíduos através de processos de seleção, reprodução e mutação, os quais dependem do desempenho de cada indivíduo no meio em que se encontra. Portanto, são algoritmos probabilísticos de busca paralela e adaptativa de melhores indivíduos através de simulações de evolução por vários ciclos (GOUVEIA, 2021).

Os algoritmos evolutivos têm sido aplicados a diversos problemas, como por exemplo: otimização de funções matemáticas, otimização de planejamento, problema do caixeiro

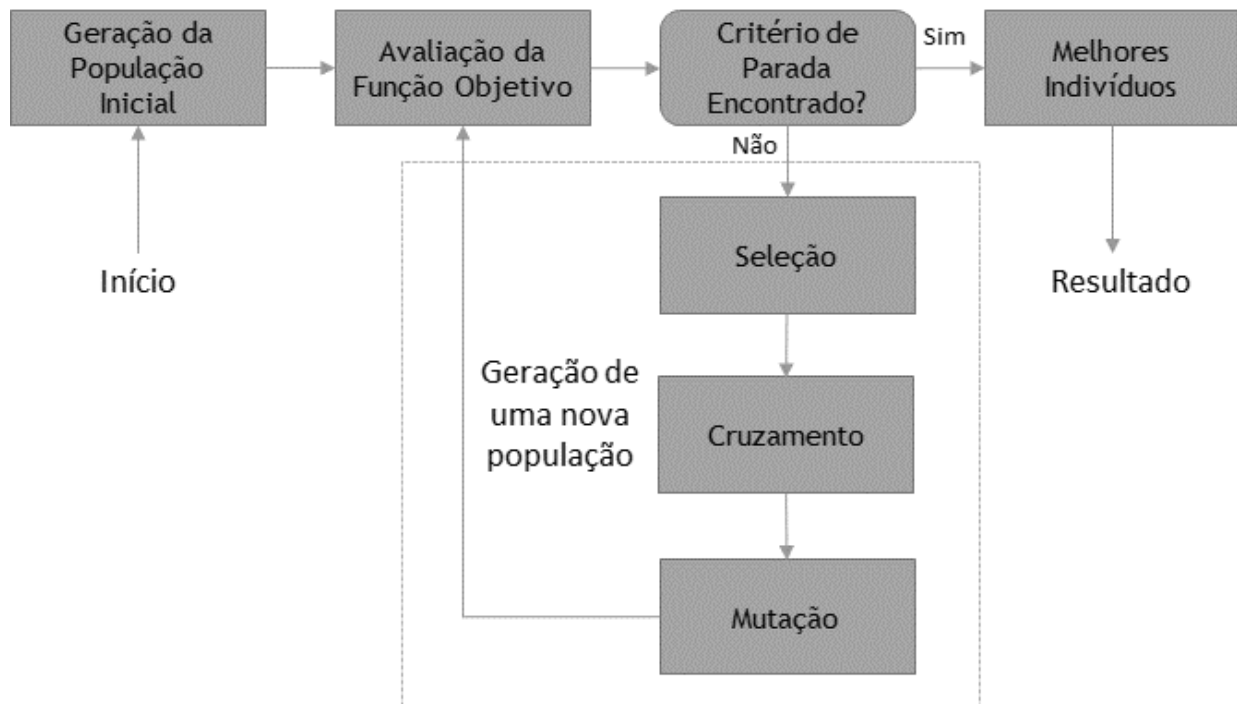
viajante, problema de otimização de rota de veículos, otimização de layout de circuitos, otimização de distribuição, otimização em negócios e síntese de circuitos eletrônicos (MICHALEWICZ, 1994).

A Figura 10 apresenta um esquemático de um processo de interação para busca de uma solução através da teoria de algoritmos evolutivos. Cada etapa será especificada a seguir:

- Geração da população inicial: Inicialmente são gerados indivíduos candidatos a solução do problema, para composição de uma geração inicial;
- Avaliação da função objetivo: A função objetivo mede a adequação de cada indivíduo à solução esperada e frente aos demais indivíduos. Se o critério de parada não for encontrado para nenhum indivíduo da população, inicia-se a seleção;
- Seleção: De acordo com o nível de adaptabilidade de cada indivíduo, são selecionados os melhores para o cruzamento, essa escolha pode ser através de vários métodos, como o método da roleta;
- Cruzamento: Indivíduos selecionados formam pares e produzem um novo indivíduo com características similares às dos pais.
- Mutação: A etapa de mutação modifica aleatoriamente um ou mais indivíduos da nova população criada após todos os cruzamentos, geralmente com uma probabilidade de ocorrência baixa.

Ao final da mutação, uma nova geração é definida e testada novamente de acordo com a função de avaliação e critérios de parada. Esse processo é repetido até a identificação de um indivíduo ótimo que representa a melhor solução do problema.

Figura 10 – Modelo de um algoritmo evolutivo



Fonte: Elaborado pelo autor

3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS COM ÊNFASE NA QUALIDADE DO SERVIÇO

Neste capítulo será apresentada a descrição do problema identificado, relacionado ao planejamento da qualidade do serviço de uma distribuidora de energia elétrica do Brasil e a proposta do trabalho da dissertação. Serão detalhadas as variáveis e bases de dados da distribuidora que compõem a solução do problema.

3.1 Planejamento Orçamentário

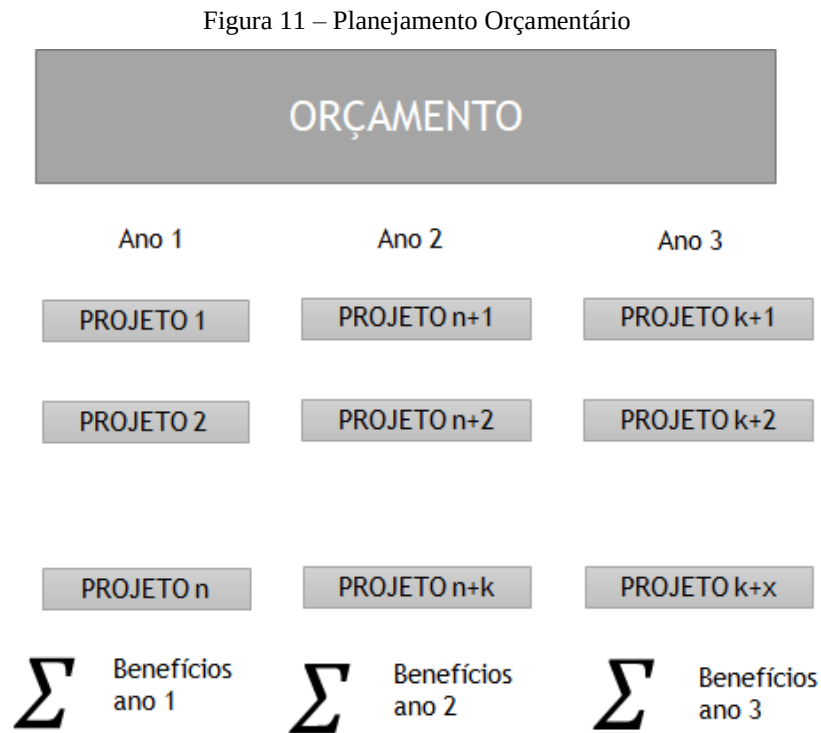
O trabalho seguinte apresenta, avalia e propõe melhorias na metodologia para estimativa dos benefícios nos indicadores da qualidade do serviço (DEC e FEC) dos projetos de investimento utilizada por uma distribuidora de energia do Brasil. Projetos de investimento são as intervenções na rede de distribuição para melhoria, expansão ou renovação dos ativos elétricos que são reconhecidos na tarifa de energia. Os recursos de investimento são limitados e sujeitos à análises e glosa (não reconhecimento tarifário) por parte do órgão regulador, por isso é de fundamental importância um planejamento assertivo para direcionamento de recursos para intervenções em ativos adequados, para geração de maiores resultados técnicos e econômicos para a distribuidora (MESSIAS, 2013). Um planejamento adequado resulta em ganhos considerados nos diversos indicadores, dentre esses, os relacionados à qualidade do serviço, pela sua importância para manutenção da concessão de distribuição e satisfação dos consumidores.

A distribuidora de energia que será avaliada nesse trabalho realiza um planejamento orçamentário de 3 anos. Apesar do planejamento elétrico ser feito para 10 anos no SDAT e 5 anos no SDMT/SDBT, são orçados apenas os projetos que irão ser executadas nos primeiros 3 anos. Geralmente, uma grande quantidade de projetos é orçada, mas a aprovação desses projetos depende dos benefícios que cada projeto pretende entregar em cada indicador. De acordo com o quanto de redução a empresa espera alcançar nos 3 anos de análise, são escolhidos os projetos que melhor entregam benefícios com o melhor custo associado.

Por isso, a necessidade da estimativa adequada desses benefícios, pois afeta diretamente na escolha dos projetos a serem executados e na maior percepção dos benefícios por parte dos consumidores. O direcionamento adequado dos recursos resulta em melhorias nos resultados

dos indicadores e eficiência nos valores a serem pagos pelos consumidores através da tarifa de energia.

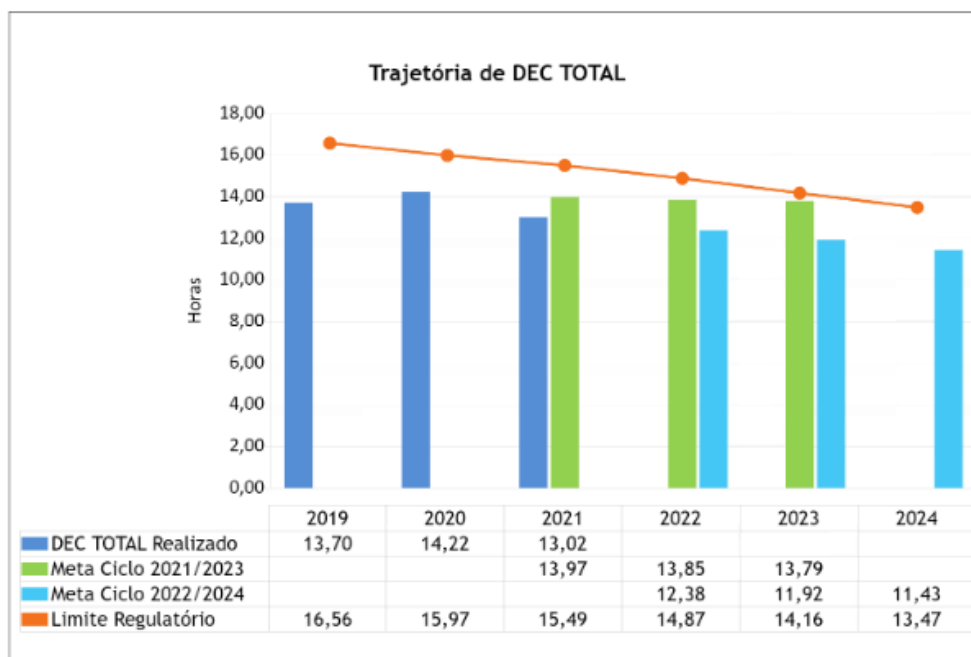
A Figura 11 ilustra o processo de planejamento orçamentário e escolha dos projetos de acordo com o ganho esperado para cada projeto.



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme apresentado na Figura 11, para o ano 1 (primeiro ano após o ano de realização do planejamento) é aprovada uma lista de projetos com diferentes números de identificação (1, 2, ..., n), em que cada projeto dispõe de um valor de benefício associado, ao somar todos os benefícios individuais obtêm-se o total de benefício em DEC e FEC esperado para a distribuidora no ano 1. O mesmo acontece para os projetos aprovados para os anos 2 e 3. Ao final do planejamento orçamentário traça-se uma proposta de trajetória de DEC e FEC esperada de acordo com os benefícios cálculos, de acordo como apresentada na Figura 12 para o exemplo do DEC.

Figura 12 – Exemplo de trajetória esperada de redução de DEC

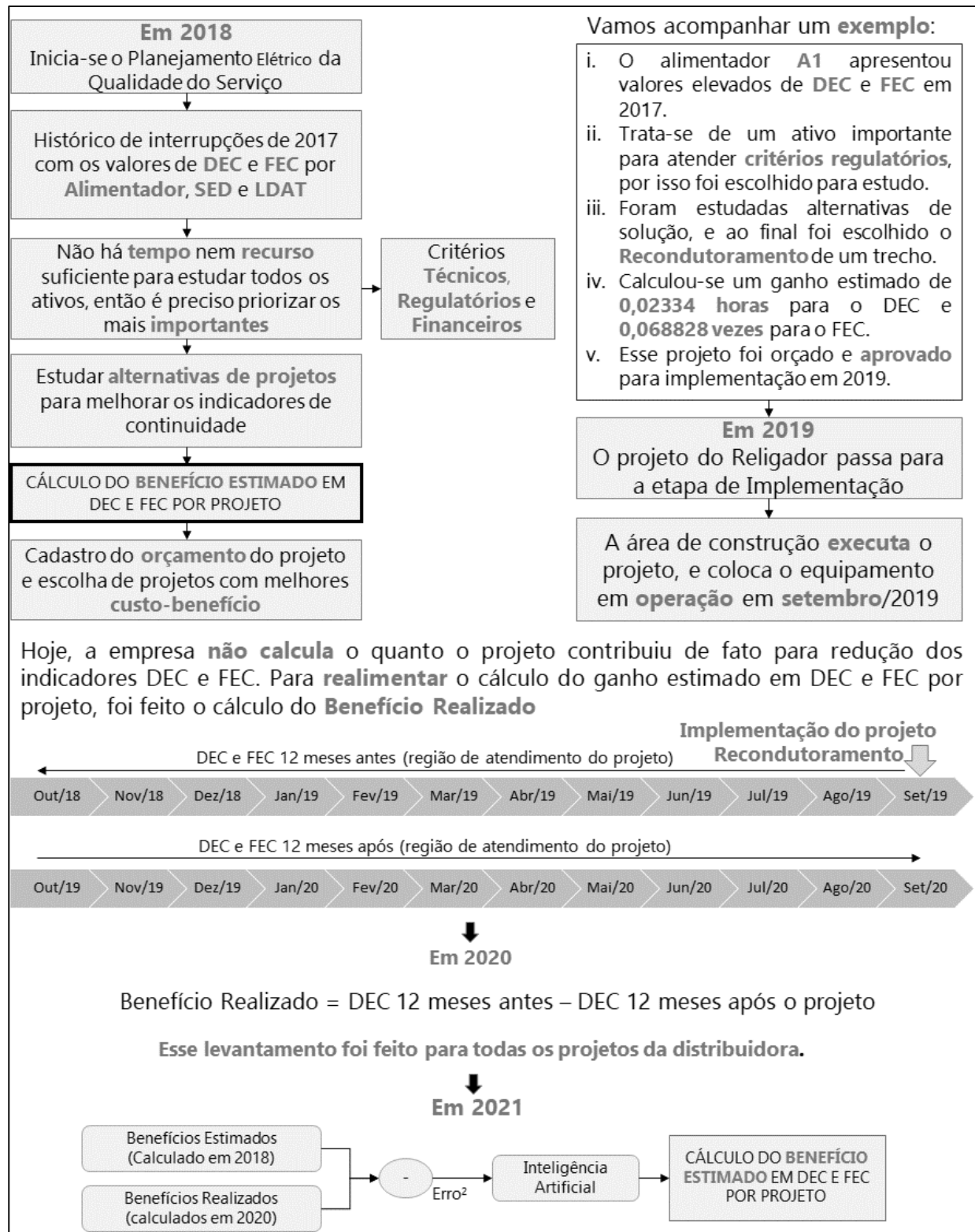


Fonte: Elaborado pelo autor

A linha laranja representa o limite regulatório estabelecido pela ANEEL e as barras azul claro a trajetória esperada de redução de DEC, que se mant m abaixo do limite com uma margem de 16% a cada ano, considerada uma distância segura pela distribuidora.

A Figura 13 resume todo o processo de planejamento e orçamento de projetos, acompanhando o exemplo de um projeto, desde o levantamento do diagnóstico elétrico, priorização de ativos para estudo, elaboração de propostas de projetos, cálculo dos benefícios estimados desses projetos, aprovação e execução. Com isso, ficará mais claro em quais etapas desse processo esse trabalho direciona as análises para proposição de melhorias de metodologia.

Figura 13 – Planejamento elétrico e orçamento de um projeto de 2018



Fonte: Elaborado pelo autor

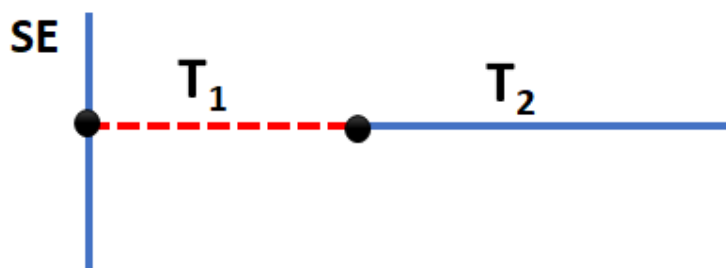
A proposta de melhoria de metodologia irá contemplar a etapa “Cálculo do Benefício Estimado em DEC e FEC por Projeto”, conforme apresentado na Figura 13. A metodologia vigente e estruturação da proposta serão apresentados nos itens seguintes.

3.2 Cálculo do Benefício Estimado em DEC e FEC por Projeto

Todas as distribuidoras de energia do Brasil apuram os indicadores da qualidade do serviço de acordo com os registros das bases de ocorrências, esses dados são fiscalizados e passam por auditoria da ANEEL. A base de ocorrência da distribuidora em estudo, dispõe de uma vasta quantidade de informações acerca de todas as ocorrências de interrupção de energia. Todas essas informações servem de base para a metodologia vigente de predição dos benefícios dos projetos a serem aprovadas para execução.

A informação de interrupção registrada no banco de dados da distribuidora chega ao nível de instalação do circuito, ou seja, os registros descrevem as atividades e consequentemente, o apurado de interrupção por chaves do circuito. Conforme apresentado na Figura 14, os trechos T1 e T2 estão separados por uma chave, qualquer ocorrência registrada na área de abrangência da chave será associada à chave em questão.

Figura 14 – Trechos de circuito



Fonte: Elaborado pelo autor

Os registros das causas das interrupções são inseridos pelas equipes que realizam a operação em tempo real do sistema de distribuição, de acordo com o que é apurado com as equipes de campo. Esse dado está susceptível à muitos erros, visto que nem sempre é possível identificar a causa real da ocorrência, podendo levar a interpretações errôneas da ocorrência, prejudicando a apuração dessa informação de causa, que é tão importante para o planejamento e direcionamento de ações.

Para definição do benefício associado a cada projeto, inicialmente é feito um levantamento da lista de instalações que serão atendidas pelo projeto, ou seja, quais regiões do

sistema de distribuição serão impactadas com a entrada do projeto. Com essa lista de instalações em mãos, consulta-se a base do histórico de ocorrências do ano anterior ao ano de estudo ($n-1$), e é apurado o valor realizado do ano $n-1$ de DEC e FEC para a região especificada a ser atendida pelo projeto, esse valor representa o potencial máximo de redução que o projeto em estudo pode proporcionar. Importante destacar, que os valores de DEC e FEC calculados referem-se aos valores totais de consumidores de toda região de concessão, ou seja, os valores calculados representam a parcela que a região especificada pelo projeto representa nos indicadores globais da concessão.

Em seguida, classifica-se o projeto de acordo com o tipo de intervenção, podendo assumir as seguintes classificações (de acordo com a distribuidora):

- Religador: Instalação de religador em determinado ponto de um alimentador;
- Religador de Interligação: Instalação de religador de interligação, conectando dois alimentadores;
- Construção de SDMT: Construção de novo alimentador, dividindo cargas;
- Construção SED e LDAT: Construção de nova subestação ou linha de alta tensão;
- Reforma SDMT: Reforma de alimentador, caracterizado por ações de manutenção na rede;
- Reforma SDBT: Manutenção nos sistemas de baixa tensão, ramais de distribuição;
- Interligação: Interligação entre dois ou mais alimentadores;
- Recondutoramento: Troca do condutor de determinado trecho do alimentador, geralmente é feita a troca de condutores nus por condutores protegidos, ou aumento da capacidade de condução do condutor;
- Divisão de Ramal: Divisão dos circuitos de baixa tensão;
- Divisão de Alimentador: divisão de carga de alimentadores através de manobras ou pequenas obras;
- Instalação de Para-Raios: Instalação ou substituição de para-raios de subestações ou de distribuição;
- Instalação de Chaves: Instalação ou substituição de chaves dos circuitos de distribuição.

De acordo com a associação do projeto à um dos tipos de projeto acima, aplica-se um percentual de redução, conforme a Tabela 2, ao total em DEC e FEC realizado no ano $n-1$ correspondente à região de abrangência do projeto, com isso obtém-se o valor esperado de redução em DEC e FEC associado ao projeto em estudo.

Com todo estudo prévio de definição de quais elementos interrompidos serão impactados pelo projeto, apuram-se os valores realizados no ano anterior e são multiplicados pelo percentual de redução associado ao tipo do projeto, que no exemplo é Religador, com isso os valores esperados de redução de DEC e FEC relacionados ao projeto número 23072 na empresa são, respectivamente, 0,000501135 e 0,000209738. Esse mesmo cálculo é feito para cada projeto proposto, que somados representam a proposta de trajetórias de DEC e FEC planejadas, conforme apresentadas nas Figuras 11 e 12.

A metodologia acima apresenta diversas oportunidades para análise de melhorias, de maneira preliminar, pode-se destacar:

- Os percentuais de redução são aplicados aos valores realizados totais de DEC e FEC, ou seja, sem distinção das causas que originaram essas interrupções. Não necessariamente um projeto de determinado tipo irá gerar impacto positivo em todos os tipos de interrupção, dependendo da causa, o benefício pode ser nulo;
- Os valores percentuais foram determinados de maneira empírica, sem nenhuma análise mais elaborada, partiu-se da experiência das áreas responsáveis pela apuração desses indicadores, e determinou-se os valores.
- Não existe uma aferição dos resultados das contribuições dos projetos nos indicadores da qualidade do serviço após a conclusão dessas intervenções, ou seja, é feito um planejamento e determinado um valor esperado que cada projeto irá contribuir para redução dos indicadores, mas após a conclusão do projeto não é calculado o real benefício entregue, com isso não é possível realimentar o processo de planejamento e calibrar os percentuais de redução.

3.3 Construção da Base de Dados

A distribuidora de energia em estudo dispõe de uma grande quantidade de dados coletados em campo, registro de interrupções ou de cadastro, todas essas informações são registradas em campo e disponíveis em sistemas da distribuidora. A base de registro de interrupções contém as informações que são utilizados para a apuração dos indicadores da qualidade do serviço e análises de planejamento elétrico. Os atributos contidos na base de interrupções estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Atributos da base de ocorrências de interrupções

Atributo	Tipo	Descrição
REGIONAL	String	Regional da distribuidora
OS INÍCIO	String	Ordem de serviço para início da ocorrência
ELEM INTERROMP	String	Elemento interrompido
OS FIM	String	Ordem de serviço para fim da ocorrência
ELEMEN RESTAB	String	Elemento restabelecido
INÍCIO	Date	Data e hora do início da interrupção
FIM	Date	Data e hora do final da interrupção
DURAÇÃO	Integer	Duração em minutos da interrupção
TIPO	String	Tipo da interrupção
CONS ATING	Integer	Quantidade de consumidores atingidos
DESCRIÇÃO	String	Descrição da ocorrência
CAUSA	String	Causa da ocorrência
SUBCAUSA	String	Subcausa da ocorrência
S/E ALIM	String	Alimentador da ocorrência
FEC CONJ	Double	Contribuição no FEC do conjunto
CONJUNTO	String	Conjunto elétrico
DEC CONJ	Double	Contribuição no DEC do conjunto
DICRI	Double	DICRI
DEC REG	Double	Contribuição no DEC da regional
FEC REG	Double	Contribuição no FEC da regional
DEC EMP	Double	Contribuição no DEC da empresa
FEC EMP	Double	Contribuição no FEC da empresa
ABRANGÊNCIA	String	Abrangência da ocorrência
LOCALIDADE	String	Localidade da ocorrência (rural ou urbano)

A distribuidora não acompanha, após a realização do projeto, qual o benefício para os indicadores da qualidade do serviço entregue. Portanto, a primeira análise feita com as bases disponíveis foi um levantamento para determinação do real benefício entregue pelos projetos realizadas nos últimos anos. Para isso, foram utilizadas outras duas bases para auxílio desse cálculo: a base de planejamento elétrico, com informações de região de abrangências dos projetos propostos conforme planejamento elétrico do ano de 2018, com atributos apresentados na Tabela 5; e a base com as informações de execução e conclusão dos projetos propostos para o ano de 2019 (ano de execução dos projetos propostos em 2018), conforme apresentadas na Tabela 6.

Tabela 5 – Atributos da base de planejamento elétrico

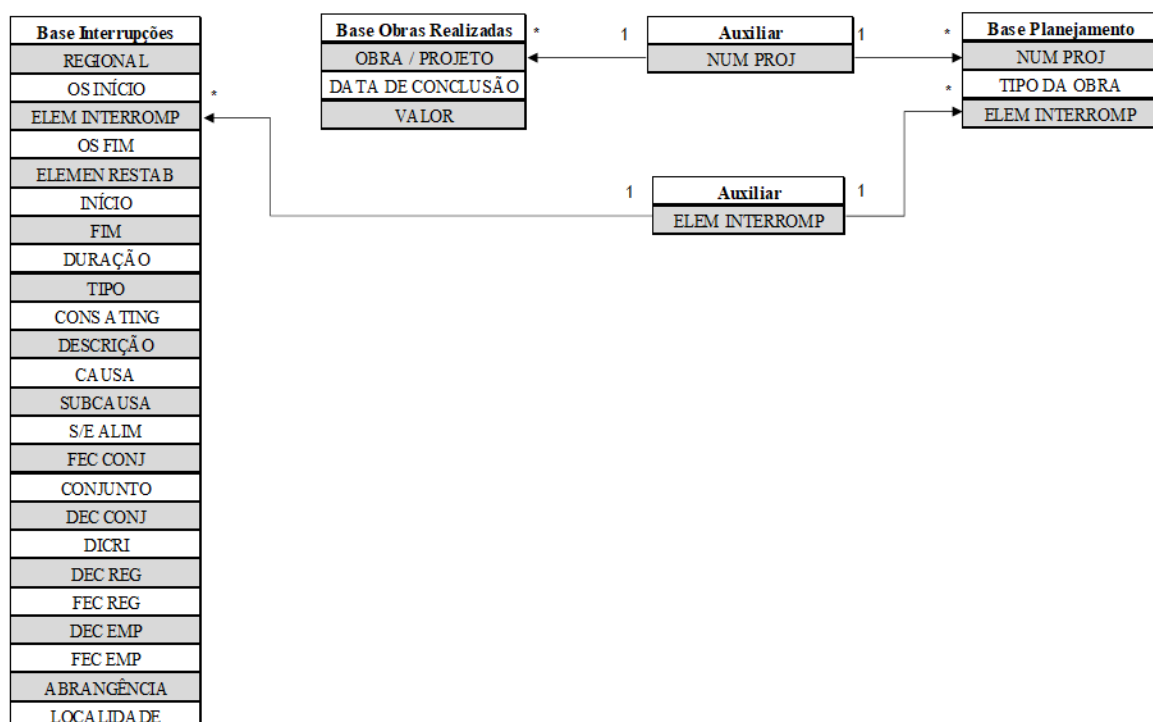
Atributo	Tipo	Descrição
NUM PROJ	String	Número do projeto
TIPO DO PROJETO	String	Tipo do projeto proposto
ELEM INTERROMP	String	Elementos que o projeto abrange
DEC REALIZADO	Double	DEC realizado na região de abrangência
FEC REALIZADO	Double	FEC realizado na região de abrangência
BENEFÍCIO DEC	Double	Benefício esperado para DEC
BENEFÍCIO FEC	Double	Benefício esperado para FEC

Tabela 6 – Atributos da base de realização das projetos

Atributo	Tipo	Descrição
OBRA / PROJETO	String	Projeto executado
DATA DE CONCLUSÃO	String	Data de entrada em operação do projeto
VALOR	String	Valor em R\$ do projeto

As bases de dados se relacionam através dos atributos Elemento Interrompido e Número de Projeto. Com o estabelecimento dos relacionamentos, conforme esquematizado na Figura 16, foi possível realizar consultas e extrair informações importantes para a análise dos dados e avaliação de disponibilidade das variáveis importantes para a aplicação da metodologia proposta.

Figura 16 – Relacionamento entre bases



Fonte: Elaborado pelo autor

As bases auxiliares apresentam registros únicos para associação a registros múltiplos das bases de interrupções, realizado dos projetos e planejamento, com essa estrutura é possível relacionar as informações e gerar consultas com as mais diversas combinações de dados.

3.3 Seleção de Variáveis

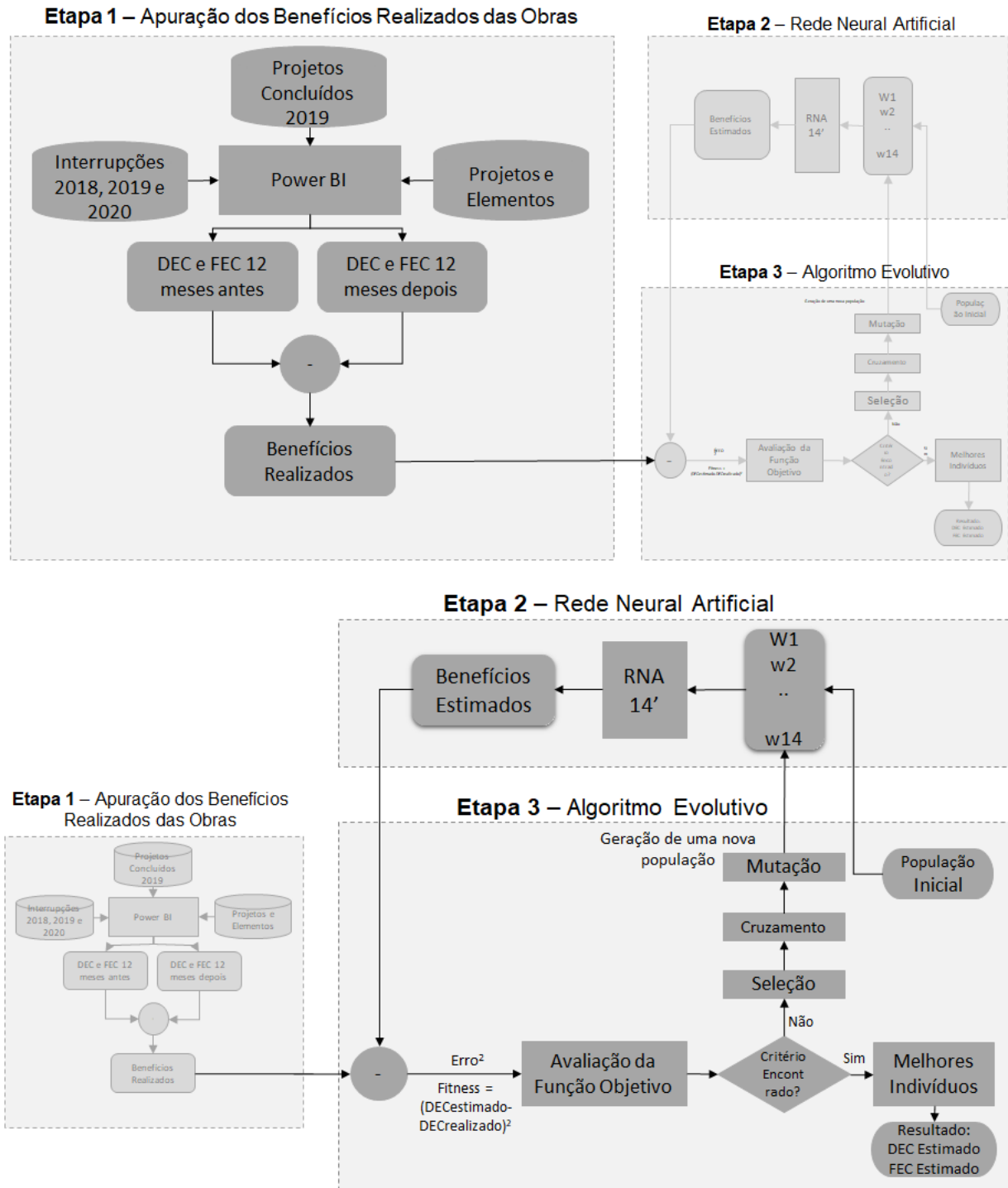
De maneira geral, o cálculo do benefício em DEC e FEC é feito aplicando um percentual de redução aos valores totais dos indicadores na região de abrangência do projeto de acordo com o tipo de projeto, sem levar em consideração as causas das interrupções. A primeira investigação foi analisar a capacidade de benefícios associados aos projetos nas interrupções de acordo com as causas das faltas. A lista de causas registradas, de acordo com a distribuidora em estudo, está apresentada na Tabela 7. Para ilustrar, um projeto de recondutoramento pode reduzir consideravelmente ocorrências relacionadas à árvore na rede e cabo partido, mas não ser eficaz em ocorrências como falha em equipamentos.

Tabela 7 – Causas das interrupções para análise

Causas das Interrupções
Árvore na Rede
Cabo Partido ou deteriorado
Defeito em Conexão
Defeito em Isolador
Distribuição Programada
Falha em Equipamento (Linha / Rede)
Fenômenos Naturais
Ignorada
Outros
Poste Quebrado/ Danificado
Terceiros
Transmissão Não Programada
Transmissão Programada
Unidade Consumidora

Entendido o problema do planejamento dos benefícios da qualidade do serviço e conhecendo as bases de dados disponíveis para estudo, iniciou-se a escolha das variáveis e estruturação de uma proposta de metodologia que usa redes neurais artificiais e algoritmos evolutivos para predição de tais benefícios. A proposta apresentada nesse trabalho segue uma estrutura conforme Figura 17.

Figura 17 – Fluxograma



Fonte: Elaborado pelo autor

A metodologia proposta foi dividida em 3 partes, conforme apresentado na Figura 17, essa separação foi feita de forma a apresentar de forma sequencial todas as etapas desenvolvidas e os resultados obtidos em cada fase do trabalho.

A Etapa 1 diz respeito à apuração do benefício em DEC e FEC realizado dos projetos. Com a base do realizado de interrupções (Tabela 3), a base com a relação de projetos e elementos interrompidos (Tabela 4), e a base projetos executados (Tabela 5), determinou-se o ganho real em DEC e FEC dos projetos executados em 2019, cujos benefícios foram avaliados após 12 meses da execução de cada projeto, de acordo com as causas de interrupções.

Na Etapa 2 foram avaliados dois modelos de RNA para estimativa dos benefícios associados aos projetos de acordo com as causas de interrupções. Foram analisados os dados referentes, apenas aos projetos de recondutoramento, e devido a quantidade pequena de projetos desse tipo (6 projetos) foram gerados 1000 cenários aleatórios de fatores multiplicativos por causa e multiplicados pelos valores de interrupção das regiões associadas aos projetos de recondutoramento em estudo para diversificar a base de treinamento dos modelos de RNA.

A Etapa 3 apresenta o método para minimização do erro entre os valores realizados e estimados, para projetos na mesma base temporal, com o objetivo de fechar a malha e apresentar os resultados dos valores estimados em DEC e FEC e os fatores multiplicativos a serem utilizados em novas proposições de projetos para obtenção dos valores estimados. Foram utilizadas técnicas de Algoritmos Evolutivos devida à complexidade e não linearidade do problema.

3.4 Algoritmo Evolutivo

Para finalização e solução do problema de obtenção dos benefícios esperados por projeto, de acordo com as causas de interrupção, foram utilizadas técnicas de algoritmo evolutivo, devida às características de complexidade e não linearidade associadas ao problema em estudo.

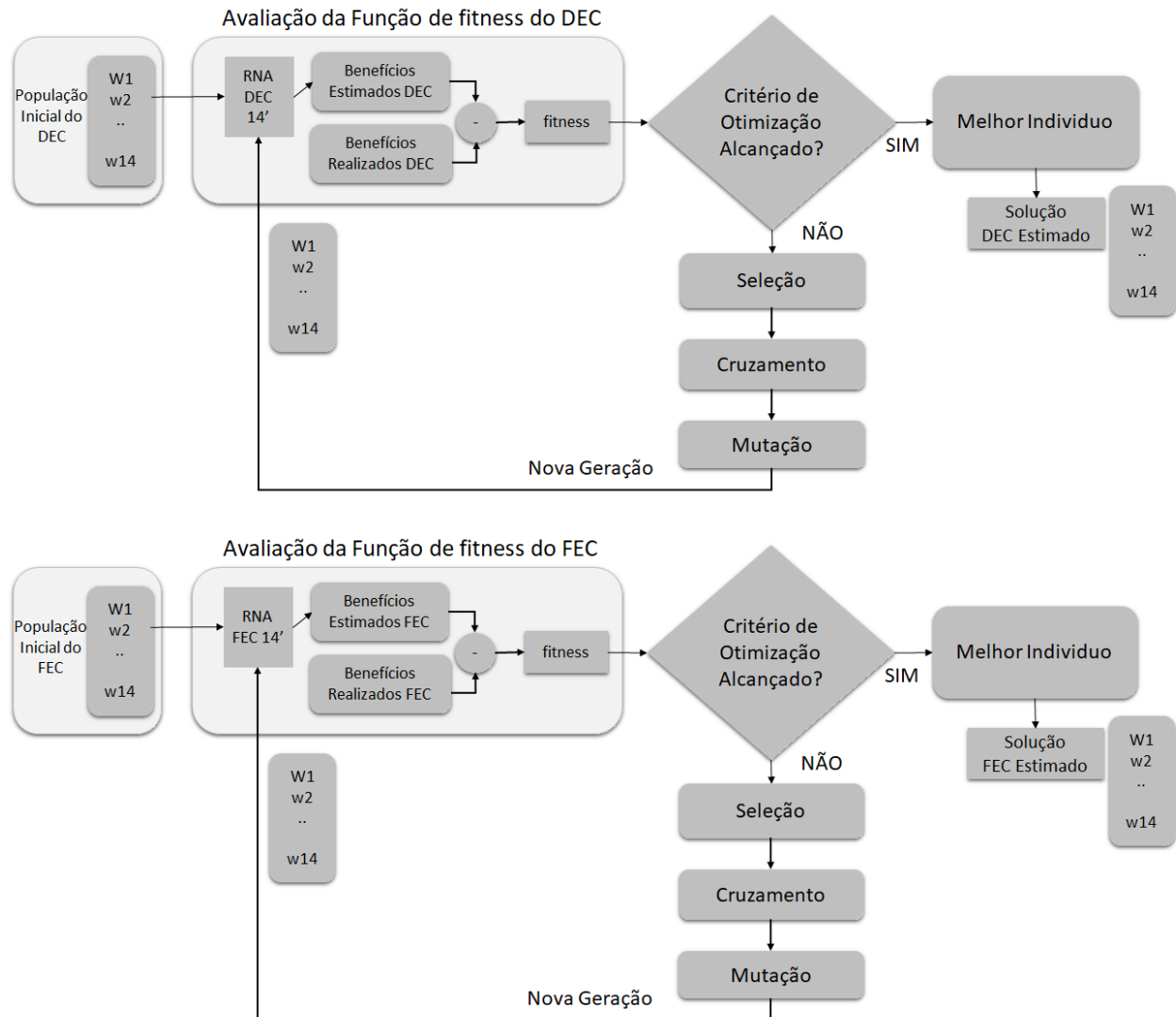
Cada cromossomo do algoritmo é formado por um vetor com 14 elementos, representando os diferentes fatores multiplicativos para cada causa de interrupção do fornecimento de energia. Cada gene representa o valor individual de um fator multiplicativo de uma causa específica, o valor do gene pode variar entre 0 e 1.

O algoritmo foi dividido em duas partes isoladas, uma para os valores de DEC e outra para o FEC, ou seja, os valores de fatores multiplicativos por causa para o DEC e para o FEC foram encontrados separadamente, conforme ilustrado na Figura 18. Com isso, se tem duas funções de avaliação (*fitness*):

- Função de avaliação DEC: $C - (DEC_Estimado - DEC_Realizado)^2$;
- Função de avaliação FEC: $C - (FEC_Estimado - FEC_Realizado)^2$;

em que C é um valor constante. O valor definido foi 10 com a finalidade de resolver um problema de maximização, devido ao uso do método da roleta para seleção.

Figura 18 – População e gerações do algoritmo evolutivo



Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores do DEC e FEC estimados, utilizados na função de avaliação são resultados da saída da RNA, em que se teve como entrada o cromossomo do algoritmo evolutivo composto pelos 14 fatores multiplicativos. Todos os valores gerados pela saída de cada RNA de acordo com cada entrada são avaliados, e os indivíduos com os melhores valores da função de avaliação recebem peso maior no momento de cruzamento para geração de uma nova população.

Nesta proposta, tem-se dois critérios de parada: a) valor do fitness igual a 10; ou b) Número máximo de gerações. Ao final das gerações, o melhor indivíduo, com o melhor

resultado da função de avaliação é escolhido, e esse indivíduo, tanto para DEC, quanto para o FEC, representa o vetor de valores de fatores multiplicativos a serem utilizados em novos planejamentos de projetos.

Todo o detalhamento de parâmetros e resultados obtidos será apresentado no capítulo seguinte.

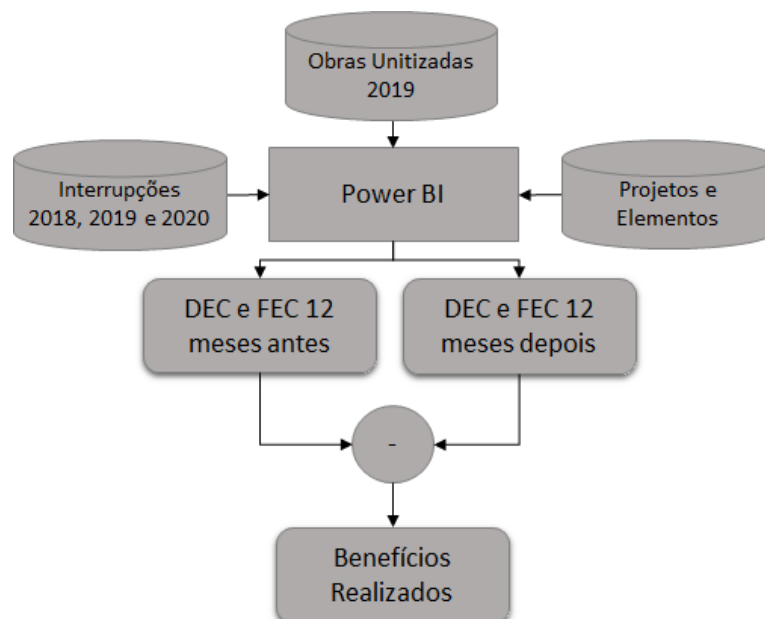
4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados para cada uma das 3 etapas conforme apresentadas na metodologia proposta (Figura 17). Inicialmente é feito um detalhamento do procedimento desenvolvido para apuração dos benefícios de DEC e FEC realizados, levando em consideração o estudo de caso dos projetos de recondutoramento. Em seguida, serão descritos os dois modelos de RNA estudados e os resultados finais da metodologia proposta em que foram utilizadas técnicas de algoritmos evolutivos, e com isso a determinação de parâmetros para utilização em novas estimativa de DEC e FEC.

4.1 Etapa 1 – Apuração dos Benefícios Realizados dos Projetos

A Figura 19 ilustra o processo para determinação do ganho real dos projetos. O planejamento orçamentário feito em 2018 utilizou como base os valores das interrupções de 2017 para determinação dos ganhos esperados por projeto. Os projetos aprovados em 2018 foram executados e finalizados em 2019. Com a data de conclusão de cada projeto, contabilizou-se o realizado em DEC e FEC na região de abrangência do projeto nos 12 meses antes e após essa data. A diferença dos valores realizados de DEC e FEC dos 12 meses após conclusão do projeto com os 12 meses anteriores representa o ganho real que o projeto contribuiu para os indicadores de continuidade.

Figura 19 – Cálculo do benefício realizado



Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando o *Power BI*, ferramenta de apoio ao tratamento da base de dados e estabelecimento de relacionamentos entre bases, foram elaboradas apresentações de *dashboards*. As bases de dados do histórico realizado de indicador foram organizadas para as análises, e exportou-se os arquivos em formato adequado para o início dos testes com os modelos, conforme etapas seguintes. Devido a uma maior disponibilidade de dados e quantidade maior de projetos, foram escolhidos os projetos de recondução para análise, apresentação dos resultados e simulações dos algoritmos.

Com o objetivo de diminuir a incerteza das bases e variações de cenários de circuitos e consumidores ao longo do tempo, utilizou-se em todo o estudo e metodologia proposta a base dos 12 meses antes de entrada dos projetos para avaliação dos valores estimados, visto que a base original de estimação de ganhos, de 2017, utilizada no planejamento inicial do projeto pode não refletir o cenário mais atual da região de atuação dos projetos avaliadas.

A Tabela 8 apresenta os valores apurados de DEC e FEC 12 meses antes da entrada dos projetos e 12 meses após a execução dos projetos de recondução. Valores subdivididos de acordo com as causas de interrupções. Todas as ocorrências da base de interrupções foram contabilizadas para composição dos números apresentados e os valores de DEC e FEC são referentes à base total de consumidores da empresa.

Tabela 8 – Valores realizados de DEC e FEC para projetos de recondução

Causa	Realizado									
	DEC Antes	FEC Antes	DEC Depois	FEC Depois	Benefício DEC	Benefício FEC	% Redução DEC	% Redução FEC	Fator Mult. DEC	Fator Mult. FEC
Árvore na Rede	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00000000	0,00000000
Cabo Partido ou deteriorado	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00000000	0,00000000
Defeito em Conexão	0,00641686	0,00519419	0,00110738	0,00204502	0,00530948	0,00314917	17,26%	39,37%	0,82742650	0,60628786
Defeito em Isolador	0,00092903	0,00088014	-	-	0,00092903	0,00088014	0,00%	0,00%	1,00000000	1,00000000
Distribuição Programada	0,00632436	0,00432966	0,00020176	0,00048691	0,00612260	0,00384275	3,19%	11,25%	0,96809721	0,88754047
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	0,00768521	0,01058907	0,00369486	0,00213204	0,00399034	0,00845704	48,08%	20,13%	0,51922392	0,79865703
Fenômenos Naturais	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00000000	0,00000000
Ignorada	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00000000	0,00000000
Outros	0,02692850	0,07908723	0,02342792	0,04090987	0,00350058	0,03817736	87,00%	51,73%	0,12999543	0,48272475
Poste Quebrado/Danificado	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	1,00000000	0,00000000
Terceiros	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	1,00000000	0,00000000
Transmissão Não Programada	0,00309603	0,00994379	0,00004290	0,00085803	0,00305312	0,00908576	1,39%	8,63%	0,98614307	0,91371218
Transmissão Programada	0,00043629	0,00523552	-	-	0,00043629	0,00523552	0,00%	0,00%	1,00000000	1,00000000
Unidade Consumidora	-	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00000000	0,00000000
Total	0,05181628	0,11525960	0,02847483	0,04643186	0,02334145	0,06882774	54,95%	40,28%	0,45046558	0,59715410

A seguir é apresentado um resumo do significado das colunas apresentadas (análogo para o FEC):

- DEC Antes: correspondente a 12 meses de apuração antes de entrada dos projetos;
- DEC Depois: correspondente a 12 meses de apuração após a entrada dos projetos;
- Benefício DEC = DEC Antes – DEC Depois;

- Fator Multiplicativo DEC = DEC Depois / DEC Antes;
- %Redução DEC = 1 – Fator Multiplicativo DEC

Observa-se que após a entrada dos projetos de recondução, o DEC reduziu 0,02334145 horas e o FEC 0,06882774, que correspondem a uma redução percentual de 54,95% e 40,28%, respectivamente.

A Tabela 9 apresenta os benefícios estimados em DEC e FEC de acordo com a metodologia utilizada pela concessionária (estudo de caso), onde o percentual de redução é constante para o DEC e FEC, 70%. Em comparação com os valores realizados, o erro de estimação pelo método atual foi de 33% para o DEC e 50% para o FEC, considerando apenas os valores totais. Erros considerados elevados para a empresa, por isso a importância no aperfeiçoamento dessa estimativa, para destinação adequadas de recursos.

Tabela 9 – Valores estimados de DEC e FEC de acordo com metodologia atual

Causa	Método Atual					
	% Redução DEC e FEC	Fator Multiplicativo DEC e FEC	Benefício DEC Estimado	Benefício FEC Estimado	Erro DEC	Erro FEC
Árvore na Rede	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Cabo Partido ou deteriorado	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Defeito em Conexão	70,00%	0,30000000	0,00192506	0,00155826	64%	51%
Defeito em Isolador	70,00%	0,30000000	0,00027871	0,00026404	70%	70%
Distribuição Programada	70,00%	0,30000000	0,00189731	0,00129890	69%	66%
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	70,00%	0,30000000	0,00230556	0,00317672	42%	62%
Fenômenos Naturais	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Ignorada	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Outros	70,00%	0,30000000	0,00807855	0,02372617	-131%	38%
Poste Quebrado/Danificado	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Terceiros	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Transmissão Não Programada	70,00%	0,30000000	0,00092881	0,00298314	70%	67%
Transmissão Programada	70,00%	0,30000000	0,00013089	0,00157065	70%	70%
Unidade Consumidora	70,00%	0,30000000	0,00000000	0,00000000		
Total	70,00%	0,30000000	0,01554488	0,03457788	33%	50%

Na análise por causa, observa-se erros ainda maiores, reforçando a importância do entendimento da influência dessas causas na definição dos valores estimados. Essa influência é reforçada e avaliada nas etapas seguintes.

4.2 Etapa 2 – Redes Neurais Artificiais

As análises dos dados permitem compreender o problema descrito no capítulo 3 e propor modelos para prever as saídas de interesse. Foram identificadas 14 causas de

ocorrências de interrupções no fornecimento de energia elétrica. Com relação à classificação dos projetos de investimentos, tem-se 12 tipos de projetos. Para a base de ocorrências de interrupções, dispõe-se de dados correspondente ao intervalo de 01/01/2018 até 31/12/2020. As propostas de modelos e os resultados das análises prévias serão apresentados a seguir.

As variáveis utilizadas foram os valores realizados de DEC e FEC por causas de interrupções para os 12 meses antes de entrada do projeto em estudo, recondutoramento. Foram avaliadas as entradas e identificadas quais causas de interrupções são relevantes para determinação das saídas de DEC e FEC. O algoritmo para previsão dos benefícios foi desenvolvido através de RNA.

A topologia da RNA usada nos dois modelos foi a MLP (*Multi Layer Perceptron*), com as seguintes configurações:

- Número de camadas ocultas: 2;
- Número de neurônios na primeira camada oculta: 10;
- Número de neurônios na segunda camada oculta: 5;
- Número máximo de épocas: 1000;
- Objetivo do erro de treinamento: $1e^{-6}$;
- Taxa de aprendizagem: 0,01;
- Fator de normalização das saídas: 1000.
- Função de Ativação: Logsig.

Inicialmente, dois modelos de RNA foram desenvolvidos para um único tipo de projeto, com variações nas entradas e saídas. Partindo do modelo de cálculo de benefícios nos indicadores de continuidade vigente pela distribuidora, em que são associados fatores multiplicativos ao realizado de DEC e FEC, criou-se 1000 cenários, em que para cada cenário, são definidos 14 fatores multiplicativos, cada um associado à uma causa de interrupção, para o mesmo tipo de projeto, recondutoramento. A quantidade de cenários foi escolhida de forma a representar diversas possibilidades de fatores multiplicativos para o DEC e FEC. O primeiro modelo está composto por 14 entradas e 14 saídas, de acordo com cada causa de interrupção estudada (Modelo 01), e os resultados de DEC determinados pelo modelo está fracionado no benefício de cada causa. O segundo modelo dispõe de 14 entradas, de acordo com as causas, e DEC e FEC como saídas (Modelos 02), em que os valores já contemplam as parcelas de contribuição de cada causa.

Para cada saída dos modelos da RNA, para a comparação do valor real e valor previsto para os 300 cenários de validação, foram avaliados o MAPE (*Mean Absolute Percentage of Error*), ou Erro Percentual Médio Absoluto, em português, e o EARM (Erro Absoluto Relativo Máximo), cujas equações são apresentadas a seguir:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - y|}{y} \cdot 100\% \quad (16)$$

$$EARM = \text{máximo} \left(\frac{|y_i - y|}{y} \cdot 100\% \right) \quad (17)$$

Em que:

n = Número de amostras;

y_i = Saída estimada;

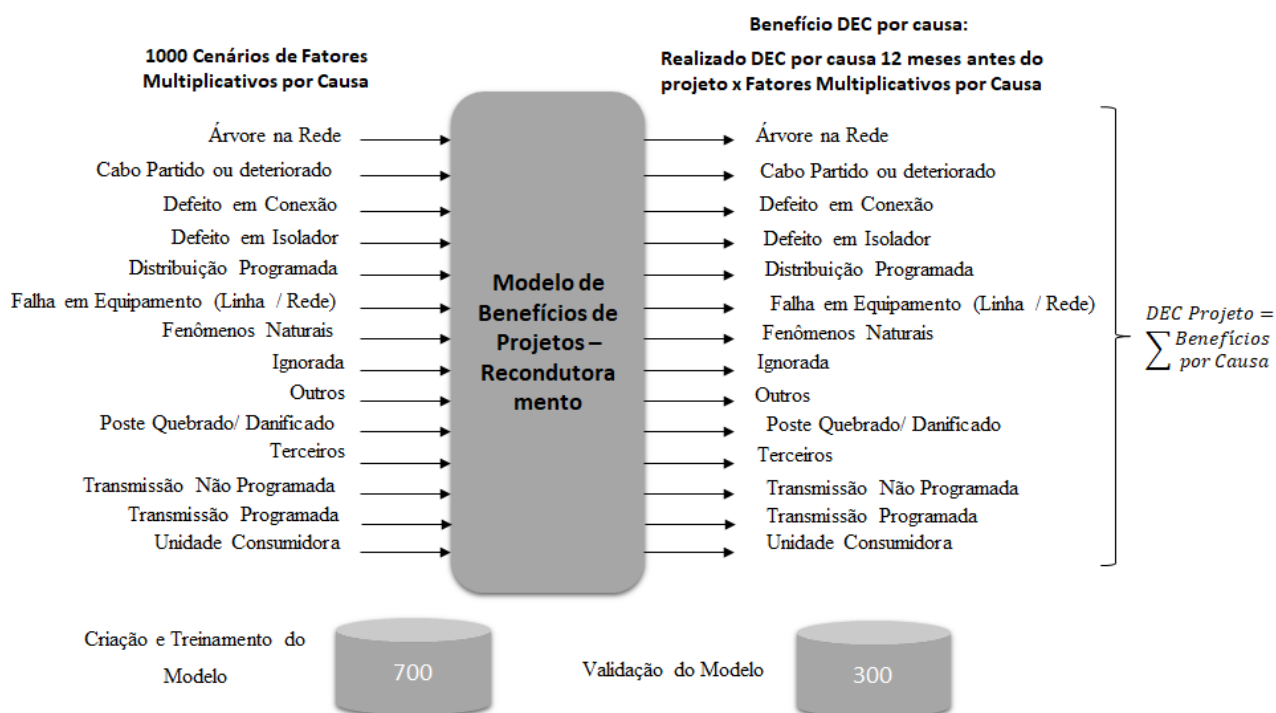
y = Saída verdadeira.

4.2.1 Modelo 01

A Figura 20 ilustra a estruturação de entradas e saídas do modelo desenvolvido para estimativa do DEC para o tipo de projeto em estudo. A RNA é usada para criar um modelo que de aprendizagem do relacionamento entrada e saída, comportando-se como uma função não linear. Com os dados em formato adequado, aplicou-se ao modelo baseado em redes neurais artificiais 14 entradas, de acordo com as causas em estudo, com os 1000 cenários de fatores multiplicativos por causa gerados aleatoriamente.

As 14 saídas representam os benefícios esperados para cada tipo de causa, que são calculados a partir da multiplicação dos fatores multiplicativos com o realizado dos últimos 12 meses para os elementos interrompidos que estão sob a região de abrangências dos projetos propostos de recondutoramento.

Figura 20 – Entradas e saídas do modelo 01



Fonte: Elaborado pelo autor

Com a base composta por 1000 cenários, reservou-se de forma aleatória 700 cenários para criação e treinamento do modelo, enquanto os demais 300 cenários foram reservados para a validação. O DEC total previsto como benefício de projetos de religadores de interligação é o somatório dos benefícios individuais calculados por causa de interrupção.

Para o tipo de projeto recondutoramento, as únicas saídas com valores diferentes de zero foram as saídas relacionadas às causas Defeito em Conexão, Defeito em Isolador, Distribuição Programada, Falha em Equipamento, Outros, Transmissão Não Programada e Transmissão programada, ou seja, não se tinha registro de interrupção com valores de DEC para as demais causas para os elementos que foram impactados por projetos de recondutoramento.

A Tabela 10 apresenta os resultados obtidos através do modelo 01 da RNA. Para o DEC, os resultados individuais por causas foram satisfatórios, com o MAPE de 2,9941% referente à causa Defeito em Isolador, e o máximo EARM de 25,3402% para a causa Defeito em Conexão (valor longe do MAPE associado à mesma causa).

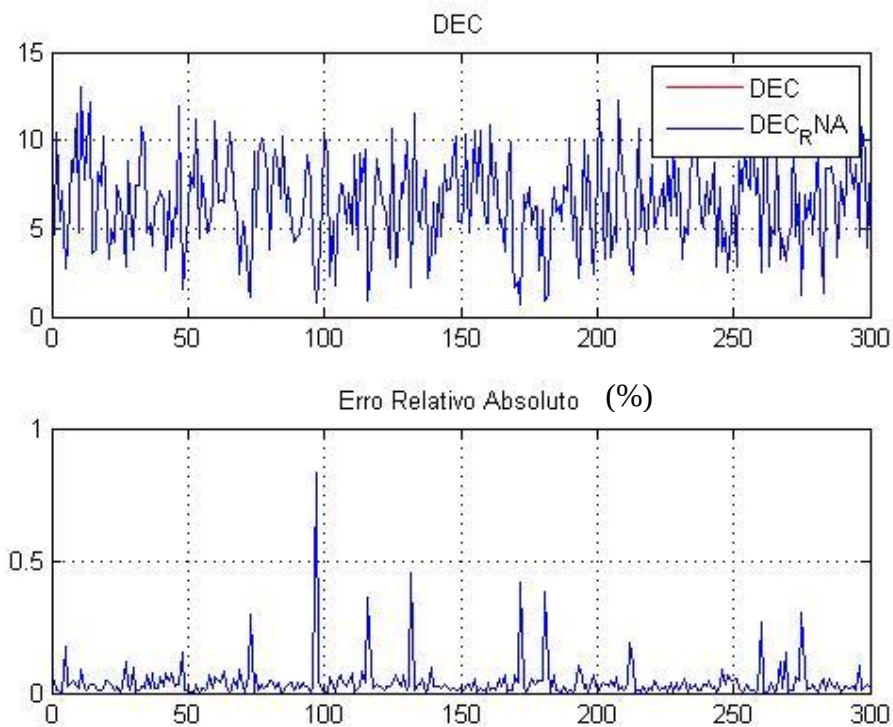
Tabela 10 – Avaliação saídas da RNA modelo 01

Causa	RNA	DEC	FEC
Defeito em Conexão	MAPE	0,2343%	67,7800%
	EARM	25,3402%	102,7000%
Defeito em Isolador	MAPE	2,9941%	294,9900%
	EARM	2,8383%	2724,5600%
Distribuição Programada	MAPE	1,0430%	79,2600%
	EARM	1,5331%	115,2400%
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	MAPE	0,0775%	0,2261%
	EARM	2,4347%	9,5613%
Outros	MAPE	0,0500%	0,0132%
	EARM	5,8426%	1,7250%
Transmissão Não Programada	MAPE	0,4558%	0,1223%
	EARM	9,2488%	3,2709%
Transmissão Programada	MAPE	2,6175%	14,5992%
	EARM	1,1468%	109,0228%
Total	MAPE	1,2348%	1,7356%
	EARM	6,8922%	9,3753%

Apesar dos valores associados à previsão do valor total do FEC serem próximos aos resultados do DEC, as previsões individuais por causa apresentam erros com elevada variação, associados às causas Defeito em Conexão, Defeito em Isolador, Distribuição Programada e Transmissão Programada, mostrando-se ineficiente para estimativas das saídas individuais.

A Figura 21 sumariza os resultados das 3 saídas da RNA do modelo, que corresponde à previsão do indicador de continuidade DEC.

Figura 21 – Resultado DEC total

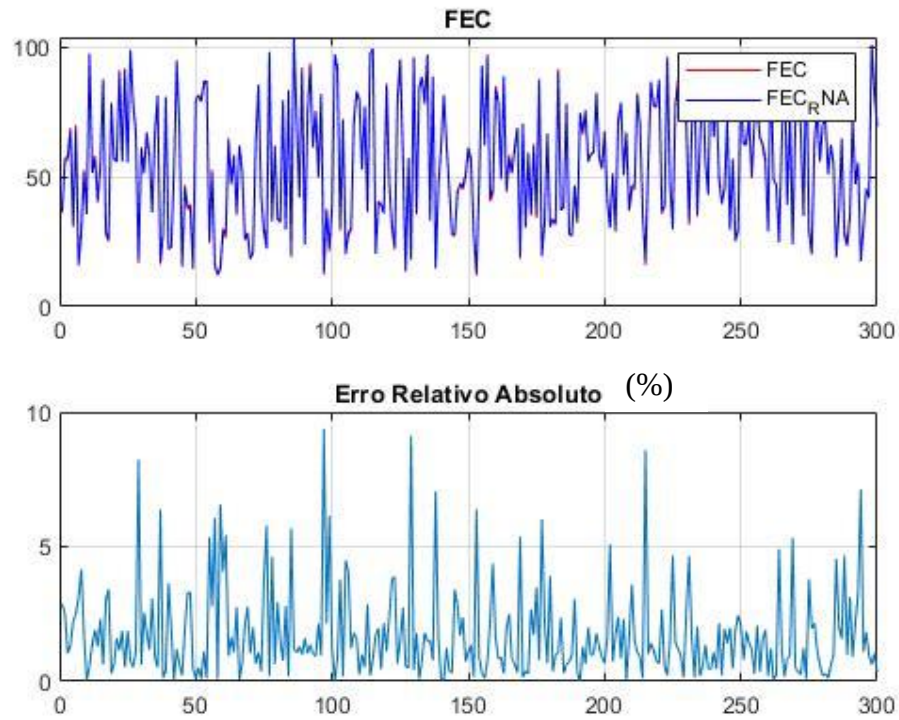


Fonte: Elaborado pelo autor

Na média, a previsão de benefício do DEC Total para o tipo de projeto obteve resultados com MAPE de 1,2348% e EARM de 6,8922%.

A Figura 22 apresenta para o FEC, a soma das saídas individuais por causas, representando a previsão final para o FEC Total associado aos projetos de recondutoramento. O resultado do FEC mostrou-se satisfatório, com MAPE de 1,7356% e EARM de 9,3753%. Apesar de alguns *outliers* nos resultados individuais por causas, os valores do FEC apresentaram picos de erros com menor amplitude, que na média final representa uma boa previsão.

Figura 22 – Resultado FEC total

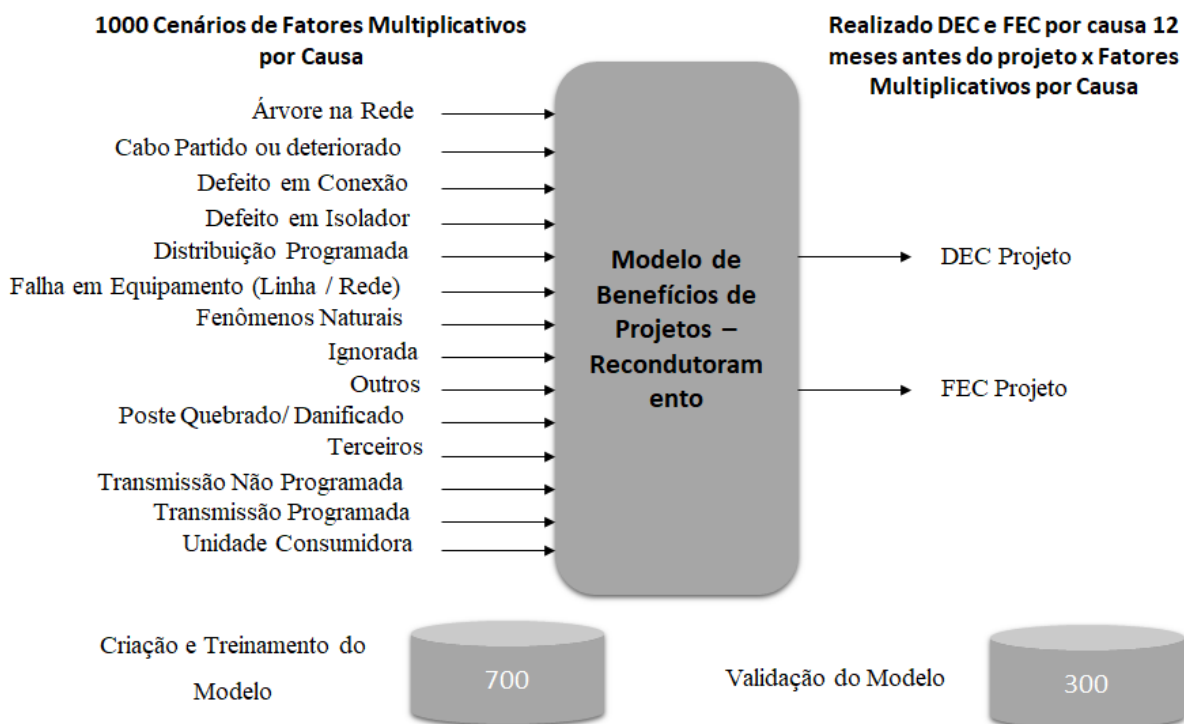


Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2 Modelo 02

O segundo modelo analisado considera como saídas os valores teóricos de DEC e FEC totais gerados a partir de todas as combinações de entradas, ou seja, para cada um dos 1000 cenários de fatores multiplicativos por causa inseridos na entrada do modelo, calcula-se os valores de DEC e FEC de acordo com o realizado de interrupções dos 12 meses antes dos projetos de recondutoramento, conforme esquematizado na Figura 23.

Figura 23 – Entradas e saídas do modelo 02



Fonte: Elaborado pelo autor

O mapa de calor da Figura 24, construído a partir da análise do coeficiente de correlação entre as entradas (Causas) e as saídas (DEC e FEC), apresenta que para o resultado do DEC, as entradas Defeito em Conexão, Distribuição programada, Falha em Equipamento e Outros representam um maior índice do coeficiente de correlação, sendo as mesmas entradas com correlação alta para o FEC. Uma análise observada é que a entrada 9 (causa Outros) apresentava valores realizados para os últimos 12 meses, e apresenta correlação próxima a 1 para determinação do DEC e FEC, explicado pela grande quantidade de ocorrências associadas a essa causa, prática que precisa ser evitada.

Figura 24 – Mapa de Calor

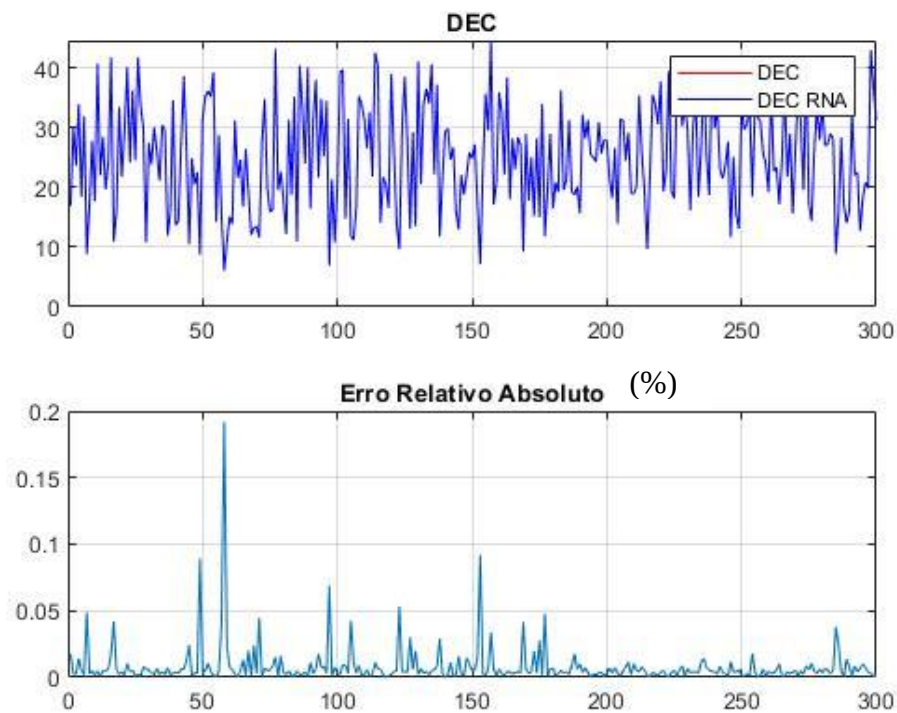
Entrada / Causa	DEC	FEC
Árvore na Rede	0,03223	0,02686
Cabo Partido ou deteriorado	0,01732	0,02851
Defeito em Conexão	0,19927	0,04838
Defeito em Isolador	0,00881	0,02379
Distribuição Programada	0,21831	0,05569
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	0,25136	0,12741
Fenômenos Naturais	0,00243	0,00352
Ignorada	0,02588	0,03728
Outros	0,91255	0,97961
Poste Quebrado/Danificado	0,02449	0,02045
Terceiros	0,00897	0,00341
Transmissão Não Programada	0,10790	0,11694
Transmissão Programada	0,01119	0,06209
Unidade Consumidora	0,01221	0,01541

Menos Correlato Mais Correlato

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 25 apresentam-se os valores para a saída de DEC, resultado da validação da RNA, comparando os valores previstos com os valores reais. O MAPE foi de 0,0081% e o erro absoluto relativo máximo foi de 0,1919%.

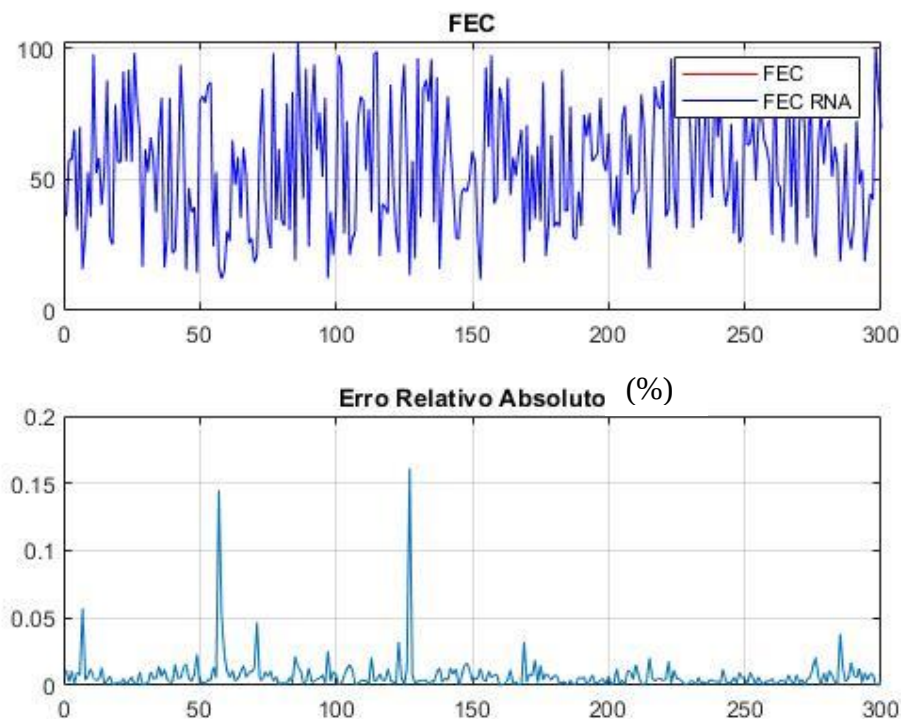
Figura 25 – Resultado saída DEC



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o FEC, os resultados podem ser observados na Figura 26. O MAPE foi de 0,0074%. O erro absoluto relativo máximo foi 0,1611%.

Figura 26 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 11 apresenta os valores para o MAPE e o erro absoluto relativo máximos (EARM) para os resultados do DEC e FEC para o tipo de projeto recondutoramento calculados através dos modelos 01 e 02. Para o modelo 01, os resultados do DEC apresentaram-se com baixa variação, e apesar os altos erros para as saídas individuais de causas de FEC, para o valor sumarizado total do FEC, esse efeito acabou sendo reduzido, registrando baixos erros absolutos relativos.

Para o Modelo 02 não se têm valores individuais de causas nas saídas, visto que o modelo avalia como saídas os valores totais de DEC e FEC, e os resultados de erro médio apresentam-se 100 vezes menores do que os erros calculados utilizando o modelo de estimativa de benefícios de projetos atual.

Tabela 11 – Comparativo modelos

RNA	Modelo 01		Modelo 02	
	DEC	FEC	DEC	FEC
MAPE	1,2348%	1,7356%	0,0081%	0,0074%
EARM	6,8922%	9,3753%	0,1919%	0,1611%

Diante dos resultados acima, pode-se afirmar que o modelo 02 apresenta-se mais preciso para definição dos valores teóricos de DEC e FEC para o tipo de projeto recondutoramento.

4.3 Etapa 3 – Algoritmo Evolutivo

Para cada um dos dois modelos de RNA apresentados anteriormente, foram simulados os resultados para minimização do erro quadrático médio entre os benefícios realizados e estimados na saída da RNA através de um algoritmo evolutivo para obtenção dos valores estimados ótimos para o DEC, FEC e fatores multiplicativos a serem utilizados em novos planejamentos de projetos de recondutoramento.

O algoritmo evolutivo foi desenvolvido com os seguintes parâmetros:

- Número de gerações DEC:
 - Modelo 01: 1000;
 - Modelo 02: 100;
- Número de gerações FEC:
 - Modelo 01: 1500;
 - Modelo 02: 100;
- Probabilidade de cruzamento: 0,9;
- Probabilidade de mutação: 0,25;
- Desvio padrão da mutação: 0,01;
- Tamanho da população: 20;
- Seleção de pares: Método da roleta;
- Atualização da população: Elitismo;
- Função de avaliação DEC: $C - (\text{DEC_Estimado} - \text{DEC_Realizado})^2$;
- Função de avaliação FEC: $C - (\text{FEC_Estimado} - \text{FEC_Realizado})^2$;

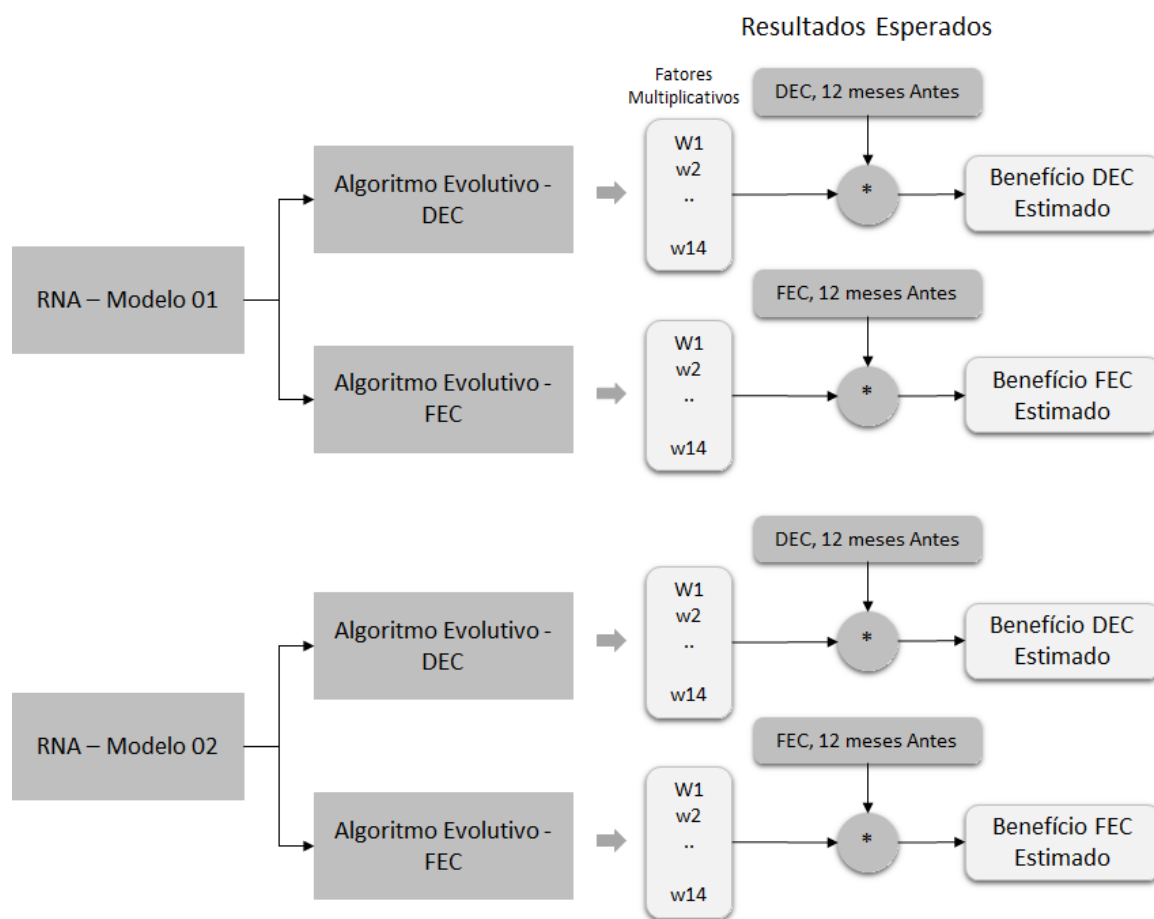
Em que C é um valor constante. O valor definido foi 10 com a finalidade de resolver um problema de maximização.

Para os modelos 01 e 02 foram simuladas 100 versões de cada, ou seja, foram realizadas 100 simulações para obter resultados médios, tendo em vista o caráter aleatório dos resultados para cada vez que se utiliza o algoritmo evolutivo.

Para cada versão simulada, foram determinadas as gerações médias de convergência dos resultados através da derivada da curva de DEC e FEC estimados.

A Figura 27 ilustra os modelos e estrutura das simulações, em que para cada modelo de RNA são aplicados os algoritmos evolutivos separadamente para DEC e FEC e determinados os fatores multiplicativos. Em seguida os melhores fatores multiplicativos encontrados são multiplicados com os valores de DEC e FEC 12 meses antes da entrada dos projetos para determinação dos benefícios estimados, com isso são calculados os erros absolutos com relação aos valores realizados de benefícios identificados na Etapa 1 do trabalho.

Figura 27 – Estrutura das simulações e resultados esperados

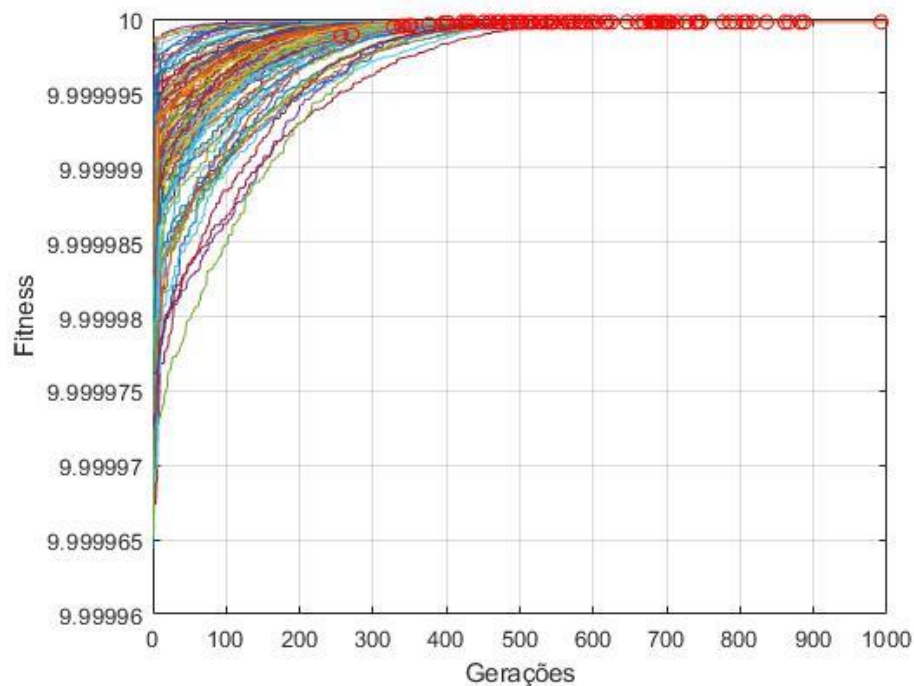


Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.1 Modelo 01 – DEC

A Figura 28 apresenta os resultados das funções de avaliação (*fitness*) para cada geração do algoritmo evolutivo. Cada curva representa o resultado para cada uma das 100 versões simuladas, as marcações no formato de círculo vermelho indicam a geração de estabilidade do resultado, ou seja, o ponto em que por mais gerações que fossem criadas, o resultado apresentava-se estável (convergência), em torno de um valor de *fitness* constante (valor muito próximo a 10, mas não exatamente). Em nenhuma das versões o valor da *fitness* se igualou exatamente ao critério de parada igual a 10, portanto o final de cada simulação se deu ao final do total de gerações definidas.

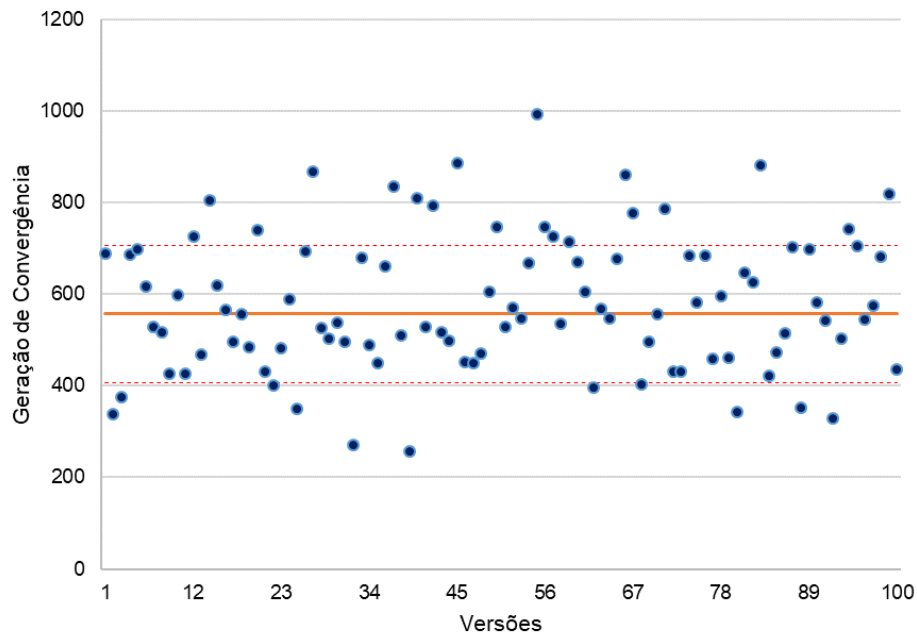
Figura 28 – Função de avaliação para o DEC modelo 01



Fonte: Elaborado pelo autor

Após as 100 versões, a geração média de estabilidade da função de avaliação para o algoritmo evolutivo de estimação do DEC foi 557. A Figura 29 apresenta um gráfico de dispersão em que cada ponto azul representa a geração de convergência de cada versão simulada. As linhas vermelhas tracejadas indicam os valores da média mais ou menos o desvio padrão de convergência, intervalo no qual concentram-se 70% das versões.

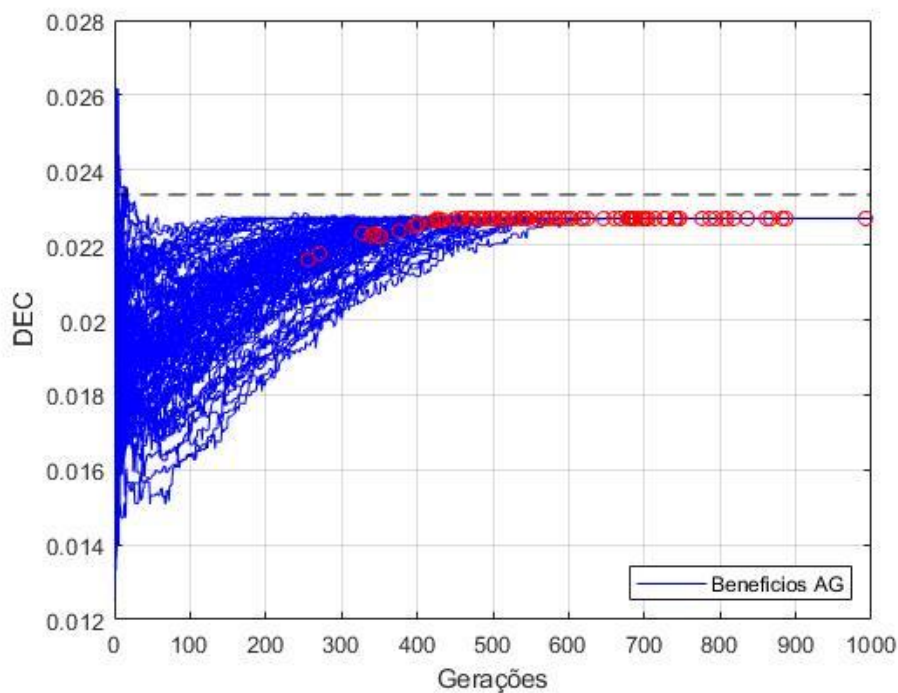
Figura 29 – Geração média de convergência para o DEC



Fonte: Elaborado pelo autor

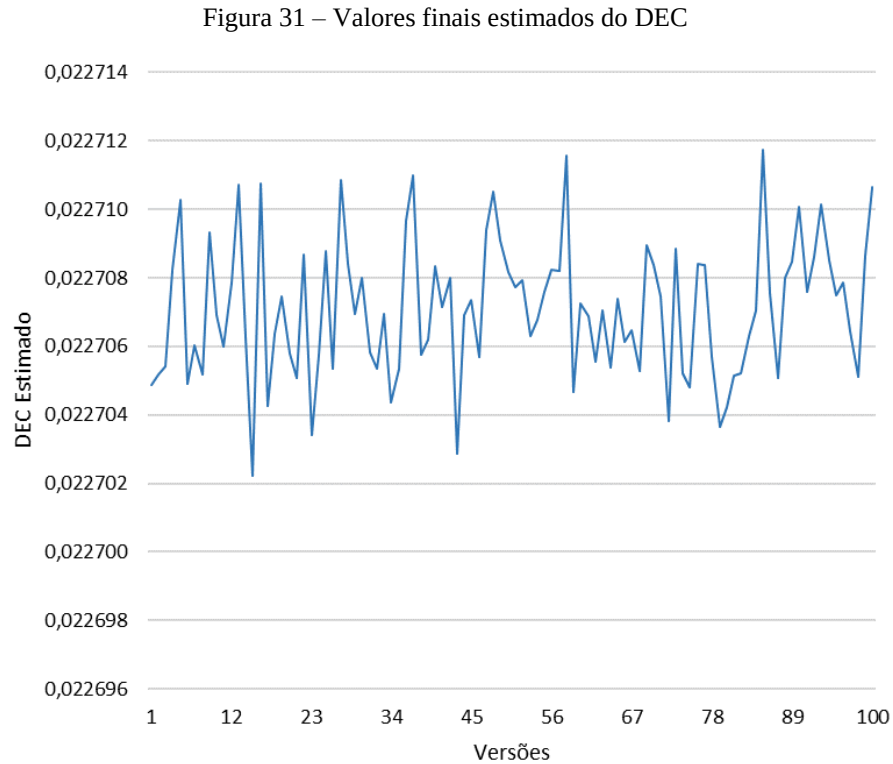
A Figura 30 apresenta a evolução dos valores estimados do DEC a cada geração, e cada curva representa o resultado de cada versão diferente simulada. A linha tracejada indicado o valor do DEC real (0,02334).

Figura 30 – Valores estimados do DEC por geração



Fonte: Elaborado pelo autor

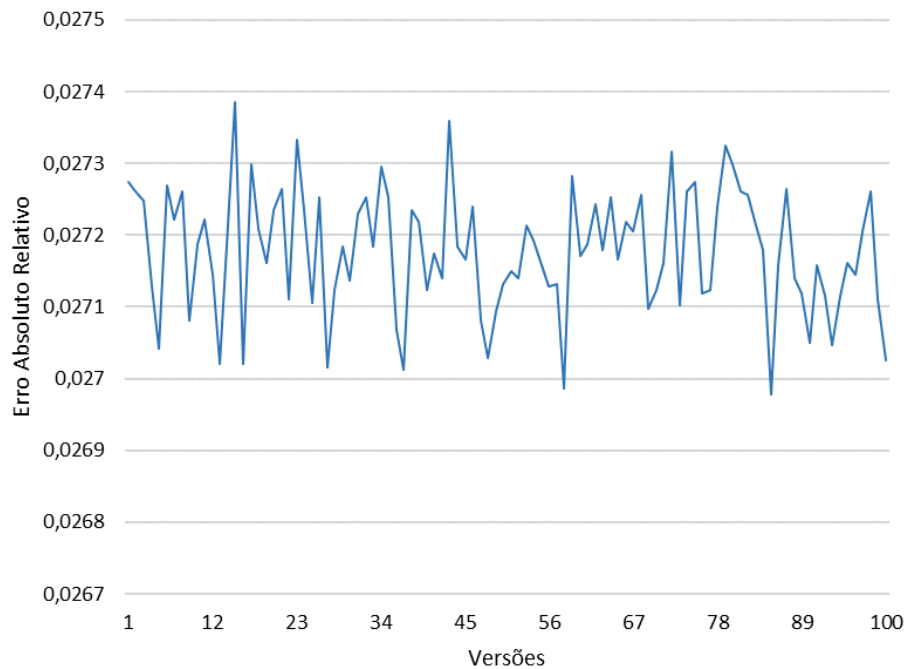
Na Figura 31 apresentam-se os valores finais estimados de DEC para cada versão da simulação. O valor médio estimado do DEC após as 100 simulações foi 0,0227071 horas.



Fonte: Elaborado pelo autor

O erro absoluto relativo para cada versão é apresentado na Figura 32. O erro absoluto relativo médio foi de 2,7178%, o erro absoluto relativo máximo identificado foi 2,7385%. O menor erro foi 2,6978% associado a um valor estimado de DEC de 0,022702 horas.

Figura 32 – Erro absoluto relativo DEC



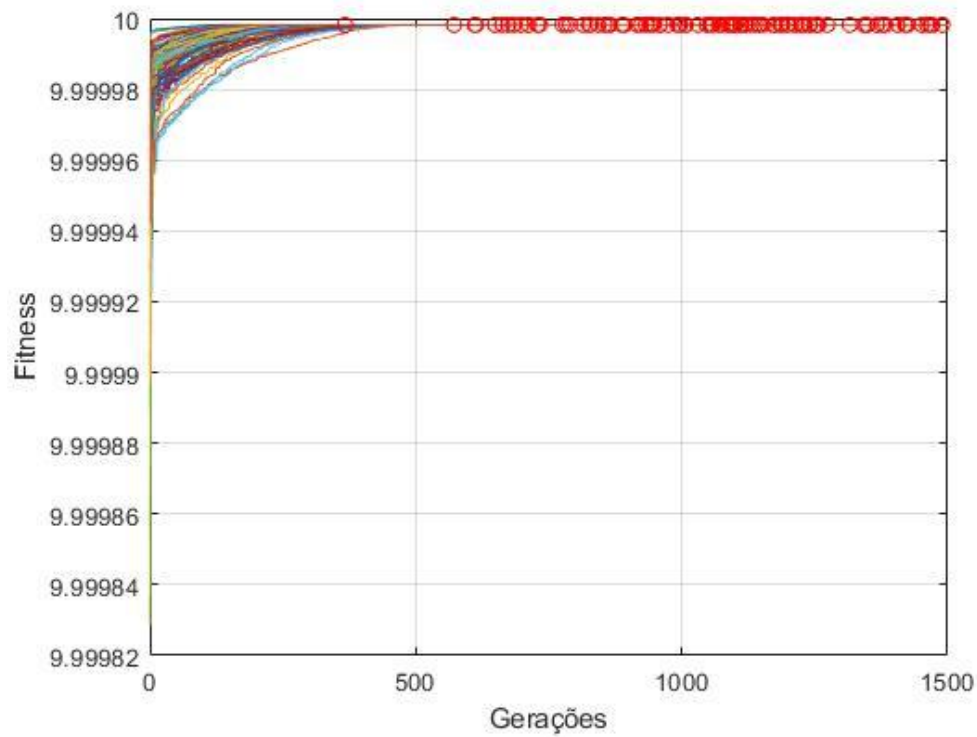
Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.2 Modelo 01 – FEC

A seguir são apresentadas análises e resultados obtidos através do modelo 01 para os valores do FEC. A Figura 33 apresenta o comportamento das funções de avaliação para previsão do FEC, e observa-se que foram necessárias as simulações de 1500 gerações para que se obtivesse valores constantes da *fitness*, diferente do DEC, que com 1000 gerações foi possível obter resultados satisfatórios para todas as 100 versões simuladas.

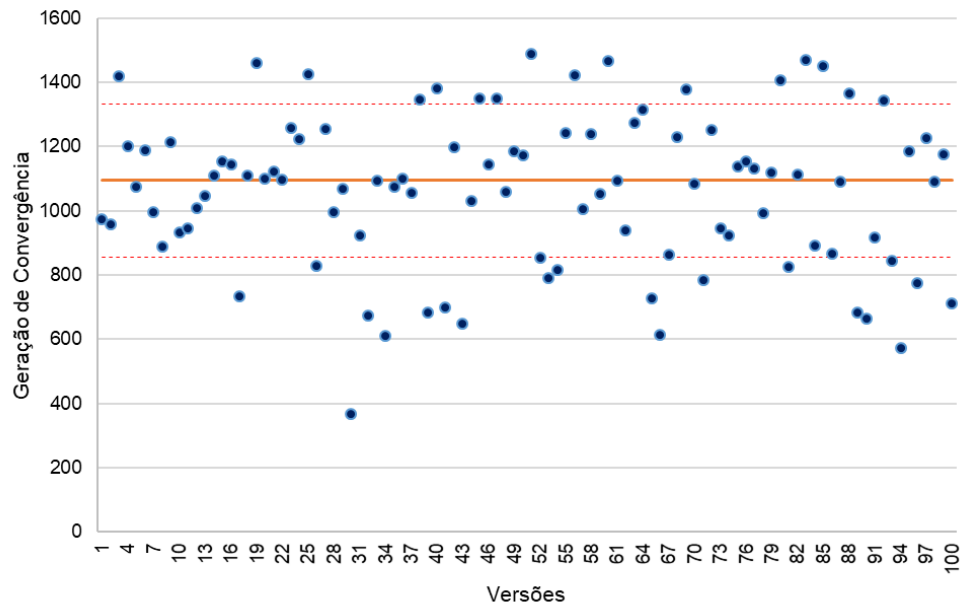
Conforme a Figura 34, a geração média de estabilidade da *fitness* para estimativa do FEC foi a geração 1094, mas que apesar disso, os valores de erro absoluto relativo associados aos resultados finais foram menores que os erros da estimativa do DEC para esse mesmo modelo.

Figura 33 – Função de avaliação para o FEC modelo 01



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 34 – Geração média de convergência para o FEC

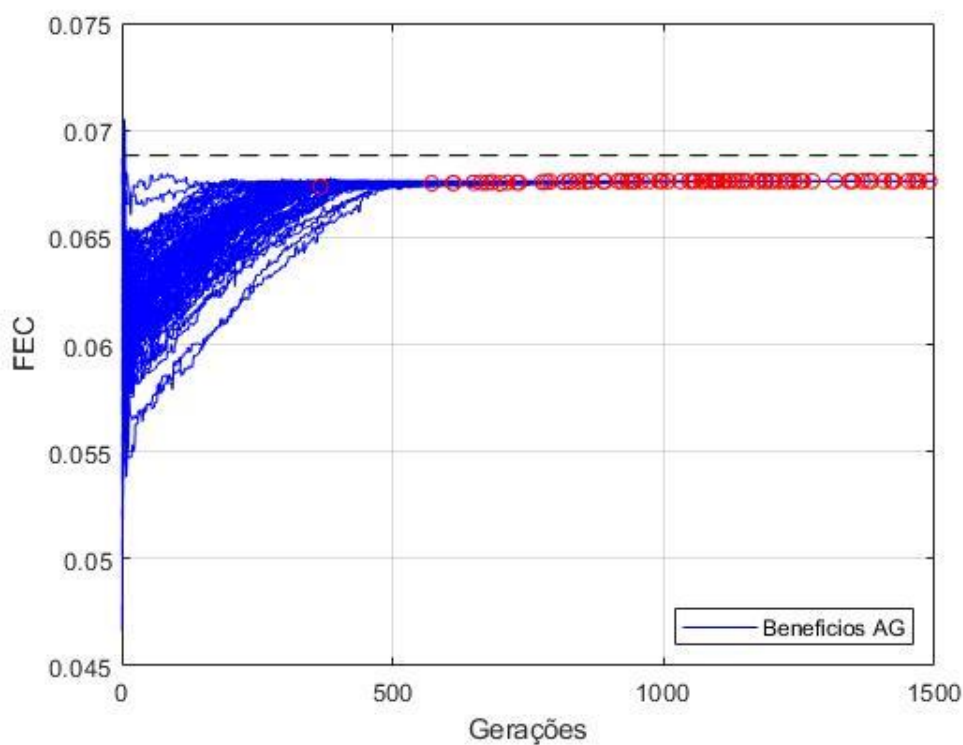


Fonte: Elaborado pelo autor

As curvas que apresentam a evolução dos valores estimados do FEC em cada uma das 100 versões simuladas podem ser observadas na Figura 35. Os valores aproximam-se da linha

tracejada, que indica o valor real (0,06883) a ser alcançado pelo algoritmo desenvolvido. Nas figuras seguintes são apresentados os valores finais estimados e os erros absolutos relativos obtidos.

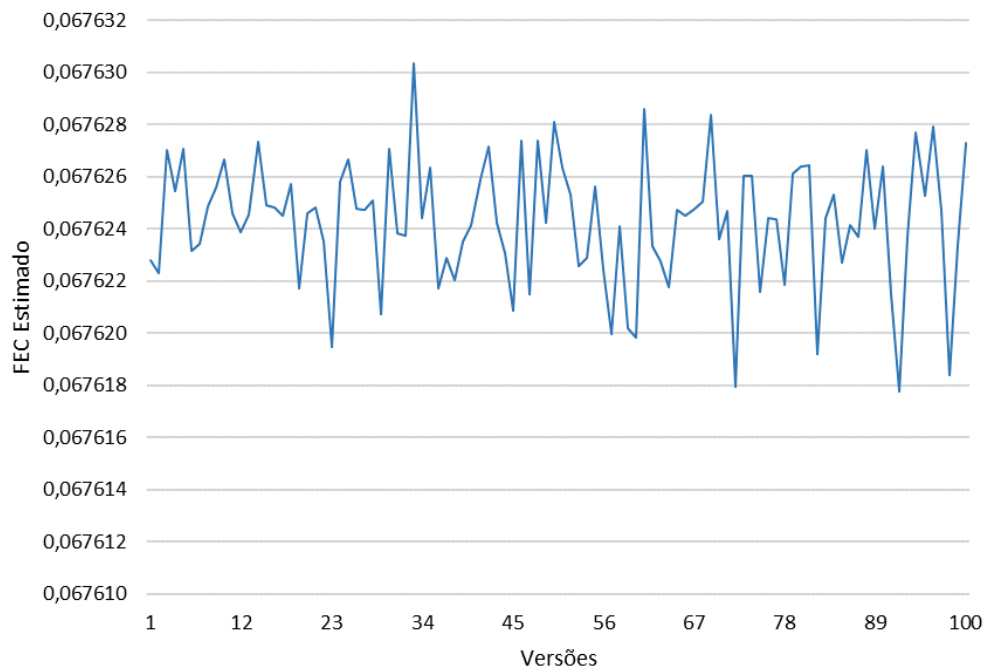
Figura 35 – Valores estimados do FEC por geração



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 36 apresenta os resultados estimados do FEC para cada versão de simulação. O valor médio estimado foi de 0,0676242 vezes, valor que representa o benefício em FEC associado aos projetos de recondutoramento.

Figura 36 – Valores finais estimados do FEC

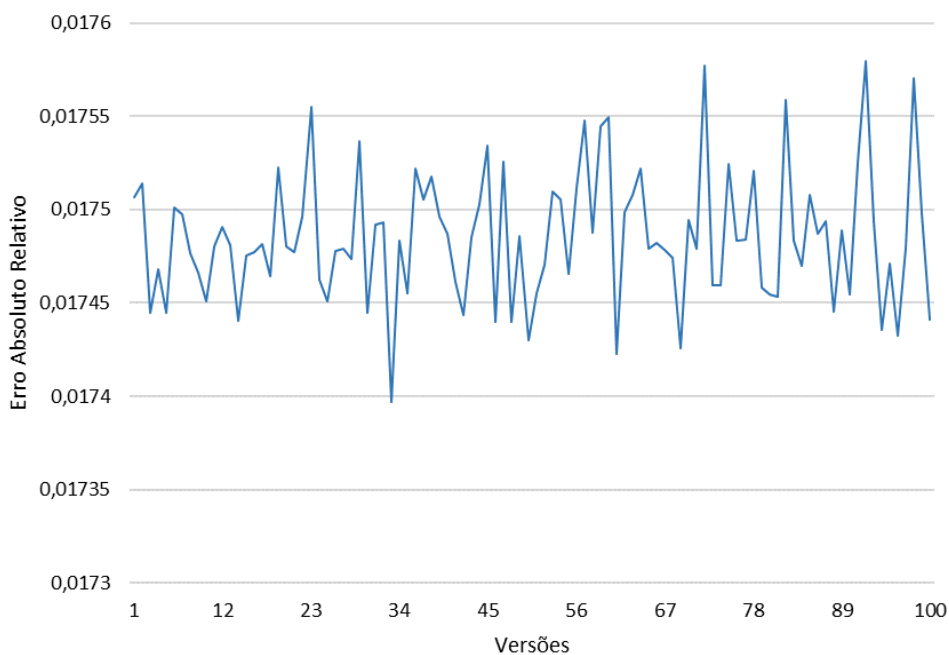


Fonte: Elaborado pelo autor

O erro absoluto relativo para cada versão de estimativa do FEC é apresentado na Figura 36. O erro absoluto relativo médio foi de 1,7485%, o erro absoluto relativo máximo identificado foi 1,7580%. O menor erro foi 1,7397% associado a um valor estimado de FEC de 0,067618 vezes.

Em comparação com os resultados obtidos pelo modelo 01 para o DEC, os erros associados a estimativa do FEC foram menores, apesar da necessidade de uma quantidade maior de gerações para obtenção de constante nos valores estimados para cada versão de simulação realizada.

Figura 37 – Erro absoluto relativo DEC



Fonte: Elaborado pelo autor

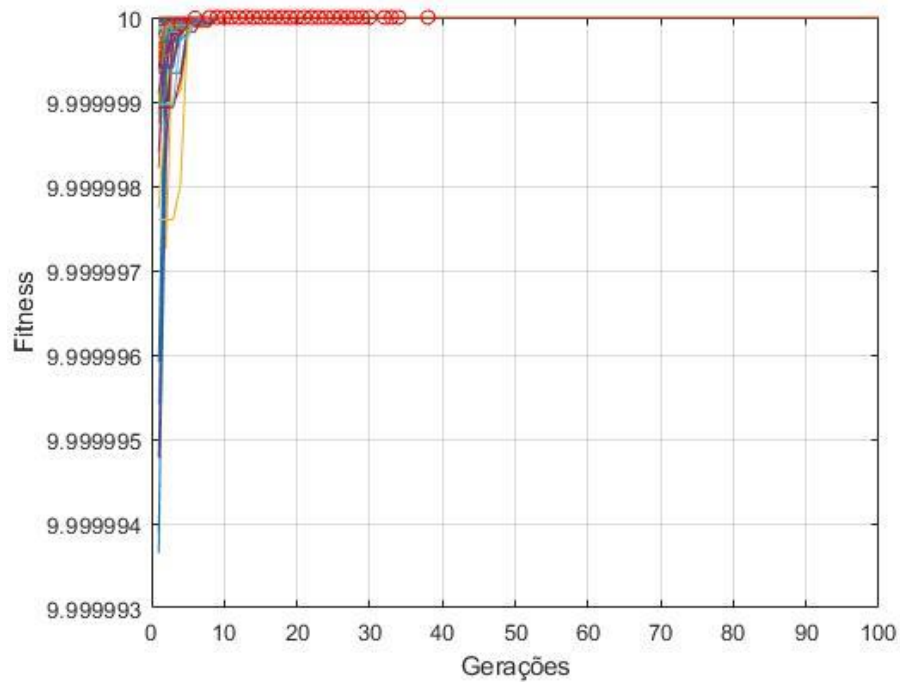
4.3.3 Modelo 02 - DEC

O modelo 02 difere do modelo 01 pelas configurações das saídas da RNA, pois agora os valores de DEC e FEC estimados não fazem as subdivisões de estimativa na saída por causas de interrupção, tem-se na saída da RNA os valores totais previstos de DEC e FEC.

Para esse modelo, os parâmetros gerais de simulação para o algoritmo evolutivo se mantêm iguais ao modelo anterior, mas a quantidade de gerações necessárias para obtenção de resultados constantes diminuiu para 100 gerações. A Figura 38 apresenta o novo comportamento da função de avaliação para a estimativa do DEC. Nota-se que rapidamente, em comparação com o modelo anterior, os valores da *fitness* se aproxima de 10, ou seja, o erro do valor estimado comparação com o valor real do DEC muito próximo a zero.

Para essa nova configuração do algoritmo, foram novamente simuladas 100 versões dos resultados, para avaliação do modelo e apresentação dos resultados finais médios.

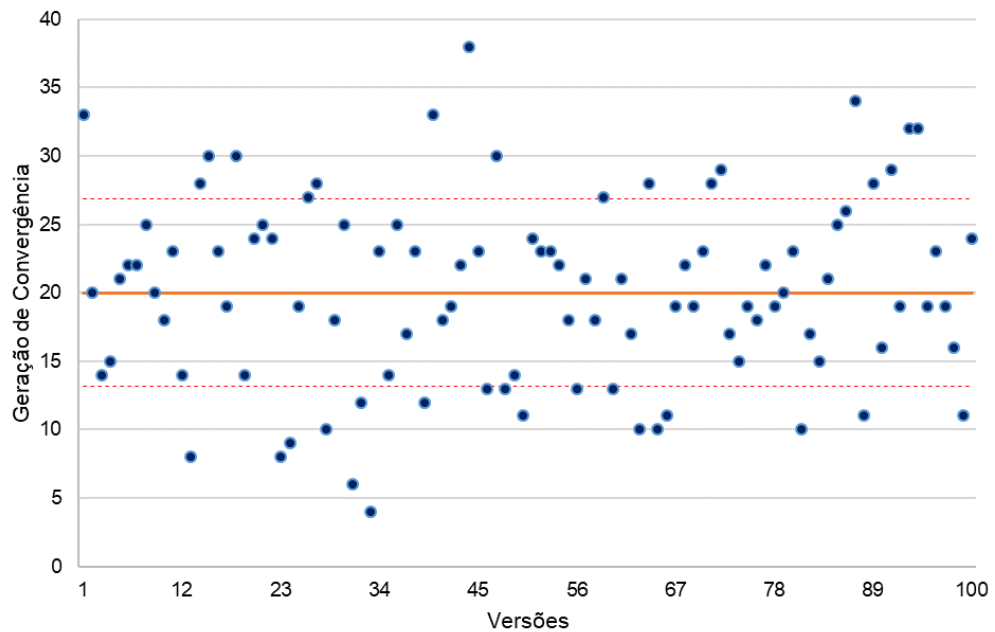
Figura 38 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme apresentado no gráfico de dispersão da Figura 39, a geração média de convergência dos valores estimados do DEC foi a geração 20, em que a geração máxima não passou de 40.

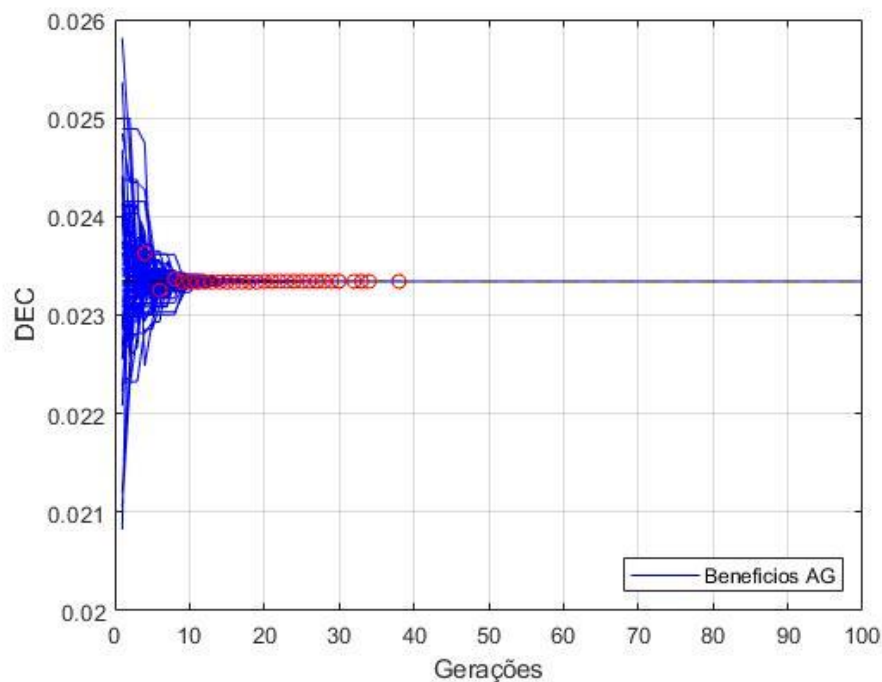
Figura 39 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 40 são apresentados os valores de DEC estimado para cada geração, e para cada versão simulada. Observa-se uma variação positiva e negativa em torno do valor real, mas logo o algoritmo converge para um valor próximo ao DEC real, conforme detalhados nos gráficos de erros seguintes.

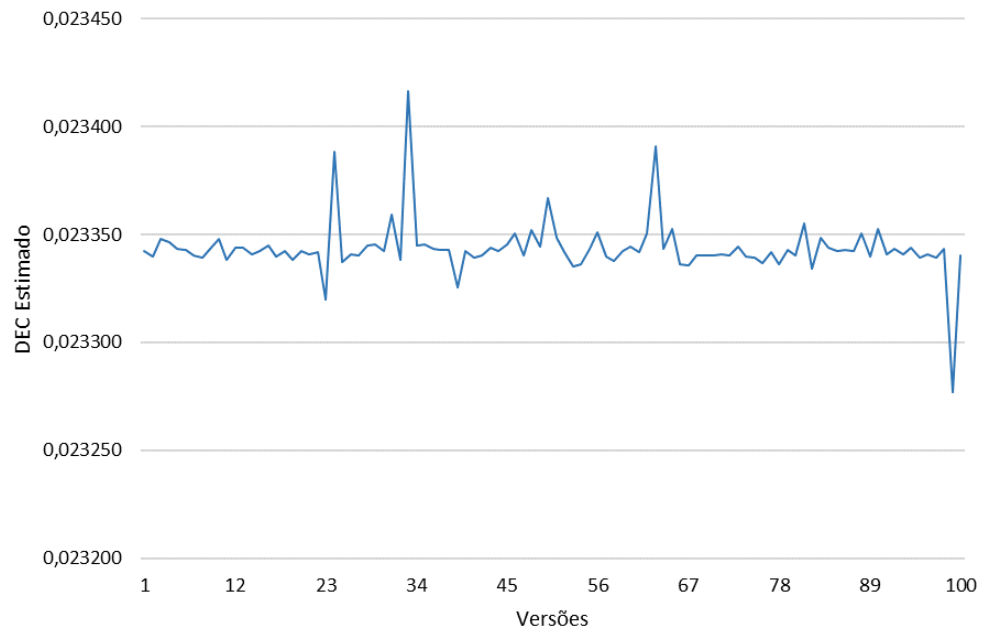
Figura 40 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

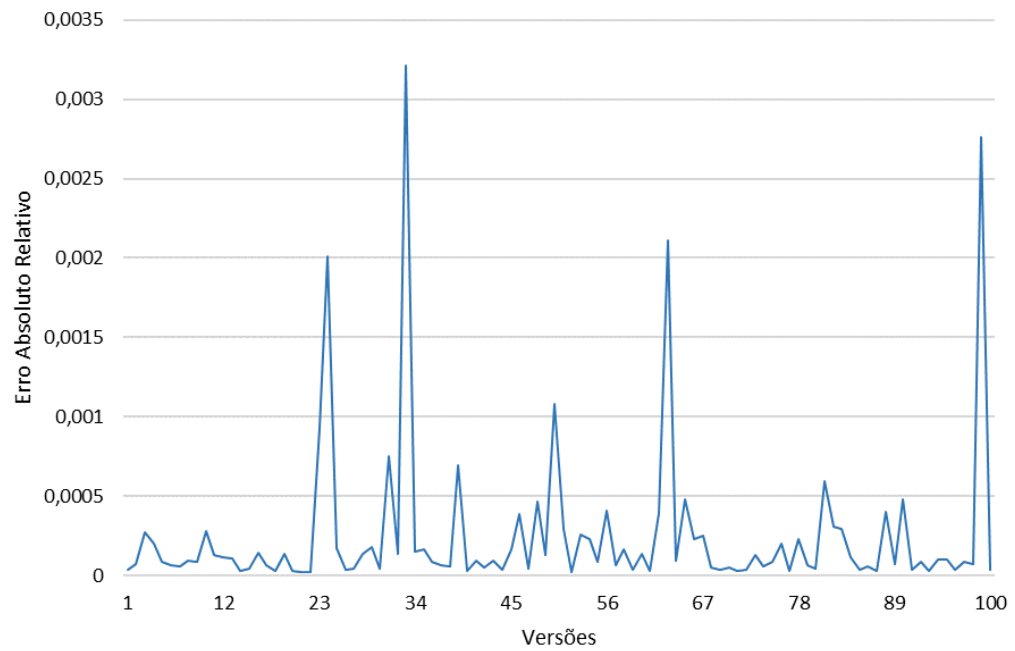
Na Figura 41 observa-se os valores ao final de cada simulação dos resultados estimados do DEC. Para esse modelo, o valor médio estimado do DEC foi de 0,023343559 horas. O erro absoluto relativo para cada versão de estimativa é apresentado na Figura 40 em que o erro absoluto relativo médio foi de 0,0256%, o erro absoluto relativo máximo identificado foi 0,3211%. O menor erro foi 0,0023% associado a um valor estimado de DEC de 0,023341999 horas.

Figura 41 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 42 – Resultado saída FEC

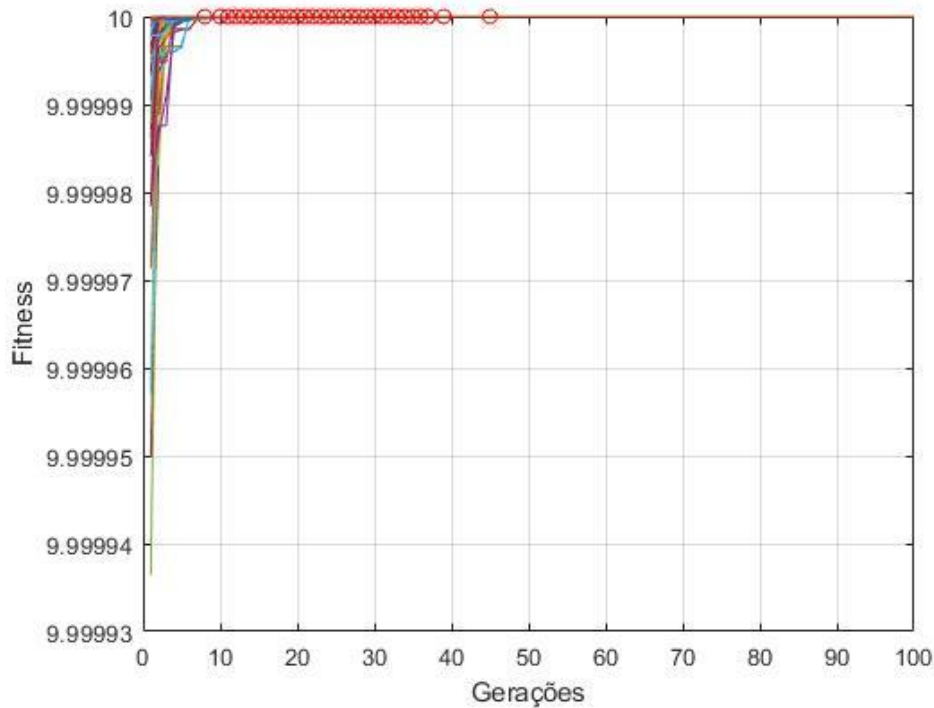


Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.4 Modelo 02 - FEC

Assim como para o DEC, a estimativa do FEC através do modelo 02 apresentou resultados com erros inferiores, em comparação ao modelo 01. Na Figura 43, as curvas da função de avaliação convergem para valores constantes com menos gerações.

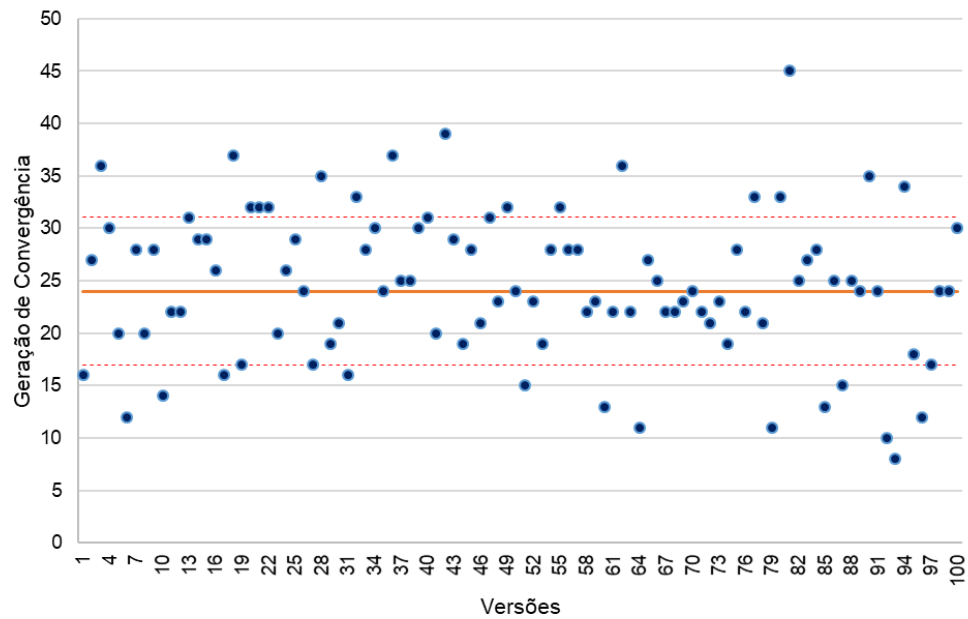
Figura 43 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme apresentado na Figura 44, a geração média de convergência, após as 100 versões de simulação foi a geração 24, tendo como geração máxima a 45.

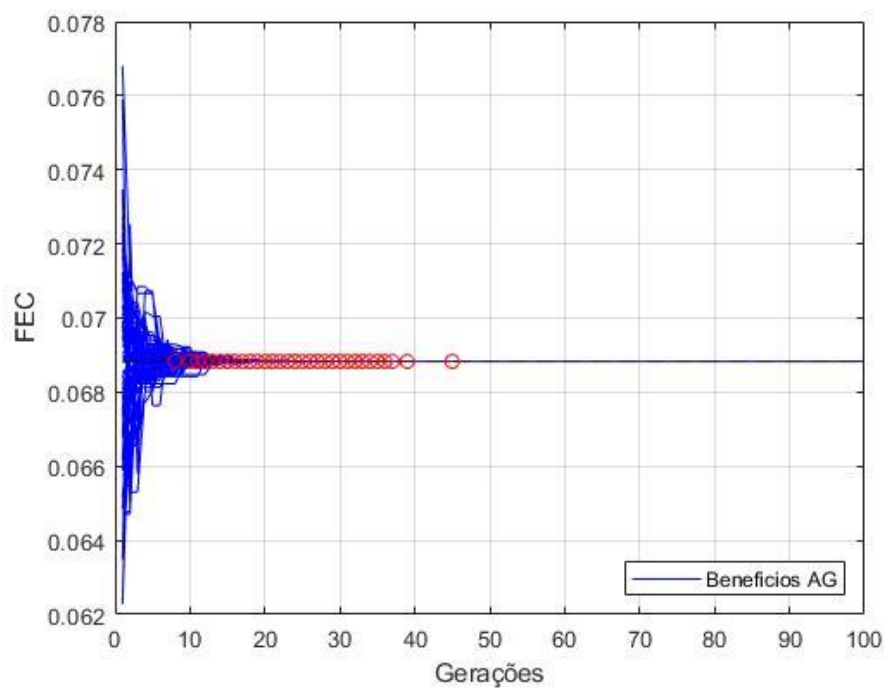
Figura 44 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

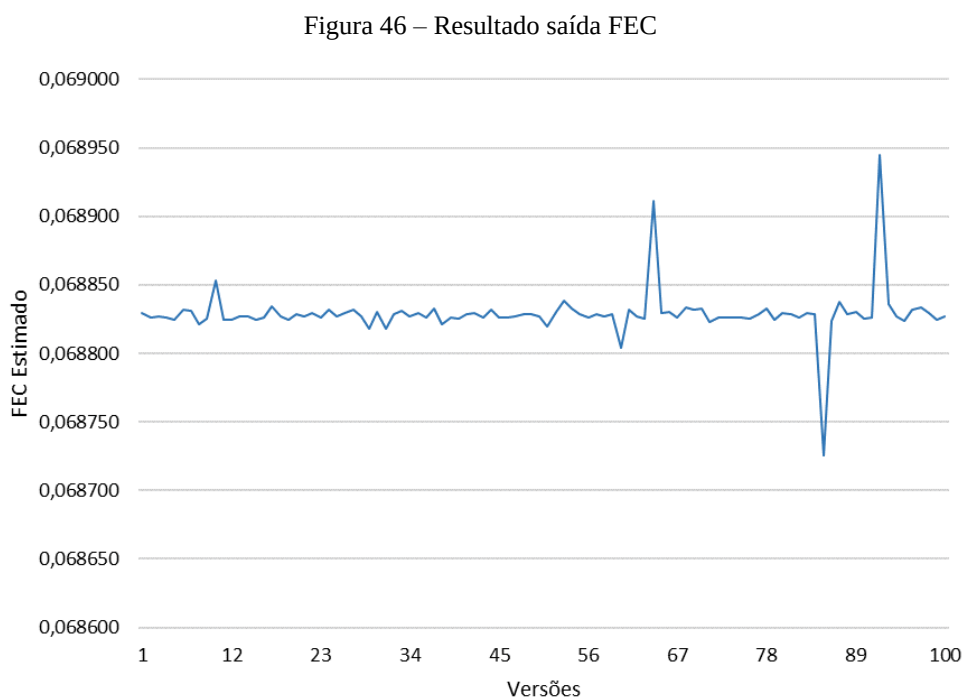
A curva de valores estimados do FEC por geração e versão apresenta um comportamento semelhante à curva do DEC, conforme Figura 45. Novamente o resultado oscila em torno do valor real, até convergir para valores próximos ao valor real do FEC.

Figura 45 – Resultado saída FEC



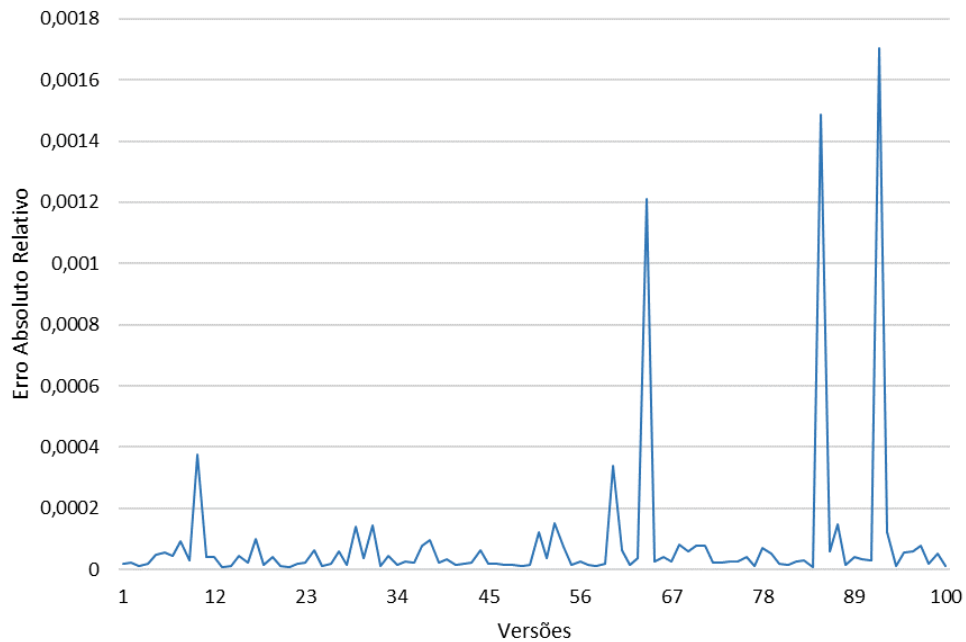
Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 46 observa-se os valores ao final de cada simulação dos resultados estimados do FEC. Para esse modelo, o valor médio estimado do FEC foi de 0,068828860 vezes. O erro absoluto relativo para cada versão de estimativa é apresentado na Figura 47 em que o erro absoluto relativo médio foi de 0,0089%, o erro absoluto relativo máximo identificado foi 0,1704%. O menor erro foi 0,0023% associado a um valor estimado de FEC de 0,068827217 vezes.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 47 – Resultado saída FEC



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.5 Consolidação dos Resultados

Após a simulação dos dois modelos, o resumo dos resultados obtidos para estimativa do DEC e FEC associados aos benefícios dos projetos de recondutoramento é apresentado na Tabela 12. A linha do valor estimado refere-se a estimativa utilizando os melhores resultados de fatores multiplicativos para DEC e FEC para cada modelo de RNA, os quais foram escolhidos de acordo com os menores erros relativos absolutos.

Tabela 12 – Comparativo modelos

Agoritmo Genético	Modelo 01		Modelo 02	
	DEC	FEC	DEC	FEC
MAPE	2,7178%	1,7485%	0,0256%	0,0089%
EARM	2,7385%	1,7580%	0,3211%	0,1704%
Erro Mínimo	2,6978%	1,7397%	0,0023%	0,0008%
Valor Estimado	0,022702	0,06762	0,023342	0,06883

Na comparação geral dos resultados obtidos para predição dos benefícios de DEC e FEC, o modelo 02 apresenta-se como mais satisfatório ao trazer erros absolutos relativos médios inferiores aos erros obtidos pelo modelo 01.

Ao final das simulações, além dos resultados estimados de DEC e FEC, também foram extraídos os valores dos fatores multiplicativos por causas, que se trata do melhor indivíduo ao final de cada simulação. Para a versão de simulação que gerou o menor erro, foram selecionados os fatores multiplicativos associados ao DEC e ao FEC e para o modelo 01, os valores estão apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Fatores multiplicativos para o modelo 01

Causa	Método Proposto - Modelo 01					
	Fator Mult. DEC	Fator Mult. FEC	Benefício DEC Estimado	Benefício FEC Estimado	Erro DEC	Erro FEC
Árvore na Rede	0,45590000	0,39534583	0,00000000	0,00000000		
Cabo Partido ou deteriorado	0,64120000	0,64041330	0,00000000	0,00000000		
Defeito em Conexão	0,82790000	0,60786064	0,00531252	0,00315734	0%	0%
Defeito em Isolador	0,45680000	0,04260251	0,00042438	0,00003750	54%	96%
Distribuição Programada	0,96760000	0,88184725	0,00611945	0,00381810	0%	1%
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	0,51940000	0,79866753	0,00399170	0,00845715	0%	0%
Fenômenos Naturais	0,16030000	0,33986227	0,00000000	0,00000000		
Ignorada	0,31110000	0,69326033	0,00000000	0,00000000		
Outros	0,12990000	0,48272080	0,00349801	0,03817705	0%	0%
Poste Quebrado/Danificado	0,73420000	0,42406066	0,00000000	0,00000000		
Terceiros	0,30050000	0,63475124	0,00000000	0,00000000		
Transmissão Não Programada	0,98730000	0,91389476	0,00305671	0,00908758	0%	0%
Transmissão Programada	0,04920000	0,99996699	0,00002147	0,00523534	95%	0%
Unidade Consumidora	0,29660000	0,50457141	0,00000000	0,00000000		
Total	0,48842143	0,59713039	0,02530818	0,06882501	8,4259%	0,0040%

Os fatores multiplicativos obtidos na simulação com menor erro absoluto relativo foram multiplicados aos valores de DEC e FEC antes da entrada dos projetos, e com isso foram apresentados na Tabela 13 os valores de DEC e FEC estimados simulando a aplicação dos resultados do algoritmo evolutivo no planejamento elétrico da qualidade do serviço da distribuidora estudada.

Nas colunas Erro DEC e Erro FEC são comparados os resultados obtidos por essa multiplicação com os valores reais obtidos após a entrada dos projetos, simulando o erro da utilização do método na distribuidora. Para o DEC o erro absoluto relativo obtido foi de 8,4259% e para o FEC de 0,0040%, valores bem menores comparados aos erros obtidos pela utilização dos fatores multiplicativos vigentes na distribuidora, conforme apresentados anteriormente na Tabela 09.

Na Tabela 14 apresentam-se os resultados análogos para a utilização do modelo 02, novamente os fatores multiplicativos associados à melhor versão de simulação foram obtidos e

aplicados aos valores de DEC e FEC antes da entrada dos projetos, obtendo-se erros de 0,3170% para o DEC e 0,3678% para o FEC.

Novamente o modelo 02 apresenta resultados mais satisfatórios no geral para predição do DEC e FEC, apesar do modelo 01 ter um erro menor para o FEC, mas o erro do DEC é bem mais elevado, na média o modelo 02 é o mais satisfatório.

Tabela 14 – Fatores multiplicativos para o modelo 02

Causa	Método Proposto - Modelo 02					
	Fator Mult. DEC	Fator Mult. FEC	Benefício DEC Estimado	Benefício FEC Estimado	Erro DEC	Erro FEC
Árvore na Rede	0,73471102	0,32074547	0,00000000	0,00000000		
Cabo Partido ou deteriorado	0,28495696	0,40934843	0,00000000	0,00000000		
Defeito em Conexão	0,82046193	0,77682127	0,00526479	0,00403496	1%	-28%
Defeito em Isolador	0,51655342	0,77114738	0,00047989	0,00067872	48%	23%
Distribuição Programada	0,30153195	0,64239422	0,00190700	0,00278135	69%	28%
Falha em Equipamento (Linha / Rede)	0,24755576	0,73930069	0,00190252	0,00782851	52%	7%
Fenômenos Naturais	0,73932466	0,44758759	0,00000000	0,00000000		
Ignorada	0,24877315	0,56579844	0,00000000	0,00000000		
Outros	0,45103282	0,52214028	0,01214564	0,04129463	-247%	-8%
Poste Quebrado/Danificado	0,04734617	0,55299141	0,00000000	0,00000000		
Terceiros	0,21047095	0,70407827	0,00000000	0,00000000		
Transmissão Não Programada	0,40924098	0,88477114	0,00126702	0,00879798	59%	3%
Transmissão Programada	0,86046924	0,65169216	0,00037542	0,00341194	14%	35%
Unidade Consumidora	0,45407953	0,34059480	0,00000000	0,00000000		
Total	0,45189347	0,59495797	0,02341544	0,06857462	0,3170%	0,3678%

Para o modelo 01, os valores das previsões individuais das saídas por causas apresentam erros menores, devido, justamente ao fato de a RNA fazer a análise individual das saídas por causas, no modelo 02 o que prevalece é o valor estimado geral do DEC e FEC, o que para a distribuidora é o que mais importa. A análise por causas é importante para a entrada da metodologia, mas ao final a previsão total de redução de DEC e FEC associada ao projeto em estudo é o mais relevante.

Nas colunas Erro DEC e Erro FEC são comparados os resultados obtidos por essa multiplicação com os valores reais obtidos após a entrada dos projetos, simulando o erro da utilização do método na distribuidora. Para o DEC o erro absoluto relativo obtido foi de 0,3170% e para o FEC de 0,3678%, valores em comparação com os valores realizados totais. O erro obtido pelo método atual foi de 33% para o DEC e 50% para o FEC. Portanto, os resultados obtidos pela metodologia proposta nesse trabalho para a estimativa de redução de DEC e FEC dos projetos de recondutoramento foram, em média, 100 vezes mais precisos, quando comparado com a metodologia atual.

4.3.6 Aplicação da Metodologia Proposta

Após todos os testes de validação da metodologia de cálculo dos benefícios proposta, em que foram utilizados dados de uma distribuidora de energia para as obras de recondução, a metodologia foi aplicada para uma base de dados com maior diversificação de tipos obras de uma outra distribuidora de energia.

Nas Tabelas 15 e 16 encontram-se os valores dos fatores multiplicativos identificados para o DEC e FEC, respectivamente, para um dos tipos de obras por causas de interrupções. Todos os dados foram levantados para cada tipo de obra e utilizou-se os algoritmos individualmente para cada tipo de obra. As causas Transmissão não Programada e Transmissão Programada apresentaram fatores multiplicativos zeros por conta que devido mudanças de regras da ANEEL, interrupções de fornecimento ocorridas no sistema de transmissão não são mais consideradas para a composição dos indicadores de qualidade do serviço das distribuidoras de energia elétrica.

Tabela 15 – Fatores multiplicativos de DEC para os demais tipos de obras

Causa / Tipo da Obra	Construção de SDMT	Construção SED e LD	Divisão Alimentador	Instalação de Chaves	Instalação de Para Raios	Interligação	Reforma SDBT _ Manutenção	Reforma SDMT _ Manutenção	Religador
Árvore na Rede	0,9355	0,4406	0,6285	0,9991	0,3888	0,9988	0,5928	0,1926	0,0112
Cabo Partido ou deteriorado	0,2888	0,3299	0,743	0,7624	0,3466	0,5328	0,5463	0,5085	0,4718
Defeito em Conexão	0,1582	0,2841	0,4851	0,8856	0,6893	0,9983	0,2022	0,4971	0,4051
Defeito em Isolador	0,6675	0,712	0,4125	0,7914	0,6361	0,9991	0,6118	0,8563	0,6873
Distribuição Programada	0,7459	0,0012	0,3496	0,8067	0,7189	0,999	0,7565	0,0968	0,1996
Falha em Equipamento (Linha/Rede)	0,2008	0,9996	0,3628	0,2855	0,8604	0,4045	0,4338	0,6212	0,2427
Fenômenos Naturais	0,8893	0,0012	0,5598	0,8572	0,802	0,9993	0,2452	0,1434	0,1294
Ignorada	0,9945	0,9976	0,2138	0,7311	0,2756	0,9103	0,1564	0,0675	0,0079
Outros	0,977	0	0,6687	0,9995	0,6113	0,9992	0,5717	0,0474	0,1728
Poste Quebrado/Danificado	0,0316	0,1655	0,3011	0,9999	0,1693	0,5358	0,5955	0,769	0,4068
Terceiros	0,3936	0,7453	0,6661	0,1766	0,3189	0,2162	0,4555	0,3845	0,4548
Transmissão Não Programada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão Programada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidade Consumidora	0,8541	0,8446	0,5683	0,6045	0,3256	0,4018	0,1264	0,3028	0,8323

Tabela 16 – Fatores multiplicativos de FEC para os demais tipos de obras

Causa / Tipo da Obra	Construção de SDMT	Construção SED e LD	Divisão Alimentador	Instalação de Chaves	Instalação de Para Raios	Interligação	Reforma SDBT _ Manutenção	Reforma SDMT _ Manutenção	Religador
Árvore na Rede	0,6438	0,9973	0,4086	0,3932	0,5737	0,9998	0,5022	0,9469	0,0005
Cabo Partido ou deteriorado	0,5011	0,0022	0,4242	0,9469	0,7721	0,4573	0,6483	0,6995	0,0015
Defeito em Conexão	0,3124	0,3845	0,1223	0,8112	0,5592	0,9999	0,4315	0,7225	0,0015
Defeito em Isolador	0,3234	0,0016	0,5988	0,827	0,7652	0,9983	0,4135	0,4533	0,0012
Distribuição Programada	0,565	0,9988	0,3428	0,0383	0,6803	0,9988	0,5311	0,7769	0,0002
Falha em Equipamento (Linha/Rede)	0,2079	0,9992	0,5154	0,4353	0,6102	0,1838	0,7016	0,6907	0,2413
Fenômenos Naturais	0,6711	0,0108	0,1959	0,1593	0,5946	0,9993	0,5826	0,6728	0,001
Ignorada	0,6866	0,7095	0,6663	0,6785	0,5267	0,7399	0,6474	0,2545	0,0012
Outros	0,5844	0	0,2729	0,9998	0,3656	0,9998	0,4359	0,0657	0,0005
Poste Quebrado/Danificado	0,2972	0,9986	0,716	0,9998	0,216	0,0437	0,52	0,2743	0,0012
Terceiros	0,6266	0,9929	0,41	0,145	0,6235	0,3197	0,4704	0,684	0,054
Transmissão Não Programada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão Programada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidade Consumidora	0,4096	0,0917	0,3961	0,7303	0,6539	0,9315	0,5913	0,4012	0,5247

Com os fatores multiplicativos identificados, é possível realizar novos planejamentos para novas obras de acordo com o tipo da obra, e calculados os benefícios esperados na redução do DEC e FEC. A efetividade da metodologia poderá ser aferida após a realização das novas obras propostas, com isso, reavaliar a metodologia e utilizar as novas bases para atualização dos fatores multiplicativos.

5 CONCLUSÕES

Nesse trabalho, foram estudados temas relacionados ao planejamento elétrico da rede de distribuição de energia, indicadores da qualidade do serviço e o desafio da previsão dos benefícios que os projetos de investimento contribuem para a melhoria dos indicadores de continuidade. Com a realização da revisão bibliográfica, é possível verificar que, apesar de avanços no uso de redes neurais para o planejamento dos indicadores DEC e FEC, os resultados ainda são pouco aprofundados e detalhados, com pouca avaliação de cenários reais, em que projetos e intervenções estruturantes são realizadas na rede, que contribuem para determinação dos valores dos indicadores.

A primeira contribuição a ser destacada desse trabalho é a organização e estruturação das bases de dados da distribuidora, de modo que seja possível estimar o ganho real que os projetos de investimentos contribuíram para redução dos indicadores de continuidade DEC e FEC, comparando o resultado com os valores que haviam sido planejados. Visto o longo tempo de observação para estimação do ganho realizado dos projetos, os resultados estão sujeitos à muitas perturbações, como variações de cargas nos circuitos em análise, intempéries climáticas, etc.

A estruturação da metodologia de cálculo dos benefícios baseados nas causas de interrupções do fornecimento é uma contribuição relevante, visto que a distribuidora em estudo não analisa a influência das causas de acordo com o tipo do projeto que se está estudando. Conforme resultados preliminares dos modelos desenvolvidos, para cada tipo de projeto, diferentes causas contribuem para os resultados previstos em DEC e FEC. No que diz respeito aos projetos de recondutoramento, os erros referentes à metodologia proposta (0,3170% para o DEC e 0,3678% para o FEC) são 100 vezes menores que os erros observados com a utilização da metodologia atual (33,0% para o DEC e 50% para o FEC).

Como contribuições complementares, pode-se destacar o estudo de técnicas de inteligência artificial, como as redes neurais artificiais e algoritmos evolutivos para auxílio do planejamento da rede e apoio à tomada de decisão, por se tratar de métodos que levam em considerações diversas variáveis de entradas, e como essas entradas se relacionam para determinação das saídas desejadas.

Como trabalhos futuros, os resultados de fatores multiplicativos serão aplicados para uma nova base de planejamento da empresa e realização de estimativas para novos projetos,

para que seja possível acompanhar os resultados dos benefícios realizados e validação da metodologia proposta. Além disso, a metodologia deverá ser estendida para os demais tipos de projetos, possibilitando a previsão de benefícios não apenas para projetos de recondutoramento. Também é possível fazer análises de agrupamentos para determinação de fatores multiplicativos por regiões que compartilhem de características de circuito e carga semelhantes.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, R. S.; COLARES, A. C. V.; LAMOUNIER, W. M.; MÁRIO, P. C. **Qualidade do serviço, satisfação do consumidor e desempenho financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.** In: XVII Congresso Brasileiro de Custos, Belo Horizonte, 2010.
- ANDRADE, M. N.; COSSI, A. M. **Planejamento Integrado de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** Ilha Solteira, 2010
- ANEEL. **Qualidade do Serviço.** 2021. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>> Acesso em: junho de 2021.
- ANEEL. Agência Reguladora. **Resolução Normativa nº 842, de 26 de dezembro de 2018.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 1. Brasília: Agência Reguladora, 2018.
- ARAÚJO, R. J. P.; STRAUCH, M. T.; KAGAN, N. Optimization of distribution systems continuity indicators using immunological artificial algorithms. 2010 **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)**, 2010, pp. 875-882, doi: 10.1109/TDC-LA.2010.5762987
- BARROS, A. F. A. **Análise das Principais Causas de Descontinuidade no Fornecimento de Energia elétrica e de seus Impactos nos Indicadores de Qualidade.** 2020. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.
- CASTRO, N. J.; FERREIRA, D.; CASTRO, G.; SAMPAIO, A.; **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas.** Texto de discussão do setor elétrico, n. 76. Rio de Janeiro, 2017.
- COSSI, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão.** 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Ilha Solteira, 2008.
- CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade de distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário.** 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.
- DETRICH, V.; SKALA, P.; SPAEEK, Z.; BLAZEK, V. Regulation of the electricity supply continuity and decision making of distribution companies about measures to be undertaken in the network, 2007 9th **International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**, 2007, pp. 1-5, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424236.
- DIAS, E. B. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição.** 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, 2002.
- ELETROBRAS. **Desempenho de Sistemas de Distribuição.** Coleção di. Rio de Janeiro: Campus, 1982.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: junho de 2021.

FERREIRA, V. H.; OLIVEIRA, L. B. PINHO, A. C.; et al. **Análise do Impacto das Ações de Manutenção nos Indicadores de Continuidade em Redes de Distribuição utilizando Machine Learning e Regressão com Dados em Painel**. Rio de Janeiro. 2021.

GOUVEIA, 2021

GÖYNÜER, H.; DINDAR, B.; GÜL, O. A Comparative Study on the Impact of Different Grid Structures in Case of Electricity Interruption on Supply Continuity Indicators. 2019 7th **International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)**, 2019, pp. 61-65, doi: 10.1109/SGCF.2019.8782359.

IBGE. **Domicílios e Moradores com energia elétrica, por fonte de energia elétrica**. 2019. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6737>> Acesso em: junho de 2021.

JUNIOR, J. A. A. **Modelo para Predição de Indicadores de Continuidade em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, uma Aplicação à Gestão de Manutenção com a Perspectiva do uso da Termografia**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2017.

KOPIER, A. A.; SILVA, V. N. A. L.; OLIVEIRA, L. A. A. et al. Redes Neurais Artificiais e suas aplicações no setor elétrico. **Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana** n.9 (2019) pp. 27-33. 2019

LOUBACK, F. O.; MATTOS, J. B.; LOUBACK, K. A. C.; SIMONETTI, D. S. L.; BATISTA, O. E.; **Previsão de indicadores de continuidade de energia elétrica a partir da aplicação do método de redes neurais artificiais**. 2017. Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2017.

MAGALHÃES, E. F. A. **Ferramenta Auxiliar para a Manutenção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica. Salvador, 2017.

MESSIAS, R.; PINTO, S. Predictive assessment of power continuity indicators. **22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)**, 2013, pp. 1-3, doi: 10.1049/cp.2013.0719.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms+Data Structures=Evolution Programs**, Springer. Verlag. 1994.

NASCIMENTO, J. A. O. **Alocação de religadores normalmente abertos em redes de distribuição de energia elétrica**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2017.

OLIVEIRA, D. S. **Classificação e Localização de Faltas em Sistemas de Transmissão com Compensação Série Utilizando Redes Neurais Artificiais**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

ONS. **Operado Nacional do Sistema Elétrico**. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da_operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: janeiro de 2022.

PAIXÃO, J. L.; SAUSEN, J. P.; FISCHER, D. R.; ABAIDE, A. R. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: qualidade do serviço**. 2019

PAULO, F. R. **Deteção de fraude em unidades consumidoras não telemedidas com uso de técnicas de aprendizado de máquina**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba, 2020.

PEREIRA, D. C. **Análise dos índices de qualidade do serviço do sistema de distribuição de energia elétrica da cooperativa de eletricidade Grão-Pará – CERGAPA – período 2015/2018**. 2019. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2019.

PEREZ, J. P. G. **Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica: indicadores, limites, compensações e incentivos regulatórios**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** – PRODIST Módulo 8 - Introdução - Revisão 7. 2016. 76 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M?dulo8%7B_%7DRevis?o%7B_%7D7.pdf>.

RANGEL, J. A.; RIVERO, A.; ARIAS, R. **Indicators Quality of Service in the Transmission Power Systems Immersed at the Regulatory Framework Electric**. 2008

SOUZA, F. A. **Localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica: uma metodologia utilizando redes neurais artificiais aliada a dados de reclamação de clientes de uma concessionária**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica do Paraná, Cornélio Procopio, 2018.

VARGAS, E. L. **Planejamento da expansão do sistema de distribuição através da simulação de alternativas e análise de multicritério**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015.

ZAMBONI, L. **Deteção e localização de faltas em sistemas elétricos de distribuição usando abordagem inteligente baseada em análise espectral de sinais**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo. São Carlos, 2013.