



# UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

EMERSON FELIPE ARAUJO MAGALHÃES

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INDICADORES DE  
CONTINUIDADE:  
FERRAMENTA AUXILIAR PARA A MANUTENÇÃO EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



**SALVADOR**  
**2017**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL**

**EMERSON FELIPE ARAUJO MAGALHÃES**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INDICADORES DE**  
**CONTINUIDADE:**  
**FERRAMENTA AUXILIAR PARA A MANUTENÇÃO EM REDES DE**  
**DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Salvador  
2017



**EMERSON FELIPE ARAUJO MAGALHÃES**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INDICADORES DE  
CONTINUIDADE:  
FERRAMENTA AUXILIAR PARA A MANUTENÇÃO EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao corpo docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Robson da Silva Magalhães

Coorientador: Prof. Dr. Marcus Vinícius Americano da  
Costa Filho

Salvador  
2017



Magalhães, Emerson Felipe Araujo  
Modelagem e Simulação de Indicadores de Continuidade:  
Ferramenta Auxiliar para a Manutenção em Redes de Distribuição  
de Energia Elétrica / Emerson Felipe Araujo Magalhães. --  
Salvador, 2017.  
142 f. : il

Orientador: Robson da Silva Magalhães.  
Coorientador: Marcus Vinícius Americano da Costa Filho.  
Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-graduação em  
Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da Bahia,  
Escola Politécnica, 2017.

1. Modelagem. 2. Indicador de continuidade. 3. Rede de  
distribuição de energia elétrica. I. Magalhães, Robson da  
Silva. II. Filho, Marcus Vinícius Americano da Costa . III.  
Título.

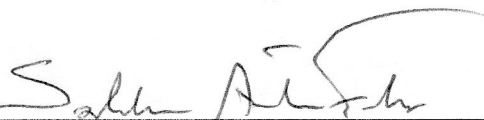
**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE INDICADORES DE  
CONTINUIDADE:  
FERRAMENTA AUXILIAR PARA A MANUTENÇÃO EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

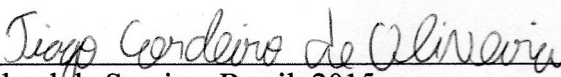
**EMERSON FELIPE ARAUJO MAGALHÃES**

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dra. Karen Valverde Pontes   
Doutora em Engenharia Química pela Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2008

Prof. Dr. Salvador Ávila Filho   
Doutor em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, 2010

Prof. Dr. Tiago Cordeiro de Oliveira   
Doutor em Física pela Universidade Federal de Sergipe, Brasil, 2015

Salvador, BA - BRASIL  
Setembro/2017

*Dedico esta dissertação a Deus, pela força nos momentos difíceis, aos meus pais, pela dedicação e esforço em meus estudos, a minha esposa Paulyanne, companheira nos momentos de angústia e de felicidade, e a meu filho Murilo, pelos momentos de alegrias e desestressantes durante o desenvolvimento deste trabalho.*





## **AGRADECIMENTOS**

Ao passar por caminhos estreitos na vida lembro sempre da existência de um ser superior, Deus. E ao conquistar mais uma vitória tenho a certeza cada vez maior que Ele é o responsável por não me fazer desistir dos objetivos apesar das adversidades encontradas. A Ele minha eterna gratidão e devoção.

Agradeço também aos meus orientadores professores Robson da Silva Magalhães e Marcus Vinícius Americano da Costa Filho pelas orientações, imensa gama de conhecimento que compartilharam comigo, incentivo, ajuda, dedicação, atenção e amizade construída ao longo desse processo. Destaco a participação do meu orientador Robson da Silva Magalhães que continuamente me incentivou, não deixando que eu me desanimasse diante dos grandes desafios.

À concessionária de distribuição de energia elétrica pela contribuição nas informações necessárias para o desenvolvimento deste trabalho. E ao IFAL e à UFBA pelo convênio firmado.



*O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho  
é no dicionário.  
(Albert Einstein)*



MAGALHÃES, Emerson F. A. **Modelagem e Simulação de Indicadores de Continuidade: Ferramenta Auxiliar para a Manutenção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** 142 f. il. 2017. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial (PEI), Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2017.

## RESUMO

A confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica está associada aos muitos investimentos executados, especificamente quando realizados durante a concepção de novos projetos e durante a programação das atividades de manutenção. O setor elétrico brasileiro vem sofrendo inúmeros problemas ao longo dos tempos, estando o maior destes problemas relacionado às constantes falhas no sistema de distribuição. As ocorrências dessas falhas influenciam na composição dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC); os quais são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para cada concessionária, e se os mesmos não forem cumpridos, as concessionárias estarão sujeitas às multas. Este trabalho propõe o desenvolvimento de modelos, utilizando técnicas de Regressão Linear Múltipla (RLM) e Redes Neurais Artificiais (RNAs), que realizem a previsão dos valores desses indicadores de continuidade, visando auxiliar a concessionária na realização de um planejamento mais eficiente para a execução das tarefas de manutenção. Como objeto de estudo, utilizou-se um conjunto de consumidores de uma concessionária da região Nordeste. A partir dos modos de falhas ocorridos nos circuitos que alimentam esse conjunto de consumidores, são analisadas as causas e as frequências de interrupção no fornecimento de energia elétrica, e o quanto estas contribuem para o aumento dos valores do DEC e do FEC. Através da aplicação dos modelos desenvolvidos, pode-se avaliar a influência de determinados modos de falhas sobre o DEC e o FEC, priorizando-se as tarefas de manutenção nos equipamentos que mais contribuem para a composição destes indicadores. Demonstra-se que o conhecimento da influência dos modos de falhas sobre os indicadores DEC e FEC permite uma adequada tomada de decisão sobre a execução de ações de manutenção, possibilitando à concessionária uma atuação eficiente sobre aqueles modos de falhas que são mais influentes, e contribuindo para a estabilidade e confiabilidade operacional de todo o sistema elétrico.

**Palavras-chave:** Modelagem. Indicador de continuidade. Rede de distribuição de energia elétrica.



MAGALHÃES, Emerson F. A. **Modeling and Simulation of Continuity Indicators: Auxiliary Tool for Maintenance in Electric Energy Distribution Networks**. 142 pp. il. 2017. Master Dissertation - Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial (PEI), Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2017.

### **ABSTRACT**

The reliability of the electricity distribution systems is associated with the many investments that are implemented, specifically when the design of new projects and during the programming of maintenance activities. The Brazilian electric sector has been experiencing countless problems over time, with the greatest of these problems related to the constant failures in the distribution system. Occurrences of these failures influence the composition of the continuity indicators of Equivalent Duration of Unit Interruption Consumer (DEC), and Equivalent Frequency of Interruption of Unit Interruption Consumer (FEC); which are established by the National Electric Energy Agency (ANEEL), for each concessionaire, and if they are not fulfilled, the concessionaires will be subject to fines. This work proposes the development of models, using Multiple Linear Regression techniques (MLR) and Artificial Neural Networks (ANNs), which predict the values of these continuity indicators, aiming to assist the concessionaire in carrying out a more efficient planning for performing maintenance tasks. As an object of study, a collection of consumers was used from a concessionaire in the Northeast region. From the modes of failures occurring in the circuits that feed this set of consumers, the causes and frequencies of interruption in the electricity supply are analyzed, and how much these contribute to the increase in the values of DEC and FEC. Through the application of the developed models, you can evaluate the influence of certain modes of failures on DEC and FEC, prioritizing maintenance tasks in the equipment that contribute to the composition of these indicators. It is demonstrated that the knowledge of the influence of the modes of failures on the DEC and FEC indicators allows a proper decision-making on the implementation of maintenance actions, enabling the concessionaire to perform an efficient operation on those modes of flaws that are more and contributing to the operational stability and reliability of the entire electrical system.

**Keywords:** Modeling. Continuity indicator. Electricity distribution network.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Metodologia utilizada no desenvolvimento da dissertação . . . . .	29
Figura 2 – Consumo de Energia no Brasil em 2015, por fonte de energia . . . . .	32
Figura 3 – Composição de um sistema elétrico de potência . . . . .	34
Figura 4 – Sistema de distribuição de energia elétrica . . . . .	36
Figura 5 – Quantia compensada aos consumidores do conjunto ALFA no período de 2010 a 2014	54
Figura 6 – Compensações financeiras realizadas no conjunto ALFA no período de 2010 a 2014	54
Figura 7 – Análise das interrupções ocorridas no conjunto ALFA nos anos de 2013 e 2014 . .	57
Figura 8 – Interrupções no conjunto ALFA, nos anos de 2013 e 2014, conforme a origem das falhas . . . . .	58
Figura 9 – Relação quantidade de horas nas ocorrências e DEC apurado no ano de 2013 . . .	59
Figura 10 – Relação quantidade de horas nas ocorrências e DEC apurado no ano de 2014 . . .	60
Figura 11 – Relação número de interrupções e FEC apurado no ano de 2013 . . . . .	60
Figura 12 – Relação número de interrupções e FEC apurado no ano de 2014 . . . . .	61
Figura 13 – Representação simplificada de um neurônio . . . . .	69
Figura 14 – Representação de um neurônio artificial . . . . .	70
Figura 15 – Funções de ativação utilizadas em RNAs . . . . .	71
Figura 16 – Esquema de RNA organizada em camadas . . . . .	72
Figura 17 – Tipos de estruturas de RNAs . . . . .	73
Figura 18 – Treinamento supervisionado . . . . .	74
Figura 19 – Treinamento não supervisionado . . . . .	74
Figura 20 – Fases do algoritmo <i>backpropagation</i> . . . . .	75
Figura 21 – Representação de uma RNA <i>feedforward</i> com 3 camadas . . . . .	76
Figura 22 – Árvore de falhas das interrupções de energia no conjunto ALFA . . . . .	80
Figura 23 – Característica das ocorrências no conjunto ALFA . . . . .	81
Figura 24 – Quantidade de horas de manutenção por modos de falhas no conjunto ALFA . . .	81
Figura 25 – Quantidade de interrupções de energia por modos de falhas no conjunto ALFA . .	82
Figura 26 – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com entradas coletadas . . . . .	88
Figura 27 – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com entradas coletadas . . . . .	89
Figura 28 – Melhor topologia para o modelo DEC com entradas coletadas . . . . .	89
Figura 29 – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com entradas coletadas . . . . .	90
Figura 30 – Melhor topologia para o modelo FEC com entradas coletadas . . . . .	90
Figura 31 – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com entradas coletadas . . . . .	91
Figura 32 – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com entradas normalizadas . . . . .	92
Figura 33 – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com entradas normalizadas . . . . .	92
Figura 34 – Melhor topologia para o modelo DEC com entradas normalizadas . . . . .	93
Figura 35 – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com entradas normalizadas . . . . .	93
Figura 36 – Melhor topologia para o modelo FEC com entradas normalizadas . . . . .	94

Figura 37 – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com entradas normalizadas . . . . .	94
Figura 38 – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com restrição de parâmetros . . . . .	95
Figura 39 – Valores de DEC predito <i>versus</i> resíduos . . . . .	96
Figura 40 – Valores dos resíduos de DEC <i>versus</i> o número da amostra . . . . .	97
Figura 41 – Valores de DEC predito <i>versus</i> valores de DEC apurado . . . . .	97
Figura 42 – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com restrição de parâmetros . . . . .	98
Figura 43 – Valores de FEC predito <i>versus</i> resíduos . . . . .	99
Figura 44 – Valores dos resíduos de FEC <i>versus</i> o número de amostras . . . . .	99
Figura 45 – Valores de FEC predito <i>versus</i> valores de FEC apurado . . . . .	100
Figura 46 – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com restrição de parâmetros . . . . .	101
Figura 47 – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com restrição de parâmetros . . . . .	101
Figura 48 – Aplicação do modelo desenvolvido em RNAs na predição do DEC . . . . .	103
Figura 49 – Aplicação do modelo desenvolvido em RNAs na predição do FEC . . . . .	104
Figura 50 – Aplicação do modelo em RNAs na predição do DEC utilizando modos de falhas individuais . . . . .	104
Figura 51 – Aplicação do modelo em RNAs na predição do FEC utilizando modos de falhas individuais . . . . .	105
Figura B.1 – Gráfico Séries Temporais dos modos de falhas do DEC . . . . .	123
Figura B.2 – Gráfico Séries Temporais dos modos de falhas do FEC . . . . .	125
Figura C.1 – Gráfico Boxplot dos modos de falhas do DEC . . . . .	127
Figura C.2 – Gráfico Boxplot dos modos de falhas do FEC . . . . .	129

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reparos mais frequentes nas redes aéreas de distribuição . . . . .	42
Tabela 2 – Indicadores de continuidade DEC e FEC e características das ocorrências no ano de 2013 . . . . .	53
Tabela 3 – Indicadores de continuidade DEC e FEC e características das ocorrências no ano de 2014 . . . . .	53
Tabela 4 – Origens dos modos de falhas do conjunto ALFA . . . . .	58
Tabela 5 – ANOVA para teste de significância do modelo . . . . .	67
Tabela 6 – ANOVA para teste de significância do modelo DEC . . . . .	96
Tabela 7 – ANOVA para teste de significância do modelo FEC . . . . .	98
Tabela 8 – Avaliação da eficiência dos modelos DEC . . . . .	102
Tabela 9 – Avaliação da eficiência dos modelos FEC . . . . .	102
Tabela A.1 – Estatística descritiva dos modos de falhas do DEC . . . . .	119
Tabela A.2 – Estatística descritiva dos modos de falhas do FEC . . . . .	121
Tabela D.1 – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas coletadas (RLM)	131
Tabela D.2 – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas coletadas (RLM)	132
Tabela D.3 – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas coletadas (RNAs)	133
Tabela D.4 – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas coletadas (RNAs)	134
Tabela E.1 – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas normalizadas (RLM) . . . . .	135
Tabela E.2 – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas normalizadas (RLM) . . . . .	136
Tabela E.3 – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas normalizadas (RNAs) . . . . .	137
Tabela E.4 – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas normalizadas (RNAs) . . . . .	137
Tabela F.1 – Valores de VIF para o modelo DEC . . . . .	139
Tabela F.2 – Valores de VIF para o modelo FEC . . . . .	141



## LISTA DE ABREVIATURAS

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**ANOVA** Análise de Variância

**AT** Alta Tensão

**BT** Baixa Tensão

**DDM** *Dynamic Division Method*

**DEC** Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**DIC** Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

**EQM** Erro Quadrático Médio

**FEC** Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**FIC** Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

**MISO** *Multiple Input, Single Output*

**MT** Média Tensão

**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

**PRODIST** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

**RNA** Rede Neural Artificial

**RLM** Regressão Linear Múltipla

**SGTD** Sistema de Gestão Técnica da Distribuição

**SIN** Sistema Interligado Nacional

**VIF** Fator de Inflação da Variância



## LISTA DE SÍMBOLOS

$\bar{x}$	Média da amostra
$\bar{y}$	Valor médio da variável de resposta
$\bar{y}_i$	Valor estimado pelo modelo
$\beta_j$	Parâmetros ou coeficiente de regressão da variável preditora $x_j$
$\delta$	Valor absoluto analisado para amostra de <i>outlier</i>
$\Delta W^k$	Diferença entre os pesos inicial e final para a iteração $k$
$\epsilon$	Erro de predição
$\eta$	Taxa de aprendizagem
$\hat{y}_i$	Valor estimado da variável de resposta $i$
$\hat{\beta}_k$	Coeficiente de regressão
$\phi(\cdot)$	Função de ativação
$\Sigma$	Somatório ou função aditiva
$\tau$	Modified Thompson Tau
$b_k$	Bias
$D$	Derivada do erro
$EQM$	Erro quadrático médio
$F_0$	Teste estatístico $F$
$H_0$	Hipótese nula
$H_1$	Hipótese alternativa
$L$	Função dos mínimos quadrados
$m$	“Momento” para evitar um mínimo local
$MQ_E$	Média quadrática dos resíduos
$MQ_R$	Média quadrática da regressão em relação a variabilidade de $y_i$
$n$	Grau de liberdade $n$
$p$	Grau de liberdade $p$
$R^2$	Coeficiente de determinação múltipla
$S$	Desvio padrão
$SQ_E$	Soma quadrática dos resíduos
$SQ_R$	Soma quadrática da regressão em relação a variabilidade de $y_i$
$SQ_T$	Soma quadrática total da variável de resposta $y_i$



$t_i$	Tempo de duração em horas para uma $i$ -ésima interrupção
$t_{\alpha/2}$	Valor da distribuição $t$ de <i>Student</i>
$V_k$	Combinação linear dos sinais de entrada
$VIF_j$	Fator de inflação de variância da variável preditora $x_j$
$W_{km}$	Pesos sinápticos
$x_i$	Valor mínimo e/ou máximo da amostra
$x_j$	Variável preditora
$X_m$	Sinais de entrada da RNA
$y$	Variável de resposta
$y_i$	Valor de referência para a saída do modelo
$Y_k$	Saída do neurônio

## LISTA DE PUBLICAÇÕES

- Magalhães, Emerson F. A.; Araújo Júnior, J. A.; Americano da Costa, Marcus V.; Magalhães, R.S.; Modelagem dos Indicadores de Continuidade de uma Subestação de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais Artificiais. **REVISTA SODEBRAS**, submetida, 2015.
- Magalhães, Emerson F. A.; Araújo Júnior, J. A.; Americano da Costa, Marcus V.; Magalhães, R.S.; Modelagem dos Indicadores de Continuidade de uma Subestação de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais Artificiais. **XXXIV INTERNATIONAL SODEBRAS CONGRESS**, São Paulo – SP, Brasil, 2015.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	27
1.1	MOTIVAÇÃO E CONTRIBUIÇÃO . . . . .	27
1.2	OBJETIVOS . . . . .	27
1.3	JUSTIFICATIVA . . . . .	28
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	28
<b>2</b>	<b>MANUTENÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉ- TRICA</b> . . . . .	31
2.1	INTRODUÇÃO . . . . .	31
2.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	32
<b>2.2.1</b>	<b>Tipos de rede de distribuição</b> . . . . .	34
<b>2.2.2</b>	<b>Principais componentes elétricos da rede de distribuição</b> . . . . .	36
<b>2.2.3</b>	<b>Aspectos operacionais na rede de distribuição elétrica</b> . . . . .	37
<b>2.2.4</b>	<b>Qualidade e continuidade no fornecimento</b> . . . . .	38
2.3	POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS NAS REDES DE DISTRI- BUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . . . . .	40
<b>2.3.1</b>	<b>Aspectos da manutenção na rede de distribuição</b> . . . . .	41
<b>2.3.2</b>	<b>Falhas, Ocorrências e Faltas</b> . . . . .	44
<b>2.3.3</b>	<b>Consequências da ausência de manutenção nas redes de distribuição de energia elétrica</b> . . . . .	46
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	47
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DOS DADOS DAS INTERRUPÇÕES EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> . . . . .	49
3.1	INTRODUÇÃO . . . . .	49
3.2	INDICADORES DE CONTINUIDADE DEC E FEC . . . . .	50
3.3	INTERRUPÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . . . . .	52
3.4	VERIFICAÇÃO DAS CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . . . . .	56
3.5	REPRESENTATIVIDADE DAS INTERRUPÇÕES NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE . . . . .	59
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	62
<b>4</b>	<b>REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA E REDES NEURAS ARTIFICIAIS</b> . . . . .	63
4.1	INTRODUÇÃO . . . . .	63
4.2	REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA (RLM) . . . . .	63
<b>4.2.1</b>	<b>Desenvolvimento matemático</b> . . . . .	64
<b>4.2.2</b>	<b>Teste de hipóteses</b> . . . . .	65

4.2.3	<b>Pressupostos para validação de modelos baseados em RLM</b> . . . . .	67
4.3	REDES NEURAIS ARTIFICIAIS (RNA) . . . . .	68
4.3.1	<b>Estrutura das RNAs</b> . . . . .	70
4.3.2	<b>Treinamento de RNAs</b> . . . . .	73
4.3.3	<b>O algoritmo <i>backpropagation</i> e a topologia de rede <i>feedforward</i></b> . . . . .	75
4.4	AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE MODELOS . . . . .	76
4.4.1	<b>Coefficiente de determinação múltipla (<math>R^2</math>)</b> . . . . .	76
4.4.2	<b>Erro Quadrático Médio (EQM)</b> . . . . .	77
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	77
<b>5</b>	<b>MODELOS BASEADOS EM RLM E RNA PARA PREDIÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE</b> . . . . .	<b>79</b>
5.1	INTRODUÇÃO . . . . .	79
5.2	PRÉ-PROCESSAMENTO DOS DADOS . . . . .	79
5.2.1	<b>Análise Descritiva dos dados</b> . . . . .	79
5.2.2	<b>Análise Estatística dos Dados</b> . . . . .	82
5.3	DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS . . . . .	85
5.3.1	<b>Estrutura dos modelos baseados em RLM</b> . . . . .	87
5.3.2	<b>Estrutura dos modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	87
5.4	DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS COLETADAS	87
5.4.1	<b>Modelos baseados em RLM</b> . . . . .	88
5.4.2	<b>Modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	89
5.5	DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS NORMALI- ZADAS . . . . .	91
5.5.1	<b>Modelos baseados em RLM</b> . . . . .	91
5.5.2	<b>Modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	93
5.6	DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS NORMALI- ZADAS E RESTRIÇÃO DE PARÂMETROS NEGATIVOS . . . . .	95
5.6.1	<b>Modelos baseados em RLM</b> . . . . .	95
5.6.2	<b>Modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	100
5.7	AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS MODELOS DESENVOLVIDOS . . . . .	101
5.7.1	<b>Avaliação da eficiência dos modelos DEC</b> . . . . .	102
5.7.2	<b>Avaliação da eficiência dos modelos FEC</b> . . . . .	102
5.8	ANÁLISE DOS MODOS DE FALHAS PRIORITÁRIOS . . . . .	103
5.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	105
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	<b>107</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	107
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS . . . . .	108

	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	109
	<b>APÊNDICE A – TRATAMENTO ESTATÍSTICO DOS DADOS DE DEC E FEC</b> . . . . .	119
	<b>APÊNDICE B – GRÁFICOS DE SÉRIES TEMPORAIS DOS DADOS DE DEC E FEC</b> . . . . .	123
	<b>APÊNDICE C – GRÁFICOS DE <i>BOXPLOT</i> DOS DADOS DE DEC E FEC</b> . . . . .	127
	<b>APÊNDICE D – TABELAS COM VALORES PREDITOS NEGATIVOS DOS MODELOS COM ENTRADAS COLETADAS</b> .	131
<b>D.0.1</b>	<b>Modelos baseados em RLM</b> . . . . .	131
<b>D.0.2</b>	<b>Modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	133
	<b>APÊNDICE E – TABELAS COM VALORES PREDITOS NEGATIVOS DOS MODELOS COM ENTRADAS NORMALIZADAS</b> . . . . .	135
<b>E.0.1</b>	<b>Modelos baseados em RLM</b> . . . . .	135
<b>E.0.2</b>	<b>Modelos baseados em RNAs</b> . . . . .	137
	<b>APÊNDICE F – VALORES DE VIF PARA OS MODELOS DESENVOLVIDOS EM RLM</b> . . . . .	139

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO E CONTRIBUIÇÃO

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, é emergente a necessidade de redução do tempo de interrupção. Como consequência de seus inúmeros circuitos e ramificações, o sistema de distribuição apresenta a ocorrência de diversas falhas<sup>1</sup>. As interrupções no fornecimento de energia atingem diretamente aos consumidores finais, reduzindo a qualidade do serviço, e contribuindo para que as concessionárias sofram sanções aplicadas pelas agências reguladoras, tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As agências reguladoras atuam na conservação da qualidade do serviço, e na melhoria dos índices de fornecimento<sup>2</sup>. Assim, as concessionárias buscam os meios para priorizar a prevenção e o diagnóstico das falhas, evitando-se que as interrupções de energia tenham um grande impacto em seus sistemas elétricos.

O conhecimento, a priori, dos indicadores de continuidade: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), pode auxiliar na definição de prioridades para a programação da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. Propõe-se o desenvolvimento de modelos baseados em uma estrutura com Regressão Linear Múltipla (RLM) e Rede Neural Artificial (RNA) para a predição desses indicadores. Os modelos propostos consideram os modos de falhas ocorridos em um conjunto de consumidores.

A ANEEL estabelece, em cada sistema ou conjunto, um limite para os indicadores de continuidade. Quanto maior for a duração e a frequência das interrupções de energia, maior será o valor de cada um destes indicadores<sup>3</sup>. Utilizando-se os modelos desenvolvidos para a predição do DEC e FEC, é possível realizar análises em um sistema de distribuição, avaliando-se os impactos de cada um dos modos de falhas.

A contribuição deste trabalho é o desenvolvimento de modelos paramétricos para a predição dos indicadores de continuidade. A proposição destes modelos como uma ferramenta de auxílio para a programação de tarefas de manutenção em um sistema de distribuição de energia elétrica, constitui-se em uma abordagem inovadora. Uma vez ajustados, tendo-se como entradas as características inerentes a um sistema de distribuição, tais como a duração e a frequência nas ocorrências de determinados modos de falhas, os modelos propostos são capazes de prever os valores de DEC e FEC.

## 1.2 OBJETIVOS

O **objetivo geral** desta dissertação é o desenvolvimento de modelos matemáticos para a predição dos indicadores DEC e FEC, utilizando-se para isso modelos baseados em uma estrutura com RLM e RNA.

Os **objetivos específicos** são:

- Realizar análise descritiva e estatística dos dados;
- Analisar a melhor estrutura de modelo que possa realizar a predição dos indicadores de continuidade;
- Desenvolver um método para a definição de prioridades para as tarefas de manutenção.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

Com o desenvolvimento deste trabalho busca-se um método adequado para a definição de prioridades para as tarefas de manutenção a serem planejadas e executadas. Em uma concessionária de distribuição de energia elétrica, consideram-se as demandas de manutenção como os principais elementos para o planejamento e programação das tarefas, garantindo-se a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Com a aplicação dos modelos desenvolvidos, pode-se avaliar quais são os modos de falhas que participam, de forma mais expressiva, na composição dos indicadores de continuidade.

Diante dos inúmeros equipamentos e dispositivos existentes em uma rede de distribuição, a identificação dos modos de falhas mais impactantes permite uma priorização adequada na realização das atividades de manutenção. Com a aplicação dos modelos desenvolvidos para o DEC e para o FEC, pretende-se alcançar uma redução contínua dos valores destes indicadores, refletindo-se em uma melhor qualidade no serviço de fornecimento de energia elétrica prestado pelas concessionárias.

### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho encontra-se dividido em capítulos organizados de tal forma que os assuntos são apresentados com uma evolução gradativa.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os tipos de redes de distribuição de energia elétrica existentes no sistema elétrico brasileiro. São relatados os aspectos da qualidade e da continuidade do serviço prestado pelas concessionária, assim como, sobre as políticas de manutenção aplicadas nas redes de distribuição. Disserta-se sobre os diversos aspectos associados às tarefas de manutenção e sobre a distinção entre falhas, ocorrências e faltas. É apresentado um breve relato sobre as consequências da inexistência da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica.

No Capítulo 3 são investigadas as causas das falhas em um sistema de distribuição de energia elétrica, tendo-se como consequências as interrupções no fornecimento de energia. Investiga-se os dados referentes a uma cidade da região Nordeste, considerando as ocorrências registradas entre os anos de 2013 e 2014. Neste capítulo são introduzidos os conceitos sobre os

indicadores de continuidade DEC e FEC, e é realizada uma análise sobre as contribuições das interrupções no fornecimento de energia na composição desses indicadores.

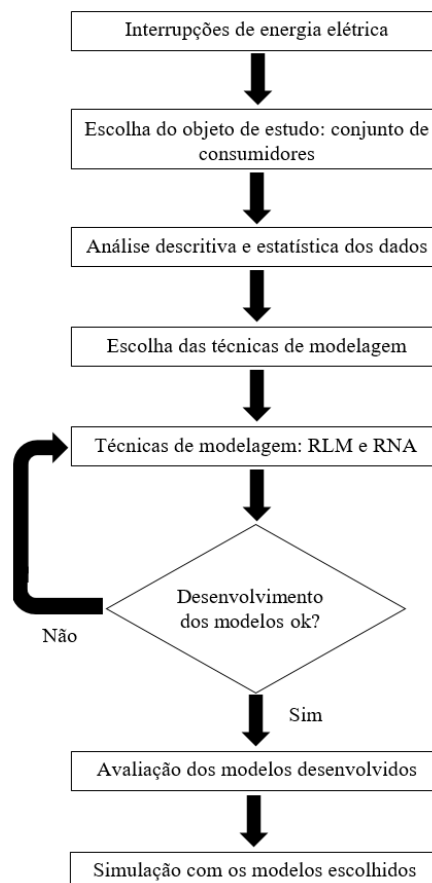
No Capítulo 4 são apresentados os conceitos sobre RLM e RNAs. Abordam-se os principais elementos necessários para o desenvolvimento de modelos matemáticos que se utilizam dessas estruturas, assim como os métodos para a avaliação da eficiência desses modelos.

O Capítulo 5 disserta sobre a metodologia aplicada para o processamento dos dados apresentados no Capítulo 3. Tem-se como objetivo a construção de modelos para a previsão dos indicadores de continuidade DEC e FEC. São propostas duas estruturas para os modelos: uma estrutura baseada em RLM e uma estrutura baseada em RNAs *Feedforward*. Ambas estruturas de modelo são aplicadas para cada um dos indicadores de continuidade. Os resultados obtidos pelos modelos são comparados com os dados apurados em um conjunto de consumidores. Avalia-se a eficiência dos modelos baseados em RLM e RNAs. E aplica-se os modelos desenvolvidos para predição dos indicadores de continuidade na definição das prioridades de manutenção.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões finais e as sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

A Figura 1 demonstra a metodologia utilizada para o desenvolvimento desse trabalho.

**Figura 1** – Metodologia utilizada no desenvolvimento da dissertação



Fonte: Autor





## 2 MANUTENÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica é uma parte fundamental para garantir o fornecimento de energia elétrica em qualquer localidade. Quando comparadas aos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, as redes que compõem o sistema de distribuição são os elementos mais vulneráveis, tendo-se em vista que 80% de todas as interrupções no fornecimento de energia são provocadas por falhas nos elementos dos sistemas de distribuição<sup>4</sup>, o que gera grandes prejuízos.

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem sofrido um processo de grandes mudanças em sua estrutura. Com a privatização de muitas empresas distribuidoras, surgiu a necessidade de regulamentação da operação desse setor, sendo estabelecidas novas regras para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores<sup>5</sup>. Com a regulamentação, pretende-se alcançar um sistema eficaz no fornecimento de energia elétrica, com a minimização e/ou a eliminação das falhas, realizando-se ações para obtenção de uma melhor qualidade no serviço prestado.

O sistema de distribuição de energia elétrica é o responsável por conduzir aos consumidores finais a energia elétrica que foi entregue, tanto pelo sistema de transmissão, como pelo sistema de geração. Como em qualquer outro serviço, podem ocorrer falhas durante a realização dos processos. No sistema de distribuição de energia, essas falhas podem alcançar grandes proporções, atingindo instalações como aeroportos, indústrias e lojas comerciais. Mais graves ainda, são as interrupções de fornecimento de energia para os serviços de extrema necessidade, tais como os prestados por hospitais, ou em uma residência em que um indivíduo esteja utilizando um aparelho de sobrevivência, como exemplo, um pulmão artificial<sup>6</sup>.

As interrupções no fornecimento de energia elétrica podem ter diversas causas. Em uma rede de um sistema de distribuição, um dos principais fatores que promovem a ocorrência das falhas se deve ao fato de que a rede elétrica está exposta aos agentes externos, tais como: descargas atmosféricas, vendavais, acidentes de trânsito, contato com galhos de árvores e com animais, dentre outros<sup>7</sup>.

Na conjuntura do setor elétrico, é importante a redução das perdas elétricas provocada pelas falhas, uma vez que elas acarretam custos econômicos indesejáveis às concessionárias. A identificação e a quantificação das falhas, classificando-as segundo o seu tipo e local de ocorrência, são ações que permitem uma definição do melhor método a ser adotado para a redução dessas ocorrências. As estratégias de tomada de decisão devem direcionar os recursos necessários para a execução das manutenções na rede de distribuição, minimizando as ocorrências de interrupção no fornecimento de energia<sup>8</sup>. Minimizar a quantidade das ocorrências de falhas torna um sistema mais eficaz, no entanto, a identificação das causas deve ser sempre uma prioridade. Identificar a origem de um problema torna a aplicação de sua solução mais fácil,

duradoura e determinante no bloqueio de sua recorrência.

Aplicadas pela ANEEL, as novas regulamentações do setor elétrico brasileiro têm demandado e exigido das concessionárias: níveis de qualidade mais rigorosos, continuidade no fornecimento de energia e maior eficiência no desempenho dos sistemas de distribuição; pois as falhas são as grandes responsáveis pela redução da produtividade de todo o sistema<sup>6, 9</sup>.

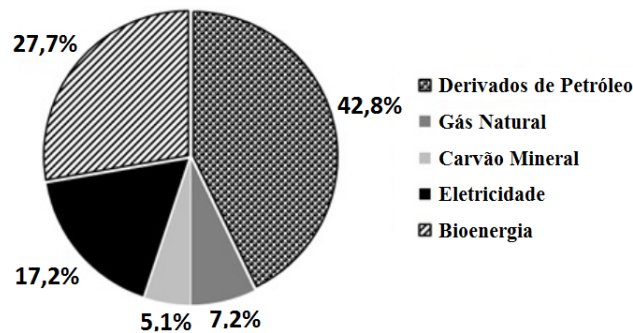
No setor elétrico, a análise das falhas é primordial para o desempenho da distribuição de energia, principalmente quando se tem como objetivos minimizar a reincidência dessas falhas e garantir a confiabilidade do sistema, assegurando-se aos consumidores um serviço essencial<sup>6</sup>. Na medida em que ocorrem falhas rotineiras no fornecimento de energia, perde-se a credibilidade frente aos usuários, evidenciando-se a fragilidade do sistema de manutenção em vigor.

É importante ressaltar que a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica pode ser prejudicada, principalmente, se a concessionária não possuir um planejamento adequado para a realização da manutenção, em consonância às exigências da ANEEL<sup>10</sup>. Quando a distribuição de energia é realizada conforme às normas vigentes, tem-se a garantia de que, quando uma falha ocorre, os setores de manutenção terão à sua disposição o planejamento adequado para contornar e/ou solucionar o problema, garantindo-se um fornecimento de energia contínuo e eficaz.

## 2.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A descoberta e o uso da energia elétrica podem ser apontados como os principais responsáveis pelo avanço no desenvolvimento social e econômico mundial do último século. Atualmente, no Brasil, a energia elétrica representa mais de 17% da matriz de energia consumida pela sociedade<sup>11</sup> (Figura 2). É possível destacar que a energia elétrica é uma das principais formas de energia consumida no país, perdendo somente para os derivados do petróleo (fonte de energia mais difundida em todo o mundo) e para a bioenergia (representada por fontes alternativas de energia menos prejudiciais ao meio ambiente), tais como o etanol e o biodiesel<sup>12</sup>.

**Figura 2** – Consumo de Energia no Brasil em 2015, por fonte de energia



Fonte: BANDEIRA et al.<sup>12</sup>.

A reestruturação do sistema de distribuição de energia ocorreu devido às privatizações do setor elétrico, como também da fiscalização realizada pela agência reguladora no país, papel

que vem sendo cumprido pela ANEEL. A ANEEL é a responsável por regulamentar a prestação dos serviços no setor de energia elétrica, estabelecer a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias e, impor as penalidades. As penalidades são aplicadas quando o desempenho esperado não for alcançado<sup>4</sup>.

Não havendo a fiscalização, o monitoramento ou as avaliações periódicas do sistema de distribuição em uma concessionária, haverá uma tendência de queda na qualidade dos serviços prestados. Tomando como base essa realidade, a ANEEL desenvolveu os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que podem ser acessados em seus dez módulos. Esses módulos norteiam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica em nosso país<sup>13</sup>.

Por meio da publicação dos PRODISTS, o cumprimento das normas instiga a concessionária a buscar a melhoria dos seus serviços, conduzindo-a em um empenho pela melhoria da qualidade, e à observância dos princípios de proteção e de defesa do consumidor<sup>6</sup>. Esse posicionamento das concessionárias é muito importante, já que a energia elétrica é um insumo extremamente essencial para as várias atividades econômicas, servindo como um indicador de crescimento social<sup>14</sup>.

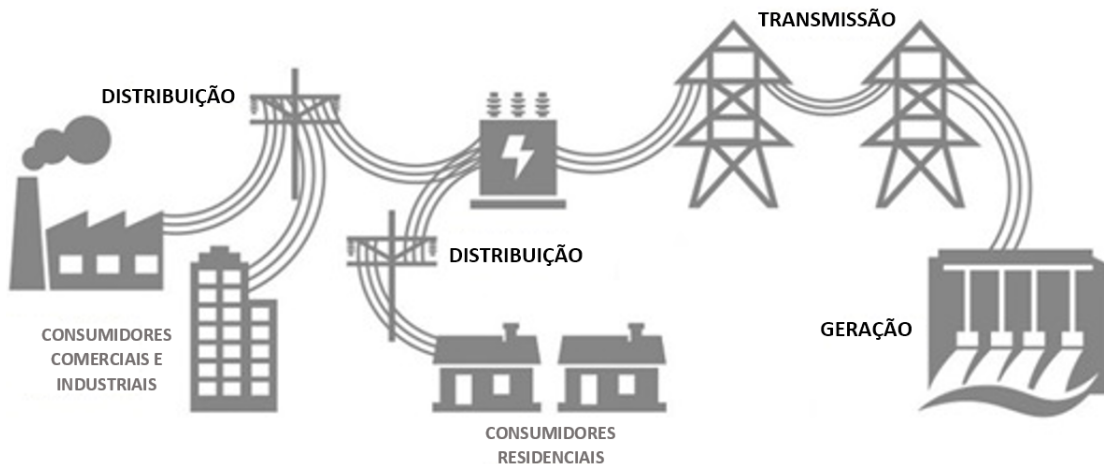
O planejamento dos novos sistemas de distribuição de energia elétrica está relacionado ao aumento do consumo, e da necessidade de realizar investimentos para atender aos requisitos técnicos e operacionais dessas redes de distribuição. O aumento do consumo de energia elétrica está associado com as condições sócio econômicas de uma região, seja através da conexão de novos consumidores aos sistemas existentes ou pela criação de novas áreas residenciais, comerciais e industriais. Isso ratifica a importância dos investimentos que devem ser feitos no sistema de distribuição, tanto estruturais, como de manutenção<sup>15</sup>. À medida em que se tornam rotineiras as ocorrências das falhas, ou o fornecimento de energia elétrica de baixa qualidade, cresce o descrédito da concessionária perante os consumidores.

Uma das preocupações para o planejamento adequado das atividades de manutenção em redes de distribuição de energia, tanto em novas como em antigas instalações, é a identificação correta das causas das interrupções não programadas. O planejamento da manutenção está diretamente relacionado à quantidade e à qualidade da energia entregue aos consumidores<sup>16</sup>. A identificação e a localização das perdas em sistemas de distribuição auxiliam no aumento da confiabilidade dos novos sistemas, possibilitando-se a proposição de soluções que visem a modernização das redes de distribuição de energia elétrica<sup>17</sup>. Redes elétricas modernas proporcionam uma maior segurança para os consumidores, favorecendo ao crescimento econômico e social, que deve ser pautado em um serviço de qualidade.

### 2.2.1 Tipos de rede de distribuição

Um sistema elétrico de potência é responsável pela produção, transporte e distribuição da energia elétrica. Ele pode ser dividido em três grandes subsistemas: geração, transmissão e distribuição<sup>11</sup> (Figura 3).

**Figura 3** – Composição de um sistema elétrico de potência



Fonte: ENERGYPRO Group<sup>18</sup>.

Esse sistema funciona como uma corrente, onde todos os elos devem estar firmes, bem organizados e em perfeito estado. Deve-se garantir que nenhum elo se desconecte durante o processo, provocando perdas aos consumidores.

Segundo González<sup>11</sup>, o sistema de geração produz energia elétrica a partir de outras fontes de energia. No Brasil, destaca-se a produção de energia elétrica a partir dos recursos hídricos (90 % da energia elétrica produzida), além da geração através das usinas térmicas, nucleares, eólicas, biomassa, dentre outras.

O sistema de transmissão de energia elétrica é responsável pelo transporte dessa energia gerada. O transporte ocorre desde as usinas geradoras até as subestações de distribuição. No sistema de geração, a tensão elétrica sofre um aumento de valor em uma estação elevadora. Esse aumento de tensão é da ordem de centenas de quilovolts (kV), e, posteriormente, é rebaixada nas subestações de distribuição. Os transformadores são os equipamentos utilizados na elevação e na redução da tensão<sup>11</sup>.

O sistema de distribuição, como o nome sugere, é o responsável por levar a energia aos consumidores finais. São componentes desse sistema: os transformadores das subestações de distribuição, as linhas de distribuição em Média Tensão (MT), os transformadores de MT para Baixa Tensão (BT), os equipamentos de proteção, as redes de BT, além de outros equipamentos. Os produtores independentes, com geração distribuída, também são integrantes do sistema de distribuição. Esses produtores auxiliam no fornecimento principal de energia elétrica aos consumidores<sup>11</sup>.

De acordo com Garcia et al.<sup>19</sup>, o sistema de distribuição de energia elétrica é a parte do sistema elétrico de potência compreendido entre as subestações rebaixadoras e a entrada elétrica de todos os consumidores. Devido a esse grande número de circuitos elétricos e de consumidores, o sistema de distribuição possui a maior parcela das perdas ocorridas em um sistema elétrico de potência. Um planejamento adequado de um sistema de distribuição deve considerar não apenas a minimização dessas perdas, como também a minimização dos custos de instalação e de manutenção dos equipamentos. Com um planejamento eficiente, os custos para o fornecimento de energia elétrica podem ser reduzidos, sem a perda da qualidade do serviço prestado pela concessionária.

Em consequência do elevado grau de dificuldade imposto pelas diversidades de problemas em um sistema de distribuição, o planejamento das redes de MT e das redes de BT deve ser realizado de forma separada<sup>20</sup>. Segundo Mantovani, Casari e Romero<sup>21</sup>, os sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica são, na sua grande maioria, projetados radialmente com o objetivo de facilitar fatores inerentes às suas proteções, reduzindo-se os custos com os equipamentos. Frequentemente, a rede de distribuição aérea é composta por condutores sobre postes que se estendem por toda região urbana e rural<sup>22</sup>. O objetivo da rede de distribuição é que o fornecimento de energia elétrica alcance todos os consumidores, independente da região ou classe social, com os mesmos padrões de qualidade e segurança.

Segundo Mamede<sup>23</sup>, os alimentadores de distribuição de energia elétrica são compostos por determinados padrões de estruturas, projetados com o intuito de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento, atendendo-se à legislação pertinente, ou ainda, com uma combinação de alguns atributos que atendem as características particulares dos locais onde os mesmos serão instalados. Quanto à disposição física dos condutores, são mais utilizados os padrões de estruturas equipados com os cabos isolados (cabos individuais com proteção isolante), compactos protegidos (cabos multipolares com proteção isolante) ou nus (cabos individuais sem proteção isolante).

Os padrões das estruturas para construção das redes de distribuição exercem forte influência sobre a continuidade no fornecimento de energia elétrica. Porém, quanto maior a qualidade e continuidade requerida, melhor deverá ser a tecnologia a ser empregada, ocasionando, consequentemente, a elevação do custo do projeto, construção, operação e manutenção.

Os alimentadores das redes de distribuição são construídos, em sua maioria, com estruturas aéreas e condutores nus, dispostos horizontalmente. Porém, existe um contínuo aumento da demanda por redes subterrâneas nas grandes cidades, tanto pelos projetos arquitetônicos urbanos, quanto pelas baixas taxas de falhas que essa rede possui. O custo desse projeto é relativamente alto, quando comparado aos demais padrões, o que inviabiliza a sua aplicação em algumas regiões que não dispõem de orçamento para arcar com esse tipo de sistema, mesmo que ele seja mais eficiente<sup>23</sup>.

A rede de distribuição aérea, com cabo isolado, é utilizada principalmente em locais onde

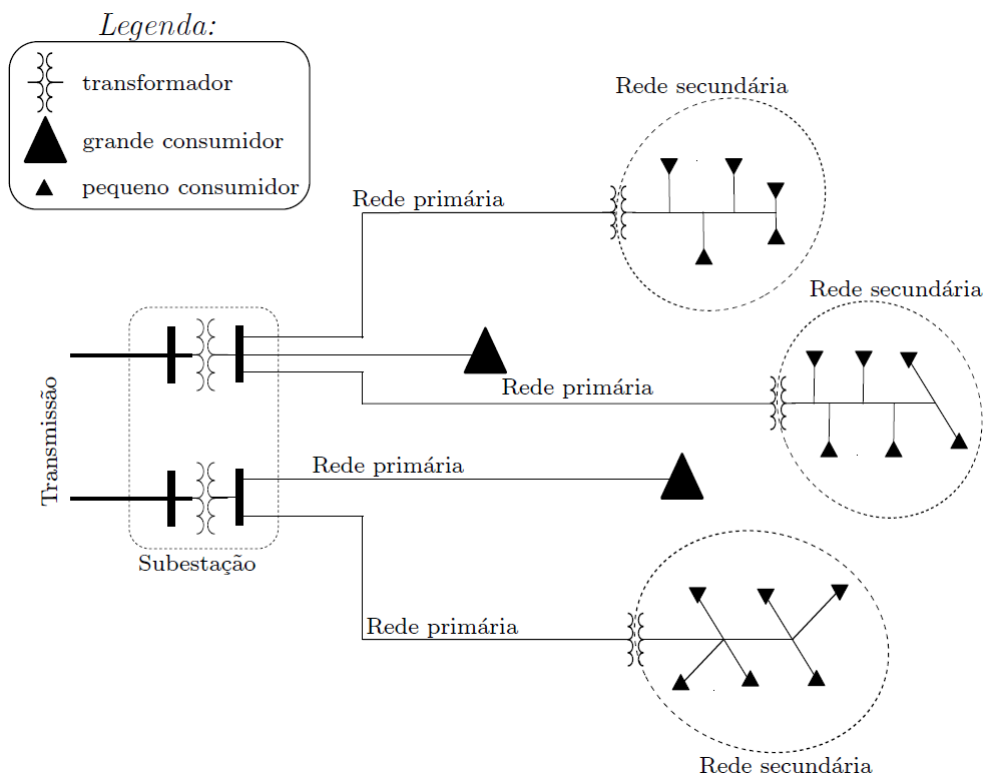
há risco de contato acidental, e pouco espaço aéreo. Possui características que se aproximam do padrão da rede subterrânea, com implicações arquitetônicas, mas com uma sensível redução no custo de implantação<sup>23</sup>.

A rede de distribuição aérea compacta, com cabo protegido, é implantada principalmente em regiões onde há riscos de interrupções de fornecimento provocadas pelo meio ambiente. Do ponto de vista da relação custo-benefício, a rede de distribuição aérea compacta se apresenta como um padrão intermediário entre as redes com cabo nu e aquelas com cabo isolado<sup>23</sup>. O investimento necessário é um pouco maior do que o investimento para a implementação de uma rede convencional (com cabo nu), no entanto, analisando-se a redução dos custos operacionais e a redução das perdas devido à menor interrupção no fornecimento de energia elétrica, a rede aérea compacta se torna mais econômica do que a rede aérea com cabos nus. Atualmente, a rede aérea com cabos nus ainda é o padrão de redes mais utilizado no país.

## 2.2.2 Principais componentes elétricos da rede de distribuição

O sistema de distribuição (Figura 4) é composto por subestações abaixadoras, redes primárias e redes ou circuitos secundários. As redes primárias, por onde passam tensões entre 10 a 15 kV, iniciam-se no barramento dos transformadores abaixadores das subestações e se estendem até os transformadores de distribuição, e/ou até os grandes consumidores de energia elétrica, como por exemplo, as indústrias de grande porte<sup>11</sup>.

**Figura 4** – Sistema de distribuição de energia elétrica



Fonte: González<sup>11</sup>.

No Brasil, a rede secundária de BT apresenta grandes dimensões. Sua construção envolve não só custos fixos de instalação de estruturas, condutores e transformadores, como também custos relativos à operação, à topografia do local e a perdas por oscilações de tensão<sup>19</sup>.

As redes secundárias no Brasil são redes que operam em BT (127 ou 220 V), e que têm início nos transformadores de distribuição e terminam nos medidores dos consumidores. Constituem-se como partes das redes secundárias os condutores, as estruturas de suporte, a fixação e outros equipamentos<sup>11</sup>.

As redes primárias incluem condutores, postes, estruturas de suporte, equipamentos de proteção, de manobra, de correção e de transformação. Equipamentos de proteção, como disjuntores, religadores, seccionadores e chaves fusíveis, têm como função proteger a rede de eventuais defeitos e evitar que esses se propaguem por toda a rede, causando danos irreparáveis a outros equipamentos e consumidores. Equipamentos de manobra, como chaves a óleo, chaves-faca e chaves seccionadoras permitem modificar a topologia da rede para efetuar melhorias, transferências de carga ou, em caso de falhas, permitem isolar defeitos e energizar áreas não atingidas<sup>11</sup>.

Em sua grande parte, as interrupções no fornecimento de energia é de natureza temporária, provocadas, na maioria das vezes, por agentes externos ao sistema elétrico. Para diminuir a indisponibilidade no fornecimento, as concessionárias investem em tecnologias de proteção e de restabelecimento do fornecimento de energia, como por exemplo, o uso de religadores, os quais possuem a propriedade de automaticamente religar o circuito, por um determinado número de vezes, restaurando-se a continuidade no fornecimento de energia<sup>7</sup>. Essas são ações que tornam o serviço de distribuição de energia mais eficaz, resolutivo e seguro.

### 2.2.3 Aspectos operacionais na rede de distribuição elétrica

No Brasil, casos de interrupção no fornecimento de energia elétrica decorrentes das intempéries, tais como ventos fortes e descargas elétricas associadas às tempestades, são frequentes nas regiões sul e sudeste do país. Na região Nordeste, apesar da baixa frequência desses fatores, também são registrados danos materiais e interrupções no sistema de distribuição<sup>24</sup>. Essas interferências pela natureza podem danificar os equipamentos essenciais ao fornecimento de energia, gerando-se grandes prejuízos para os fornecedores e os consumidores.

As interrupções podem ser temporárias ou permanentes, dependendo da intensidade da corrente ou do tipo de proteção utilizada pela rede. Em sistemas rurais, aqueles que estão equipados com proteção contra sobrecorrentes por chaves fusíveis, os desligamentos permanentes são os mais frequentes. Nos sistemas urbanos, onde são utilizados os religadores, a proporção de desligamentos temporários e permanentes dependerá do ajuste desses equipamentos<sup>24, 25, 26</sup>. Desse modo, a qualidade do fornecimento e os índices de confiabilidade na operação dos sistemas de distribuição podem ser melhorados através da alocação das chaves de manobras manuais ou



automáticas. Esta alocação deve ser realizada em pontos estratégicos da rede, garantindo-se um reestabelecimento rápido do sistema elétrico<sup>27</sup>.

A principal origem da insatisfação em consumidores residenciais, comerciais ou industriais, independente da sua classe de consumo, é a interrupção do fornecimento de energia. Entre as principais causas de interrupção, está a descarga atmosférica. Coelho<sup>25</sup> indica que, no Brasil, as descargas atmosféricas são as responsáveis por mais de 30 % de todas as interrupções acidentais que ocorrem nos sistemas de distribuição de energia elétrica. A busca por formas de contornar ou minimizar esses fatores vem sendo um desafio para as empresas distribuidoras.

Estimuladas pela necessidade de prestar serviços de qualidade, melhorar a sua reputação e reduzir os seus custos, a cada ano, as concessionárias brasileiras procuram aprimorar o seu desempenho realizando investimentos significativos em pesquisas sobre a qualidade da energia fornecida aos consumidores<sup>25</sup>.

A análise das falhas e das interrupções no fornecimento de energia elétrica representa, em muitos casos, a garantia de sobrevivência das concessionárias, tamanha é a fiscalização e a cobrança da sociedade<sup>28</sup>. Por meio de uma manutenção preventiva e eficaz, a conservação do equipamento em perfeito estado de uso garante que o mesmo estará apto a funcionar eficazmente, frente às diferentes situações atmosféricas e climáticas impostas pelo meio ambiente<sup>24</sup>.

Conforme Melo et al.<sup>22</sup>, dentre todas as atividades operacionais desenvolvidas pelas concessionárias de energia elétrica, as atividades que envolvem a interrupção e/ou o restabelecimento do fornecimento de energia têm, sem dúvida, muita importância, não só pelos seus aspectos institucionais e qualitativos expressos pela descontinuidade no sistema elétrico, como também pelos aspectos financeiros decorrentes da perda do faturamento.

Devido à crescente demanda de energia e a interligação dos sistemas existentes, o aumento da complexidade dos sistemas elétricos de potência tem fomentado um notável avanço nas pesquisas e no desenvolvimento de equipamentos de controle, proteção e de localização das falhas. O avanço nos equipamentos possibilita, em caso de falhas, uma redução do período de interrupção no fornecimento de energia, garantindo-se uma operação confiável e econômica do sistema de potência, seja em condições normais de operação ou em uma condição de contingência<sup>29</sup>.

#### **2.2.4 Qualidade e continuidade no fornecimento**

Alavancado pelo forte interesse dos gestores do sistema elétrico de potência, a qualidade da energia elétrica é um tema muito importante Cadena, Flórez e Londoño<sup>30</sup>. Segundo Abaide<sup>4</sup>, a qualidade e a elevada confiabilidade no fornecimento de energia elétrica são requisitos imprescindíveis para o desenvolvimento de um país, sendo inclusive fator limitador ao crescimento sócio econômico. A interrupção no fornecimento de energia elétrica, mesmo que por pequenos períodos, não é mais admitida, pois qualquer interrupção causa prejuízo para todos os tipos de consumidores.

Para conseguir melhorar a qualidade do fornecimento de energia, é necessário identificar e analisar os problemas, ou seja, as falhas que ocorrem em determinado sistema. Este é um desafio para que as concessionárias se mantenham competitivas e almejem continuamente a redução e a eliminação das falhas inerentes aos seus processos. A prevenção se caracteriza como um meio para garantir a qualidade, e reduzir riscos e custos<sup>31</sup>.

Andrade et al.<sup>32</sup> propõe que as ocorrências de naturezas improcedentes (defeitos internos no consumidor, por exemplo) devem ser consideradas para os cálculos dos indicadores de qualidade. Na apuração dos indicadores, só não são considerados: serviços na rede de iluminação pública; serviços de caráter comercial, como novas ligações de consumidores; reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento (se não representarem risco à segurança); reclamações por interrupção programada (se os consumidores foram devidamente notificados conforme a legislação); e reclamações por interrupções em situações de emergência. Esses fatores estão, em sua maioria, fora do controle das concessionárias, sendo gerados por outros aspectos. Porém, é necessário que exista um plano de ação para essas situações, permitindo-se que o serviço seja reestabelecido rapidamente.

Os inúmeros eventos não programados e ocorridos anualmente em uma concessionária influenciam diretamente no desempenho do seu sistema de distribuição e nos seus índices de confiabilidade<sup>33</sup>. Considerando-se a continuidade no fornecimento de energia elétrica, as necessidades operacionais de uma concessionária exigem um crescente investimento no planejamento da manutenção pois, havendo uma falha, os investimentos propiciam um retorno, em menor tempo, ao fornecimento da energia elétrica<sup>9</sup>.

Coelho<sup>25</sup> descreve que, quando ocorre uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, são muitos os transtornos e prejuízos impostos aos consumidores, e tanto maiores serão esses, quanto maior for a duração dessa interrupção. Em função de uma interrupção no fornecimento de energia, indústrias podem perder horas de produção, equipamentos podem ser submetidos às condições severas devido as sobretensões temporárias, pode-se ocorrer a falta de refrigeração provocando a perda de produtos perecíveis, os sistemas de abastecimento de água podem ser afetados, enfim, são inúmeros os danos impostos aos consumidores.

Na tentativa de se obter a continuidade no fornecimento de energia, são definidos, a priori, os limites máximos ou as metas para os indicadores DEC e FEC. Esses limites servem de referência e são comparados com valores apurados pelas concessionárias. Se os valores apurados ultrapassam as metas pré-estabelecidas pela ANEEL, a concessionária fica sujeita a algum tipo de penalidade, podendo ser uma multa, ou uma redução da sua receita<sup>34</sup>.

O PRODIST<sup>3</sup> determina alguns índices e padrões de qualidade que visam proporcionar à ANEEL referências adequadas para a avaliação do desempenho das concessionárias, considerando-se a qualidade do serviço prestado. A realização desses índices e padrões contribui para a oferta de um fornecimento eficiente de energia elétrica. Com o novo modelo de setor elétrico, após as privatizações, as concessionárias de energia passaram a investigar a operação

de seus sistemas de distribuição, principalmente no que se diz respeito à redução das perdas de energia, pois essas perdas impactam no valor das tarifas empregadas aos consumidores<sup>35</sup>.

O investimento das concessionária em pesquisas para a prevenção de falhas representa uma oportunidade de solucionar, com rapidez e eficiência, os problemas na distribuição. Na medida em que a manutenção preventiva e o reparo rápido e dinâmico acontecem, diminuem as chances de prejuízo aos consumidores que utilizam do serviço.

### 2.3 POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Devido à necessidade de garantir a disponibilidade do fornecimento de energia, as concessionárias têm realizado investimentos em novas técnicas de gestão de manutenção, tendo-se como principal objetivo a redução das ocorrências de falhas ou de sua reincidência<sup>31</sup>.

A correta identificação das causas das interrupções de energia é tão, ou mais, importante do que o próprio restabelecimento no fornecimento, pois muitas vezes, a identificação das falhas permite a verificação da reincidência de determinadas causas que podem estar originando essas interrupções. A identificação da falha pode auxiliar no planejamento das tarefas de manutenção, contribuindo para a redução dos valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC<sup>36</sup>.

A redução das interrupções de energia elétrica deve ser um objetivo permanente para as empresas de distribuição de energia. Por outro lado, as faltas são inevitáveis<sup>37</sup>. As interrupções no fornecimento ocorrem principalmente devido às falhas permanentes ou temporárias. No caso de falhas permanentes, o sistema passa do estado normal de funcionamento para um estado restaurativo, onde a seção com falha é localizada e isolada<sup>27</sup>. Uma maior rapidez ou agilidade na correção de uma falha, além de minimizar as perdas econômicas, melhora a qualidade do fornecimento de energia.

Os principais fatores que influenciam as falhas em um sistema de distribuição são: o tempo de uso dos equipamentos, o seu histórico de uso e manutenção e as suas características específicas, além das condições climáticas da região em que o sistema está instalado<sup>10</sup>.

Pessanha, Souza e Laurencel<sup>38</sup> afirmam que a duração das interrupções está associada aos recursos humanos e materiais empregados na recomposição e no reparo da rede, enquanto que, a frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema elétrico sujeito ao ambiente, ao envelhecimento ou a uma manutenção inadequada. Enfim, a duração e a frequência das interrupções são elementos vinculados ao nível de investimento da concessionária no sistema elétrico. Esses investimentos, ou a falta deles, estão ligados diretamente à qualidade do serviço prestado pelas concessionárias.

A cobrança pela qualidade dos serviços de uma concessionária, além de ser realizada pelos clientes, também é realizada pela ANEEL<sup>28</sup>. As empresas distribuidoras têm investido

intensamente na modernização de suas estruturas, em especial, na automação de suas operações. Segundo Decanini<sup>39</sup>, os sistemas automatizados aceleram o processo de restabelecimento das condições normais de operação, e propiciam maiores lucros e confiabilidade ao sistema, assim como uma maior segurança para o consumidor.

Para que as concessionárias forneçam energia elétrica com o mínimo de qualidade, elas devem realizar, constantemente, investimentos em suas redes de distribuição. Esses investimentos devem ser pautados nos problemas que ocorrem no sistema elétrico<sup>40</sup>. As medidas de prevenção e de reparo devem buscar, de uma maneira rápida e produtiva, identificar e contornar as situações problemas, agindo preventivamente e eficazmente em toda rede de distribuição pertencente à concessionária.

### 2.3.1 Aspectos da manutenção na rede de distribuição

Torna-se cada vez mais indispensável a correta identificação das causas que originaram as interrupções de energia, pois muitos são os investimentos e os recursos empregados para a redução dos problemas no sistema de distribuição<sup>33</sup>. A falha representa um conceito fundamental para a análise e a melhoria dos índices de confiabilidade<sup>41</sup>. Identificar as causas das falhas no sistema elétrico reduz os impactos sociais, econômicos e técnicos decorrentes dessas interrupções.

Após a ocorrência e a eliminação de uma falha, a análise mais detalhada do evento é imprescindível para avaliação e correção dos sistemas de proteção, desta forma, resultando em melhorias na qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica<sup>42</sup>.

O problema da localização das falhas nos sistemas de distribuição é complexo e ainda não foi solucionado na sua totalidade<sup>30</sup>. Algumas ocorrências de interrupções permanentes, aquelas que causam o desligamento da rede elétrica, não são detectadas pelos equipamentos de proteção. Nesses casos, para determinar o local provável do defeito e enviar uma equipe de manutenção, a central de operações das concessionárias se baseia nas medições disponíveis e/ou nas reclamações dos consumidores. Portanto, o diagnóstico dos defeitos são baseados no julgamento dos operadores, levando-se em conta a sua experiência e o uso das ações corretivas realizadas<sup>43</sup>.

Todos os materiais que compõem uma rede elétrica se degradam, principalmente pela influência das condições atmosféricas. A associação de todos os parâmetros climáticos constitui o que se denomina de macroclima de uma determinada região. O macroclima deve ser considerado na análise das interrupções de energia elétrica<sup>44</sup>. Os constantes esforços e investimentos nas análises das interrupções devem ser priorizados, pois o objetivo da concessionária é atender, de forma mais segura e adequada, aos consumidores, realizando-se os índices mínimos de qualidade no fornecimento de energia, em conformidade com as exigências da ANEEL.

As equipes de manutenção realizam as suas tarefas com base no histórico dos equipamentos, ou em um planejamento realizado de acordo com uma análise de prioridades, após inspeções

periódicas ou contínuas. Essas equipes, geralmente, não avaliam o impacto da manutenção na confiabilidade do sistema. Algumas tarefas de manutenção são realizadas por tentativa e erro<sup>10</sup>.

Por tentativa e erro, dificilmente a concessionária determinará o método de manutenção mais apropriado para cada situação específica. Os indicadores DEC e FEC são utilizados nessa análise somente de forma quantitativa em relação aos modos de falhas que ocorrem nos circuitos elétricos e que devem participar das tarefas de manutenção. Essa falta de objetividade em identificar a causa e reestabelecer o fornecimento não atende às exigências das legislações em vigor. As leis vigentes estimulam a continuidade no fornecimento de um serviço com qualidade e segurança. Desse modo, as concessionárias se tornam alvos de ações judiciais e constantes prejuízos decorrentes da aplicação de soluções paliativas.

As análises das interrupções são tão importantes que atualmente existem concessionárias que elaboram documentos e ferramentas que agilizam essas análises em suas manutenções (Tabela 1).

**Tabela 1** – Reparos mais frequentes nas redes aéreas de distribuição

<b>Defeito</b>	<b>Falha</b>	<b>Reparo</b>	<b>Abrangência</b>	<b>Equipe</b>
Defeito no ponto de medição	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do medidor	Uma residência	Emergência
Ramal de ligação partido	Interrupção ou oscilação de energia	Emenda ou substituição do condutor	Uma ou mais residências	Emergência
Defeito no ramal de ligação	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do conector	Uma ou mais residências	Emergência
Rede de BT partida	Interrupção de energia	Emenda da rede	Uma ou mais ruas	Emergência ou manutenção
Defeito na conexão da rede de BT	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do conector	Uma ou mais ruas	Emergência
Defeito no transformador de distribuição	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do transformador	Uma ou mais ruas	Manutenção
Queima do fusível do transformador	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do fusível	Uma ou mais ruas	Emergência
Defeito na conexão da rede de MT	Interrupção ou oscilação de energia	Substituição do conector	Um ou mais bairros	Emergência
Defeito em isoladores da rede de MT	Interrupção de energia	Substituição do isolador	Um ou mais bairros	Emergência
Galho de árvore ou objeto sobre a rede	Interrupção de energia	Corte ou retirada do galho ou de objetos	Um ou mais bairros	Emergência ou manutenção

Fonte: Melo et al.<sup>22</sup>.

A Tabela 1 foi elaborada de acordo com os relatórios das equipes de manutenção emergencial da empresa Light. De acordo com as condições operacionais do sistema elétrico, a Tabela 1 registra alguns dos reparos que podem ser realizados em redes aéreas de distribuição. De posse de um estudo como esse, uma concessionária estará melhor qualificada e preparada para restabelecer rapidamente o fornecimento de energia em seus consumidores<sup>22</sup>.

De acordo com Silva, Pereira e Mantovani<sup>26</sup>, as condições operacionais de um sistema de distribuição podem ser definidas como:

- Normal - quando as demandas de cargas e as restrições operacionais do sistema estão sendo satisfeitas;
- Emergencial - quando as restrições operacionais não estão sendo satisfeitas;
- Restauração - quando houver uma interrupção parcial ou total do fornecimento de energia.

Na maioria das concessionárias de energia elétrica, a identificação das causas para os desligamentos não programados é realizada pelos eletricitas. Em seguida, as causas identificadas alimentam um banco de dados, sem qualquer tipo de filtragem ou tratamento, sendo apenas registradas através de um processo de verificação manual. Durante o fluxo dessas informações, pode-se inserir erros decorrentes do preenchimento, da interpretação ou da leitura das fichas de serviço<sup>36</sup>.

Uma forma de auxiliar a correta identificação das causas é a sua classificação em função do elemento provocador das interrupções no fornecimento de energia. Oprisan et al.<sup>45</sup> e Tronchoni et al.<sup>36</sup> propuseram as seguintes classes para os elementos provocadores das interrupções:

- Equipamento defeituoso - interrupção causada por falha de equipamentos devido ao tempo de uso, manutenção incorreta ou defeito de fabricação;
- Clima adverso - interrupção causada por chuva, vento, tempestades ou outra condição climática crítica;
- Ambiente adverso - interrupção causada por exposição dos equipamentos a condições anormais, como maresia, contaminação industrial, umidade, corrosão, vibração, fogo ou enchente;
- Elemento humano – interrupção devido à interferência de funcionários da empresa, uso incorreto de equipamentos, instalação ou construção incorreta, erro de configuração de proteção ou erro de manobras de chaveamento;
- Interferência externa - interrupção devido a fatores fora do controle da concessionária, tais como pássaros e animais diversos, veículos, escavações, vandalismo, sabotagem e objetos estranhos;
- Interrupção programada - interrupção devido ao desligamento programado para manutenção preventiva ou instalação;
- Perda de suprimento - interrupção devido a problemas no sistema supridor causados pela diminuição da frequência por aumento de carga, tensão fora dos limites aceitáveis de operação, transitório no sistema de transmissão, entre outros;
- Contato com árvores - interrupção originada pelo contato de árvores no circuito elétrico;
- Descarga atmosférica - interrupção devido a descargas atmosféricas;

- Outras - interrupções sem uma causa ou razão aparente que possa ter contribuído para o desligamento.

Conhecer a verdadeira razão da interrupção de energia em um sistema de distribuição pode ser uma tarefa aparentemente simples, no entanto, as concessionárias ainda não dispõem de uma equipe específica para a análise e identificação dessas causas<sup>42</sup>.

### 2.3.2 Falhas, Ocorrências e Faltas

A crescente demanda de energia elétrica e a interligação dos sistemas elétricos existentes têm aumentado a complexidade e, conseqüentemente, as contingências no sistema elétrico brasileiro. As condições de contingência podem ser de dois tipos: faltas ou falhas. A falta é uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, enquanto que a falha é qualquer problema apresentado na rede de distribuição que ocasione a alteração da condição normal de funcionamento do sistema. A identificação dessa diferença entre a falta e a falha torna o processo de reparo mais rápido<sup>46</sup>.

Para o PRODIST<sup>47</sup>, a falha é o efeito ou a consequência de um incidente, em algum equipamento da rede elétrica, que provoque uma indisponibilidade operativa em condições não programadas, impedindo, em caráter permanente ou em caráter temporário, o seu bom funcionamento e o bom desempenho de suas funções.

Segundo Rausand e Oien<sup>41</sup>, as falhas são sempre classificadas em modos de falhas, os quais podem ser definidos como o meio pelo qual uma falha é observada em um item do sistema elétrico que está sujeito a uma falha. A falha é a perda da potencialidade de um item executar a sua função primária. As maneiras como uma falha pode ser observada, ou seja, as maneiras como uma falha se manifesta recebe o nome de modos de falhas. Os mesmos autores ainda afirmam que não se pode identificar ou classificar, conceitualmente, os modos de falhas de um sistema elétrico, pois cada equipamento ou sistema pode ter vários modos de falhas. Nenhum procedimento teórico se torna eficaz para identificar e classificar os modos de falhas, pois cada concessionária deve analisa-los e classifica-los conforme as falhas se desenvolvem nos seus sistemas elétricos, elaborando uma classificação própria.

Kindermann<sup>48</sup> relata que as falhas que ocorrem nos sistemas de distribuição de energia podem ser diversas e imprevisíveis, podendo acontecer em pontos aleatórios do sistema. Essas falhas podem ser:

- Falhas de isolamento - as tensões nos condutores do sistema são elevadas e, conseqüentemente, causa rupturas para a terra ou entre os cabos;
- Falhas mecânicas - oriundas da natureza e provocam uma ação mecânica no sistema elétrico;
- Falhas elétricas - problemas elétricos próprios de um sistema elétrico, que ocorrem como uma consequência da natureza ou da operação desse sistema;

- Falhas por natureza térmica - sobreaquecimentos nos cabos e equipamentos dos sistemas;
- Falhas de manutenção - decorrentes da inadequada qualidade do material aplicado e/ou do serviço realizado;
- Falhas de outra natureza - atos de vandalismo, queimadas, inundações, desmoronamentos e acidentes de qualquer natureza.

O PRODIST<sup>47</sup> também trata, conceitualmente, sobre os tipos de ocorrências em um sistema de distribuição, dividido-as em:

- Ocorrência em instalações de acessantes<sup>a</sup> - com origem em instalações de conexão ou de utilização de acessantes, são eventos que podem afetar ou não outros acessantes e/ou o sistema de distribuição;
- Ocorrência emergencial - atendimento de emergência provocado por um único evento que gera deslocamento de equipe, inclusive aquela ocorrência considerada improcedente;
- Ocorrência no sistema de distribuição - evento com origem no próprio sistema de distribuição com repercussão eminente localizada em determinadas áreas ou restrita aos alimentadores de distribuição;
- Ocorrência no sistema elétrico - evento ou ação que leve o sistema elétrico a operar fora de suas condições normais;
- Ocorrência no sistema interligado - evento ou ação que leve o Sistema Interligado Nacional (SIN) a operar fora de suas condições normais e que afetem direta ou indiretamente os sistemas de distribuição e as instalações dos acessantes.

As faltas ou interrupções em sistemas de distribuição de energia são desligamentos não programados de seus componentes, originadas das condições adversas às quais o sistema está sempre submetido<sup>42</sup>. Uma predição das ocorrências de interrupções minimiza os impactos sociais, ambientais e econômicos trazidos por essas interrupções.

Segundo Leão et al.<sup>7</sup>, uma falta é caracterizada como permanente quando resulta em uma interrupção de longa duração no fornecimento, isto é, acima de um minuto, pois este é o tempo necessário para os equipamentos de proteção realizem o religamento automático do sistema. Sob as condições de faltas permanentes, o sistema passa do estado normal de funcionamento para o estado restaurativo. Já as faltas temporárias conduzem a uma interrupção de curta duração e, tem-se como consequência a redução brusca no valor da tensão elétrica<sup>26</sup>.

O PRODIST<sup>47</sup> cita que a interrupção pode ser definida como uma descontinuidade do neutro ou da tensão disponível, ocorrida em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a uma unidade consumidora. Essa mesma resolução classifica as interrupções em três tipos:

<sup>a</sup> Consumidor, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia, com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou de forma associada.



- Interrupção de longa duração - toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a um minuto;
- Interrupção programada - interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária;
- Interrupção de urgência - interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

### 2.3.3 Consequências da ausência de manutenção nas redes de distribuição de energia elétrica

Em um sistema de distribuição, as interrupções no fornecimento de energia elétrica são inevitáveis. Elas podem ocorrer a qualquer momento: na execução de obras de expansão do sistema, nas intervenções de manutenção preventiva em componentes da rede elétrica ou, em decorrência de uma falha, pela atuação de algum dispositivo de proteção<sup>37</sup>.

Cada falha possui características que indicam as causas que realmente a provocaram. A manutenção do sistema de distribuição deve agir diretamente nessas causas para que as falhas se tornem incapazes de desencadear um problema ainda maior<sup>6</sup>.

Segundo Matos<sup>49</sup>, uma interrupção consiste em um mau funcionamento no sistema, pois muitas falhas são ou resultam em curtos-circuitos na rede elétrica. Algumas dessas falhas são originadas por descargas atmosféricas e tempestades. Essas falhas causam o rompimento de linhas elétricas e a queda de postes, ou ainda, possibilita que os galhos de árvores entrem em contato com a rede elétrica provocando os curtos-circuitos. Segundo o mesmo autor, os principais tipos de falhas em sistemas de distribuição são: curto-circuito fase-terra (70 %); curto-circuito bifásico (15 %); curto-circuito bifásico a terra (10 %); curto-circuito trifásico a terra (1 %); abertura incorreta de circuitos por manobras inadequadas (4 %).

As interrupções intermitentes que ocorrem em uma rede de distribuição dão origem a subtensões e sobretensões com durações insuficientes para sensibilizar os equipamentos de proteção, mas suficientes para, ao longo do tempo, causar danos aos equipamentos<sup>50</sup>. Algumas dessas interrupções são resultados do processo de deterioração, aos quais os equipamentos estão sujeitos, outras são resultados de eventos que independem do sistema e que não podem ser previstos. As interrupções originadas pela deterioração dos elementos podem ser tratadas de forma preventiva através de ações realizadas nesses elementos em operação, reduzindo-se ou retardando a ocorrência das falhas<sup>10</sup>.

Quando as concessionárias não conseguem cumprir os valores dos indicadores de continuidade estabelecidos pela ANEEL, por consequência de um grande número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, elas são penalizadas por uma “compensação pelo serviço inadequado”. Essa compensação deverá ser creditada aos consumidores atingidos, e contabilizada como custos adicionais, o que reduz o faturamento dessas concessionárias<sup>51</sup>.

O desenvolvimento de meios mais resolutivos e eficazes para a prevenção dessas interrupções, assim como protocolos mais dinâmicos e eficientes para contornar e/ou evitar situações de falhas, são medidas necessárias para aperfeiçoar o setor elétrico. Entretanto, é importante salientar que esses benefícios só podem ser plenamente usufruídos através de ações que superem as dificuldades intrínsecas do sistema de distribuição. Assim, é muito importante a realização de investimento em pesquisa, a aplicação de uma legislação mais eficaz, maior rigor nas penalidades, entre outras; mas o que fica claro é a necessidade de se investir em projetos que ampliem a possibilidade de prever e atuar preditivamente no reparo das falhas.

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema elétrico de potência, composto pelos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, possui inúmeros equipamentos de proteção e controle responsáveis por monitorar e gerenciar o transporte de energia com qualidade até o consumidor final.

As atuais metodologias que identificam os pontos vulneráveis, a probabilidade de falha e a indisponibilidade do sistema de distribuição, têm como meta a elevação dos índices de confiabilidade, da vida útil dos equipamentos e o desenvolvimento das ações do setor de manutenção nas concessionárias<sup>29</sup>. Conseqüentemente, o resultado de trabalhos como esse visa diminuir a frequência das interrupções de energia não programadas, e os seus impactos ambientais, sociais, econômicos e técnicos.

Os investimentos em tecnologias mais eficientes para esse fim ainda são escassos, o que acaba gerando ineficiência no processo de redução dessas interrupções de energia<sup>9</sup>. As ações de controle e de fiscalização podem ser facilitadoras desse processo, aliadas aos investimentos em pesquisas, em inovações, em capacitações ou em parcerias. É fundamental a realização de pesquisas, tendo-se como foco de estudo os diversos fatores envolvidos no processo de distribuição de energia. O resultado dessas pesquisas apontarão para os fatores críticos, o que permitirá a definição de diretrizes para a elaboração de um plano estratégico de baixo custo, visando a obtenção da qualidade e da confiabilidade. A realização das atividades de manutenção de uma forma precária, sem uma orientação e/ou uma base técnica adequada, onera significativamente as concessionárias e a sociedade. Partindo-se desse pressuposto, o investimento em pesquisas e políticas públicas eficazes não é apenas mais uma necessidade, e sim um dever para que se forneça um serviço de qualidade.



### 3 ANÁLISE DOS DADOS DAS INTERRUPÇÕES EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Imaginar o mundo atual sem as comodidades provenientes da energia elétrica é algo quase inconcebível. A principal função de um sistema elétrico de potência é fornecer energia da maneira mais econômica possível, com um nível aceitável de confiabilidade e respeitando os padrões de qualidade, de forma que todos os consumidores possam ter acesso a esse serviço<sup>4, 52</sup>.

Nota-se que as desigualdades sociais e regionais acabam por interferir no fornecimento de energia elétrica no país. O Brasil é um país com dimensões continentais. Prover um serviço uniforme e de qualidade se torna um desafio diário. Na década de 90, para minimizar esses fatores, o governo iniciou a reestruturação do setor elétrico brasileiro, considerando-se a privatização do setor. O Estado passou a regular e fiscalizar o serviço de fornecimento de energia elétrica. Foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a finalidade de regular e fiscalizar a transmissão e a comercialização de energia elétrica em consonância com as políticas e diretrizes do governo federal<sup>4</sup>.

No entanto, vale ressaltar que o sistema elétrico opera exposto a diversos fenômenos capazes de lhe infligir comportamentos inadequados e inesperados<sup>53</sup>. São situações que, na maioria das vezes, as concessionárias de distribuição não tem domínio. Por exemplo: oscilações climáticas, acidentes, incêndios, entre outras. Na maioria das concessionárias, não existe um plano de controle para essas situações, e mesmo existindo, ele não é suficiente para manter o sistema em funcionamento com total eficiência.

Segundo Pressi, Resener e Ramos<sup>54</sup>, se uma interrupção no fornecimento de energia elétrica ocorrer por qualquer motivo, espera-se o seu restabelecimento o mais rápido possível, garantindo-se que os diversos setores da economia não sejam prejudicados. Manutenções preventivas, coleta eficaz de dados e tecnologias capazes de identificar falhas são instrumentos que auxiliam às concessionárias no cumprimento dos procedimentos técnicos necessários à garantia dos níveis satisfatórios de qualidade no serviço.

Entender como e quando ocorrem as interrupções, e o que elas ocasionam ao sistema elétrico, é de suma importância para o planejamento e execução das tarefas de manutenção em uma rede elétrica. Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais causas das falhas em um sistema de distribuição em uma cidade da região Nordeste. Foram coletados dados que registram as ocorrências em um conjunto de consumidores atendidos por uma concessionária, entre os anos de 2013 e 2014. Os dados foram utilizados para o desenvolvimento de uma classificação dos modos de falhas, investigando-se as possíveis causas das suas ocorrências, com uma posterior análise da contribuição dessas ocorrências nos valores dos indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência

Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

### 3.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE DEC E FEC

Os indicadores de continuidade podem ser divididos em individuais e coletivos. Esses indicadores são utilizados, pela ANEEL<sup>3</sup>, como forma de avaliar o fornecimento de energia elétrica. Bernardo<sup>55</sup> menciona que os indicadores de continuidade são definidos como a representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, pois é através do acompanhamento dos valores desses indicadores que as concessionárias podem proporcionar níveis desejáveis de continuidade no fornecimento de energia elétrica. Atualmente, a avaliação desses indicadores pode ocorrer de forma mensal, trimestral e anual, visando-se estimular e otimizar a confiabilidade do serviço.

Para avaliar o desempenho no fornecimento de energia, a ANEEL realiza o acompanhamento do DEC e do FEC para os conjuntos de consumidores. Os conjuntos de consumidores têm seus limites dentro ou fora do município, sendo possível que um município tenha mais de um conjunto, ou que um conjunto compreenda mais de um município<sup>56</sup>. Assim, a ANEEL<sup>47</sup> define o conjunto elétrico como um agrupamento de unidades consumidoras pertencente a uma mesma área de concessão ou permissão.

De acordo com a ANEEL<sup>3</sup>, o DEC é o intervalo de tempo que, em média, no período da análise, cada consumidor do conjunto mensurado sofreu uma descontinuidade no fornecimento de energia elétrica. Esse tempo está relacionado à organização do atendimento (preparação das equipes de manutenção e deslocamento), ao reparo e ao reestabelecimento do sistema. O FEC é o número de interrupções ocorridas, em média, no período da análise, em cada consumidor do conjunto.

Para se calcular o DEC e o FEC, que são indicadores coletivos, é necessário, primeiramente, que se calcule os indicadores individuais de cada conjunto: a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)<sup>3</sup>, respectivamente por:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t_i, \quad (3.1)$$

$$FIC = n, \quad (3.2)$$

sendo, no período de apuração,  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) o índice da  $i$ -ésima interrupção no fornecimento para o consumidor considerado; e  $t_i$  o tempo de duração em horas para essa  $i$ -ésima interrupção.

O procedimento para o cálculo do DEC e do FEC, definido pela ANEEL<sup>3</sup>, é realizado

pelas Equações 3.3 e 3.4, respectivamente:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} DIC(j)}{C_c}, \quad (3.3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c}, \quad (3.4)$$

sendo, no período de apuração,  $j$  ( $j = 1, 2, \dots, n$ ) o índice da  $j$ -ésima unidade consumidora atendida em BT ou MT faturada para o conjunto; e  $C_c$  é o número total de consumidores faturados para o conjunto.

Bernardo<sup>55</sup> relata que a ANEEL avalia os indicadores de continuidade e estabelece as metas para cada uma das concessionárias. Essas metas são redefinidas no período de revisão das tarifas, tornando esse processo de redefinição muito próximo da realidade de cada região<sup>3</sup>. Bernardo<sup>55</sup> orienta que, para efeitos de cálculos, devem ser mensuradas as interrupções superiores a três minutos. As interrupções inferiores a três minutos, apesar de também serem prejudiciais aos consumidores, devem ser desconsideradas na apuração dos indicadores de continuidade.

Para a ANEEL<sup>57</sup>, as concessionárias devem manter um padrão de continuidade e, para tal, são impostos limites para os indicadores coletivos de continuidade. Esses indicadores são apurados e avaliados periodicamente, realizando-se uma verificação da continuidade do serviço prestado. Quando os valores limites para os indicadores de continuidade são infringidos, a concessionária deve compensar financeiramente ao consumidor, na forma de um crédito automático em sua fatura, em um prazo de até dois meses após o mês da apuração dos indicadores<sup>58</sup>.

O aumento na quantidade das compensações financeiras não indica, necessariamente, um aumento no número de consumidores compensados, uma vez que um mesmo consumidor pode ser compensado mais de uma vez durante um mesmo ano<sup>59</sup>.

Vale ressaltar que, para melhorar os indicadores de continuidade de um conjunto de consumidores, é fundamental se conhecer as causas das falhas. A investigação dessas causas pode demandar investimentos das concessionárias, de modo que se direcione recursos para as ações que sejam capazes de minimizar a recorrência das interrupções, ao invés de empregar recursos apenas nas manutenções corretivas de um sistema<sup>53</sup>.

Tronchoni<sup>33</sup> afirma que se deve considerar como a causa de um desligamento o motivo primário que levou à interrupção do fornecimento de energia, uma vez que as consequências originadas por uma causa raiz podem mascarar o verdadeiro motivo da interrupção, determinando-se uma ação de manutenção inadequada, o que desencadearia problemas posteriores, que poderiam ser evitados ou minimizados com uma ação preventiva eficaz.

Segundo a ANEEL<sup>47</sup>, para a apuração dos indicadores DEC e FEC, deve-se considerar todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- Interrupção em situação de emergência;
- Suspensão por inadimplência do consumidor ou por uma deficiência técnica e/ou de segurança das instalações de uma unidade consumidora, sendo que essa deficiência não provoque uma interrupção em instalações de terceiros, conforme previsto em regulamentação;
- Interrupções vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- Ocorridas em dia crítico;
- Oriundas de atuação de um esquema regional para alívio da carga, e estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Essas interrupções fogem ao controle das concessionárias de energia elétrica, pois elas não podem ser responsabilizadas quando alguma dessas situações ocorrerem. No entanto, as concessionárias podem e devem estar atentas a essas ocorrências, por meio de mecanismos que possam monitorar as falhas e mensurar qual os seus impactos no sistema elétrico. Um sistema de distribuição de energia elétrica moderno tem como objetivo básico satisfazer alguns requisitos, tais como a melhoria da confiabilidade, a eficiência do fornecimento de energia e a segurança do sistema elétrico<sup>60</sup>.

### 3.3 INTERRUPÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para fornecer níveis adequados de qualidade, as concessionárias devem estar atentas aos fatores que influenciam os indicadores de continuidade, e dessa forma planejar os investimentos necessários para uma contínua melhoria do seu sistema. Serão apresentados dados que comprovam essa realidade, e por razões mercadológicas, visando preservar a identidade da concessionária que forneceu esses dados, alguns dos conjuntos de consumidores atendidos por ela serão identificados por letras, e o conjunto a ser analisado será identificado como conjunto “ALFA”.

Escolheu-se o conjunto de consumidores ALFA (Tabelas 2 e 3), como objeto de estudo, já que, segundo as informações da ANEEL<sup>61</sup>, durante os anos de 2013 (Tabela 2) e 2014 (Tabela 3), esse conjunto está entre aqueles que alcançaram os piores valores para os indicadores de continuidade DEC e FEC. As Tabelas 2 e 3 informam os resultados obtidos pelos principais conjuntos de consumidores dessa concessionária.

As colunas DEC apurado e FEC apurado registram os valores para os indicadores mensurados em cada conjunto (Tabelas 2 e 3). Já o DEC limite e o FEC limite são os valores,

estabelecidos como meta pela ANEEL, para os indicadores em dado conjunto, considerando-se um determinado período, nesse caso os anos de 2013 e 2014. Nota-se que, nessa concessionária, o conjunto ALFA foi um dos piores conjuntos na realização dos valores apurados para o DEC e o FEC. Os valores obtidos pelo conjunto ALFA foram muito superiores aos limites exigidos pela ANEEL.

**Tabela 2** – Indicadores de continuidade DEC e FEC e características das ocorrências no ano de 2013

Conjunto	Tempo das Ocorrências (horas)	DEC apurado	DEC limite	Quantidade de interrupções	FEC apurado	FEC limite
P	4235,7	9,1	14,0	820	6,4	7,0
T	7193,8	16,3	17,0	1448	10,4	12,0
I	17252,2	36,8	15,0	2577	29,8	19,0
C	12366,2	20,2	19,0	2313	12,3	15,0
N	7826,5	17,7	11,0	1586	9,7	9,0
R	8976,5	23,7	20,0	2748	17,0	19,0
<b>ALFA</b>	<b>14098,1</b>	<b>42,0</b>	<b>17,0</b>	<b>4026</b>	<b>27,3</b>	<b>16,0</b>
B	10929,4	17,1	21,0	2090	10,4	16,0
L	11751,8	19,5	18,0	2234	14,0	14,0

Fonte: Adaptado de ANEEL<sup>61</sup>, SGT D<sup>62</sup>.

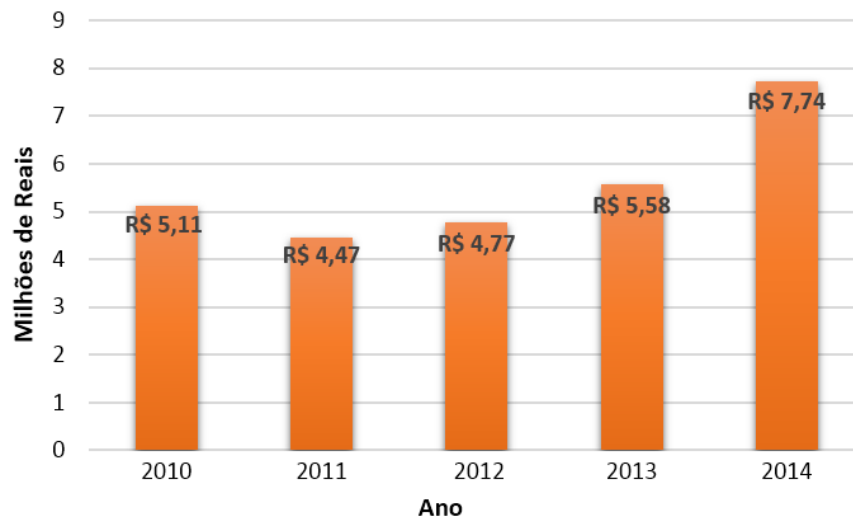
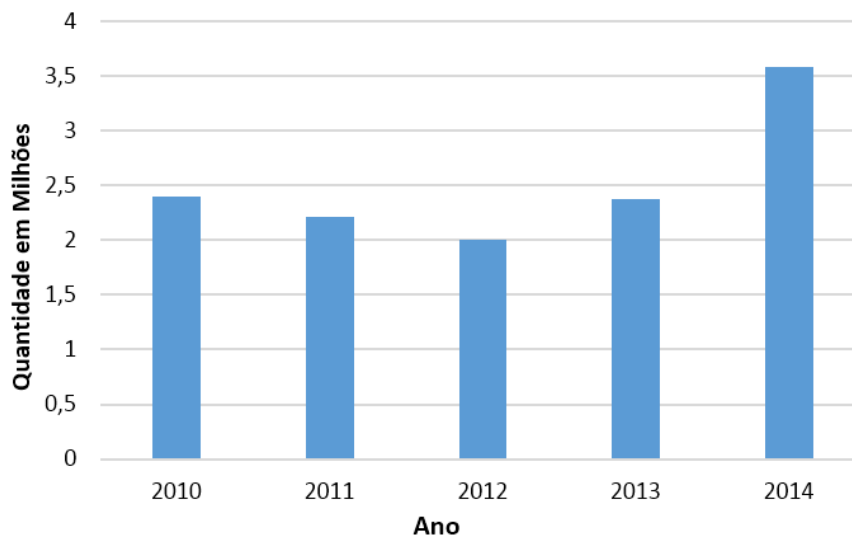
**Tabela 3** – Indicadores de continuidade DEC e FEC e características das ocorrências no ano de 2014

Conjunto	Tempo das Ocorrências (horas)	DEC apurado	DEC limite	Quantidade de interrupções	FEC apurado	FEC limite
P	3126,0	9,0	13,0	725	6,6	7,0
T	7232,1	16,6	17,0	1557	10,3	12,0
I	13993,9	46,5	15,0	3191	39,4	18,0
C	11914,8	30,5	18,0	2636	20,1	14,0
N	6428,9	14,3	10,0	1634	9,1	9,0
R	7177,0	29,1	19,0	2329	21,1	18,0
<b>ALFA</b>	<b>10441,9</b>	<b>32,4</b>	<b>17,0</b>	<b>3553</b>	<b>23,9</b>	<b>15,0</b>
B	11973,3	18,0	19,0	2463	14,1	15,0
L	12716,3	25,9	17,0	2823	18,5	13,0

Fonte: Adaptado de ANEEL<sup>61</sup>, SGT D<sup>62</sup>.

A Figura 5 mostra o valor, em milhões de reais, que a concessionária em estudo compensou os seus consumidores, durante o período de 2010 a 2014, pelas transgressões dos valores dos indicadores de continuidade do conjunto ALFA. Já a Figura 6 apresenta as quantidades de compensações financeiras que foram efetuadas nesse mesmo período no conjunto.



**Figura 5** – Quantia compensada aos consumidores do conjunto ALFA no período de 2010 a 2014Fonte: ANEEL<sup>59</sup>.**Figura 6** – Compensações financeiras realizadas no conjunto ALFA no período de 2010 a 2014Fonte: ANEEL<sup>59</sup>.

A ANEEL exige que as concessionárias de distribuição tenham o registro atualizado de todas as interrupções que ocorrem em seus sistemas elétricos. Cada empresa possui um sistema de armazenamento e coleta de dados. A concessionária em estudo utiliza o *software* Sistema de Gestão Técnica da Distribuição (SGTD) desenvolvido pela AGILTEC Soluções em TI LTDA. Este *software* tem por função processar os dados das ocorrências de interrupções de energia em um conjunto de consumidores, incluindo-se informações tais como a hora da abertura da ocorrência, a causa da interrupção, etc.

De acordo com o tipo de *software* utilizado, o gerenciamento de informações pode provocar formas diferentes na análise realizada pelas concessionárias, uma vez que não são todas as concessionárias que investem nos instrumentos de análise. Para minimizar essas variações, as concessionárias devem utilizar um sistema de consolidação de registros que vise eliminar as

distorções e tornar as informações armazenadas mais claras e confiáveis. A crescente demanda no consumo de energia elétrica, o aumento da potência exigida nos equipamentos e a sensibilidade dos modernos processos tecnológicos, demandam uma maior organização das concessionárias, uma vez que a interrupção no fornecimento de energia, até por curtos períodos de tempo, pode gerar prejuízos inestimáveis para a empresa e para os usuários<sup>4</sup>.

Araujo<sup>53</sup> menciona que as interrupções são divididas em programadas e não programadas. Ambas devem ser trabalhadas pela empresa com a mesma dedicação e preocupação. De acordo com esses aspectos, Araujo<sup>53</sup> ainda define as interrupções programadas como aquelas que se originam da retirada de um componente do sistema elétrico, por um tempo preestabelecido, frequentemente para fins de construção ou manutenção dos circuitos; e as interrupções não programadas como aquelas ocasionadas pela falha de algum componente do sistema elétrico.

Essas falhas que originam as interrupções no sistema de distribuição podem ter várias origens<sup>53</sup>, o que resulta em várias formas distintas para solucionar o problema. De acordo com a ELETROBRAS<sup>63</sup>, as causas de interrupções não programadas podem ser divididas se considerando as seguintes origens:

- Ambiental - poluição, corrosão, fogo, inundação, erosão, pássaros e etc;
- Causada por terceiros - vandalismo, acidente e empresas de serviço;
- Falha humana - erro de operação e acidente por parte dos funcionários do serviço;
- Sistema - subtensão, sobretensão e manobras no sistema;
- Falha de componentes - falha de ajuste, falha de projeto, envelhecimento, falha de manutenção e etc;
- Outro órgão - concessionária ou outro órgão da empresa;
- Outros - quando o problema for conhecido pelo funcionário e não se enquadra em nenhum dos pontos mencionados anteriormente;
- Desconhecidas - quando o funcionário não conhece a natureza da causa.

Assim como a ELETROBRAS<sup>63</sup>, Araujo<sup>53</sup> também defende a importância de se classificar as origens das interrupções. Classificando-as, poder-se-á elaborar preventivamente os planos de ações para as interrupções não programadas que ocorrem em um sistema elétrico, pois essas classificações auxiliam a realização dos procedimentos de coleta e análise dos dados em cada interrupção.

É importante salientar que as concessionárias têm buscado constantemente aprimorar a operação de suas redes, de modo a minimizar os impactos das interrupções no fornecimento de energia elétrica, através da identificação, preventivamente, dos fatores que interferem em seu funcionamento, cuja finalidade é reduzir a duração da falta logo que ocorra a interrupção<sup>64, 65</sup>.

Desta forma, observa-se que quanto mais se conhece os possíveis fatores da causa de uma interrupção de energia, mais rapidamente essa pode ser revertida ou prevenida, tendo em vista que exista um plano de ação rápido e eficaz para se utilizar na situação problema.

### 3.4 VERIFICAÇÃO DAS CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conhecer os problemas que geram as interrupções nos sistemas de distribuição de energia é indispensável para se ter um serviço de qualidade, tendo-se em vista que somente pontuar as possíveis causas não é eficaz, pois cada região possui peculiaridades. Essas peculiaridades devem ser levadas em conta no momento da elaboração dos planos de ações para a prevenção das falhas.

Abaide<sup>4</sup> reafirma essa questão quando descreve que a confiabilidade depende de um completo e preciso conhecimento das interrupções em um fornecimento de energia. O conhecimento inclui a classificação, o registro, a coleta, a verificação e a análise dos dados estatísticos sobre as falhas em elementos das redes elétricas de distribuição. Assim, geram-se dados mais completos e cada vez mais próximos das realidades locais, pois as informações coletadas tendem a ser mais fidedignas.

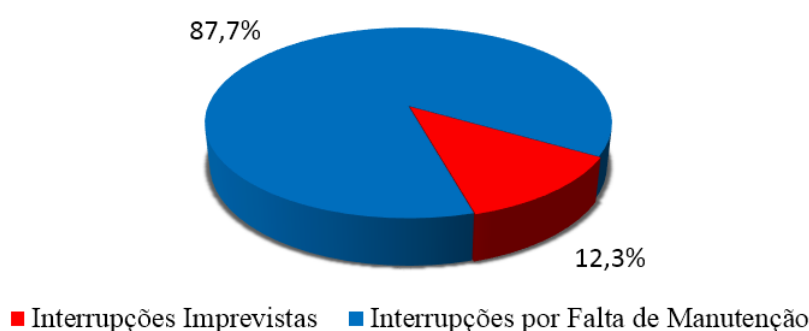
Ressalta-se que a identificação das causas das interrupções não programadas é uma tarefa complexa e que envolve diversos fatores, pois atinge diretamente o planejamento da empresa, as tarefas de operação e de manutenção das redes<sup>53</sup>. A análise preliminar das falhas geralmente é realizada pelos eletricitas e operadores do sistema elétrico. Muitas vezes, devido a falta de capacitação ou de documentos que os auxiliem na análise da ocorrência, esses profissionais não estão preparados para identificar claramente a origem do problema. As causas das falhas não estão ao alcance de meras inspeções visuais, de modo que nem sempre esses profissionais possuem embasamentos e domínio de métodos suficientes para promover um julgamento confiável acerca do problema enfrentado. Aliado a isso, há o fato de que, ao serem deslocados para o local de um evento, os eletricitas têm como principal objetivo o restabelecimento do fornecimento de energia, não se atendo às questões da análise das causas que levaram o sistema a falhar<sup>53</sup>. O foco está no reestabelecimento imediato e não na averiguação da origem do problema. Essa abordagem pode gerar dados imprecisos ou incorretos acerca do que causou a interrupção no fornecimento de energia.

Sumic e Vidyanand<sup>66</sup> relatam que a ausência de uma análise completa pode causar uma nova interrupção do serviço, no mesmo local, tendo-se em vista que a causa não foi adequadamente investigada. Araujo<sup>53</sup> ressalta que a eficácia da identificação das causas das interrupções não programadas está relacionada à quantidade e à qualidade das informações obtidas no local da ocorrência. Ao se gerar uma correta identificação das causas, isso servirá como informação para conhecer os problemas de determinado sistema elétrico.

Jr, Rolim e Zürn<sup>67</sup> afirmam que, após a interrupção em um fornecimento de energia, a prioridade é restaurar o sistema elétrico atingido. No entanto, antes dessa etapa, é necessário: identificar e diagnosticar o(s) componente(s) que geraram a interrupção; isolar o componente com defeito; analisar e restaurar as partes afetadas pelo desligamento do sistema; e após todas essas etapas, restaurar o sistema. É através de um diagnóstico correto que se consegue minimizar os tempos em futuras interrupções, e o risco de agravamento da situação ou de danos nos equipamentos. Salienta-se a importância de averiguar minuciosamente as causas, propondo-se protocolos de ação que envolvam as necessidades, com a previsão dos possíveis riscos e falhas, antes que esses ocorram.

No período de 01/01/2013 a 31/12/2014, conforme os registros da concessionária, ocorreram 7579 interrupções de energia no conjunto ALFA. Dentre essas ocorrências, foram identificados e classificados 57 modos de falhas (Tabela 4). Conforme a análise elaborada pelas equipes de manutenção do conjunto ALFA, 12,3% das interrupções ocorreram de forma imprevista, e 87,7% ocorreram por falta de manutenção (Figura 7).

**Figura 7** – Análise das interrupções ocorridas no conjunto ALFA nos anos de 2013 e 2014



Fonte: SGT D<sup>62</sup>.

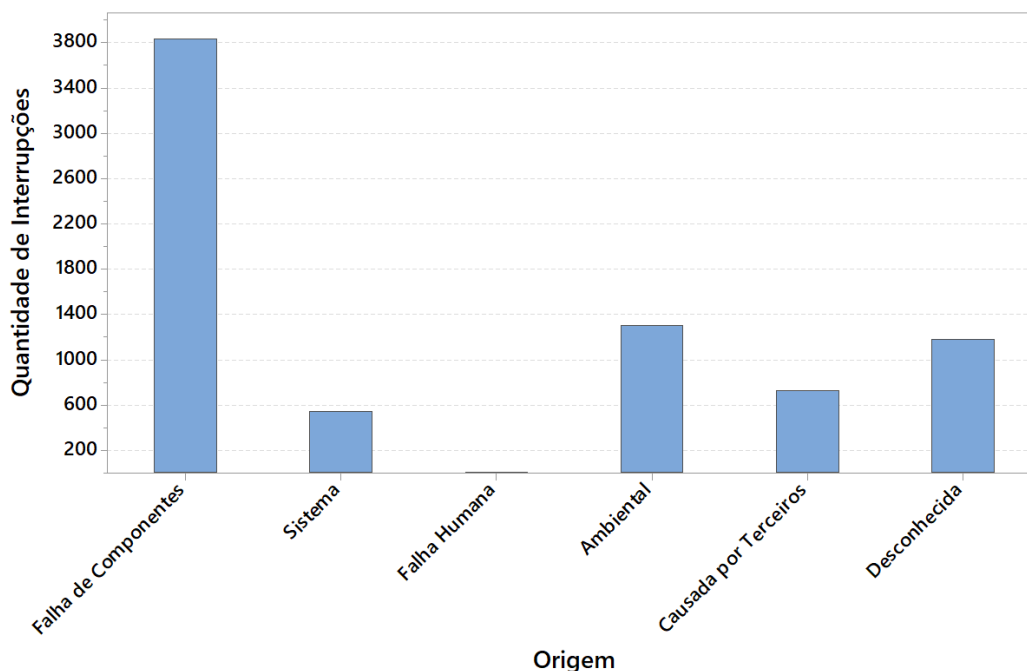
Esses dados (Figura 7) demonstram a ineficiência da manutenção na rede de distribuição do conjunto estudado, reiterando a preocupação que as concessionárias devem ter no desenvolvimento de meios que as auxiliem na programação das tarefas de manutenção. Com o auxílio dos conceitos da ELETROBRAS<sup>63</sup>, os 57 modos de falhas identificados, ocorridos no conjunto ALFA, foram classificados de acordo com as suas origens (Tabela 4).

A Figura 8 representa a quantidade de interrupções ocorridas no conjunto ALFA nos anos de 2013 e 2014 de acordo com a classificação de origens dos modos de falhas apresentados na Tabela 4. Nota-se que um dos grandes problemas do conjunto ALFA está representado na grande quantidade de falhas nos componentes dos circuitos elétricos, podendo ser um indicativo de prioridade para as atividades de manutenção.

**Tabela 4 – Origens dos modos de falhas do conjunto ALFA**

Origem	Modos de Falhas
Falha de Componentes	Conector; Amarração; Barramento; Capacitor; Chave fusível; Chave seccionadora; Condutor isolado; Condutor nu; Condutor protegido; Cruzeta; Disjuntor; Elo fusível; Ferragens; Isolador de disco; Isolador de pino; Jumper; Medidor; Para-raios; Poste concreto; Poste madeira; Religador; Transformador de potencial; Transformador.
Sistema	Alteração para ampliação BT/MT; Alteração para melhoria Alta Tensão (AT); Alteração para melhoria BT/MT; Desligamento para manutenção emergencial; Desligamento por segurança; Manutenção corretiva rede de distribuição; Manutenção de poda de árvore; Manutenção preventiva; Manutenção preventiva em rede de distribuição; Manutenção preventiva em subestação; Não-programada; Programada; Sobrecarga; Sobreensão; Subtensão.
Falha Humana	Erro de operação; Serviço mal executado.
Ambiental	Animais; Árvore e vegetação; Corrosão; Descarga atmosférica; Erosão; Inundação; Vento.
Causada por Terceiros	Abalroamento; Defeito cliente afetando outros; Empresa de serviços públicos; Irrigação; Ligação clandestina; Pipa; Roubo; Acidente; Vandalismo.
Desconhecida	Não identificada.

Fonte: SGT D<sup>62</sup>.

**Figura 8 – Interrupções no conjunto ALFA, nos anos de 2013 e 2014, conforme a origem das falhas**

Fonte: SGT D<sup>62</sup>.

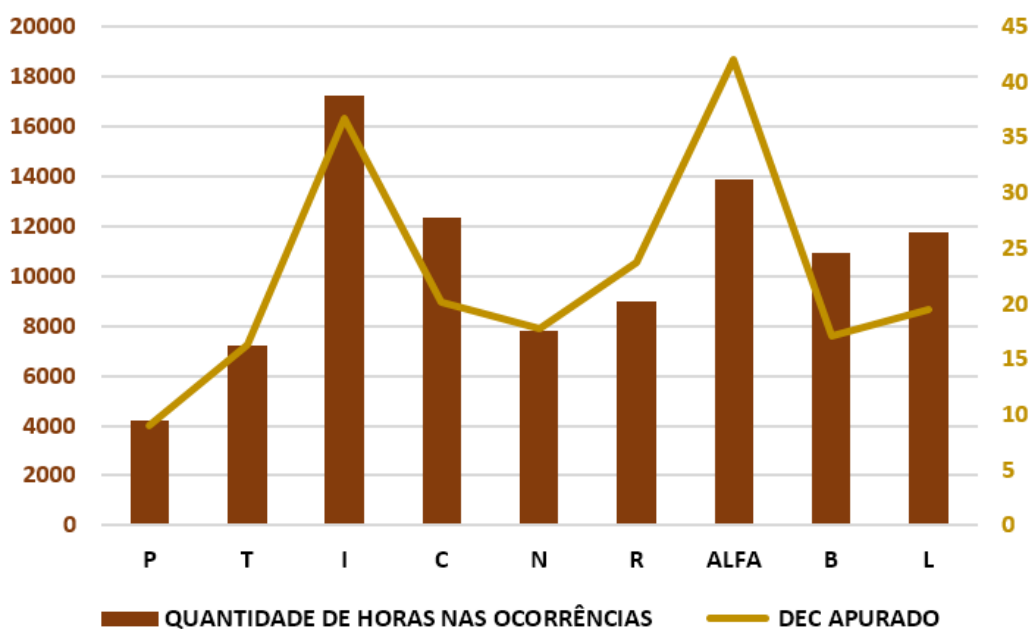
Devido à grande extensão dos circuitos das redes de distribuição e os variados modos de falhas, a manutenção dessas redes se torna uma tarefa complexa para a concessionária, responsável por manter o sistema operando com alta disponibilidade<sup>68</sup>. A utilização de recursos financeiros para a execução das tarefas de manutenção precisa ser feita de uma forma assertiva e eficiente, uma vez que a resolutividade é uma característica imprescindível para que a confiabilidade no sistema elétrico seja gerada e mantida.

### 3.5 REPRESENTATIVIDADE DAS INTERRUPTÕES NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

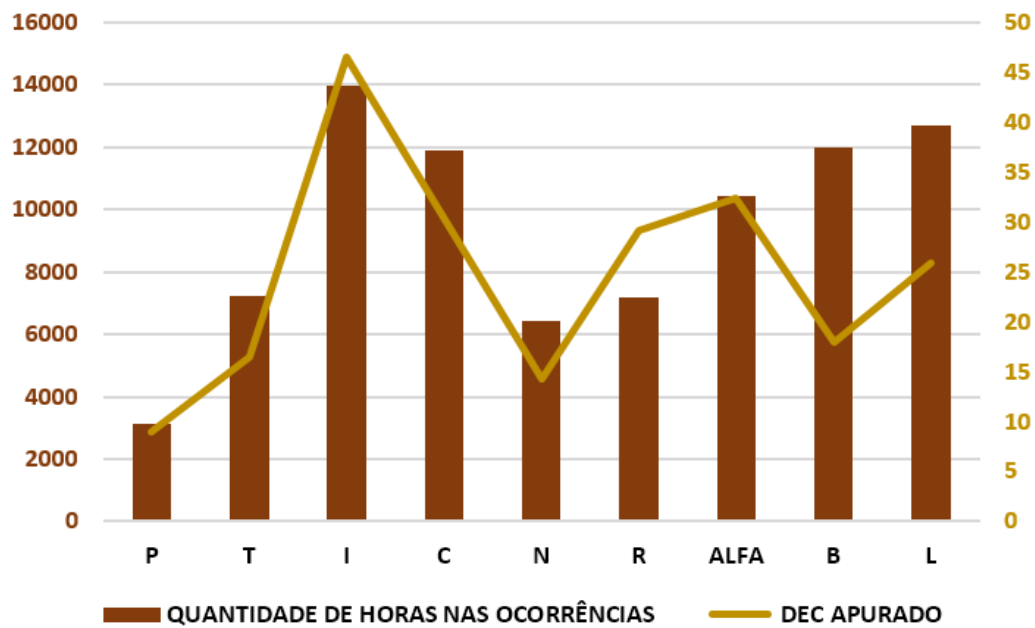
Quando existe uma ocorrência em um sistema de distribuição de energia elétrica, deve-se identificar a causa que provocou o mau funcionamento desse sistema, definindo-se os métodos que venham a minimizar a reincidência dessa ocorrência, pois assim se gera uma maior satisfação com o serviço prestado<sup>63</sup>. É importante salientar que, por meio dos indicadores de continuidade DEC e FEC, as concessionárias têm uma referência para o planejamento das intervenções no sistema elétrico<sup>69</sup>. Farias et al.<sup>70</sup> citam que a frequência e a duração das interrupções são os aspectos que mais impactam na qualidade do serviço prestado. A eficiência na determinação da falha agiliza o envio de uma equipe de manutenção para o local da ocorrência, reduzindo-se o tempo de interrupção no fornecimento de energia e, conseqüentemente, melhora os indicadores de continuidade<sup>66</sup>.

Tendo-se como fonte de dados as Tabelas 2 e 3 e outros dados fornecidos pela concessionária, construiu-se as Figuras 9 e 10, que demonstram, respectivamente, a forte relação entre a quantidade de horas das ocorrências e o DEC apurado para os anos de 2013 e 2014. O mesmo ocorre em relação as Figuras 11 e 12, ratificando-se a intensa conexão entre o número de interrupções e o FEC apurado no mesmo período.

**Figura 9** – Relação quantidade de horas nas ocorrências e DEC apurado no ano de 2013

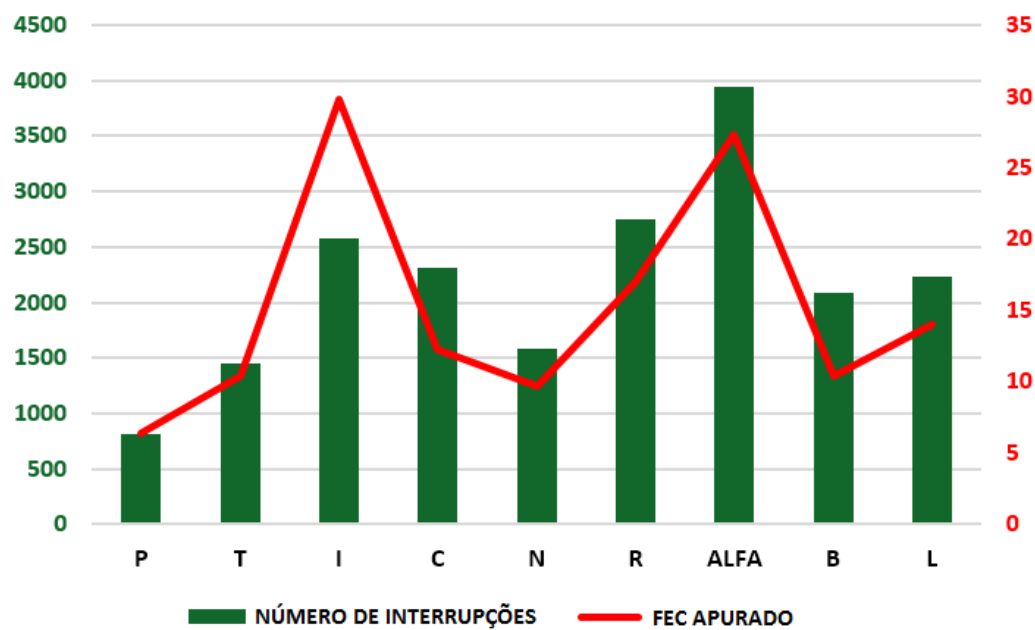


Fonte: ANEEL<sup>61</sup>, SGT D<sup>62</sup>.

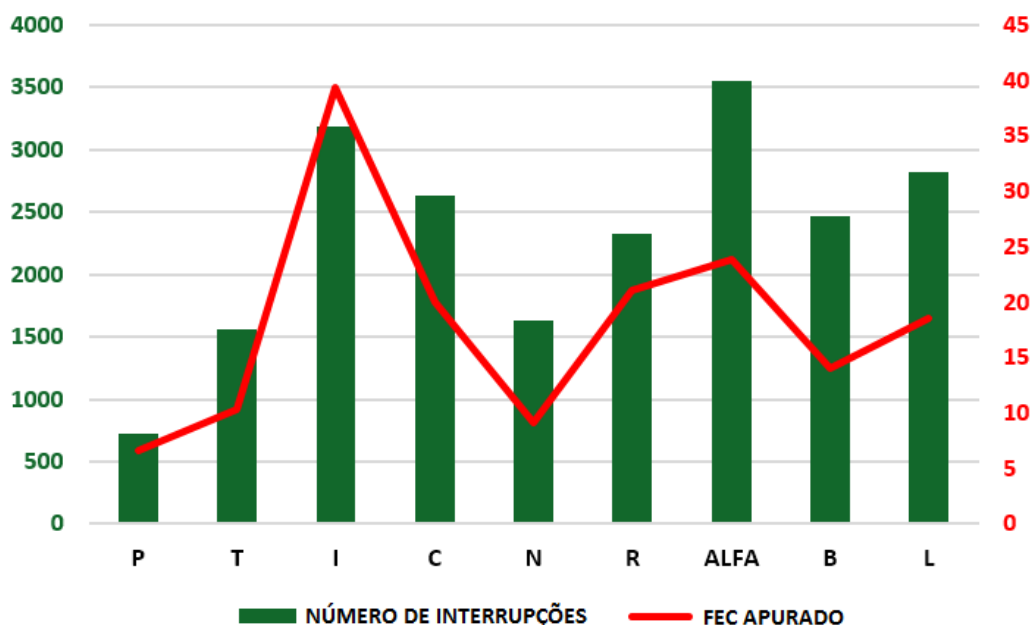
**Figura 10** – Relação quantidade de horas nas ocorrências e DEC apurado no ano de 2014

Fonte: ANEEL<sup>61</sup>, SGTD<sup>62</sup>.

Observa-se que a quantidade de horas nas ocorrências, equivalente ao tempo de reestabelecimento do fornecimento de energia, possui relação direta com a composição do indicador DEC, pois o aumento no tempo despendido para restabelecer o sistema elétrico eleva gradativamente o valor deste indicador (Figuras 9 e 10).

**Figura 11** – Relação número de interrupções e FEC apurado no ano de 2013

Fonte: ANEEL<sup>61</sup>, SGTD<sup>62</sup>.

**Figura 12** – Relação número de interrupções e FEC apurado no ano de 2014

Fonte: ANEEL<sup>61</sup>, SGT D<sup>62</sup>.

Assim como o aumento do tempo utilizado para o reestabelecimento do sistema elétrico causa um aumento no indicador DEC, o aumento na quantidade de interrupções também onera as concessionárias, mas nesse caso, o indicador FEC sofrerá o acréscimo (Figuras 11 e 12). Essas situações causam prejuízos financeiros para as concessionárias, pois as mesmas devem ressarcir os consumidores devido aos problemas de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

O nível de exigência dos consumidores em relação à qualidade da energia fornecida pelas concessionárias é elevadíssimo. Atualmente, os desenvolvimentos tecnológicos, baseados em equipamentos eletro-eletrônicos, são sensíveis às perturbações de energia elétrica, demonstrando o quão é importante reduzir as ocorrências que comprometem o fornecimento de energia elétrica<sup>71</sup>. Não se trata apenas de evitar multas ou reduzir despesas, mas de fornecer um serviço seguro e confiável para a sociedade se desenvolver.

Diante dessas necessidades, as concessionárias estão cada vez mais preocupadas em manter o fornecimento de energia dentro dos padrões exigidos. Assim, elas devem investir no desenvolvimento de redes de distribuição para que se tenham algumas melhorias, por exemplo: diversas possibilidades de transferência de carga; seccionamento de trechos defeituosos; subestações supervisionadas; adequação dos sistemas de proteção; utilização de dispositivos no auxílio à localização das interrupções; entre outros<sup>4</sup>. Estas melhorias implicam em altos investimentos, porém as concessionárias devem fazê-los, pois elas devem procurar as melhores alternativas, sejam elas operacionais ou técnicas, conseguindo-se minimizar os prejuízos que as interrupções de energia causam em seu sistema elétrico.

Segundo Miloca<sup>72</sup>, o sistema de distribuição de energia elétrica é responsável por 80 % de todas as interrupções aos consumidores. Manter uma rede de distribuição em condições perfeitas



de funcionamento demanda um alto investimento, tanto em equipamentos quanto em mão-de-obra. A credibilidade exigida e as consequências das interrupções no fornecimento de energia induzem as concessionárias a buscarem técnicas e equipamentos cada vez mais eficientes<sup>54</sup>.

### 3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Existem diferentes formas de se gerenciar uma interrupção no fornecimento de energia elétrica: desde a maneira como se especifica as causas, a forma de abordagem da ocorrência, a solução dos problemas, a velocidade de atuação e até a interpretação dos indicadores de continuidade. As concessionárias procuram desenvolver métodos para esse gerenciamento, no entanto esses métodos se tornam generalistas, pois as peculiaridades das falhas não são observadas detalhadamente, persistindo os problemas no fornecimento de energia elétrica.

É importante salientar que somente analisar os indicadores de continuidade não garante que uma solução geral será encontrada. A única garantia que existe é que os indicadores tendem a acompanhar as oscilações e o crescimento dos consumos de energia elétrica, e servem como uma referência para orientação às condutas durante as possíveis ocorrências de interrupções ou desligamentos, programados ou não programados. No entanto, os dados gerados pelas interrupções em um sistema, muitas vezes de maneira inadequada ou inconsistente, nos remetem às questões que devem ser discutidas, com muito foco, pelas concessionárias e pela ANEEL. Deve-se levar em conta que existem lacunas ou informações incompletas nos dados. Isso nos induz a conclusão de que as informações e os diagnósticos das ocorrências de interrupções podem ser falhos, tendo-se em vista que não existem protocolos eficazes para a coleta das informações sobre essas interrupções. Deve-se investir mais na capacitação dos profissionais e na criação de protocolos mais uniformes, e ao mesmo tempo flexíveis para as necessidades de cada região. Dessa forma, as concessionárias poderão desenvolver técnicas e equipamentos cada vez mais modernos e eficientes para auxiliar na tarefa de redução das interrupções.

## 4 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA E REDES NEURAS ARTIFICIAIS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, as concessionárias de energia elétrica investem em técnicas e softwares para auxiliar a prevenção de falhas em seus sistemas elétricos<sup>73</sup>. As empresas do setor sofrem significativos prejuízos, financeiros e técnicos, devido às interrupções de energia, resultantes das falhas elétricas<sup>51, 73</sup>. Esta dissertação propõe a utilização de modelos matemáticos para a predição dos indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), com o intuito de que a predição dos indicadores de continuidade sejam utilizados pelas equipes de manutenção de forma qualitativa (considerando as características do sistema analisado), ao invés de serem utilizados quantitativamente por meio das Equações 3.3 e 3.4 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esses indicadores têm os seus valores relacionados diretamente com a ocorrência das falhas em um sistema elétrico de distribuição. Propõe-se o desenvolvimento de modelos baseados na Regressão Linear Múltipla (RLM) e na Rede Neural Artificial (RNA) para cada um dos indicadores de continuidade.

A RLM é uma técnica estatística utilizada para análise da relação entre variáveis de um processo. Essa técnica procura examinar a influência de variáveis preditoras (entradas do modelo) sobre o valor esperado de uma variável de resposta (saída do modelo)<sup>74</sup>.

As RNAs, inspiradas em uma estrutura biológica do cérebro humano, possuem a habilidade de aprender, e são capazes de produzir saídas adequadas para as entradas aplicadas, mesmo que essas entradas, e suas respectivas saídas, não tenham sido utilizadas durante o treinamento do modelo<sup>75</sup>. Bocanegra<sup>76</sup> declara que as RNAs apresentam elevado potencial para a solução de problemas diversos, demonstrando desempenho superior ao de outros modelos frequentemente utilizados.

Essas duas técnicas são muito difundidas no meio acadêmico, solucionando problemas nos diversos campos da ciência, tais como: o reconhecimento de padrões, a análise comportamental de variáveis, os filtros, os modelos de predição; como encontrados nos trabalhos de Mendes et al.<sup>77</sup>, Esquerre<sup>78</sup>, Oleskovicz, Coury e Aggarwal<sup>79</sup>, Pao<sup>80</sup>, entre outros.

### 4.2 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA (RLM)

A RLM possui o objetivo de ampliar o conhecimento sobre a relação entre as variáveis preditoras e a variável de resposta, com o intuito de minimizar o erro na estimativa das propriedades de interesse, utilizando-se para isso o critério dos mínimos quadrados no cálculo dos parâmetro do modelo<sup>78, 81</sup>.

Segundo Esquerre<sup>78</sup>, a RLM possui limitações em relação ao número de amostras utilizadas

para o desenvolvimento do modelo, pois a quantidade de amostras não pode ser menor do que o número de variáveis preditoras. Outra limitação da RLM está relacionada aos cálculos matriciais, que não podem ser realizados quando as variáveis preditoras possuírem uma elevada correlação entre si. O resultado final da RLM é sempre representado por uma equação que ilustra a melhor predição de uma variável de resposta a partir de uma série de variáveis preditoras<sup>82</sup>.

#### 4.2.1 Desenvolvimento matemático

Segundo Montgomery e Runger<sup>83</sup>, um modelo de RLM é aquele que possui mais de uma variável preditora. O modelo pode ser descrito da seguinte forma:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k + \epsilon, \quad (4.1)$$

onde  $y$  é a variável de resposta;  $\beta_j$  ( $j = 0, 1, \dots, k$ ) são os parâmetros ou coeficientes de regressão da variável preditora;  $x_j$  ( $j = 1, 2, \dots, k$ ) é a variável preditora e  $\epsilon$  é o erro de predição.

Os modelos de RLM são geralmente usados como modelos empíricos, pois os valores dos parâmetros e das variâncias não são conhecidos, devendo ser estimados a partir de um conjunto de dados (ou amostra). A análise de regressão consiste na aplicação de métodos estatísticos para estimar os parâmetros do modelo de RLM. Assim, a equação da regressão, que representa o modelo, pode ser usada para a predição de observações não realizadas com alguns conjuntos específicos de entradas e saída ( $x_1, x_2, \dots, x_j$ ), ou para estimar a resposta média em valores específicos para as entradas<sup>78</sup>.

A RLM usa diversas variáveis independentes  $k$  simultaneamente para definir a variável dependente  $y$ . Considerando que tem-se  $p$  variáveis dependentes identificadas por  $y_i$  ( $i = 1; 2; \dots; p$ ), pode-se escrever:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik} + \epsilon_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij} + \epsilon_i, \quad (4.2)$$

onde:

$$\epsilon_i = y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij}. \quad (4.3)$$

As estimativas dos parâmetros de um modelo de RLM podem ser realizadas se utilizando o método dos mínimos quadrados<sup>83</sup>. A função representada pela Equação 4.4, função dos mínimos quadrados, deve ser minimizada variando-se os valores de  $\beta_j$  ( $j = 1, 2, \dots, k$ ).

$$L = \sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 = \sum_{i=1}^n \left( y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij} \right)^2. \quad (4.4)$$

Para encontrar o mínimo da função objetivo (Equação 4.4), opera-se a derivada parcial dessa função em relação a cada um dos parâmetros  $\beta_j$ , com  $j$  sendo a dimensão do modelo ( $j = 1, 2, \dots, k$ ). Faz-se com que o somatório dessas derivadas parciais seja igual a zero (Equações 4.5 e 4.6).

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_0} = -2 \sum_{i=1}^n \left( y_i - \hat{\beta}_0 - \sum_{j=1}^k \hat{\beta}_j x_{ij} \right) = 0. \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_j} = -2 \sum_{i=1}^n \left( y_i - \hat{\beta}_0 - \sum_{j=1}^k \hat{\beta}_j x_{ij} \right) x_{ij} = 0 \quad j = 1, 2, \dots, k. \quad (4.6)$$

Simplificando as Equações 4.5 e 4.6, obtêm-se o sistema de equações dos mínimos quadrados (Equação 4.7).

$$\begin{cases} n\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \sum_{i=1}^n x_{i1} + \hat{\beta}_2 \sum_{i=1}^n x_{i2} + \dots + \hat{\beta}_k \sum_{i=1}^n x_{ik} = \sum_{i=1}^n y_i, \\ \hat{\beta}_0 \sum_{i=1}^n x_{i1} + \hat{\beta}_1 \sum_{i=1}^n x_{i1}^2 + \hat{\beta}_2 \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{i2} + \dots + \hat{\beta}_k \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{ik} = \sum_{i=1}^n x_{i1}y_i, \\ \vdots \\ \hat{\beta}_0 \sum_{i=1}^n x_{ik} + \hat{\beta}_1 \sum_{i=1}^n x_{ik}x_{i1} + \hat{\beta}_2 \sum_{i=1}^n x_{ik}x_{i2} + \dots + \hat{\beta}_k \sum_{i=1}^n x_{ik}^2 = \sum_{i=1}^n x_{ik}y_i. \end{cases} \quad (4.7)$$

Nota-se que existem  $n - k + 1$  equações normais, uma para cada parâmetro desconhecido da regressão. Solucionando essas equações normais, obtêm-se os estimadores dos mínimos quadrados ou parâmetros da regressão  $(\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1, \dots, \hat{\beta}_k)^{83}$ .

#### 4.2.2 Teste de hipóteses

O teste de hipóteses, relativo aos modelos desenvolvidos em RLM, deve ser realizado para se conseguir verificar a adequação dos parâmetros da regressão<sup>78, 83</sup>. Segundo Júnior<sup>84</sup>, o teste de hipóteses, ou de significância, indica se a relação funcional estabelecida entre a variável de resposta e os efeitos combinados das variáveis preditoras são relevantes.

As hipóteses apropriadas são:

$$\text{Hipóteses} = \begin{cases} H_0 : \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = \dots = \beta_k = 0, \\ H_1 : \beta_j \neq 0 \text{ para no mínimo um } j. \end{cases}$$

A rejeição da hipótese  $H_0$  resulta que pelo menos uma das variáveis preditoras do modelo de RLM contribui, significativamente, no desenvolvimento da variável de resposta<sup>83</sup>.

A análise da significância do modelo de RLM pode ser realizada através do método chamado Análise de Variância (ANOVA). A ANOVA é um procedimento em que se divide a variabilidade total pela variável de resposta. A aplicação da ANOVA tem o intuito de verificar a existência de influências no desenvolvimento de uma variável de resposta<sup>78</sup>.

Segundo Montgomery, Runger e Hubele<sup>85</sup>, a equação da ANOVA pode ser escrita como:

$$SQ_T = SQ_R + SQ_E, \quad (4.8)$$

onde  $SQ_T$  é a soma quadrática total da variável de resposta  $y_i$ ,  $SQ_R$  é a soma quadrática da regressão em relação a variabilidade de  $y_i$  e  $SQ_E$  é a soma quadrática dos resíduos, e são dados por:

$$SQ_T = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2, \quad (4.9)$$

$$SQ_R = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2, \quad (4.10)$$

$$SQ_E = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2, \quad (4.11)$$

onde  $y_i$  são os valores das variáveis de resposta;  $\bar{y}$  são os valores médios das variáveis de resposta e  $\hat{y}_i$  são os valores estimados das variáveis de resposta.

Assim, a identidade da ANOVA pode ser avaliada por:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2 + \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2. \quad (4.12)$$

O teste estatístico  $F_0$ , método utilizado para identificar a adequação do modelo à população dos dados, é normalmente utilizado para testar a hipótese  $H_0: \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = \dots = \beta_k = 0$ , da seguinte forma<sup>83</sup>:

$$F_0 = \frac{\frac{SQ_R}{p-1}}{\frac{SQ_E}{n-p}} = \frac{MQ_R}{MQ_E}, \quad (4.13)$$

onde  $SQ_R$  é dado pela Equação 4.9;  $SQ_E$  é dado pela Equação 4.11;  $MQ_R$  é a média quadrática da regressão em relação a variabilidade de  $y_i$  (Equação 4.14);  $MQ_E$  é a média quadrática dos resíduos (Equação 4.15);  $(p - 1)$  e  $(n - p)$  são os graus de liberdade, ou seja, o número de amostras em relação ao número de parâmetros avaliados na população dos dados. Geralmente, utiliza-se  $(p - 1)$  para o número de parâmetros do modelo,  $n$  para o número de observações, restringido-se pelo tamanho de  $p$  número de parâmetros do modelo.

$$MQ_R = \frac{SQ_R}{p - 1}, \quad (4.14)$$

$$MQ_E = \frac{SQ_E}{n - p}. \quad (4.15)$$

Pode-se rejeitar a hipótese  $H_0$  se o valor calculado para o teste estatístico  $F_0$  (Equação 4.13) for maior que o  $F$  tabelado ( $F_{(\alpha; k; n-p)}$ ), caracterizando que a RLM realizada é significativa<sup>78, 84</sup>.

A ANOVA pode ser caracterizada e resumida através da Tabela 5.

**Tabela 5** – ANOVA para teste de significância do modelo

Fonte de Variação	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	$F_0$
Regressão	$SQ_R$	$p - 1$	$MQ_R$	$MQ_R/MQ_E$
Erro ou Resíduo	$SQ_E$	$n - p$	$MQ_E$	
Total	$SQ_T$	$n - 1$		

Fonte: Adaptado de Montgomery e Runger<sup>83</sup>.

### 4.2.3 Pressupostos para validação de modelos baseados em RLM

Segundo Vieira<sup>86</sup>, o modelo de RLM deve apresentar os seguintes pressupostos básicos:

a) *Normalidade dos resíduos*

Os resíduos produzidos das observações devem apresentar distribuição normal, indicando que as amostras se dispõem normalmente em toda a extensão da população.

Segundo a ABNT<sup>87</sup>, uma das formas de se analisar a normalidade dos resíduos do modelo de RLM é através do gráfico de valores preditos pelo modelo *versus* resíduos, que deve apresentar pontos dispostos aleatoriamente, com a grande maioria situados no intervalo  $[-2, +2]$ .

b) *Homocedasticidade dos resíduos*

Os resíduos referentes das observações devem ter variância constante ou homogênea em toda a extensão das variáveis independentes.

De acordo com Baptistella<sup>88</sup>, pode-se utilizar a análise do gráfico dos valores preditos *versus* resíduos para demonstrar que os pontos estão dispostos aleatoriamente sem nenhum padrão definido.

c) *Ausência de autocorrelação serial nos resíduos*

O modelo pressupõe que a covariância entre os resíduos é zero, ou seja, os resíduos são independentes entre si e só se observa efeito das variáveis preditoras sobre a variável de resposta.

A avaliação dessa independência é feita através da análise gráfica de algum tipo de padrão dos resíduos *versus* o tempo, na ordem em que foram observados<sup>84</sup>.

d) *Linearidade dos parâmetros*

A variação da variável de resposta se dá em proporção direta com a variação das variáveis preditoras. A linearidade mede a variação da tendência para diferentes valores de referência dentro de uma determinada faixa de interesse<sup>82</sup>. De acordo com Júnior<sup>84</sup>, o

modelo deve descrever corretamente a relação funcional entre  $x$  e  $y$ ; se esse pressuposto for violado, a estimativa do erro aumentará, já que os valores observados não se aproximarão dos valores preditos.

e) *Multicolinearidade entre as variáveis preditoras*

A multicolinearidade envolve a análise da correlação entre as variáveis preditoras, no qual duas ou mais dessas variáveis são correlacionadas, levando a dificuldades na separação dos efeitos de cada uma delas sobre a variável de resposta.

Segundo Corrar, Paulo e Filho<sup>89</sup>, a multicolinearidade tende a distorcer os parâmetros estimados, prejudicando a predição do modelo e a análise do comportamento do fenômeno. Pode-se analisar a multicolinearidade por meio do Fator de Inflação da Variância (VIF). Júnior<sup>84</sup> cita que o VIF mede o quanto a variância de um parâmetro estimado aumenta quando as variáveis preditoras são correlacionadas.

Malta e Camargos<sup>90</sup> citam que um VIF maior que 10 é um indicativo de problemas de multicolinearidade, causando efeitos nos parâmetros da regressão.

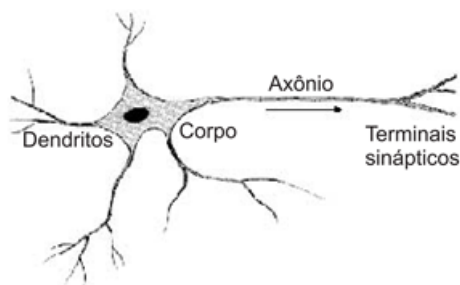
O VIF é dado por:

$$VIF_j = \frac{1}{1 - R_j^2}, \quad (4.16)$$

onde o  $R_j^2$  é o coeficiente de determinação múltipla da variável  $x_j$  sobre as outras variáveis preditoras<sup>91</sup>.

### 4.3 REDES NEURAIS ARTIFICIAIS (RNA)

A capacidade humana de realizar funções complexas está diretamente relacionada com a habilidade do cérebro em processar as informações e agir sobre elas. Segundo Haykin<sup>92</sup>, o cérebro possui bilhões de neurônios, cada um formado por três partes com funções específicas e complementares: dendritos, corpo e axônio. Os dendritos retêm os estímulos recebidos e os transmitem ao corpo do neurônio. Quando os estímulos atingem um limite determinado, o corpo envia um impulso que irá se difundir pelo axônio e será transmitido aos dendritos dos neurônios vizinhos, por meio de outra função que são as sinapses. Esse processo pode ser repetido por diversas camadas de neurônios, realizando-se o processamento das informações de uma entrada. Assim o cérebro pode realizar o comando das reações físicas do corpo humano, ou seja, a ação do corpo depende do tipo de estímulo neural ao qual o indivíduo foi exposto, o que resulta em uma reação em virtude da cadeia de transmissão ocasionada por esse estímulo. A Figura 13 demonstra as partes de um neurônio.

**Figura 13** – Representação simplificada de um neurônio

Fonte: Ferneda<sup>93</sup>.

A partir da análise de um sistema neural humano, pode-se identificar a semelhança com as Redes Neurais Artificiais (RNAs). As RNAs podem ser consideradas como uma “caixa de processamento”, e se assemelham aos neurônios humanos, na medida em que recebem e enviam sinais. Por meio de um processo de aprendizagem, as RNAs aceitam uma quantidade de dados em suas entradas e produzem, a partir dessas, uma ou mais saídas<sup>94, 95</sup>. Observa-se então que, tanto os sistemas neurais de um ser humano, quanto as RNAs, recebem estímulos ou sinais para produzirem reações ou saídas.

Para compreender o que são as RNAs, Capanema e Nascimento<sup>96</sup> as definem como um conjunto de técnicas que tentam simular, em um meio computacional, o funcionamento do cérebro humano. As RNAs são capazes de reconhecer padrões, extrair regularidades e detectar relações implícitas em um conjunto com informações aparentemente desconexas. As RNAs são constituídas por elementos de processamento simples (neurônios artificiais) que aplicam uma determinada função matemática (função de ativação) aos dados, produzindo uma saída. Os neurônios nas RNAs são organizados em camadas e conectados entre si, geralmente, associados a coeficientes denominados pesos. O ajuste desses pesos é efetivado por um procedimento chamado treinamento ou aprendizado, que tem como responsabilidade extrair as características dos dados e armazenar o conhecimento nas redes<sup>97</sup>.

De acordo com Segatto e Coury<sup>98</sup>, as características que melhor definem o potencial das RNAs são: capacidade de ajuste a novos ambientes pelo treinamento, tolerância à falhas, robustez, potencial e alta velocidade para processar informações. Com essa velocidade e flexibilidade no seu processamento, as RNAs podem atuar como um instrumento adequado ao processo de planejamento na manutenção de sistemas de distribuição de energia. Uma vez treinadas, as RNAs desenvolvem os seus resultados a partir de dados não conhecidos, ou seja, determinam respostas coerentes e apropriadas quando submetidas a padrões que não fizeram parte do seu treinamento<sup>99</sup>. Isso pode ser útil para uma avaliação dos sistemas de distribuição de energia, uma vez que, com as simulações realizadas através das RNAs, podem ser evidenciadas as características de um sistema que não estavam evidentes para as equipes de manutenção.

Pao<sup>80</sup> relata que, nas RNAs, as relações não precisam ser especificadas de forma explícita, pois o próprio processo de treinamento constrói essas relações, através do método de aprendizagem aplicado. As vantagens obtidas por meio das RNAs são enormes, pois ela é notadamente



útil quando as entradas são altamente correlacionadas, estão ausentes ou ainda constituídas por sistemas não-lineares.

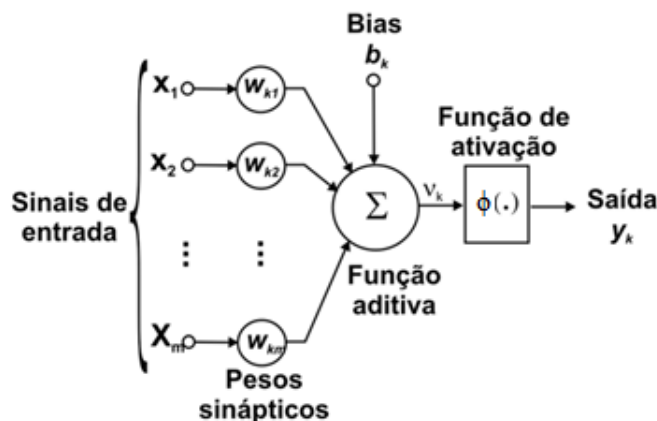
O desenvolvimento e as aplicações das RNAs se desdobram em uma grande variedade de campos de estudo, não limitados a uma determinada área específica. As RNAs, quando aplicadas à procedimento de pesquisa, conferem vantagens, desde a simplificação das variáveis adotadas, até a melhor adequação no tratamento das relações entre as mesmas<sup>95</sup>.

#### 4.3.1 Estrutura das RNAs

Segundo Haykin<sup>92</sup>, as RNAs são sistemas paralelos distribuídos e compostos por unidades de processamento simples, denominadas neurônios artificiais, e dispostas em uma ou mais camadas integradas por um grande número de conexões (sinapses). As RNAs são frequentemente unidirecionais (*feedforward*), possuindo pesos que ponderam as entradas recebidas por cada neurônio. Dessa forma, além de ser capaz de determinar padrões de reconhecimento, diagnósticos e previsões<sup>92, 100, 101</sup>, a RNA é uma excelente alternativa computacional para modelar os sistemas não-lineares, já que esses sistemas são complexos demais para serem descritos por métodos analíticos.

A aprendizagem em uma RNA é determinada pela estrutura onde o processamento do conhecimento é realizado de forma paralela e distribuída. Cada elemento que realiza esse processamento é representado por uma estrutura denominada neurônio artificial<sup>96</sup> (Figura 14). Binoti, Binoti e Leite<sup>97</sup> afirmam que estão propostas e utilizadas muitas variações de estruturas de RNAs, principalmente no número de neurônios por camada, tipo de conexão entre os neurônios, número de camadas ocultas e tipo de função de ativação. O tempo de aprendizagem e a eficiência de uma rede dependem diretamente dos algoritmos empregados, bem como dos parâmetros e coeficientes utilizados para o seu treinamento.

**Figura 14** – Representação de um neurônio artificial



Fonte: Martins-Filho, Mol e Rocha<sup>102</sup>.

As Equações 4.17 e 4.18 demonstram a formulação matemática visualizada na Figura 14, que considera o somatório ( $\Sigma$ ) dos produtos das entradas ( $X_i$ ) pelos respectivos pesos sinápticos

( $W_{ki}$ ) como a operação que é realizada pelo corpo celular de um neurônio biológico<sup>103</sup>.

$$V_k = \sum_{i=1}^m X_i W_{ki} + b_k, \quad (4.17)$$

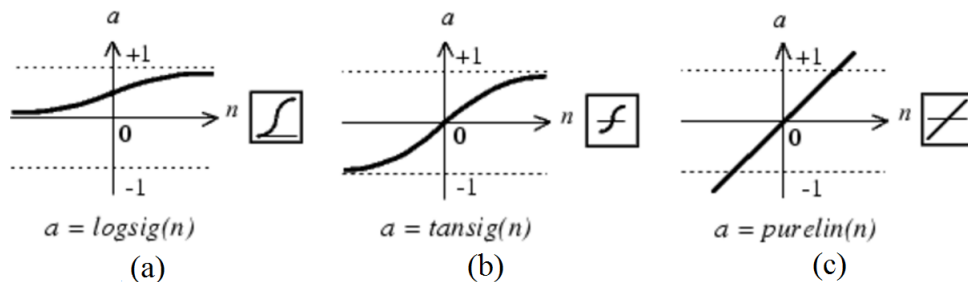
$$Y_k = \phi(V_k). \quad (4.18)$$

onde  $k$  refere-se ao  $k$ -ésimo neurônio de uma camada,  $X_i$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) são sinais de entrada da rede;  $W_{ki}$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) são pesos sinápticos associados a cada uma das entradas  $X_i$ ;  $b_k$  é o termo bias aplicado ao  $k$ -ésimo neurônio;  $V_k$  é a combinação linear dos sinais de entrada ponderados pelos pesos sinápticos e adicionados ao bias  $b_k$ ;  $\phi(\cdot)$  é função de ativação do  $k$ -ésimo neurônio;  $Y_k$  é a saída do  $k$ -ésimo neurônio (única, em direção a outros neurônios)<sup>104</sup>.

Segundo MathWorks<sup>105</sup>, os neurônios aplicam uma função de ativação  $\phi(\cdot)$  para gerar a sua saída, podendo ser:

- Logsigmoide: a função de ativação logsigmoide (*logsig*) gera saídas entre 0 e 1, e o domínio é o conjunto de números reais (Figura 15a);
- Tansigmoide: a função de ativação tansigmoide (*tansig*) produz saídas entre  $-1$  e  $1$ , e o domínio é o conjunto de números reais (Figura 15b);
- Linear: a função de ativação linear (*purelin*) é usada em uma camada de saída de uma RNA. Usando-se essa função, a saída do neurônio pode assumir qualquer valor de um número real (Figura 15c).

**Figura 15** – Funções de ativação utilizadas em RNAs



Fonte: MathWorks<sup>105</sup>.

Se a última camada das RNAs tem neurônios sigmóides (Figuras 15a e b), então as saídas da rede são limitadas a um pequeno intervalo  $(0,1)$ . Se os neurônios de saída são lineares (Figura 15c), as saídas da rede podem assumir qualquer valor<sup>105</sup>. As RNAs se caracterizam como um conjunto desses neurônios, que são interligados com o objetivo de processar os dados aplicados em sua entrada, propagando-se a informação por cada neurônio<sup>104</sup>.

As RNAs possuem diversas estruturas. Elas podem possuir uma única camada, ou possuir múltiplas camadas. Alguns autores consideram que as conexões de entrada da RNA compõem uma das camadas dessa rede<sup>106</sup>. Essas conexões de entrada apenas recebem as informações dos dados aplicados na entrada da RNA, nenhuma operação é realizada sobre esses dados. Quando as

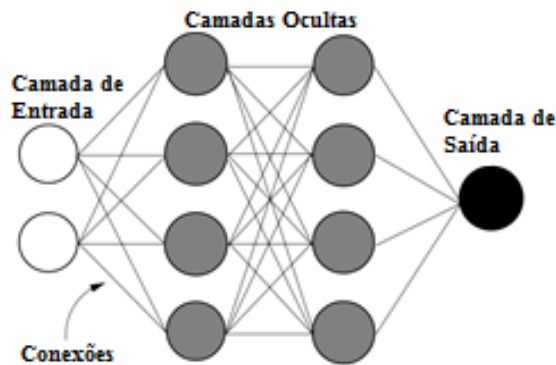
informações chegam às conexões de entrada, elas são apenas repassadas para a primeira camada funcional da RNA. A RNA com uma única camada é caracterizada como uma das estruturas mais simples. Nesse caso, as conexões de entrada se projetam diretamente para a única camada, ou camada de saída. As redes com múltiplas camadas possuem uma ou mais camadas ocultas conectadas entre si, e uma camada de saída. As camadas ocultas ficam entre as conexões das entradas e a camada de saída<sup>92</sup>.

Segundo Rodrigues<sup>106</sup>, as camadas de uma RNA são classificadas em três grupos:

- **Camada de Entrada** (ou conexões de entrada): a única função dessa camada é receber os dados de entrada e repassá-los à camada seguinte;
- **Camadas Ocultas** (ou Escondidas): é a camada onde a maior parte do processamento é realizado. Também chamadas de camadas extratoras de características;
- **Camada de Saída**: camada onde o resultado final é concluído e apresentado (saída do modelo).

A estrutura de uma RNA deve ser otimizada para que a rede estime a realização de um processo, expressando as relações não-lineares entre a(s) entrada(s) e saída(s) desse processo. Alguns parâmetros que caracterizam a arquitetura (estrutura) de uma rede são: o número de conexões da camada de entrada, o número de camadas ocultas e o número de neurônios em cada camada oculta<sup>104</sup>. Na Figura 16 é mostrada uma RNA estruturada em camadas.

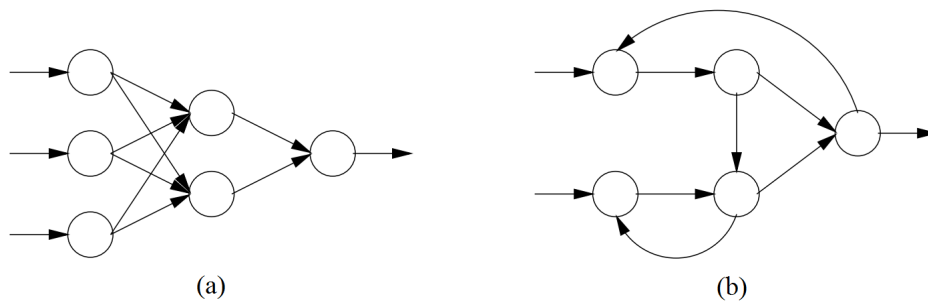
**Figura 16** – Esquema de RNA organizada em camadas



Fonte: Adaptado de Rodrigues<sup>106</sup>.

As formas como ocorrem as conexões entre as camadas pode gerar algumas arquiteturas diferentes. Rodrigues<sup>106</sup> cita que, através da análise dessas conexões, a estrutura de uma rede pode ser caracterizada por duas formas no fluxo de dados:

- **Feedforward**: quando a saída de um neurônio não é utilizada para alimentar as entradas de neurônios localizados em camadas anteriores, ou para alimentar os neurônios da própria camada (Figura 17a);
- **Feedback**: quando a saída de um neurônio alimenta a entrada de neurônios na mesma camada, ou alimenta a entrada de neurônios localizados em camadas anteriores (Figura 17b).

**Figura 17** – Tipos de estruturas de RNAs

Fonte: Rodrigues<sup>106</sup>.

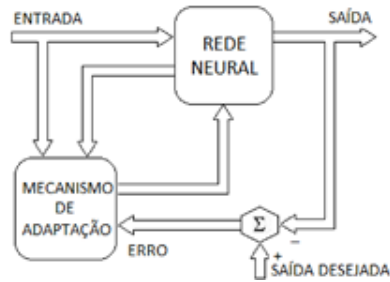
As RNAs têm a capacidade de aprender através de exemplos, e fazer interpolações e extrapolações do que foi aprendido. O aprendizado das RNAs usa um conjunto de dados, amostrados de um processo, que representam as entradas e saídas do sistema a ser modelado. Como resultado, as RNAs produzem valores de saídas equivalentes ao conjunto de dados utilizados nesse treinamento<sup>99</sup>.

#### 4.3.2 Treinamento de RNAs

As RNAs são usadas em reconhecimento de padrões<sup>103</sup>. Ao longo do treinamento, os vários padrões de entrada e as respectivas respostas desejadas são apresentados às RNAs. A realização do treinamento das RNAs é efetivado através do ajuste aplicado aos seus pesos, e quando concluído, a rede neural obtém uma solução, com capacidade de generalização. Portanto, o treinamento consiste em um processo iterativo de ajuste dos pesos, a partir de dados reais, de forma a minimizar os erros. Ao longo do processo de treinamento, a rede absorve o conhecimento por meio de exemplos<sup>92, 107, 108, 109</sup>.

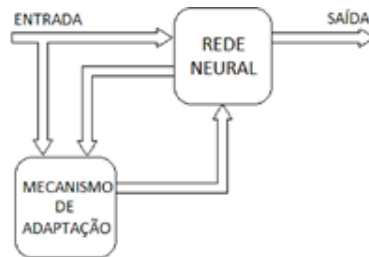
Existem muitos algoritmos de treinamento. Alguns são específicos para determinadas estruturas de RNAs. Eles se diferem pelo modo como os pesos são modificados (ajustados)<sup>108</sup>. Segundo Bisi, Neto e Bonini<sup>103</sup>, a propriedade mais importante das RNAs é a capacidade de aprender e, através disso, melhorar a sua performance. O treinamento das RNAs pode ser supervisionado ou não supervisionado.

O treinamento supervisionado ajusta os parâmetros de uma RNA a medida em que os dados são inseridos na entrada, e o processo compara as saídas obtidas pela RNA com as saídas desejadas (Figura 18). Caso as saídas sejam diferentes, então os pesos são ajustados de forma a reduzir essa diferença. Com isso, a RNA armazena o conhecimento contido em cada conjunto de dado apresentado. Esse processo deve ser repetido com todo o conjunto de dados disponível para o treinamento, até que a RNA esteja obtendo o limite de erro estabelecido como aceitável<sup>103, 108</sup>.

**Figura 18** – Treinamento supervisionado

Fonte: Bisi, Neto e Bonini<sup>103</sup>.

No treinamento não supervisionado, o ajuste dos pesos é realizado considerando-se apenas o conjunto de padrões das entradas (Figura 19). O treinamento não supervisionado também é chamado de treinamento auto-organizável<sup>103</sup>. As RNAs recebem as entradas e as organiza de forma a classificá-las, por meio de critérios inerentes à sua estrutura. Nessa aplicação, os neurônios são utilizados como classificadores, e os dados de entrada são os elementos de classificação. A auto-organização envolve um processo de competição e de cooperação entre os neurônios da RNA<sup>108</sup>.

**Figura 19** – Treinamento não supervisionado

Fonte: Bisi, Neto e Bonini<sup>103</sup>.

Em conformidade com o algoritmo de treinamento escolhido, os dados de entrada influenciam na correção dos pesos em cada neurônio, e em cada camada. A saída calculada pela rede é confrontada com a saída do conjunto de calibração (saída desejada), e em função do erro registrado, todos os pesos são corrigidos, até que a saída forneça o resultado desejado<sup>94</sup>. Para o treinamento das RNAs, utilizando-se o algoritmo *backpropagation* (retropropagação), o erro quadrático é calculado em cada neurônio de saída (quadrado da diferença entre a saída desejada e a saída obtida). Propaga-se esse erro no sentido inverso. Para realizar essa propagação em cada neurônio, considera-se a derivada parcial do erro quadrático com relação aos pesos e, finalmente, tendo-se em vista a contribuição proporcional de cada neurônio na composição desse erro, ajusta-se os pesos em cada neurônio. Na sequência, um novo padrão de dados deve ser apresentado à RNA, dando-se continuidade ao procedimento até que o erro seja menor do que o erro admissível. Esse algoritmo realiza os ajustes dos pesos sinápticos, minimizando o erro quadrático da rede<sup>103</sup>.

Após o treinamento de uma rede neural, a sua aptidão para a generalização é analisada por meio da aplicação dos dados de um conjunto de testes. Os dados disponíveis devem ser divididos

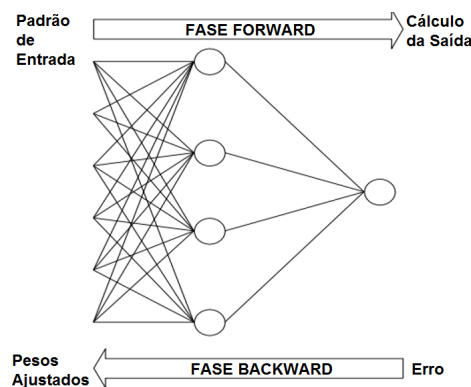
em um conjunto de treinamento e um conjunto de teste. Ao ser considerada uma determinada estrutura para uma RNA, o algoritmo de treinamento estará concluído após um determinado número de épocas apresentadas. A RNA treinada deve ser testada com o conjunto de dados separado para o teste. Esse conjunto dos dados não deve ser utilizado na fase de treinamento, e deve ser apresentado para a RNA, avaliando-se o desempenho do modelo<sup>110</sup>.

Diante disso, uma das principais características das RNAs é a sua aptidão de aprender a partir de dados incompletos ou sujeitos à ruídos. Em um processo computacional convencional, se uma parte falha, em geral, o processo como um todo se degrada, enquanto que, em uma RNA, a tolerância às falhas é uma das suas características, consequência de sua natureza de processamento distribuído. Se um neurônio falha, dando como saída um valor incorreto, essa saída incorreta é vencida pelas saídas corretas dadas pelos neurônios vizinhos<sup>111</sup>, permitindo-se que o objetivo ou os padrões estabelecidos sejam alcançados.

#### 4.3.3 O algoritmo *backpropagation* e a topologia de rede *feedforward*

O principal algoritmo de aprendizagem para uma RNA é o *backpropagation*, onde o ajuste dos pesos sinápticos ocorre por meio de um processo de otimização realizado em duas fases: *forward* e *backward* (Figura 20). Na fase *forward*, é calculada a saída obtida pela rede para determinados dados de entrada. Já na fase *backward*, o desvio (ou erro) entre a saída obtida pela rede e a saída desejada é utilizado em um processo de ajuste dos pesos sinápticos, desse modo o aprendizado é conduzido de acordo com as características dos dados<sup>107</sup>.

**Figura 20** – Fases do algoritmo *backpropagation*



Fonte: Júnior et al.<sup>107</sup>.

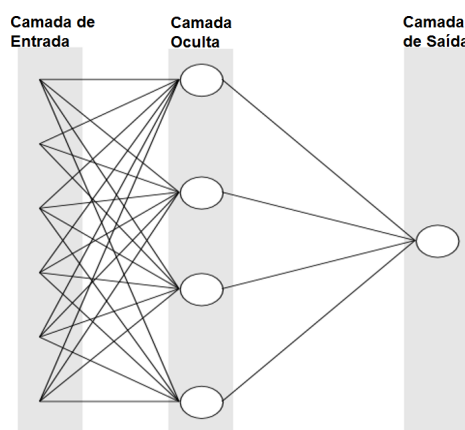
Conforme Silva e Schimidt<sup>104</sup>, a Equação 4.19 produz os valores para a correção dos pesos, usando-se o algoritmo de treinamento *backpropagation*:

$$\Delta W^k = \eta \cdot D + m \cdot \Delta W^{k-1}, \quad (4.19)$$

onde  $\Delta W^k$  é a diferença entre os pesos inicial e final para uma  $k$ -ésima iteração;  $\eta$  é a taxa de aprendizagem;  $D$  é a derivada do erro calculado, considerando-se a função de ativação;  $m$  é o “momento”, que é aplicado para minimizar a possibilidade de se encontrar um mínimo local;  $\Delta W^{k-1}$  é a diferença entre os pesos inicial e final para a iteração  $(k - 1)$ .

Como dito anteriormente, as RNAs podem ser classificadas em dois tipos: redes *feedforward* (Figura 17a), e redes *feedback* (Figura 17b). As RNAs recorrentes são definidas por possuírem laços de realimentação, ou seja, possuem conexões das saídas de uma camada para a entrada da mesma ou de camadas anteriores. Já as RNAs não-recorrentes caracterizam-se por estarem organizadas em camadas. Nessas redes neurais, cada camada de neurônios recebe sinais somente das camadas anteriores, ou seja, elas não possuem laços de realimentação. Assim, essas redes não possuem memória, pois suas saídas são unicamente definidas em função de novas entradas e dos valores dos pesos<sup>108</sup>. O *backpropagation* é o algoritmo tipicamente utilizada para o treinamento de uma rede não-recorrente *feedforward*<sup>98</sup>. A arquitetura típica em uma RNA *feedforward* apresenta três camadas: camada de entrada (ou conexões de entrada), camada oculta e camada de saída (Figura 21). Nessa arquitetura, os neurônios em uma camada qualquer se conectam apenas aos neurônios de uma camada seguinte<sup>101, 107</sup>.

**Figura 21** – Representação de uma RNA *feedforward* com 3 camadas



Fonte: Júnior et al.<sup>107</sup>.

#### 4.4 AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE MODELOS

Analisar e definir qual dos modelos desenvolvidos apresentam uma melhor predição da variável de resposta é de suma importância para a simulação do comportamento dos indicadores de continuidade DEC e FEC. Deve-se analisar, por meio de técnicas estatísticas, a eficiência dos modelos desenvolvidos e baseados em RLM e em RNA. Nesta dissertação, foram utilizados para analisar os ajustes dos modelos as seguintes medidas estatísticas: o coeficiente de determinação múltipla ( $R^2$ ) e o Erro Quadrático Médio (EQM).

##### 4.4.1 Coeficiente de determinação múltipla ( $R^2$ )

O  $R^2$  é uma medida estatística que analisa e julga o ajuste de modelos matemáticos<sup>83, 84, 112</sup>. Segundo Vieira<sup>86</sup>, o  $R^2$  indica quanto da variação em uma variável de resposta é explicado pelas variações das variáveis preditoras. Então, por exemplo, se o  $R^2$  de um determinado modelo for

um valor de 0,526, significa que o modelo desenvolvido é capaz de explicar 52,6 % das variações das variáveis de resposta.

Johnson e Wichern<sup>112</sup> afirmam que um modelo está ajustado quando o valor do  $R^2$  está mais próximo de 1 ou 100 %. De acordo com Montgomery e Runger<sup>83</sup>, a equação do  $R^2$  é dada por:

$$R^2 = \frac{SQ_R}{SQ_T} = 1 - \frac{SQ_E}{SQ_T}, \quad (4.20)$$

onde  $SQ_R$  é a soma quadrática da regressão em relação a variabilidade de  $y_i$ ,  $SQ_T$  é a soma quadrática total da variável de resposta  $y_i$  e  $SQ_E$  é a soma quadrática dos resíduos.

#### 4.4.2 Erro Quadrático Médio (EQM)

Casella e Berger<sup>113</sup> apud Júnior<sup>84</sup>, citam que o EQM é uma função que expressa a média do quadrado da diferença entre o valor esperado e o valor estimado para a variável de resposta de um modelo de predição. Segundo Hallak e Filho<sup>114</sup>, o EQM é uma medida utilizada para avaliar a precisão dos parâmetros de modelos matemáticos, e quanto mais próximo de zero for o valor do EQM de um determinado modelo, melhor estão ajustados os seus parâmetros.

O EQM é dado pela equação:

$$EQM = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}{n}, \quad (4.21)$$

onde  $n$  é o número de amostras;  $y_i$  é o valor de referência para a saída do modelo e  $\bar{y}_i$  é o valor estimado pelo modelo para a  $i$ -ésima amostra.

### 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste capítulo foi apresentar uma base teórica necessária para o entendimento das técnicas de RLM e RNA, além dos meios estatísticos para avaliação da significância dos modelos que serão desenvolvidos.

A utilização dessas técnicas de modelagem tem como finalidade encontrar as relações entre as variáveis preditoras e a variável de resposta. Mediante o uso dos dados de interrupções de energia, obtidos no sistema elétrico do conjunto de consumidores ALFA, as técnicas de RLM e RNA serão utilizadas no próximo capítulo para o desenvolvimento dos modelos de predição para os indicadores de continuidade DEC e FEC, pois a RLM e a RNA reúnem as atribuições requeridas para este objetivo: o reconhecimento dos padrões e a detecção das relações implícitas dos modos de falhas na composição dos indicadores.





## **5 MODELOS BASEADOS EM RLM E RNA PARA PREDIÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

Este capítulo descreve a parte experimental da construção dos modelos matemáticos para a predição dos indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Com o auxílio das técnicas de Regressão Linear Múltipla (RLM) e Redes Neurais Artificiais (RNAs), propõe-se o desenvolvimento desses modelos para cada indicador de continuidade. A construção dos modelos envolve etapas, tais como: a coleta de dados, a classificação das interrupções de energia de acordo com a origem dos modos de falhas, as análises estatísticas, a determinação da estrutura adequada e a estimação dos parâmetros para os modelos.

Pretende-se que os modelos a serem desenvolvidos possuam características adequadas para simular o comportamento empírico do conjunto de consumidores ALFA, descrito no Capítulo 3. Utilizou-se o conjunto de dados coletados durante o período de 01/01/2013 a 31/12/2014. Os modelos para a predição do DEC possuem como entradas as quantidades de horas de interrupção de fornecimento de energia em decorrência de cada tipo de modo de falha. Os modelos para a previsão do FEC possuem como entradas as quantidades de interrupções de energia ocorridas em cada tipo de modo de falha. Esses modelos levam em consideração as características qualitativas do sistema estudado, diferentemente das Equações 3.3 e 3.4 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A saída, para cada um dos modelos, são os valores preditos para o DEC e para o FEC, respectivamente.

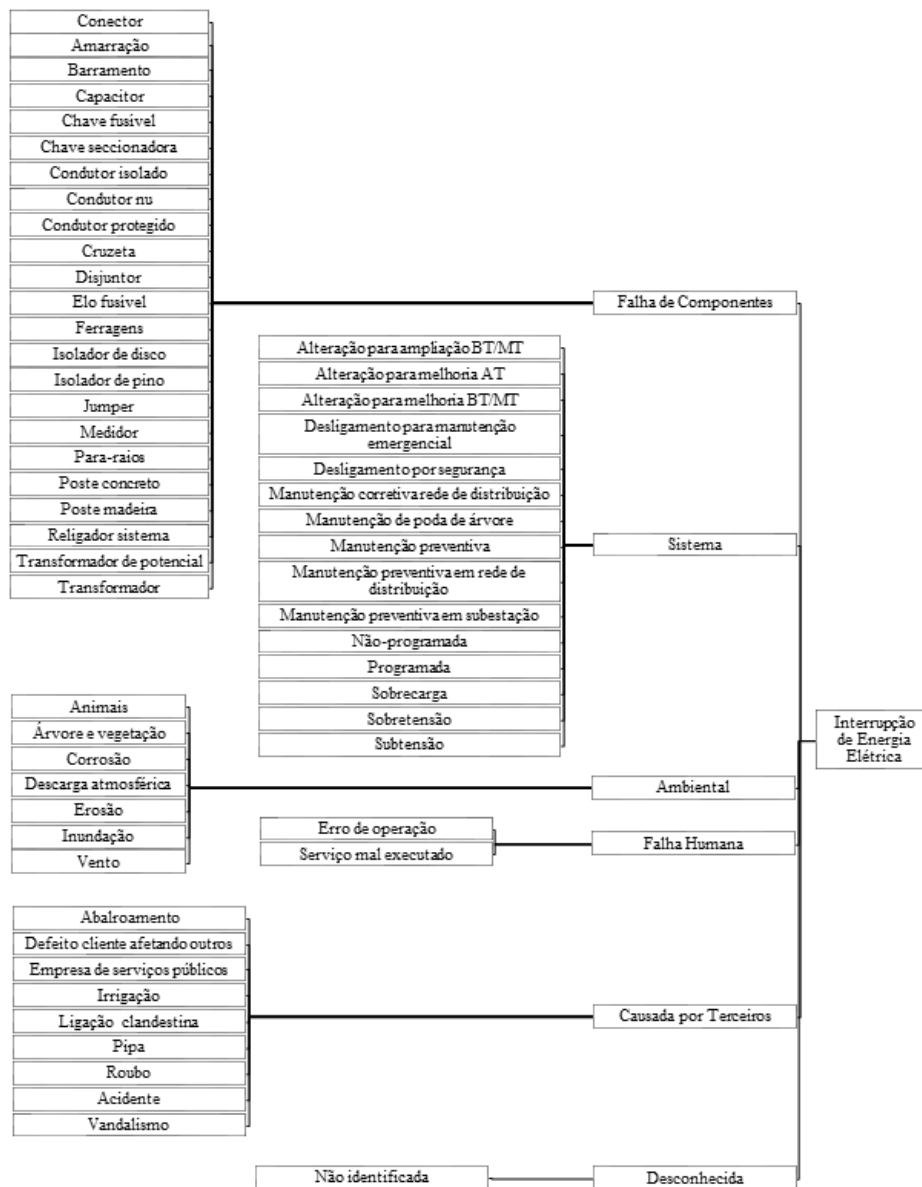
### **5.2 PRÉ-PROCESSAMENTO DOS DADOS**

#### **5.2.1 Análise Descritiva dos dados**

As modelagens do DEC e do FEC foram iniciadas através das análises dos dados obtidos pelas medições realizadas no conjunto ALFA. Esse conjunto pertence a uma concessionária da região Nordeste. Foram consideradas todas as ocorrências registradas nos anos de 2013 e 2014. Tendo-se em vista todos os alimentadores desse conjunto, os dados mensais das ocorrências foram analisados e organizados, possibilitando o conhecimento dos modos de falhas ocorridos nesse sistema elétrico. A análise considerou as ocorrências de todos os modos de falhas que causaram alguma interrupção de energia nos alimentadores. Foram contabilizados os tempos e as quantidades das ocorrências dessas interrupções e descontinuidades no fornecimento de energia elétrica. Foram totalizadas para os dois anos (2013 e 2014), 24 540 horas e 7579 ocorrências, o que representa milhares de consumidores sem o fornecimento de energia elétrica. As 7579 ocorrências nos alimentadores do conjunto ALFA foram classificadas em um total de 57 modos de falhas, que estão listados na Tabela 4.

Para uma melhor visualização e um melhor entendimento desses modos de falhas identificados, a Tabela 4 foi reescrita no formato de uma árvore de falhas (Figura 22), permitindo-se uma análise mais detalhada das origens das interrupções no fornecimento de energia.

**Figura 22** – Árvore de falhas das interrupções de energia no conjunto ALFA



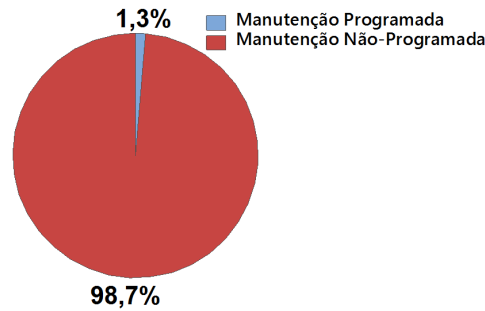
Fonte: Autor.

Durante a fase de coleta dos dados, as equipes de manutenção dessa concessionária informaram que não é frequente a realização de uma manutenção preventiva nos sistemas elétricos da concessionária. Essas equipes de manutenção realizam, na maioria das intervenções, atividades de manutenção corretiva, ou seja, atuam quando ocorre uma interrupção de energia.

A CHESP<sup>115</sup> considera que a interrupção de energia elétrica pode ter três origens básicas: interrupção programada, interrupção acidental e interrupção por falha de equipamentos. No procedimento de análise aplicado sobre os dados do conjunto ALFA, as interrupções acidentais e por falha de equipamentos foram classificadas como interrupção ou manutenção não progra-

mas. A Figura 23 demonstra que 98,7% das ocorrências nesse conjunto são originadas em uma manutenção não programada, enquanto que 1,3% são originadas em uma manutenção programada. Isso confirma a informação de que a concessionária não realiza uma manutenção preventiva em seus sistemas elétricos.

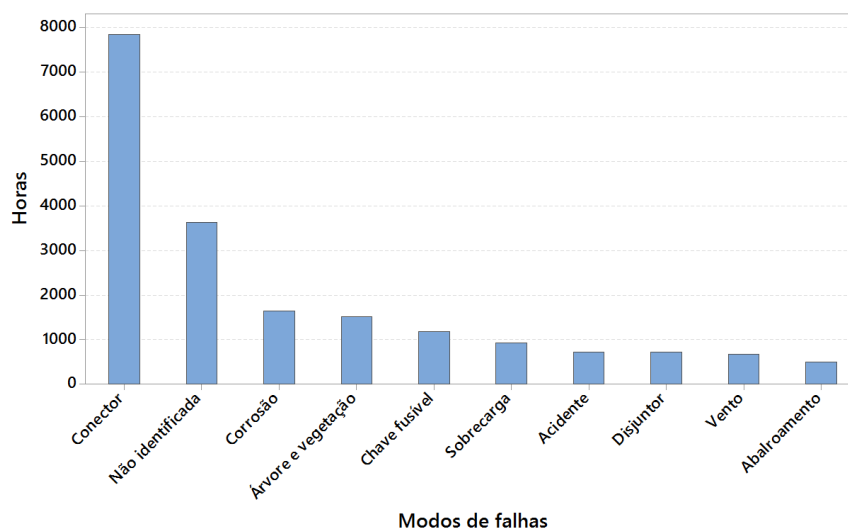
**Figura 23** – Característica das ocorrências no conjunto ALFA



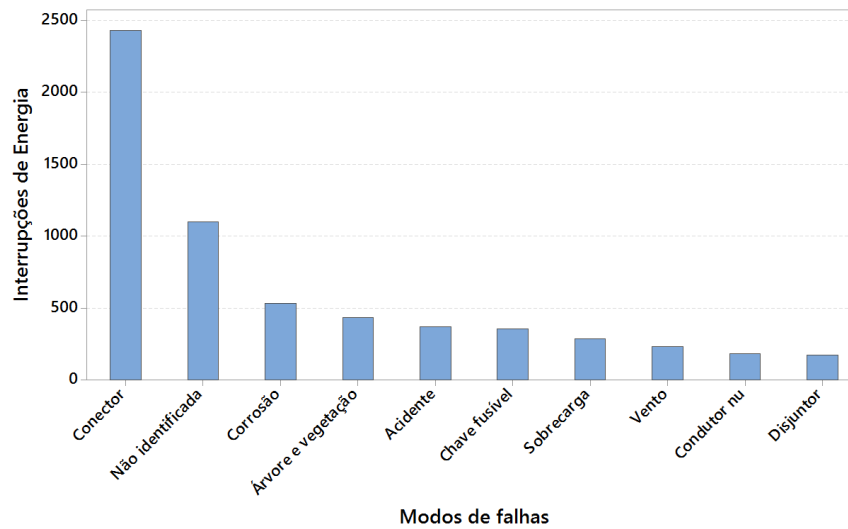
Fonte: SGT<sup>62</sup>.

As variáveis de entrada definidas para os modelos DEC e FEC possuem características em função do tempo, pois os valores de tensão, de corrente e de potência elétrica oscilam em conformidade com o consumo de energia elétrica na rede de distribuição, ocasionando as falhas em equipamentos, a atuação de proteções do sistema elétrico e, conseqüentemente, a interrupção no fornecimento de energia. Tendo-se em vista a quantidade total de horas em manutenção e a quantidade de interrupções de energia elétrica, as Figuras 24 e 25 apresentam, respectivamente, o perfil do conjunto ALFA, considerando-se os seus dez principais modos de falhas, conforme os registros realizados nos anos de 2013 e 2014. Essas figuras demonstram que, considerando-se os dez modos de falhas mais recorrentes, muitos deles poderiam ter sido evitados se fossem realizadas as manutenções preventivas. Temos como exemplo os conectores, as chaves fusíveis, as podas de árvores, entre outros.

**Figura 24** – Quantidade de horas de manutenção por modos de falhas no conjunto ALFA



Fonte: SGT<sup>62</sup>.

**Figura 25** – Quantidade de interrupções de energia por modos de falhas no conjunto ALFA

Fonte: SGT<sup>62</sup>.

### 5.2.2 Análise Estatística dos Dados

Em conformidade com os registros, as 7579 ocorrências nos alimentadores do conjunto ALFA foram classificadas em 57 modos de falhas. Esses dados de ocorrências foram organizados em 180 amostras correspondentes às ocorrências mensais registradas, em 2013, para os 7 alimentadores<sup>a</sup> do conjunto ALFA (84 amostras), e em 2014, para os 8 alimentadores do mesmo conjunto (96 amostras)<sup>b</sup>.

As Tabelas A.1 e A.2 (Apêndice A) apresentam um estudo estatístico descritivo realizado sobre os 57 modos de falhas para o DEC e o FEC, respectivamente. Segundo Guedes et al.<sup>116</sup>, a estatística descritiva tem como objetivo a sintetização dos valores por meio de medidas de posição e de dispersão, com o intuito de se dar uma visão global da variação dos valores amostrais. Utilizando-se os conceitos de estatística descritiva<sup>116</sup>, foram utilizadas as seguintes análises para a construção das Tabelas A.1 e A.2:

- Média - medida de tendência central utilizada para representar os dados;
- Desvio padrão - medida de dispersão dos valores em relação à sua média;
- Variância - medida que mostra quão distantes os valores estão do valor central (média);
- Coeficiente de variação - medida que exprime a variabilidade dos dados em relação à média;
- Mediana - medida que ocupa a posição central da série de observações de uma variável;
- Mínimo - valor mínimo de uma amostra de dados;
- Máximo - valor máximo de uma amostra de dados.

<sup>a</sup> Circuitos em AT que fornecem energia elétrica para o sistema de BT dos consumidores.

<sup>b</sup> Em 2014 foi instalado um novo alimentador no conjunto ALFA.

Em uma leitura sobre as Tabelas A.1 e A.2 (Apêndice A), constata-se a alta variabilidade dos valores dos modos de falhas. Nota-se que, para a maioria dos modos de falhas do DEC e do FEC, o desvio padrão e o coeficiente de variação foram maiores que as suas médias. Essa alta dispersão também é notada quando analisa-se os valores da média. Esses valores foram muito baixos quando comparados aos valores máximos. Essa alta variabilidade é determinada pela diversidade dos dados coletados durante as manutenções realizadas. A realização dessas manutenções levam em consideração muitos fatores que fogem do controle organizacional da concessionária, como exemplo: as dificuldades no acesso ao local da ocorrência, a identificação da falha que ocasionou a interrupção de energia, a experiência da equipe de manutenção responsável pelo reparo, entre outras.

As Figuras B.1 e B.2 (Apêndice B) apresentam os gráficos das séries temporais de cada modo de falha para o DEC e para o FEC, respectivamente. Os gráficos de séries temporais são utilizados para avaliar padrões em dados ao longo do tempo<sup>84</sup>. Analisando-se os gráficos apresentados nas Figuras B.1 e B.2, nota-se que os dados dos modos de falhas, tanto para o DEC como para o FEC, demonstram a existência de padrões aleatórios em seus valores, pois a série temporal de cada modo de falha não apresenta um padrão para o comportamento dessas variáveis de processo.

As Figuras C.1 e C.2 do Apêndice C apresentam os gráficos de *boxplot*. O gráfico de *boxplot* permite a realização de uma análise visual do comportamento dos valores de cada modo de falha. Os gráficos de *boxplot* são ferramentas gráficas responsáveis por apresentar a variação dos dados observados<sup>117</sup>. Os gráficos contidos nas Figuras C.1 e C.2 confirmam a presença de valores atípicos (*outliers*), indicados por asterisco (\*). Esses valores estão localizados muito afastados dos quartis e da mediana dos gráficos. Cada *outlier* está associado a um valor elevado do modo de falha, fazendo com que o coeficiente de variação também tenha um valor elevado<sup>117</sup> (Tabelas A.1 e A.2). Entretanto, estes valores elevados não podem ser desprezados ou retirados do conjunto de dados, pois representam a natureza do processo em estudo, tendo-se em vista que estes dados foram oriundos de registros das ocorrências de interrupção no fornecimento de energia no conjunto ALFA, e que, dependendo do tipo ou gravidade da interrupção no sistema elétrico, sempre poderá voltar a ocorrer<sup>84</sup>.

Diante do exposto, foi realizado o teste *Modified Thompson Tau* para encontrar os possíveis *outliers* do conjunto de dados a serem utilizados para o desenvolvimento dos modelos de predição para o DEC e FEC. O teste *Modified Thompson Tau* (Equação 5.1) é um método usado para determinar se existem *outliers* em amostras de dados<sup>118</sup>.

$$\tau = \frac{t_{\alpha/2}(n-1)}{\sqrt{n}\sqrt{n-2+t_{\alpha/2}^2}}, \quad (5.1)$$

onde  $\tau$  é o *Modified Thompson Tau*;  $n$  é o número de dados da amostra; e  $t_{\alpha/2}$  é o valor da distribuição  $t$  de *Student* com base em um nível de significância  $\alpha$  de 5% com dois graus de liberdade.

Para aceitar ou rejeitar determinado *outlier* de uma amostra, deve-se fazer a seguinte análise<sup>118</sup>:

- Se  $\delta > \tau.S$ , o dado analisado da amostra é um *outlier*;
- Se  $\delta \leq \tau.S$ , o dado analisado da amostra não é um *outlier*.

Uma vez que  $\delta$  (Equação 5.2) é o valor absoluto da diferença entre o valor mínimo e valor máximo da amostra pela média dessa amostra e,  $S$  é o desvio padrão da amostra.

$$\delta_i = |x_i - \bar{x}|, \quad (5.2)$$

onde  $\delta_i$  é o valor absoluto;  $x_i$  é o valor mínimo e máximo da  $i$ -ésima amostra; e  $\bar{x}$  é a média da amostra.

Ao realizar o teste *Modified Thompson Tau*, para os dados dos modos de falhas do DEC e do FEC, não se tem o intuito de eliminar os *outliers* das amostras. Pois, como relatado, esses *outliers* são importantes para o desenvolvimento dos modelos de RLM e RNAs. Todos os valores das amostras são valores reais, e consideram todos os modos de falhas que causaram interrupções no fornecimento de energia em consumidores do sistema ALFA. O objetivo de se utilizar o teste no desenvolvimento dos modelos é que, ao se realizar a separação dos dados entre conjunto de treinamento e conjunto de teste, seja possível separar o conjunto de treinamento contendo todas as características fidedignas do sistema ALFA (incluindo-se os *outliers*). Ao realizar uma separação aleatória dos dados, o conjunto de treinamento, responsável pelo ajuste dos modelos, poderia não conter amostras com os *outliers*, o que conduziria ao ajuste de modelos que não conseguissem representar toda a singularidade necessária para a predição dos indicadores de continuidade.

Nas amostras, além do teste *Modified Thompson Tau* que foi utilizado para detectar os *outliers*, também foi utilizado o *Wilcoxon rank sum test*. O *Wilcoxon rank sum test* é um teste não paramétrico que pode ser usado para determinar se duas amostras independentes foram selecionadas de populações com a mesma distribuição<sup>119</sup>. O *Wilcoxon rank sum test* foi utilizado com o intuito de validar e separar os conjuntos de treinamento e de testes, de forma que os mesmos representem corretamente a distribuição populacional.

Para se realizar o *Wilcoxon rank sum test*, deve-se primeiro definir as hipóteses nula e alternativa para as amostras:

$$\text{Hipóteses} = \begin{cases} H_0 : \text{as duas amostras pertencem à mesma população,} \\ H_1 : \text{as duas amostras não pertencem à mesma população.} \end{cases}$$

Após a definição das hipóteses nula ( $H_0$ ) e alternativa ( $H_1$ ), especifica o nível de significância ( $\alpha$ ) do teste (geralmente 5 %) e determina-se, por meio da tabela de distribuição normal padrão, o valor de  $z$ . Depois compara-se o valor de  $z$  com o valor de  $z_{calc}$  (Equação 5.3). Se o valor de  $z_{calc}$  estiver dentro da margem bicaudal do  $z$ , as amostras não fazem parte da mesma

população, rejeitando-se a hipótese  $H_0$ <sup>119</sup>. As equações a seguir fazem parte do *Wilcoxon rank sum test*:

$$z_{calc} = \frac{R - \mu_R}{\sigma_R}, \quad (5.3)$$

$$\mu_R = \frac{n_1(n_1 + n_2 + 1)}{2}, \quad (5.4)$$

$$\sigma_R = \sqrt{\frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 + 1)}{12}}, \quad (5.5)$$

onde  $z$  é o *Wilcoxon rank sum test* tabelado;  $z_{calc}$  é o *Wilcoxon rank sum test* calculado;  $R$  é a soma dos postos<sup>c</sup> da menor amostra;  $\mu_R$  é a média dos valores da amostra  $R$ ;  $n_1$  é o tamanho da menor amostra;  $n_2$  é o tamanho da maior amostra; e  $\sigma_R$  é o desvio padrão dos valores da amostra  $R$ .

O conjunto de treinamento e de testes, para o desenvolvimento dos modelos de predição para o DEC e para o FEC, foram separados procurando satisfazer os seguintes requisitos:

- O conjunto de treinamento deve ser composto por todas as amostras que possuem valores de *outliers*, garantindo-se que os modelos obtidos possam representar fielmente o sistema elétrico do conjunto ALFA;
- O conjunto de testes deve possuir a menor proporção de amostras significativas que represente o conjunto de dados, e não deve conter *outliers*;
- O conjunto de treinamento e de testes devem possuir amostras pertencentes a mesma distribuição populacional, aceitando a hipótese  $H_0$  do *Wilcoxon rank sum test*.

Com o auxílio do teste *Modified Thompson Tau* e do *Wilcoxon rank sum test*, realizou-se a separação dos conjuntos de treinamento e de testes em conformidade com os requisitos determinados anteriormente. O conjunto de treinamento ficou composto por 153 amostras, representando 85 % das 180 amostras e, o conjunto de testes ficou composto por 27 amostras, representando 15 % das 180 amostras, tanto para o conjunto de dados do DEC como para o do FEC.

### 5.3 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS

As Equações 3.3 e 3.4 são aplicadas para calcular o DEC e o FEC. Essas equações não levam em consideração as características próprias de cada conjunto analisado, pois calculam os indicadores de continuidade tendo como denominador o número total de consumidores afetados pelas interrupções<sup>3</sup>. O denominador dessas equações sofre variações ao longo do tempo, com cancelamento ou inclusão de novos consumidores. Para a concessionária, responsável pela

<sup>c</sup> Posto é um número atribuído a um item amostral individual de acordo com sua posição na amostra. Ao primeiro item atribui-se o posto 1, ao segundo item o posto 2, e assim por diante.



distribuição, essas equações não contribuem para uma análise de causa e efeito, ou seja, não indicam quais são os modos de falhas que são mais incidentes em seu sistema elétrico, e que estão contribuindo para o aumento dos indicadores DEC e FEC. A partir da classificação dos modos de falhas, realizada no Capítulo 3, aliadas aos modelos desenvolvidos para o DEC e o FEC, a concessionária poderá perceber quais são os modos de falhas, e o quanto eles contribuem para o aumento dos indicadores de continuidade.

Tronchoni et al.<sup>36</sup> afirma que a correta identificação da causa primária da interrupção é tão ou mais importante do que o próprio restabelecimento da rede elétrica, pois, muitas vezes, permite denunciar a recorrência de um conjunto de causas que podem estar provocando a degradação acelerada da rede e, conseqüentemente, o aumento dos indicadores DEC e FEC.

Para a análise dos dados e para o desenvolvimento dos modelos, utilizou-se *softwares* interativos de alta performance, voltados para cálculos numéricos e estatísticos. Esses *softwares* se constituem como ferramentas poderosas para o auxílio na resolução de problemas matemáticos, com pacotes gráficos avançados.

A modelagem foi desenvolvida a partir do tratamento dos dados provenientes do registro das 7579 interrupções ocorridas no conjunto ALFA, entre os anos de 2013 e 2014. Essas ocorrências foram classificadas em 57 modos de falhas (Tabela 4). Como um resultado dessa classificação, obteve-se 180 amostras para o DEC e 180 amostras para o FEC. Cada uma das 180 amostras é composta por 57 entradas e 1 saída. O conjunto composto por 57 entradas (relacionadas aos modos de falhas) e 1 saída (DEC ou FEC) é chamado de padrão. Foram desenvolvidos modelos empíricos *Multiple Input, Single Output* (MISO), tanto para o DEC, como para o FEC. Para o ajuste e avaliação dos modelos, foram utilizados 180 padrões correspondentes aos anos de 2013 e 2014.

Conforme descrito na subseção 5.2.2, os 180 padrões para o DEC e o FEC foram separados em conjunto de treinamento e em conjunto de testes, obedecendo-se aos requisitos baseados nos testes *Modified Thompson Tau* e *Wilcoxon rank sum test*. O conjunto de treinamento, utilizado para o desenvolvimento dos modelos, contém 153 padrões. E o conjunto de testes, responsável pela avaliação dos modelos, contém 27 padrões. O conjunto de testes é uma amostra de dados que não foi utilizada para o ajuste dos parâmetros dos modelos, caracterizando-se como um conjunto de novos dados que serão utilizados para avaliar o desempenho dos modelos desenvolvidos<sup>77</sup>.

Para que houvesse uma análise efetiva dos modelos DEC e FEC, utilizou-se os mesmos conjuntos de treinamento e testes no processo de treinamento e avaliação dos modelos desenvolvidos por meio da RLM e das RNAs.

### 5.3.1 Estrutura dos modelos baseados em RLM

A estrutura dos modelos desenvolvidos em RLM utilizou-se como variáveis preditoras (entradas) os 57 modos de falhas, e como variável de resposta (saída) o DEC e o FEC. Para realizar esse desenvolvimento, utilizou-se um *software* avançado para fins estatísticos, capaz de analisar com eficácia os dados, e extrair as características do conjunto de treinamento no desenvolvimento dos modelos de RLM.

Após o desenvolvimento dos modelos, foi realizada a análise de significância dos mesmos por meio dos testes de hipóteses (subseção 4.2.2), considerando-se os pressupostos da RLM (subseção 4.2.3).

### 5.3.2 Estrutura dos modelos baseados em RNAs

Os modelos desenvolvidos para o DEC e para o FEC foram obtidos a partir de uma RNA *feedforward* com três camadas: camada de entrada (conexões das entradas), camada oculta e camada de saída. A definição da topologia da rede foi obtida conforme o método *Dynamic Division Method* (DDM). Este método consiste na divisão simétrica do conjunto de treinamento, de maneira aleatória, em dois subconjuntos de mesmo tamanho (50% dos padrões em cada subconjunto)<sup>77</sup>.

Durante a busca pela melhor topologia da RNA, ocorre a variação da quantidade de neurônios na camada oculta (de 2 a 30). A RNA é treinada com os dados do primeiro subconjunto de treinamento, e posteriormente simulada com os dados do segundo subconjunto de treinamento. O treinamento prossegue até atingir o número máximo de neurônios adotado no início do treinamento (30). No término da iteração de cada neurônio, é gerado um erro entre o valor desejado para a saída e o valor predito pela rede, onde todos os erros são plotados em um gráfico. Por meio desse gráfico, escolhe-se o número de neurônios da camada oculta que obteve o menor erro quadrático presumido.

O método de aprendizagem aplicado foi o *backpropagation* e as funções de ativação foram a logsigmoial (*logsig*) na camada oculta, e a linear (*purelin*) na camada de saída. No processo de treinamento da rede neural, o algoritmo *backpropagation* busca minimizar o erro entre a saída predita pela rede e a saída desejada e, para tal, usa o método do gradiente descendente. Os erros determinados para as unidades da camada oculta e de saída são então usados para reajustar os valores dos pesos e bias de cada iteração, a fim de minimizar o erro da iteração seguinte, respeitando a topologia da rede em análise<sup>79</sup>.

## 5.4 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS COLETADAS

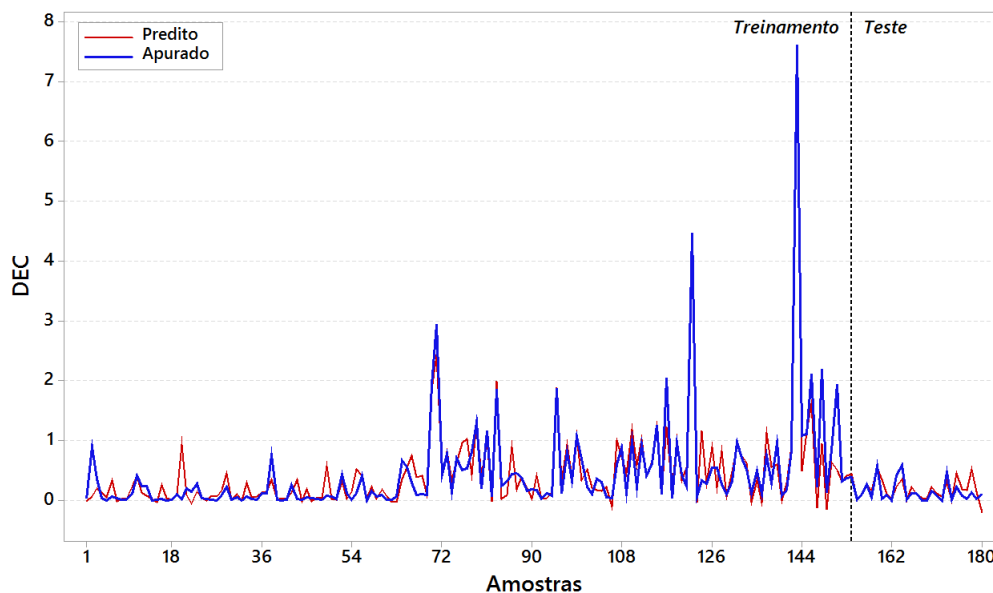
Nesta seção descreve-se os modelos desenvolvidos para o DEC e para o FEC utilizando os dados coletados do conjunto de consumidores ALFA.

### 5.4.1 Modelos baseados em RLM

#### a) DEC

Foi desenvolvido o modelo DEC de acordo com a subseção 5.3.1. Porém, o modelo não atende ao propósito de predição para o DEC, pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser constatado na Figura 26, e para maior esclarecimento, está presente na Tabela D.1 (Apêndice D) quais são essas saídas negativas. Uma saída negativa é inadmissível, uma vez que os indicadores de continuidade são índices positivos<sup>3</sup>.

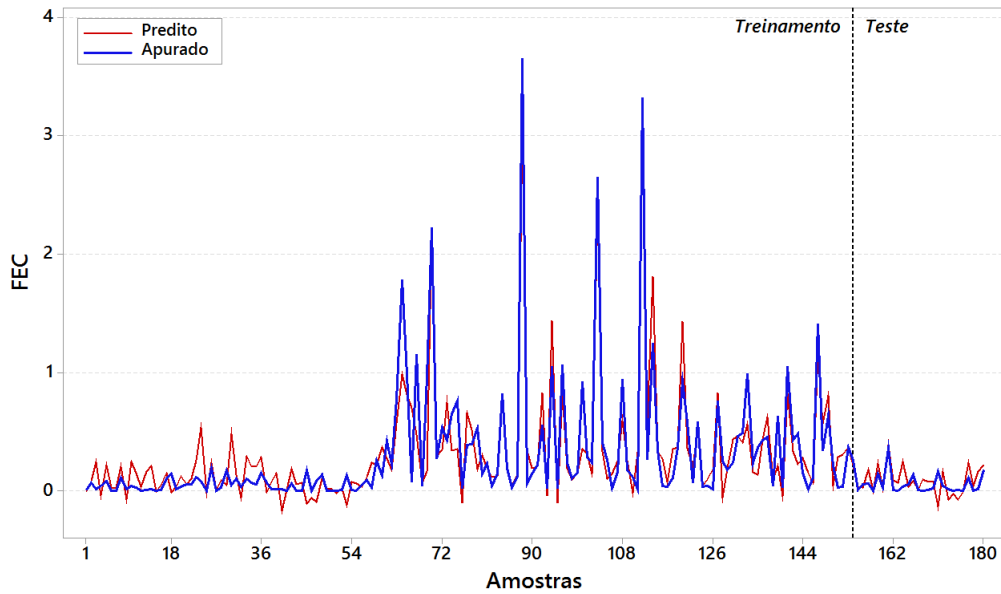
**Figura 26** – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com entradas coletadas



Fonte: Autor.

#### b) FEC

Foi desenvolvido o modelo FEC de acordo com a subseção 5.3.1. Porém, assim como no modelo DEC, o modelo FEC também não atende ao propósito de predição. A saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser constatado na Figura 27, e na Tabela D.2 (Apêndice D).

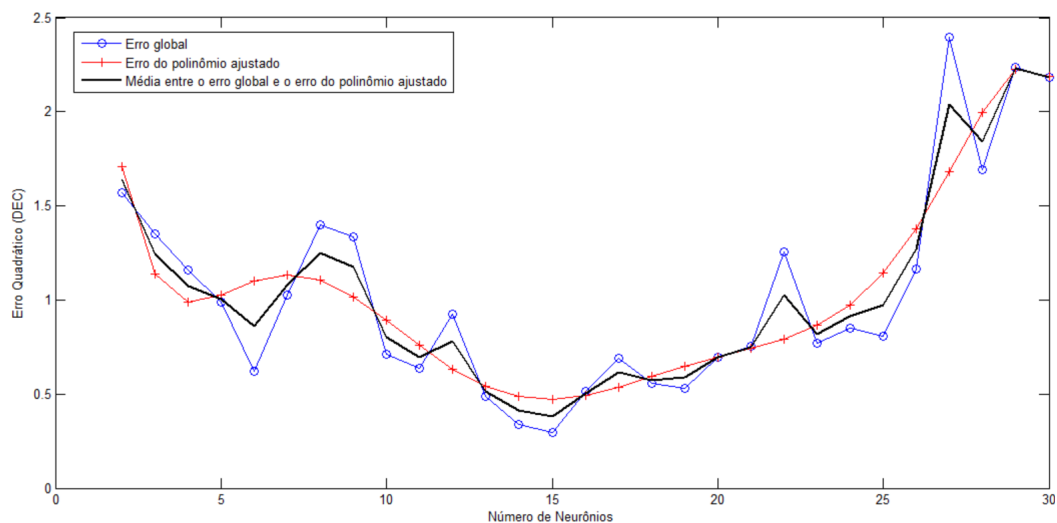
**Figura 27** – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com entradas coletadas

Fonte: Autor.

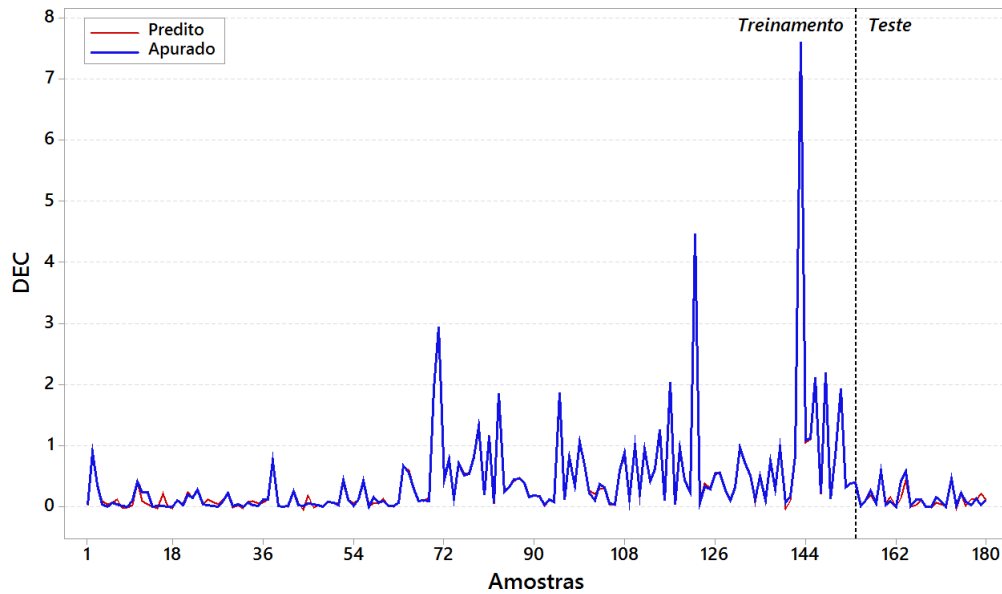
### 5.4.2 Modelos baseados em RNAs

#### a) DEC

Foi desenvolvido o modelo DEC de acordo com a subseção 5.3.2. Na busca pela melhor topologia, o treinamento da RNA apresentou como resultado 15 neurônios para a camada oculta da rede (Figura 28). Porém, como pode ser constatado na Figura 29, e na Tabela D.3 (Apêndice D), o modelo não atende ao propósito de predição para o DEC, pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas. Uma saída negativa é inaceitável, uma vez que os indicadores de continuidade são índices positivos.

**Figura 28** – Melhor topologia para o modelo DEC com entradas coletadas

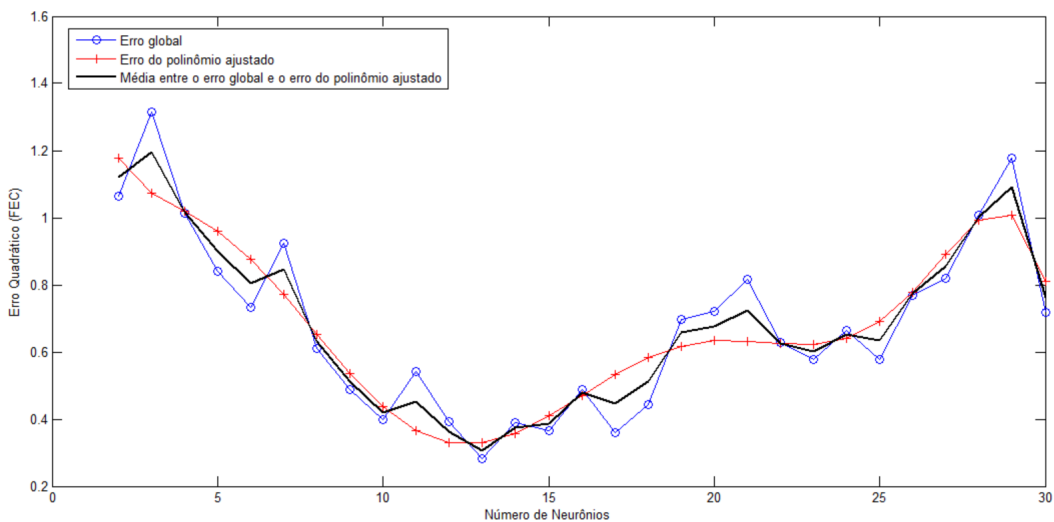
Fonte: Autor.

**Figura 29** – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com entradas coletadas

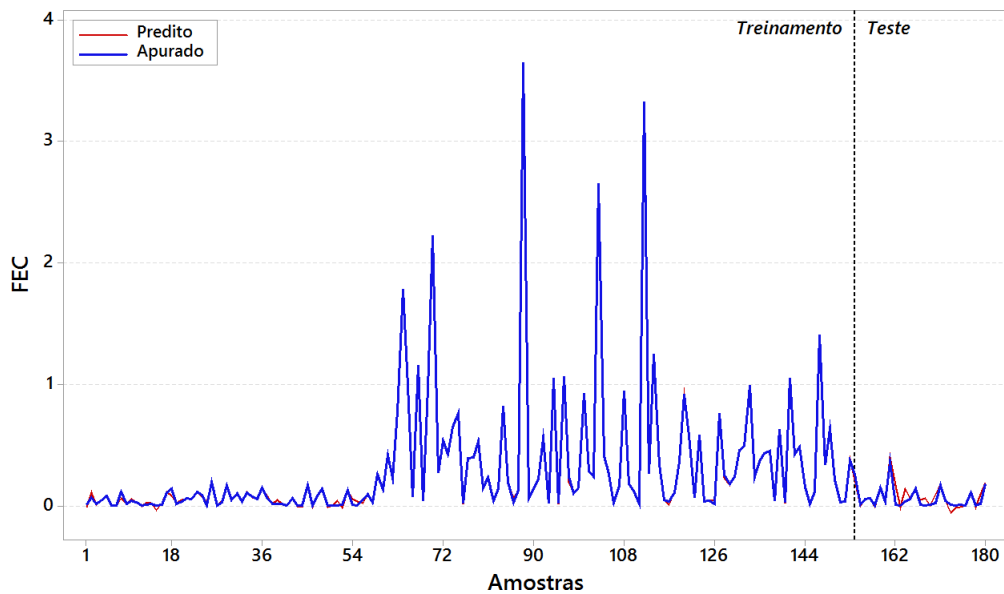
Fonte: Autor.

## b) FEC

Foi desenvolvido o modelo FEC de acordo com a subseção 5.3.2. Na busca pela melhor topologia, o treinamento da RNA apresentou como resultado 13 neurônios para a camada oculta da rede (Figura 30). Porém, como no modelo DEC, o modelo FEC também não atende ao propósito de predição, pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser constatado na Figura 31, e na Tabela D.4 (Apêndice D).

**Figura 30** – Melhor topologia para o modelo FEC com entradas coletadas

Fonte: Autor.

**Figura 31** – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com entradas coletadas

Fonte: Autor.

## 5.5 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS NORMALIZADAS

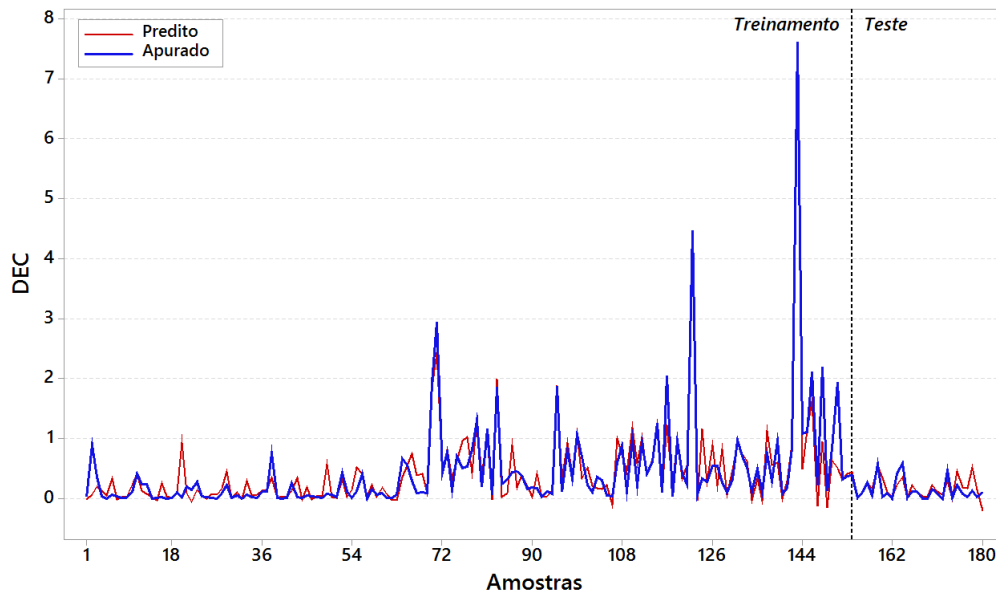
Os modelos para predição do DEC e FEC, ajustados conforme o procedimento descrito na seção 5.4, não obtiveram bons resultados. Visando melhorar a performance desses modelos, propõe-se o desenvolvimento de modelos através do mesmo procedimento, porém com a aplicação das entradas normalizadas aos modelos.

As entradas sofreram o processo de normalização devido a alta variabilidade de seus dados (Apêndice A). Foi realizada a normalização das entradas visando a aceleração do processo de aprendizagem, e a equalização das contribuições de cada uma das 57 entradas para o modelo. Segundo Miranda e Ribeiro<sup>120</sup>, a vantagem da normalização de entradas de modelos consiste na possibilidade dos pesos serem atualizados proporcionalmente, assim as saídas não apresentam discrepâncias em relação às entradas.

### 5.5.1 Modelos baseados em RLM

#### a) DEC

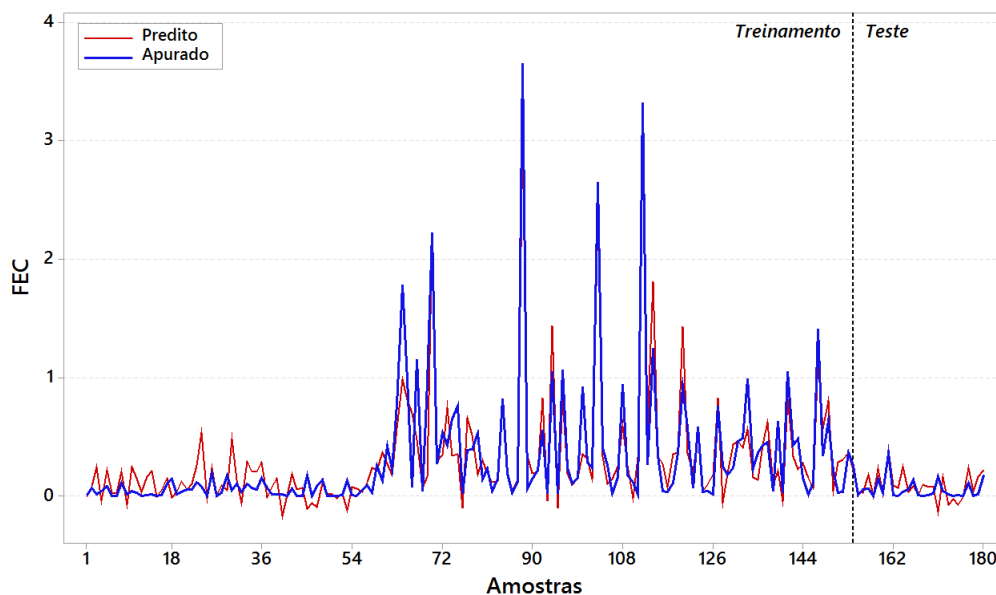
Foi desenvolvido o modelo DEC de acordo com a subseção 5.3.1. Entretanto, mesmo com a normalização das entradas, o modelo não atendeu ao propósito de predição para o DEC, pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser constatado na Figura 32, e na Tabela E.1 (Apêndice E).

**Figura 32** – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com entradas normalizadas

Fonte: Autor.

## b) FEC

Foi desenvolvido o modelo FEC de acordo com a subseção 5.3.1. Porém, assim como no modelo DEC com normalização das entradas, o modelo FEC também não atendeu ao propósito de predição. Pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser notado na Figura 33, e na Tabela E.2 (Apêndice E).

**Figura 33** – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com entradas normalizadas

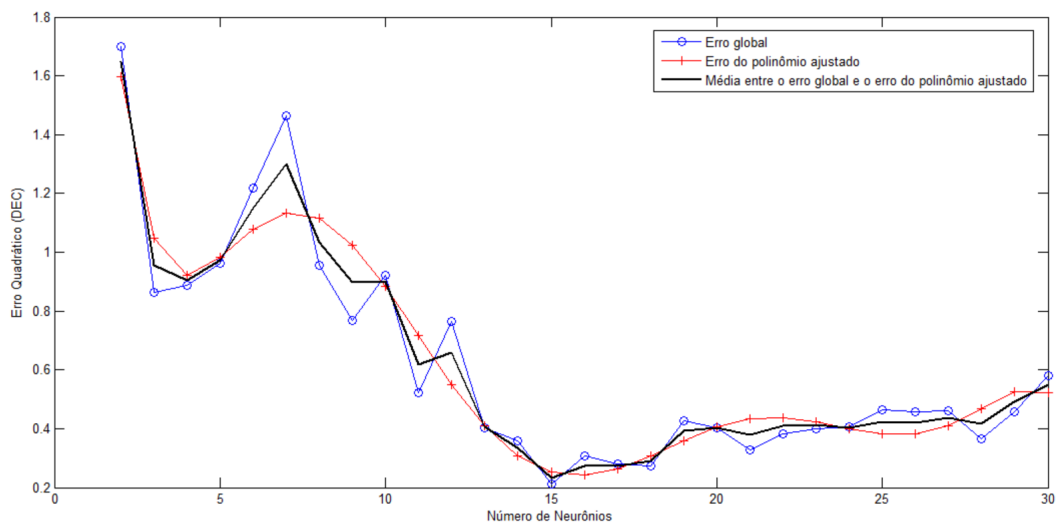
Fonte: Autor.

## 5.5.2 Modelos baseados em RNAs

### a) DEC

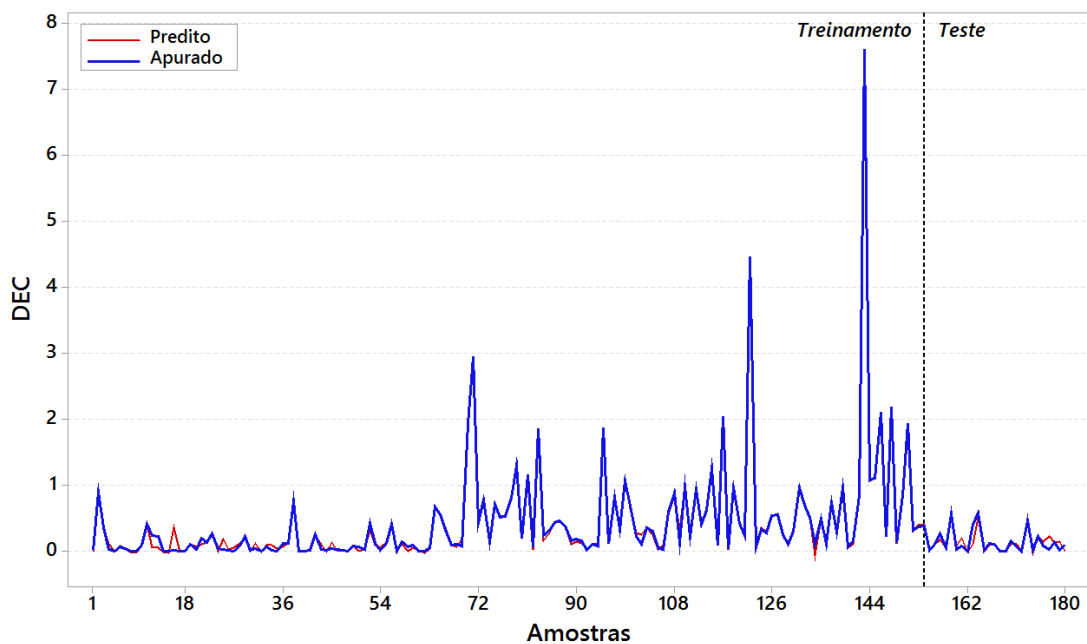
Foi desenvolvido o modelo DEC de acordo com a subseção 5.3.2. Na busca pela melhor topologia, o treinamento da RNA apresentou como resultado 15 neurônios para a camada oculta da rede (Figura 34). Porém, mesmo com a normalização das entradas, o modelo não atendeu ao propósito de predição para o DEC, pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser notado na Figura 35 e na Tabela E.3 (Apêndice E).

**Figura 34** – Melhor topologia para o modelo DEC com entradas normalizadas



Fonte: Autor.

**Figura 35** – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com entradas normalizadas



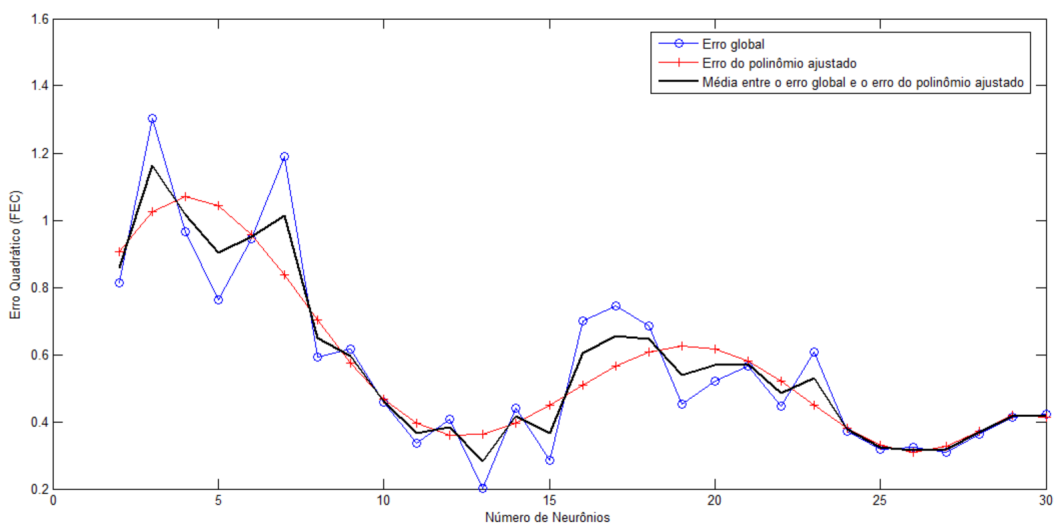
Fonte: Autor.



## b) FEC

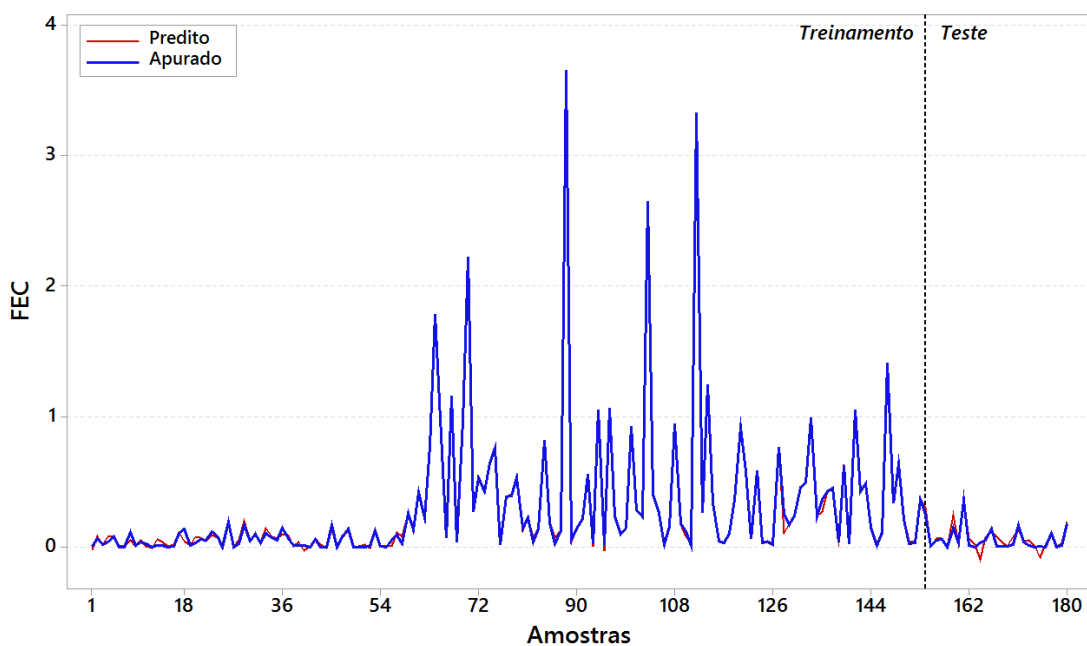
Foi desenvolvido o modelo FEC de acordo com a subseção 5.3.2. Na busca pela melhor topologia, o treinamento da RNA apresentou como resultado 13 neurônios para a camada oculta da rede (Figura 36). Porém, como no modelo DEC com normalização das entradas, o modelo FEC também não atendeu ao propósito de predição. Pois a saída predita pelo modelo, tanto para o conjunto de treinamento como para o conjunto de testes, resultaram em algumas saídas negativas, como pode ser observado na Figura 37 e na Tabela E.4 (Apêndice E).

**Figura 36** – Melhor topologia para o modelo FEC com entradas normalizadas



Fonte: Autor.

**Figura 37** – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com entradas normalizadas



Fonte: Autor.

## 5.6 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS COM ENTRADAS NORMALIZADAS E RESTRIÇÃO DE PARÂMETROS NEGATIVOS

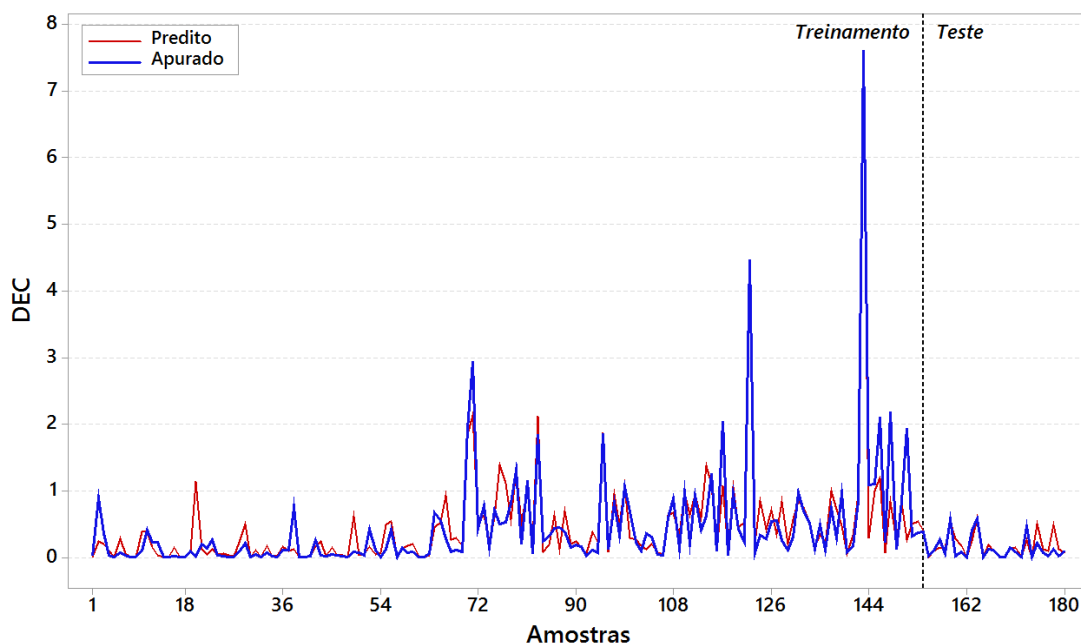
Os modelos obtidos para a estimativa do DEC e FEC com as entradas normalizadas também não obtiveram bons resultados, pois as saídas desses modelos ainda apresentaram alguns valores negativos. Nota-se que esse problema de saídas negativas surgiu na seção 5.4 e na seção 5.5. Diante disso, nesta seção, utiliza-se as mesmas entradas e os mesmos modelos da seção 5.5, porém os parâmetros de todos os modelos desenvolvidos foram submetidos a um algoritmo de otimização, com a imposição de uma restrição, impedindo-se que os parâmetros assumissem valores negativos. Como chute inicial para o otimizador, utilizou-se os mesmos padrões e os modelos desenvolvidos, tanto para a RLM como para RNA. O otimizador ajustou novos parâmetros conforme a restrição imposta, adequando-se às características extraídas pelo processo de treinamento.

### 5.6.1 Modelos baseados em RLM

#### a) DEC

Para o desenvolvimento do modelo DEC com restrição de parâmetros negativos, utilizou-se o modelo desenvolvido na subseção 5.5.1a. Aplicou-se o algoritmo de otimização nesse modelo e após a conclusão do procedimento, realizou-se a predição do DEC utilizando os conjuntos de treinamento e testes (Figura 38). Nota-se que todos os valores preditos pelo modelo foram positivos, constatando que o procedimento de restrição de parâmetros obteve êxito.

**Figura 38** – Resultado do modelo DEC baseado em RLM com restrição de parâmetros



Fonte: Autor.

Para comprovar a significância do modelo DEC desenvolvido, deve-se analisá-lo por meio dos testes de hipóteses (subseção 4.2.2) e dos pressupostos da RLM (subseção 4.2.3).

Para os testes de hipóteses, foi realizado o teste  $F$ , representado pela Tabela 6 da ANOVA. De acordo com os testes de hipóteses, a condição  $F_0 > F_{(\alpha; k; n-p)}$  deve ser verdadeira para que o modelo seja significativo. Analisando a Tabela 6, nota-se que a condição  $F_0 > F_{(0,05;1;151)}$ , para um nível de significância  $\alpha$  de 5 %, foi aceita, tendo em vista que  $1146,16 > 3,90$ . Portanto, rejeita-se a hipótese  $H_0$  afirmando que o modelo é significativo para o teste de hipóteses.

**Tabela 6** – ANOVA para teste de significância do modelo DEC

Fonte de Variação	Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Média Quadrática	$F_0$
Regressão	85,03	1	85,03	1146,16
Erro ou Resíduo	11,20	151	0,07	
Total	96,23	152		

Fonte: Autor.

Analisando os pressupostos para a RLM, tem-se:

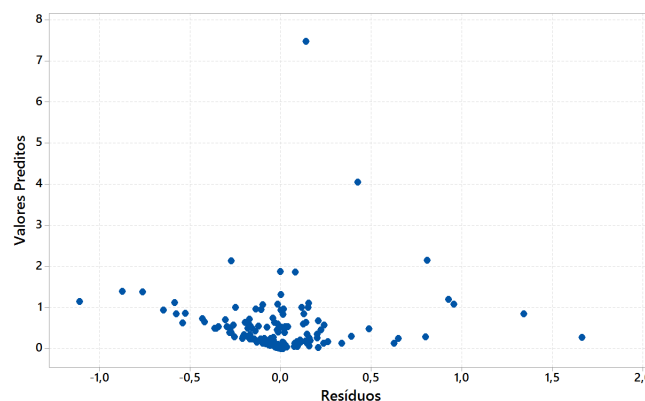
- Normalidade dos resíduos

A normalidade dos resíduos pode ser comprovada pela Figura 39, pois os valores de DEC predito *versus* resíduos estão dispostos aleatoriamente no intervalo  $[-2, +2]$ .

- Homocedasticidade dos resíduos

A homocedasticidade dos resíduos também pode ser comprovada pela Figura 39, demonstrando que os pontos de valores preditos *versus* resíduos estão dispostos aleatoriamente, sem padrão definido.

**Figura 39** – Valores de DEC predito *versus* resíduos

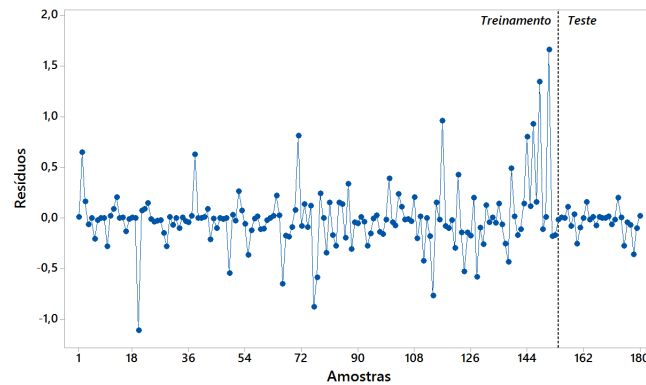


Fonte: Autor.

- Ausência de autocorrelação serial nos resíduos

A partir da Figura 40 pode-se notar a ausência de padrão nos resíduos ao longo do tempo, comprovando a ausência de autocorrelação.

**Figura 40** – Valores dos resíduos de DEC *versus* o número da amostra

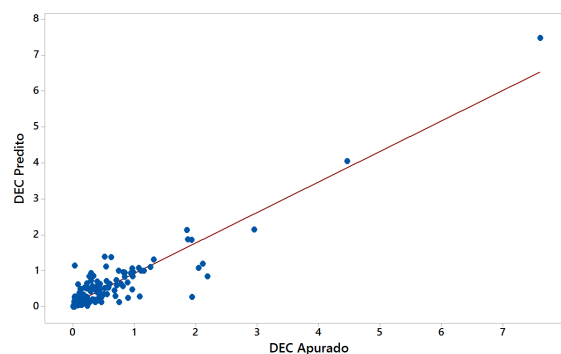


Fonte: Autor.

- Linearidade dos parâmetros

A linearidade dos parâmetros pode ser comprovada pela Figura 41, uma vez que os valores de DEC predito *versus* os valores de DEC apurado estão dispostos formando uma linha diagonal, indicando uma linearidade satisfatória, ou seja, as previsões do DEC se aproximaram dos valores apurados.

**Figura 41** – Valores de DEC predito *versus* valores de DEC apurado



Fonte: Autor.

- Multicolinearidade entre as variáveis preditoras

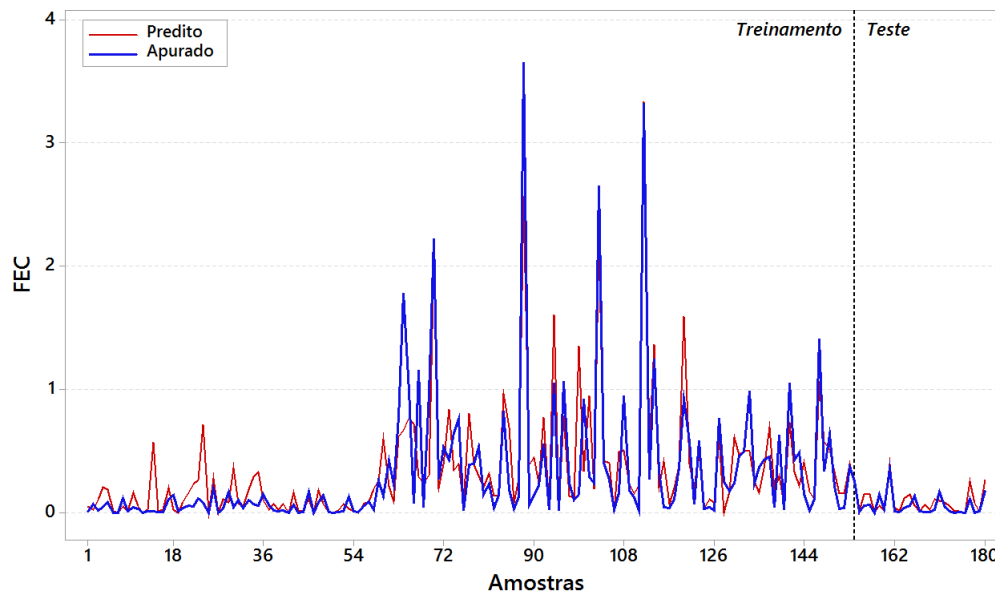
A ausência de multicolinearidade entre as variáveis preditoras pode ser comprovada através da Tabela F.1 (Apêndice F). Verifica-se nessa tabela que o modelo DEC apresentou nenhum valor de VIF acima de 10.

Após a realização dos testes de hipóteses e a verificação dos pressupostos para a RLM, comprova-se que o modelo DEC desenvolvido é significativo.

## b) FEC

Para o desenvolvimento do modelo FEC com restrição de parâmetros negativos, utilizou-se os modelos desenvolvidos na subseção 5.5.1b. Aplicou-se o algoritmo de otimização nesse modelo e após a conclusão do procedimento, realizou-se a predição do FEC utilizando os conjuntos de treinamento e testes (Figura 42). Nota-se que todos os valores preditos pelo modelo foram positivos, constatando que o procedimento de restrição de parâmetros obteve êxito.

**Figura 42** – Resultado do modelo FEC baseado em RLM com restrição de parâmetros



Fonte: Autor.

Para comprovar a significância do modelo FEC desenvolvido, também deve-se analisá-lo por meio dos testes de hipóteses (subseção 4.2.2) e dos pressupostos da RLM (subseção 4.2.3).

Para os testes de hipóteses foi realizado o teste  $F$ , representado pela Tabela 7 da ANOVA. De acordo com os testes de hipóteses, a condição  $F_0 > F_{(\alpha; k; n-p)}$  deve ser verdadeira para que o modelo seja significativo. Analisando a Tabela 7, nota-se que a condição  $F_0 > F_{(0,05; 1; 151)}$ , para um nível de significância  $\alpha$  de 5 %, foi aceita, tendo em vista que  $794,79 > 3,90$ . Portanto, rejeita-se a hipótese  $H_0$  afirmando que o modelo é significativo para o teste de hipóteses.

**Tabela 7** – ANOVA para teste de significância do modelo FEC

Fonte de Variação	Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Média Quadrática	$F_0$
Regressão	32,74	1	32,74	794,79
Erro ou Resíduo	6,22	151	0,04	
Total	38,96	152		

Fonte: Autor.

Analisando os pressuposto para a RLM, tem-se:

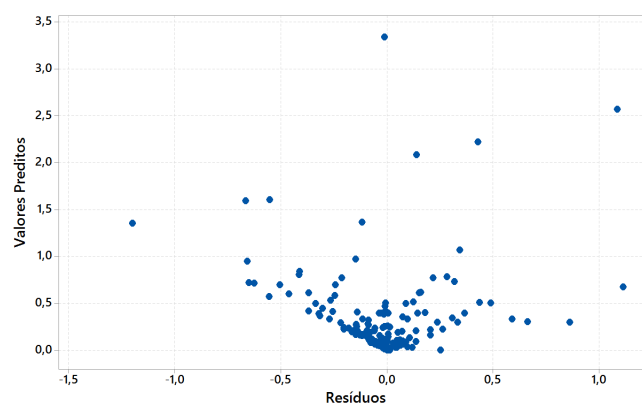
- Normalidade dos resíduos

A normalidade do resíduos pode ser comprovada pela Figura 43, pois os valores de FEC predito *versus* resíduos estão dispostos aleatoriamente no intervalo  $[-2, +2]$ .

- Homocedasticidade dos resíduos

A homocedasticidade dos resíduos também pode ser comprovada pela Figura 43, demonstrando que os pontos de valores preditos *versus* resíduos estão dispostos aleatoriamente, sem padrão definido.

**Figura 43** – Valores de FEC predito *versus* resíduos

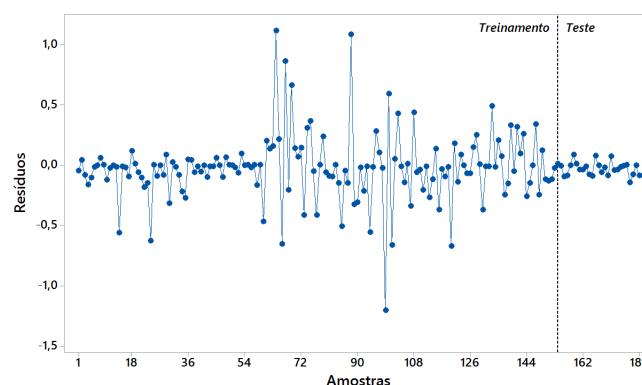


Fonte: Autor.

- Ausência de autocorrelação serial nos resíduos

A partir da Figura 44 pode-se notar a ausência de padrão nos resíduos ao longo do tempo, comprovando a ausência de autocorrelação.

**Figura 44** – Valores dos resíduos de FEC *versus* o número de amostras



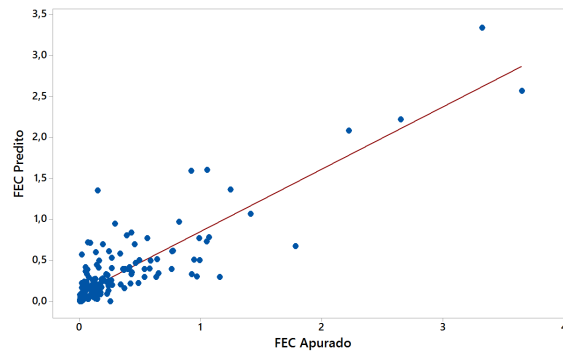
Fonte: Autor.

- Linearidade dos parâmetros

A linearidade dos parâmetros pode ser comprovada pela Figura 45, uma vez que os valores de FEC predito *versus* os valores de FEC apurado estão dispostos

formando uma linha diagonal, indicando uma linearidade satisfatória, ou seja, as predições do FEC se aproximaram dos valores apurados.

**Figura 45** – Valores de FEC predito *versus* valores de FEC apurado



Fonte: Autor.

- Multicolinearidade entre as variáveis preditoras

A ausência de multicolinearidade entre as variáveis preditoras pode ser comprovada por meio da Tabela F.2 (Apêndice F). Verifica-se nessa tabela que o modelo FEC apresentou nenhum valor de VIF acima de 10.

Após a realização dos testes de hipóteses e a verificação dos pressupostos para a RLM, comprova-se que o modelo FEC desenvolvido é significativo.

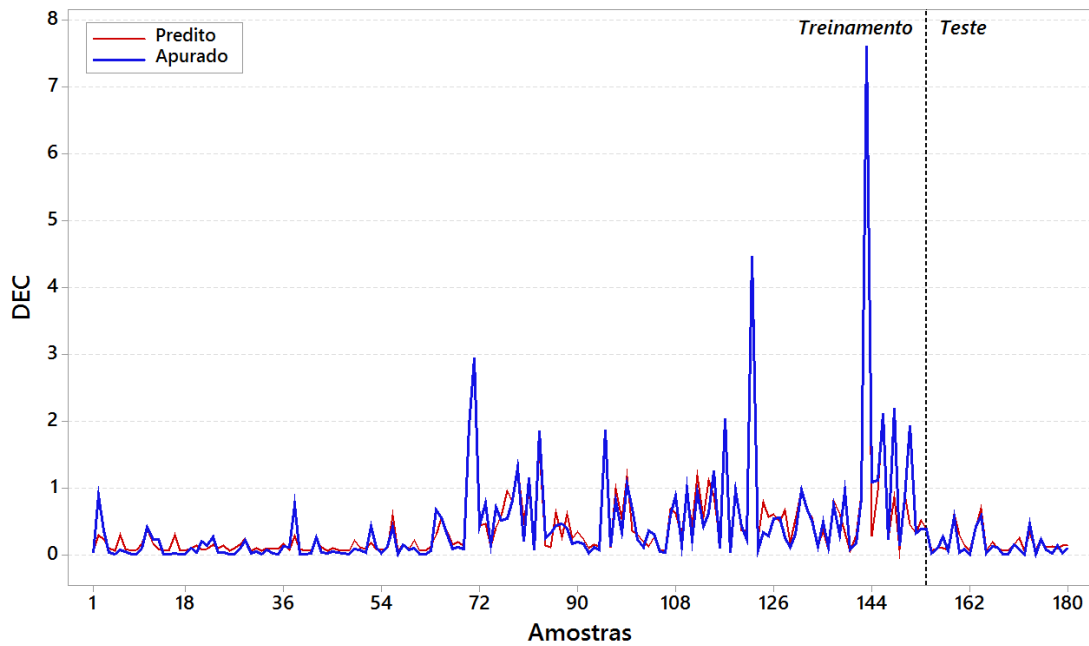
### 5.6.2 Modelos baseados em RNAs

#### a) DEC

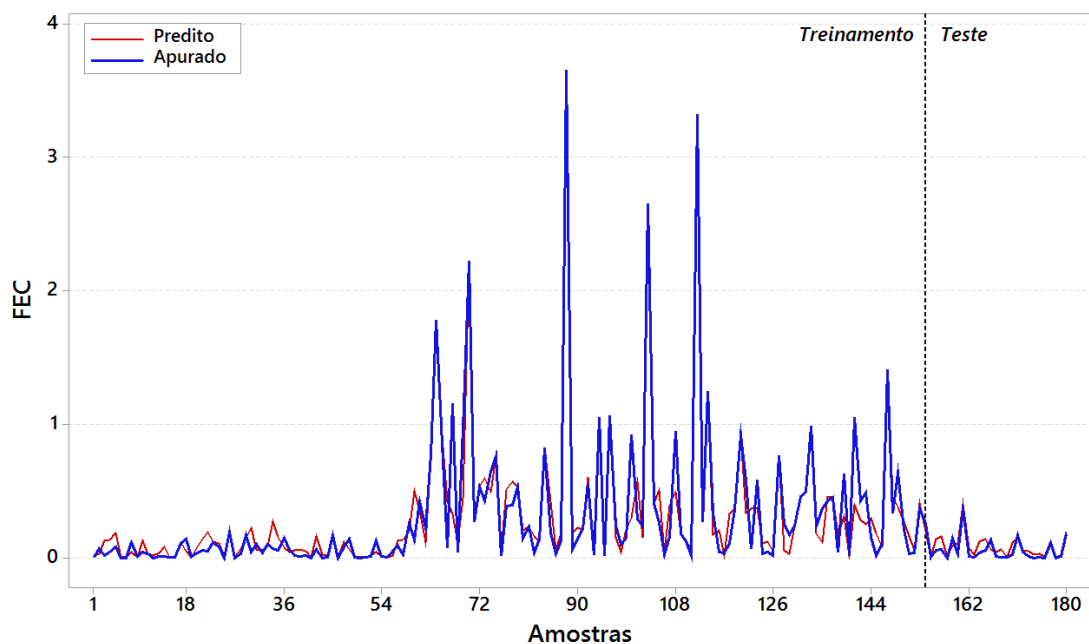
Para o desenvolvimento do modelo DEC com restrição de parâmetros negativos por meio de RNAs, utilizou-se o modelo desenvolvido na subseção 5.5.2a. Aplicou-se o algoritmo de otimização nesse modelo e após a conclusão do procedimento, realizou-se a predição do DEC utilizando os conjuntos de treinamento e testes (Figura 46). Nota-se que todos os valores preditos pelo modelo foram positivos, constatando que o procedimento de restrição de parâmetros obteve êxito.

#### b) FEC

Para o desenvolvimento do modelo FEC com restrição de parâmetros negativos por meio de RNAs, utilizou-se o modelo desenvolvido na subseção 5.5.2b. Aplicou-se também o algoritmo de otimização nesse modelo e após a conclusão do procedimento, realizou-se a predição do FEC utilizando os conjuntos de treinamento e testes (Figura 47). Constata-se que todos os valores preditos pelo modelo foram positivos, comprovando que o procedimento de restrição de parâmetros obteve êxito.

**Figura 46** – Resultado do modelo DEC baseado em RNAs com restrição de parâmetros

Fonte: Autor.

**Figura 47** – Resultado do modelo FEC baseado em RNAs com restrição de parâmetros

Fonte: Autor.

## 5.7 AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS MODELOS DESENVOLVIDOS

O desenvolvimento dos modelos de predição para o DEC e para o FEC tiveram êxito utilizando as técnicas de RLM (subseção 5.6.1) e RNAs (subseção 5.6.2), aliadas com a otimização de restrição dos parâmetros. Contudo, deve-se realizar a análise de eficiência desses modelos



com o intuito de definir aquele que possa prever os indicadores de continuidade de forma fidedigna.

### 5.7.1 Avaliação da eficiência dos modelos DEC

Como dito na seção 4.4, a performance dos modelos desenvolvidos podem ser avaliados por técnicas estatísticas: o coeficiente de determinação múltipla ( $R^2$ ) e o EQM. Foram desenvolvidos dois modelos de predição para o DEC, um baseado em RLM (subseção 5.6.1a) e outro baseado em RNAs (subseção 5.6.2a). A Tabela 8 demonstra os valores de  $R^2$  e EQM para esses dois modelos.

**Tabela 8** – Avaliação da eficiência dos modelos DEC

Técnica de modelagem	Conjunto			
	Treinamento		Testes	
	$R^2$ (%)	EQM	$R^2$ (%)	EQM
RLM	85,3	0,105	60,9	0,015
RNA	92,0	0,057	79,8	0,008

Fonte: Autor.

Nota-se que os valores de  $R^2$  e EQM para o modelo DEC, desenvolvido com as técnicas de RNAs, se saíram melhores. Pois utilizando os conjuntos de treinamento e testes, o modelo conseguiu prever os valores de DEC com um valor de  $R^2$  maior e um valor de EQM menor, comparando-se com o modelo desenvolvido por RLM. Essa performance comprova que o modelo desenvolvido pelas técnicas de RNAs conseguiu demonstrar que possui um ajuste melhor em seus parâmetros do que o modelo desenvolvido por RLM.

### 5.7.2 Avaliação da eficiência dos modelos FEC

A mesma avaliação realizada para os modelos DEC, foram também realizadas para os modelos FEC. Foram desenvolvidos dois modelos de predição para o FEC, um baseado em RLM (subseção 5.6.1b) e outro baseado em RNAs (subseção 5.6.2b), otimizados para restringir parâmetros negativos. A Tabela 9 demonstra os valores de  $R^2$  e EQM para esses dois modelos.

**Tabela 9** – Avaliação da eficiência dos modelos FEC

Técnica de modelagem	Conjunto			
	Treinamento		Testes	
	$R^2$ (%)	EQM	$R^2$ (%)	EQM
RLM	74,3	0,078	69,1	0,004
RNA	92,0	0,024	75,1	0,003

Fonte: Autor.

Observa-se que os valores de  $R^2$  e EQM para o modelo FEC, desenvolvido com as técnicas de RNAs, também se saíram melhores. Pois utilizando os conjuntos de treinamento e testes, o modelo conseguiu prever os valores de FEC com um valor de  $R^2$  maior e um valor de EQM menor, comparando-se com o modelo desenvolvido por RLM. Esse resultado comprova que o modelo desenvolvido pelas técnicas de RNAs conseguiu demonstrar que possui um ajuste melhor em seus parâmetros do que o modelo desenvolvido por RLM.

## 5.8 ANÁLISE DOS MODOS DE FALHAS PRIORITÁRIOS

Após o desenvolvimento, e escolha dos melhores modelos de predição para o DEC e para o FEC, deve-se realizar a aplicação dos mesmos na predição desses indicadores de continuidade.

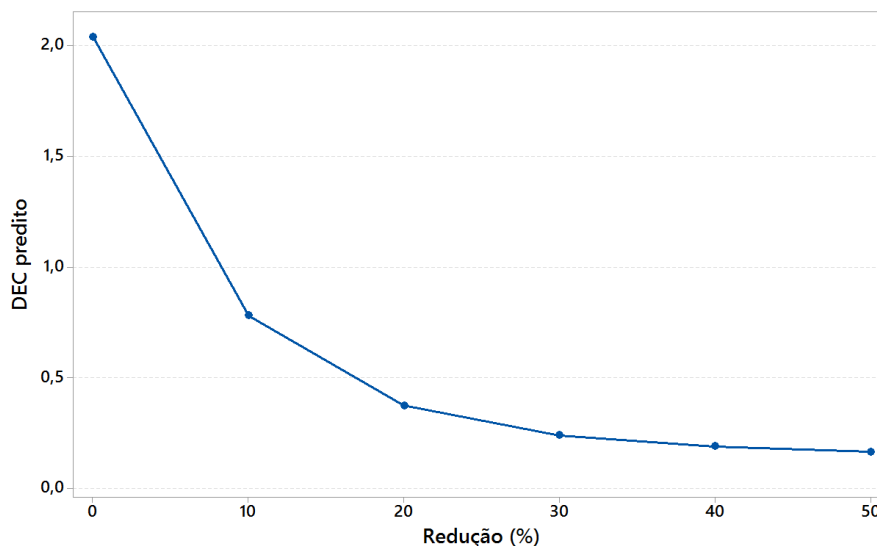
Os modelos desenvolvidos foram aplicados levando em consideração os dez piores modos de falhas registrados para os anos de 2013 e 2014. Para o modelo DEC foram utilizados os modos de falhas apresentados na Figura 24, e para o FEC os modos de falhas apresentados na Figura 25.

A aplicação dos modelos, utilizando uma das 180 amostras do conjunto de dados do DEC e do FEC, levou em consideração duas análises:

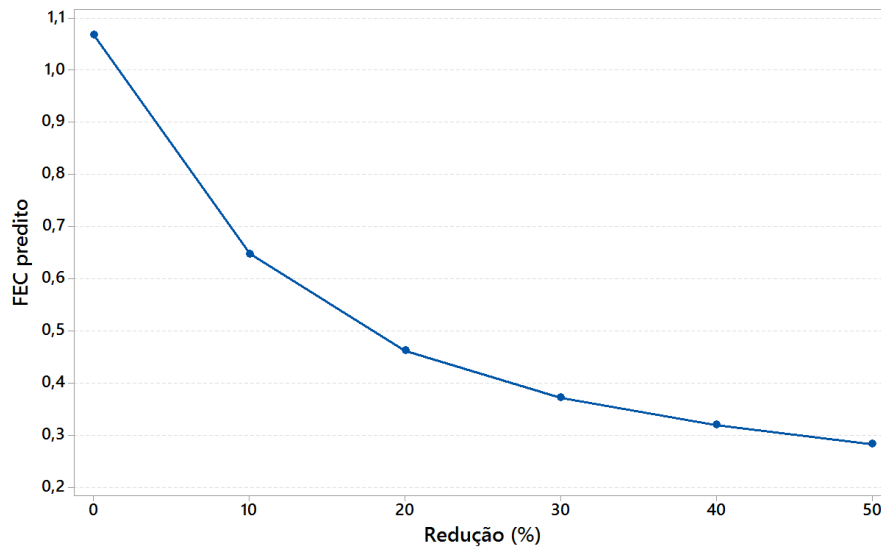
- Predizer o DEC e o FEC utilizando uma redução gradual de 10 %, com limite de 50 %, dos dez piores modos de falha para cada indicador de continuidade (Figuras 24 e 25);
- Predizer o DEC e o FEC utilizando também uma redução gradual de 10 %, com limite de 50 %, de cada um dos dez piores modos de falhas, para analisar a influência individual deles na composição dos indicadores de continuidade.

A primeira aplicação dos modelos revela que reduzindo gradativamente a incidência dos dez piores modos de falhas, tanto para o DEC como para o FEC, há uma redução considerada dos valores dos indicadores de continuidade (Figuras 48 e 49).

**Figura 48** – Aplicação do modelo desenvolvido em RNAs na predição do DEC



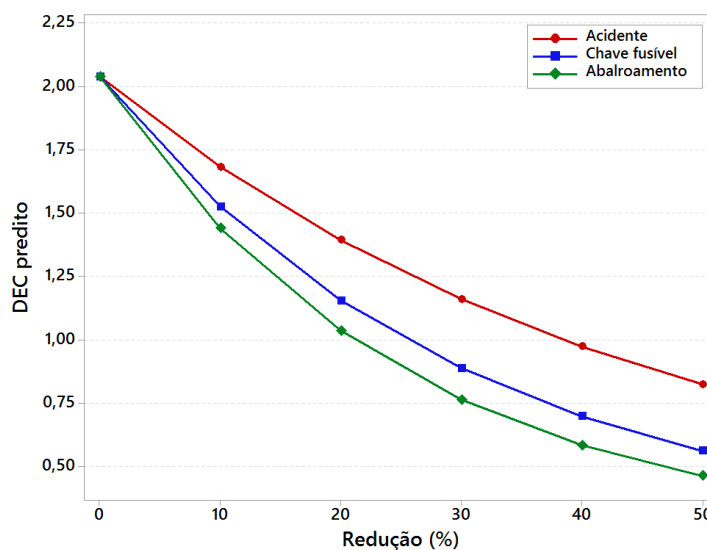
Fonte: Autor.

**Figura 49** – Aplicação do modelo desenvolvido em RNAs na predição do FEC

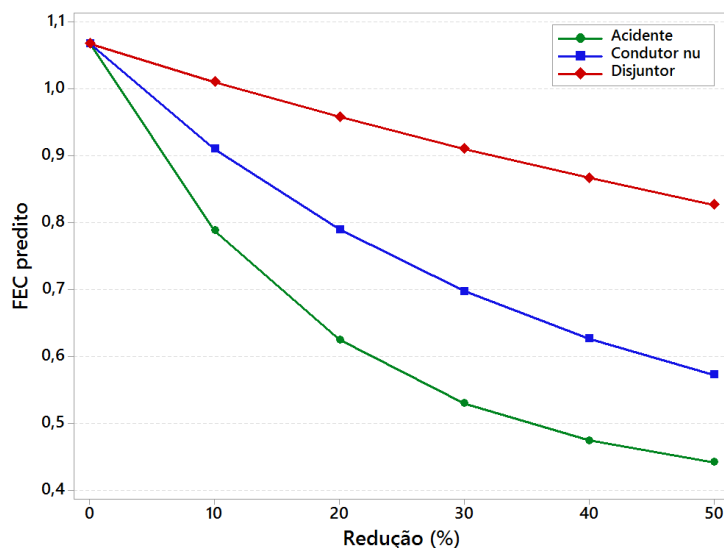
Fonte: Autor.

A segunda análise de aplicação dos modelos foi realizada reduzindo gradualmente 10% de cada modo de falhas mais recorrente, para avaliar individualmente a contribuição de cada um na composição do DEC e do FEC.

Dentre os dez piores modos de falhas registrados para o DEC e para o FEC, foram identificados que somente três desses modos de falhas contribuem significativamente na composição dos indicadores. A redução gradual aplicada aos demais modos de falhas não obteve redução significativa no valor do DEC e do FEC. Para o DEC, os três modos de falhas que mais contribuíram no aumento dos valores foram: "Abalroamento", "Chave fusível" e "Acidente" (Figura 50). Para o FEC, os três modos de falhas que mais contribuíram para o aumento dos valores foram: "Acidente", "Condutor nu" e "Disjuntor" (Figura 51).

**Figura 50** – Aplicação do modelo em RNAs na predição do DEC utilizando modos de falhas individuais

Fonte: Autor.

**Figura 51** – Aplicação do modelo em RNAs na predição do FEC utilizando modos de falhas individuais

Fonte: Autor.

Constata-se por meio dessas análises de aplicação que os modelos desenvolvidos podem avaliar a influência dos modos de falhas sobre os indicadores DEC e FEC, auxiliando o planejamento das tarefas de manutenção para os modos de falhas que mais contribuem para a composição destes indicadores. Uma simples análise quantitativa dos modos de falhas ou aplicação das Equações 3.3 e 3.4 não representa uma análise comportamental do sistema elétrico estudado, pois nem sempre os piores modos de falhas são os que mais contribuem na composição dos valores de DEC e FEC.

## 5.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram desenvolvidos os modelos para predição dos indicadores de continuidade DEC e FEC. O desenvolvimento desses modelos utilizaram as técnicas de RLM e RNAs, técnicas bastante difundidas no meio acadêmico por possuírem a capacidade de reconhecimento de padrões e análise comportamental de variáveis para o desenvolvimento de modelos para predição.

Para o desenvolvimento de todos os modelos deste capítulo, foram utilizadas diversas técnicas matemáticas e estatísticas, visando conseguir o melhor modelo ajustado que representasse precisamente a predição dos valores de DEC e FEC do conjunto ALFA.

Os melhores modelos avaliados, tanto para o DEC como para o FEC, foram os baseados nas técnicas de RNAs com restrição de parâmetros negativos. Pois os primeiros modelos de RLM e RNAs, tanto com entradas coletadas como com entradas normalizadas, apresentaram comportamentos falhos e falta de ajustes em seus parâmetros, pois esses modelos estavam predizendo saídas negativas, inadmissíveis para o sistema analisado.

Por meio das análises de eficiência e significância submetidas aos modelos DEC e FEC,

baseados em RNAs com restrição de parâmetros negativos, constatou-se que os mesmos estavam bem ajustados, predizendo saídas positivas. Para confirmar esses ajustes, cada um dos modelos foi simulado em duas análises. Essas análises teve o objetivo de investigar a contribuição dos modos de falhas mais recorrentes do conjunto ALFA na composição dos indicadores de continuidade. As simulações obtiveram êxito, demonstrando que os modelos desenvolvidos para o DEC e para o FEC podem ser uma alternativa de ferramenta de investigação, de causa e efeito, para auxiliar o planejamento das tarefas de manutenção da concessionária ALFA, podendo realizar análises de quais modos de falhas são mais impactantes para o aumento dos valores dos indicadores DEC e FEC.

## 6 CONCLUSÃO

### 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação propôs o desenvolvimento de modelos matemáticos que realizassem a predição dos valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC, visando auxiliar a concessionária do conjunto ALFA na realização do planejamento das tarefas de manutenção. Esta concessionária vem sofrendo inúmeros problemas de interrupção de energia relacionados às constantes falhas em seu sistema de distribuição. As interrupções no fornecimento de energia atingem diretamente os consumidores finais, reduzindo a qualidade do serviço, e contribuindo para que a concessionária sofra sanções aplicadas pela a ANEEL.

O objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de modelos utilizando técnicas de RLM e RNAs para poder prever os indicadores de continuidade e, por meio deles, desenvolver um método adequado para a definição de prioridades para as tarefas de manutenção a serem planejadas e executadas. Pois em uma concessionária de distribuição de energia elétrica, consideram-se as demandas de manutenção como os principais elementos para o planejamento e programação das tarefas, garantindo-se a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A proposição destes modelos como uma ferramentas de auxílio para a programação de tarefas de manutenção para o conjunto ALFA constitui-se como uma abordagem significativa, pois através da aplicação dos modelos desenvolvidos, pode-se avaliar a influência de determinados modos de falhas sobre o DEC e o FEC, priorizando-se as tarefas de manutenção nos equipamentos que mais contribuem para a composição destes indicadores. O conhecimento da influência de como os modos de falhas atuam sobre os indicadores DEC e FEC, permite uma adequada tomada de decisão sobre a execução de ações de manutenção, possibilitando à concessionária uma atuação eficiente sobre aqueles modos de falhas que são mais influentes, e contribuindo para a estabilidade e confiabilidade operacional de todo o sistema elétrico.

Embora os primeiros modelos desenvolvidos, por meio das técnicas de RLM e RNAs, não obter êxito devido a saídas negativas, inadmissível para o sistema analisado, utilizou-se um algoritmo de otimização para ajustar os parâmetros dos modelos. Assim, conseguiu-se desenvolver os modelos de RLM e RNAs que condizessem com as características de cada indicador de continuidade (saída positiva).

O desenvolvimento dos modelos trouxe um resultado bastante significativo quando propõe a predição do DEC e do FEC. Os resultados apresentaram consistência, pois uma vez ajustados, tendo-se como entradas as características inerentes ao sistema de distribuição analisado, os modelos podem prever de forma fidedigna os indicadores DEC e FEC. Diferentemente das equações definidas pela ANEEL (Equações 3.3 e 3.4) para o cálculo do DEC e do FEC, que levam somente a questão quantitativa. Essas equações não consideram os possíveis modos de falhas que podem ocorrer no sistema elétrico do conjunto estudado, não possibilitando uma priorização

de bloqueio para os modos de falha de maior impacto. Os modelos propostos permitem esse tipo de análise. Esses modelos permitem que se conheça, de maneira direta, a influência dos modos de falha sobre os valores dos indicadores de continuidade.

Os modelos que melhor representaram as características dos indicadores DEC e FEC foram os desenvolvidos por técnicas de RNAs (após a otimização dos parâmetros), pois os seus parâmetros estavam melhores ajustados conforme as características do DEC e FEC. O conhecimento prévio da sensibilidade dos indicadores de continuidade aos modos de falhas, permite que sejam priorizadas as ações de bloqueio sobre os modos de falhas que estão contribuindo para o aumento do DEC e do FEC. A programação das manutenções preventivas, consequência da utilização dos modelos propostos, será significativa. Pois a concessionária reduzirá a incidência de multas devido à prevenção de interrupções em seu sistema elétrico.

## 6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com o desenvolvimento deste trabalho, muitos estudos ainda se fazem necessários. Dando-se continuidade a esta pesquisa, alguns desdobramentos podem ser realizados, dentre eles:

- a) Utilizar algoritmos de treinamento para as RNAs com o intuito de ajustar os modelos sem a necessidade de um otimizador;
- b) Estudo e aplicação de outras técnicas de modelagem ao caso estudado;
- c) Realizar um estudo de causa e efeito com todos os modos de falhas utilizando os modelos de predição para os indicadores de continuidade;
- d) Analisar a hipótese de eliminar do modelo de predição os modos de falhas que são insignificantes na composição dos indicadores de continuidade DEC e FEC;
- e) Analisar a hipótese de eliminar do conjunto de treinamento as amostras que contenham dados discrepantes (*outliers*).

## REFERÊNCIAS

- 1 USIDA, W. F. et al. Alocação Eficiente de Indicadores de Faltas em um Sistema de Distribuição Real Usando Computação Evolutiva. **Revista Controle & Automação**, v. 23, n. 3, 2012.
- 2 PEREIRA, R. A. F. **Localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica usando medições esparsas de tensões**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2007.
- 3 ANEEL. **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](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M?dulo8%7B_%7DRevis?o%7B_%7D7.pdf)>.
- 4 ABAIDE, A. d. R. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria - RS, 2005.
- 5 SOUZA, C. H. **Planejamento e projeto de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica por meio de algoritmo busca tabu**. Ilha Solteira: Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2006. 83 p.
- 6 FAGUNDES, L. D.; ALMEIDA, D. A. d.; LEAL, F. Metodologia de gestão de falhas para empresas do setor elétrico. In: **Anais do ENEGEP-Encontro Nacional de Engenharia de Produção**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 24, n. 2000, p. 620–627.
- 7 LEÃO, R. P. et al. Avaliação do Compromisso no Uso de Religadores em Alimentadores com Cargas Sensíveis. In: **Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 55, n. 065, p. 55–60.
- 8 BERNARDON, D. P. et al. Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição. 2007.
- 9 BERNARDON, D. P. et al. Alocação Ótima de Chaves Telecomandadas nas Redes de Distribuição para Aumento da Confiabilidade dos Sistemas. In: **VII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 6.
- 10 REIS, P. A. **Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Campinas: Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2007.
- 11 GONZÁLEZ, J. F. V. **Estratégias para redução de perdas técnicas e melhoria nas condições de operação de redes de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- 12 BANDEIRA, D. d. O. et al. Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2015. 2015.
- 13 ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>.
- 14 CARVALHAES, M. V.; ALBUQUERQUE, A. A. d.; SILVA, D. M. d. Comparação de Duas Metodologias de Apuração do Custo de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras. **Revista de contabilidade e controladoria**, v. 55, n. 2003, p. 47–65, 2014.



- 15 COSSI, A. M. et al. Planejamento de redes primárias de distribuição através de um modelo de programação não linear inteiro misto e busca tabu reativa. In: **XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. [S.l.: s.n.], 2005.
- 16 PRETTO, C. O. et al. Forced outages information treatment system and cause identification based on mobile computing and neural networks. **2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings**, v. 1, p. 273–278, 2003.
- 17 LEAL, A. G. **Sistema para determinação de perdas em redes de distribuição de energia elétrica utilizando curvas de demanda típicas de consumidores e redes neurais artificiais**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2006.
- 18 ENERGYPRO Group. **Geração Distribuída de Energia**. 2016. Disponível em: <<http://www.energypro-site.com/geracao-distribuida>>.
- 19 GARCIA, V. J. et al. Grasp Para O Problema De Planejamento De Redes Secundárias De Distribuição De Energia Elétrica. In: **XXXV SBPO-Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional - A pesquisa Operacional e os Recursos Renováveis**. [S.l.: s.n.], 2003.
- 20 COSSI, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**. 232 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2008. Disponível em: <[http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/037-tese-antonio\\_marcos\\_cossi.pdf](http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/037-tese-antonio_marcos_cossi.pdf)>.
- 21 MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. **Revista Controle & Automação**, v. 11, n. 03, p. 150–159, 2000.
- 22 MELO, L. A. et al. Segurança nos serviços emergenciais em redes elétricas: os fatores ambientais. **Revista Produção**, v. 13, n. 2, p. 1–14, 2003. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/prod/v13n2/v13n2a09.pdf>>.
- 23 MAMEDE, J. P. **Previsão de Manutenção de Disjuntores dos Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica pelo Método de Curto-Circuito Probabilístico**. Campinas: Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- 24 FARIAS, W. R. G.; CORREIA, M. D. F. Descargas atmosféricas e interrupções de energia elétrica na área da CHESF: relação com variáveis atmosféricas em anos de El Niño e La Niña. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 3, p. 270–281, 2008. ISSN 01027786. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbmet/v23n3/v23n3a02.pdf>>.
- 25 COELHO, V. L. **Influência das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Sistemas Aéreos de Distribuição de Energia Elétrica**. Florianópolis: Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2005. 107 p.
- 26 SILVA, L. G. W. D.; PEREIRA, R. a. F.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 21, n. 3, p. 294–307, 2010. ISSN 0103-1759. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-17592010000300007>>.
- 27 LEITE, J. B.; NETO, W. P. M.; MANTOVANI, J. R. Alocação Otimizada de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. In: **XLII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 12.

- 28 ALMEIDA, D. A. D. et al. Gestão do Conhecimento na análise de falhas: mapeamento de falhas através de sistema de informação. **Produção**, v. 16, n. 1, p. 171–188, 2006. ISSN 0103-6513.
- 29 SILVA, M. D.; OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V. Uma nova ferramenta baseada na transformada wavelet para localização digital de faltas. **Revista Controle & Automação**, v. 16, n. 3, p. 345–358, 2005. ISSN 01031759.
- 30 CADENA, A. B.; FLÓREZ, J. M.; LONDOÑO, S. P. Estrategia de Reducción para la Aplicación Generalizada de Localizadores de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. **Revista EIA**, v. 9, n. c, p. 21–37, 2012.
- 31 ALMEIDA, D. A. D.; FAGUNDES, L. D. Aplicação da Gestão do Conhecimento no mapeamento de falhas em concessionária do setor elétrico. **Produto & Produção**, v. 8, n. 2004, p. 63–79, 2005.
- 32 ANDRADE, F. J. d. et al. Redução no Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais Aplicando o Sinalizador de Faltas. 2009.
- 33 TRONCHONI, A. B. **Identificação de causas de desligamentos não programados em redes de distribuição**. Porto Alegre: Dissertação (Mestrado) – Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008. 131 p.
- 34 COSTA, G. A. N. d.; SANT’ANNA, A. P. Análise da Eficiência das Concessionárias Distribuidoras de Energia do Sistema Elétrico Brasileiro. 2009.
- 35 JUNIOR, I. C. S. et al. Metodologia heurística construtiva para alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica. **Revista Controle & Automação**, v. 19, n. 1, 2008.
- 36 TRONCHONI, A. B. et al. Descoberta de Conhecimento em Base de Dados de Eventos de Desligamentos de Empresas de Distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 21, n. 2, 2010. ISSN 01041290.
- 37 KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. **Revista Brasileira de Controle & Automação - SBA**, v. 9, n. 1, p. 18–30, 1998.
- 38 PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. d. C. Utilizando a análise envoltória de dados na definição das metas dos indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica. In: **XXXVII Simpósio Brasileiro De Pesquisa Operacional**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 12.
- 39 DECANINI, J. G. M. S. **Deteção e Classificação de Faltas de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando Lógica Nebulosa**. Ilha Solteira: Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, 2008.
- 40 DIAS, E. B. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**. São Paulo: Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, 2002.
- 41 RAUSAND, M.; OIEN, K. The basic concepts of failure analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 53, p. 73–83, 1996.

- 42 COSTA, F. B.; SOUZA, B. A. d.; BRITO, N. S. D. Detecção de faltas evolutivas e múltiplos distúrbios em registros oscilográficos baseada na transformada wavelet discreta. **Revista Controle & Automação**, v. 21, n. 2, p. 173–184, 2010.
- 43 KEZUNOVIC, M.; ABUR, a. Merging the Temporal and Spatial Aspects of Data and Information for Improved Power System Monitoring Applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 93, n. 11, p. 1909–1919, 2005. ISSN 0018-9219.
- 44 KENNY, E. D. et al. O Impacto da Poluição Atmosférica sobre a Rede Aérea de Distribuição de Energia da Ilha de São Luís. In: **II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 561–566.
- 45 OPRISAN, M. et al. A Reliability Data System for the Reporting of Forced Outages of Distribution Equipment. **WESCANEX'91'IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment'**, p. 267–270, 1991.
- 46 GOMES, C. R.; GOMES, H. S.; VIEIRA, P. J. Utilização de Redes Neurais Artificiais para Localização de Falhas em Linhas de Transmissão de Energia Elétrica. In: **XXXII Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional, CNMAC**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 7.
- 47 ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1 - Introdução - Revisão 9**. 2016. 61 p.
- 48 KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- 49 MATOS, E. d. R. **Um método para detecção e classificação de curtos circuitos em redes de distribuição de energia elétrica baseado na transformada de Fourier e em redes neurais artificiais**. Ilha Solteira: Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, 2009.
- 50 CIPOLI, J. A.; NOGUEIRA, E. D. B.; RIOS, A. J. S. Ressarcimento de Danos Elétricos. In: **II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 87–92.
- 51 HAFFNER, S. et al. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Revista Controle & Automação**, n. December, 2009.
- 52 CASSULA, A. M. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando Metaheurísticas e Critérios de Confiabilidade**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2014.
- 53 ARAUJO, E. d. **Identificação de Causas de Falhas em Sistemas de Distribuição Usando o Processo Analítico Hierárquico – AHP**. Porto Alegre: Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2010. 177 p.
- 54 PRESSI, R. A.; RESENER, M.; RAMOS, M. Avaliação Econômica da Inspeção Preventiva de Isoladores de Linhas de Transmissão Através da Emissão de Carona. In: **International Congress on Electricity Distribution - CIDEL**. [S.l.: s.n.], 2014.
- 55 BERNARDO, N. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Projeto de Graduação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013. 17 p. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006255.pdf>>.

- 56 SILVA, M. P. C. d.; LEBORGNE, R. C.; ROSSINI, E. A Influência da Metodologia de Regulação nos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. In: **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. [S.l.: s.n.], 2014.
- 57 ANEEL. **Qualidade do Serviço**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>>.
- 58 ZAMBONI, L. **Detecção e Localização de Falhas em Sistemas Elétricos de Distribuição Usando Abordagem Inteligente Baseada em Análise Espectral de Sinais**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013.
- 59 ANEEL. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>.
- 60 LIMA, F. P. A.; MINUSSI, C. R. Análise de Distúrbios de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando o Algoritmo de Seleção Negativa. In: **Brazilian Conference on Intelligent System**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 170.
- 61 ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>.
- 62 SGT D, S. d. G. T. d. D. **Ocorrências nos conjuntos de uma concessionária de energia**. Arapiraca: AGILTEC Soluções em TI LTDA, 2015.
- 63 ELETROBRAS. **Desempenho de Sistemas de Distribuição**. Coleção di. Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- 64 KONDO, D. V. et al. A methodology for Reclosers Allocation in Distribution Networks. In: **IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013**. [S.l.: s.n.], 2013. ISBN 9781467352741.
- 65 NETO, E. A. C. A. et al. Planejamento da Alocação de Chaves Automatizadas Considerando os Índices de Confiabilidade e Qualidade. In: **XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–12.
- 66 SUMIC, Z.; VIDYANAND, R. Fuzzy Set Theory Based Outage Determination. **International Conference on. IEEE**, p. 204–208, 1996.
- 67 JR, G. C.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. **Revista Controle & Automação**, v. 15, n. 2, 2004. ISSN 0103-1759.
- 68 SIMÕES, E. M. **Modelo Multicritério de Apoio a Decisão para Identificação de Pontos Candidatos à Instalação de Dispositivos Sinalizadores de Falhas no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Recife: Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, 2012.
- 69 SILVA, L. N. et al. Ajuste dos Índices de Qualidade do Sistema Elétrico baseado na Metodologia de Programação Linear. In: **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. Foz do Iguaçu –: [s.n.], 2014.
- 70 FARIAS, P. E. et al. Revisão e Análise das Técnicas para Localização de Falhas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. In: **International Congress on Electricity Distribution - CIDEL**. Argentina: [s.n.], 2014.

- 71 AMASIFEN, J. C. C.; KAGAN, N. Método Híbrido para o Cálculo dos Custos de Interrupções em Processos Eletro-Eletrônicos Causados por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **Revista Controle & Automação**, v. 20, n. 3, p. 345–358, 2009. ISSN 01031759.
- 72 MILOCA, S. A. **Planejamento da Expansão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Indicadores de Confiabilidade e Base de dados Georreferenciada**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Paraná, 2012.
- 73 SIMONOFF, J. S. et al. **Electricity Case: Statistical Analysis of Electric Power Outages**. 2005. 83 p. Disponível em: <<http://create.usc.edu/research/50772.pdf>>.
- 74 SILVA, J. P. B. C. d. **Modelos de Regressão Linear e Logística utilizando o software R**. Portugal: Dissertação (Mestrado) – Universidade Aberta, 2016.
- 75 SANTOS, T. S. d. **Cálculo das Incertezas Climáticas Sobre América do Sul Utilizando Modelos do CMIP5: Aferição Através das Redes Neurais Artificiais**. Tese (Doutorado) — UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- 76 BOCANEGRA, C. W. R. **Procedimentos para Tornar Mais Efetivo o Uso das Redes Neurais Artificiais em Planejamento de Transportes**. São Carlos: Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, 2002.
- 77 MENDES, C. et al. Artificial Neural Network Modeling for Predicting Organic Matter in a Full-Scale Up-Flow Anaerobic Sludge Blanket (UASB) Reactor. **Environmental Modeling & Assessment**, v. 20, n. 6, p. 625–635, 2015. ISSN 1420-2026. Disponível em: <[https://apps.webofknowledge.com/full\\_record.do?product=UA&search\\_mode=GeneralSearch&qid=1&SID=4E14prTGP3apvXI76QE&page=1&doc=1](https://apps.webofknowledge.com/full_record.do?product=UA&search_mode=GeneralSearch&qid=1&SID=4E14prTGP3apvXI76QE&page=1&doc=1)>.
- 78 ESQUERRE, K. P. S. O. R. **Aplicação de Técnicas Estatísticas Multivariadas e de Redes Neurais na Modelagem de um Sistema de Tratamento de Efluentes Industriais**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2003.
- 79 OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V.; AGGARWAL, R. K. O Emprego de Redes Neurais Artificiais na Detecção, Classificação e Localização de Faltas em Linhas de Transmissão. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 14, n. 2, 2003.
- 80 PAO, H.-T. A Comparison of Neural Network and Multiple Regression Analysis in Modeling Capital Structure. **Expert Systems with Applications**, v. 35, n. 3, p. 720–727, 2008. ISSN 09574174. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0957417407002850>>.
- 81 FONSECA, R. W. d.; DIDONÉ, E. L.; PEREIRA, F. O. R. Modelos de Predição da Redução do Consumo Energético em Edifícios que Utilizam a Iluminação Natural Através de Regressão Linear Multivariada e Redes Neurais Artificiais. **Ambiente Construído**, v. 12, n. 48, p. 163–175, 2012.
- 82 FERREIRA, J. F. K. **Comportamento do Frete Rodoviário de Soja: Aplicação de um Modelo de Regressão Linear Múltipla**. Limeira: Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, 2016.
- 83 MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2009.

- 84 JÚNIOR, J. A. d. 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**. Salvador: Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia (UFBA), 2016.
- 85 MONTGOMERY, D.; RUNGER, G.; HUBELE, N. **Estatística Aplicada à Engenharia**. 2. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos - LTC, 2004.
- 86 VIEIRA, R. F. **Regressão Linear Múltipla Aplicada na Solução da Cavitação no Medidor de Fluxo Coriolis do Sistema de MPD**. Niterói: Trabalho de conclusão de curso - Universidade Federal Fluminense, 2016.
- 87 ABNT, A. B. d. N. T. **NBR 14653-2: Avaliação de Bens Parte 2 - Imóveis Urbanos**. 2011.
- 88 BAPTISTELLA, M. **O Uso de Redes Neurais e Regressão Linear Múltipla na Engenharia de Avaliações: Determinação dos Valores Venais de Imóveis Urbanos**. Curitiba: Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, 2005.
- 89 CORRAR, L. J.; PAULO, E.; FILHO, J. M. D. **Análise Multivariada para os cursos de Administração, Ciências Contábeis e Economia**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- 90 MALTA, T. L.; CAMARGOS, M. A. d. Variáveis da análise fundamentalista e dinâmica e o retorno acionário de empresas brasileiras entre 2007 e 2014. **Revista de gestão**, Departamento de Administração, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo - FEA/USP, v. 23, n. 1, p. 52–62, 2016. ISSN 1809-2276. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rege.2015.09.001>>.
- 91 PETRINI, J. et al. Degree of multicollinearity and variables involved in linear dependence in additive-dominant models. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, v. 47, p. 1743–1750, 2012.
- 92 HAYKIN, S. **Redes Neurais: Princípios e Prática**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001. ISBN 978-85-7307-718-6.
- 93 FERNEDA, E. Redes Nneurais e sua Aplicação em Sistemas de Recuperação da Informação. **Ciência da Informação**, v. 35, n. 1, p. 25–30, 2006. ISSN 0100-1965. Disponível em: <<http://www.marilia.unesp.br/Home/Instituicao/Docentes/EdbertoFerneda/MRI08-Ferneda, E-2006.pdf>>.
- 94 SCHIMIDT, F.; BUENO, M. I. M. S.; POPPI, R. J. Aplicação de Alguns Modelos Quimiométricos à Espectroscopia de Fluorescência de Raios-X de Energia Dispersiva. **Química Nova**, v. 25, n. 6 A, p. 949–956, 2002. ISSN 01004042.
- 95 SANTOS, M. A. et al. Aplicação de Redes Neurais no Brasil: um Estudo Bibliométrico. **Biblionline**, v. 12, n. 2, p. 101–116, 2016. ISSN 1809-4775.
- 96 CAPANEMA, D. D. O.; NASCIMENTO, J. P. B. **Previsão de Inadimplência em uma Instituição de Ensino Superior Baseada em Redes Neurais Artificiais**. Pará de Minas: [s.n.], 2016. 287–309 p.
- 97 BINOTI, D. H. B.; BINOTI, M. L. M. d. S.; LEITE, H. G. Configuração de Redes Neurais Artificiais para Estimação do Volume de Árvores. **Revista Ciência da Madeira - RCM**, v. 5, n. 1, p. 58–67, 2014. ISSN 21776830. Disponível em: <<http://www.bibliotekevirtual.org/index.php/2013-02-07-03-02-35/2013-02-07-03-03-11/225-rcm/v05n01/1463-v05n01a06.html>>.

- 98 SEGATTO, E. C.; COURY, D. V. Redes Neurais Artificiais Recorrentes Aplicadas na Correção de Sinais Distorcidos pela Saturação de Transformadores de Corrente. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 17, n. 4, p. 424–436, 2006. ISSN 0103-1759.
- 99 FERREIRA, A. et al. Um Estudo Sobre Previsão da Demanda de Encomendas Utilizando uma Rede Neural Artificial. **Blucher Marine Engineering Proceedings**, v. 2, n. 1, p. 353–364, 2016.
- 100 SCHULTZ, A.; WIELAND, R.; LUTZE, G. Neural Networks in Agroecological Modelling - Stylish Application or Helpful Tool? **Computers and Electronics in Agriculture**, v. 29, n. 1-2, p. 73–97, 2000. ISSN 01681699.
- 101 PRESOTI, M. et al. Simulation via Artificial Neural Networks and Mechanic Behavior Analysis of Steel AISI 430. **IEEE Latin America Transaction**, v. 14, n. 4, p. 1972–1979, 2016.
- 102 MARTINS-FILHO, L. S.; MOL, A. a.; ROCHA, R. Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Auxílio ao Projeto de Gemas Lapidadas. **Rem: Revista Escola de Minas**, v. 58, n. 4, p. 367–373, 2005. ISSN 0370-4467.
- 103 BISI, B. S.; NETO, A. B.; BONINI, C. d. S. B. Redes Neurais Artificiais: Utilização do Algoritmo Retropropagação para Classificação de Grupos em Biosistemas. In: **XI Fórum Ambiental da Alta Paulista**. Tupã: Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2015. p. 345–354.
- 104 SILVA, S. R. e.; SCHIMIDT, F. Redução de Variáveis de Entrada de Redes Neurais Artificiais a Partir de Dados de Análise de Componentes Principais na Modelagem de Oxigênio Dissolvido. **Química Nova**, v. 39, n. 3, p. 273–278, 2016.
- 105 MathWorks. **Multilayer Neural Network Architecture**. 2017. Disponível em: <[https://www.mathworks.com/help/nnet/ug/multilayer-neural-network-architecture.html?s\\_tid=srchtitle](https://www.mathworks.com/help/nnet/ug/multilayer-neural-network-architecture.html?s_tid=srchtitle)>.
- 106 RODRIGUES, F. A. **Localização e Reconhecimento de Placas de Sinalização Utilizando um Mecanismo de Atenção Visual e Redes Neurais Artificiais**. Campina Grande: Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Campina Grande, 2002. Disponível em: <[http://tg2-gta-mercy.googlecode.com/svn-history/r25/trunk/docs/Rec\\_paroes\\_placas\\_transito\\_mestrado\\_FabricioAugustoRodrigues.pdf](http://tg2-gta-mercy.googlecode.com/svn-history/r25/trunk/docs/Rec_paroes_placas_transito_mestrado_FabricioAugustoRodrigues.pdf)>.
- 107 JÚNIOR, L. A. T. et al. Combinação Linear Wavelet Sarima-RNA com Estágios Múltiplos na Previsão de Séries Temporais. **Blucher Marine Engineering Proceedings**, v. 2, n. 1, p. 295–307, 2016. Disponível em: <<http://www.proceedings.blucher.com.br/article-details/22701>>.
- 108 FREITAS, L. P. S. **Previsão da Variabilidade da Emissão de CO2 do Solo em Áreas de Cana-de-Açúcar Utilizando Redes Neurais Artificiais**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2016.
- 109 RODRIGUES, F. B. **Uso de Redes Neurais com Adaptação de Pesos por Modos Deslizantes para Controle de Sistemas e Aplicações em Máquinas Elétricas**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2015.
- 110 ANOCHI, J. A.; VELHO, H. F. d. C. Previsão Climática de Precipitação para a Região Sul por Rede Neural Autoconfigurada. **Ciência e Natura**, v. 38, n. July, p. 98, 2016. ISSN 2179-460X. Disponível em: <<http://periodicos.ufsm.br/cienciaenatura/article/view/19968>>.

- 111 MARTINIANO, A. et al. Utilizando uma Rede Neural Artificial para Aproximação da Função de Evolução do Sistema de Lorentz. **Revista Produção e Desenvolvimento**, v. 2, n. 1, p. 26–38, 2016.
- 112 JOHNSON, R. A.; WICHERN, D. W. **Applied multivariate statistical analysis**. 5. ed. New Jersey: Prentice-Hall, 2002.
- 113 CASELLA, G.; BERGER, R. L. **Statistical Inference**. 2. ed. Pacific Grove: Duxbury, 2002.
- 114 HALLAK, R.; FILHO, A. J. P. Metodologia para Análise de Desempenho de Simulações de Sistemas Convectivos na Região Metropolitana de São Paulo com o Modelo ARPS: Sensibilidade a Variações com os Esquemas de Advecção e Assimilação de Dados. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, p. 591–608, 2011.
- 115 CHESP, C. H. d. S. P. Manual do Consumidor. 2005. Disponível em: <<http://www.chesp.com.br/manual/manual.htm>>.
- 116 GUEDES, T. A. et al. **Estatística Descritiva**. [S.l.]: Projeto de Ensino, 2013. 122–133 p.
- 117 FONSECA, J. S. d.; MARTINS, G. d. A. **Curso de Estatística**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2010. ISBN 978-85-224-1471-0.
- 118 TO, S. H. **Modified Thompson Tau Test**. 2017. Disponível em: <<http://www.statisticshowto.com/modified-thompson-tau-test/>>.
- 119 LARSON, R.; FARBER, B. **Estatística Aplicada**. 4. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.
- 120 MIRANDA, F. L. N. d.; RIBEIRO, C. H. C. Extração Automática de Mapas de Atributos Baseada em Técnica Bayesiana para Localização de Robôs Móveis. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 17, n. 4, 2006.





## APÊNDICE A – TRATAMENTO ESTATÍSTICO DOS DADOS DE DEC E FEC

**Tabela A.1** – Estatística descritiva dos modos de falhas do DEC

Modos de falhas	Média	Desvio Padrão	Variância	Coefficiente de Variação	Mediana	Mínimo	Máximo
Não Identificada	20,200	26,07	679,870	129,1	12,1	0	151,9
Barramento	0,025	0,22	0,050	910,9	0,0	0	2,9
Religador	0,119	0,75	0,566	631,8	0,0	0	8,0
Programada	0,066	0,76	0,584	1150,4	0,0	0	10,1
Jumper	2,552	5,02	25,197	196,7	0,0	0	32,1
Conector	43,560	55,03	3027,960	126,3	27,6	0	367,1
Árvore e Vegetação	8,433	12,83	164,637	152,2	3,2	0	64,9
Acidente	4,034	5,89	34,656	145,9	2,0	0	40,3
Animais	0,820	2,19	4,812	267,6	0,0	0	21,0
Chave Fusível	6,610	14,19	201,400	214,7	1,1	0	88,5
Isolador de Pino	2,475	6,29	39,579	254,2	0,0	0	34,6
Sobrecarga	5,184	10,62	112,808	204,9	1,7	0	88,0
Condutor Nu	2,766	4,49	20,188	162,4	1,3	0	32,5
Descarga Atmosférica	1,263	5,73	32,779	453,5	0,0	0	54,2
Isolador de Disco	0,325	1,26	1,581	386,7	0,0	0	9,1
Abaloamento	2,779	7,12	50,630	256,1	0,0	0	64,2
Chave Seccionadora	0,052	0,49	0,242	946,9	0,0	0	4,9
Vento	3,786	6,35	40,259	167,6	1,1	0	26,9
Manutenção Corretiva em Rede de Distribuição	0,446	1,35	1,819	302,7	0,0	0	7,9
Alteração para Melhoria em BT/MT	0,498	1,36	1,836	271,9	0,0	0	8,2
Alteração para Melhoria em AT	0,032	0,43	0,189	1341,6	0,0	0	5,8
Elo Fusível	0,704	2,21	4,876	313,8	0,0	0	19,2
Defeito Cliente Afetando Outros	2,176	4,69	21,985	215,5	0,0	0	34,2
Poste Concreto	0,285	1,81	3,271	634,8	0,0	0	21,5
Transformador	2,722	6,73	45,282	247,2	0,0	0	41,2
Vandalismo	0,585	1,80	3,225	306,8	0,0	0	15,3
Empresa de Serviços Públicos	0,174	0,77	0,588	439,7	0,0	0	7,3
Pipa	0,425	1,93	3,708	453,2	0,0	0	16,2
Disjuntor	3,997	9,57	91,595	239,5	0,0	0	66,2
Condutor Isolado	0,859	2,96	8,736	343,9	0,0	0	21,0

**Tabela A.1** – Estatística descritiva dos modos de falhas do DEC

Modos de falhas	Média	Desvio Padrão	Variância	Coefficiente de Variação	Mediana	Mínimo	Máximo
Serviço Mal Executado	0,021	0,17	0,028	803,3	0,0	0	1,7
Ligação Clandestina	0,755	1,65	2,728	218,9	0,0	0	9,2
Desligamento para Manutenção Emergencial	0,321	1,11	1,225	344,7	0,0	0	8,5
Manutenção Preventiva em Rede de Distribuição	0,256	0,96	0,924	375,9	0,0	0	6,1
Subtensão	1,340	4,03	16,253	300,9	0,0	0	25,8
Corrosão	9,150	16,68	278,220	182,2	1,8	0	111,0
Amarração	0,881	2,88	8,273	326,4	0,0	0	22,8
Para-Raios	1,157	4,13	17,057	357,0	0,0	0	37,8
Condutor Protegido	0,862	2,33	5,411	270,0	0,0	0	26,1
Manutenção de Poda de Árvore	0,041	0,32	0,104	788,1	0,0	0	4,0
Sobretensão	0,658	1,90	3,604	288,4	0,0	0	15,6
Medidor	1,874	3,58	12,815	191,1	0,0	0	24,1
Desligamento por Segurança	0,091	1,04	1,087	1140,0	0,0	0	13,9
Ferragens	0,148	0,92	0,841	618,4	0,0	0	10,2
Erosão	0,119	1,06	1,115	885,0	0,0	0	10,0
Cruzeta	0,229	2,08	4,305	907,1	0,0	0	25,5
Capacitor	0,011	0,15	0,022	1341,6	0,0	0	2,0
Roubo	0,176	1,74	3,026	988,7	0,0	0	22,8
Alteração para Ampliação BT/MT	0,126	0,67	0,443	529,7	0,0	0	5,2
Inundação	0,005	0,07	0,005	1341,6	0,0	0	0,9
Transformado de Potencial	0,007	0,10	0,010	1341,6	0,0	0	1,3
Manutenção Preventiva	0,020	0,27	0,075	1341,6	0,0	0	3,7
Manutenção Preventiva em Subestação	0,057	0,44	0,194	770,3	0,0	0	3,4
Poste Madeira	0,008	0,11	0,013	1341,6	0,0	0	1,5
Erro de Operação	0,002	0,02	0,001	1341,6	0,0	0	0,3
Irrigação	0,050	0,41	0,167	826,3	0,0	0	4,9
Não Programada	0,009	0,07	0,005	787,3	0,0	0	0,6

Fonte: Autor

**Tabela A.2 – Estatística descritiva dos modos de falhas do FEC**

Modos de falhas	Média	Desvio Padrão	Variância	Coefficiente de Variação	Mediana	Mínimo	Máximo
Não Identificada	6,100	5,71	32,571	93,6	4,0	0	30
Barramento	0,022	0,15	0,022	665,2	0,0	0	1
Religador	0,050	0,22	0,048	437,1	0,0	0	1
Programada	0,017	0,13	0,016	770,3	0,0	0	1
Jumper	0,667	0,97	0,950	146,2	0,0	0	5
Conector	13,494	12,56	157,693	93,1	10,0	0	64
Árvore e Vegetação	2,433	2,98	8,861	122,3	1,0	0	15
Acidente	2,067	2,06	4,253	99,8	1,5	0	10
Animais	0,400	0,84	0,699	209,1	0,0	0	5
Chave Fusível	1,983	3,17	10,061	159,9	1,0	0	19
Isolador de Pino	0,433	0,85	0,727	196,8	0,0	0	5
Sobrecarga	1,589	2,11	4,456	132,9	1,0	0	11
Condutor Nu	1,022	1,19	1,407	116,1	1,0	0	5
Descarga Atmosférica	0,172	0,73	0,534	424,5	0,0	0	6
Isolador de Disco	0,100	0,35	0,124	352,2	0,0	0	3
Abalroamento	0,700	0,91	0,826	129,8	0,0	0	5
Chave Seccionadora	0,011	0,11	0,011	946,0	0,0	0	1
Vento	1,289	1,79	3,201	138,8	1,0	0	9
Manutenção Corretiva em Rede de Distribuição	0,161	0,43	0,181	263,8	0,0	0	2
Alteração para Melhoria em BT/MT	0,239	0,48	0,228	199,7	0,0	0	2
Alteração para Melhoria em AT	0,006	0,07	0,006	1341,6	0,0	0	1
Elo Fusível	0,283	0,60	0,361	212,0	0,0	0	3
Defeito Cliente Afetando Outros	0,522	0,85	0,720	162,5	0,0	0	4
Poste Concreto	0,072	0,32	0,101	439,8	0,0	0	3
Transformador	0,467	0,79	0,619	168,6	0,0	0	4
Vandalismo	0,217	0,50	0,249	230,3	0,0	0	3
Empresa de Serviços Públicos	0,100	0,35	0,124	352,2	0,0	0	2
Pipa	0,156	0,47	0,222	302,5	0,0	0	3
Disjuntor	0,972	1,75	3,044	179,5	0,0	0	9
Condutor Isolado	0,306	0,61	0,370	199,0	0,0	0	3
Serviço Mal Executado	0,022	0,15	0,022	665,2	0,0	0	1

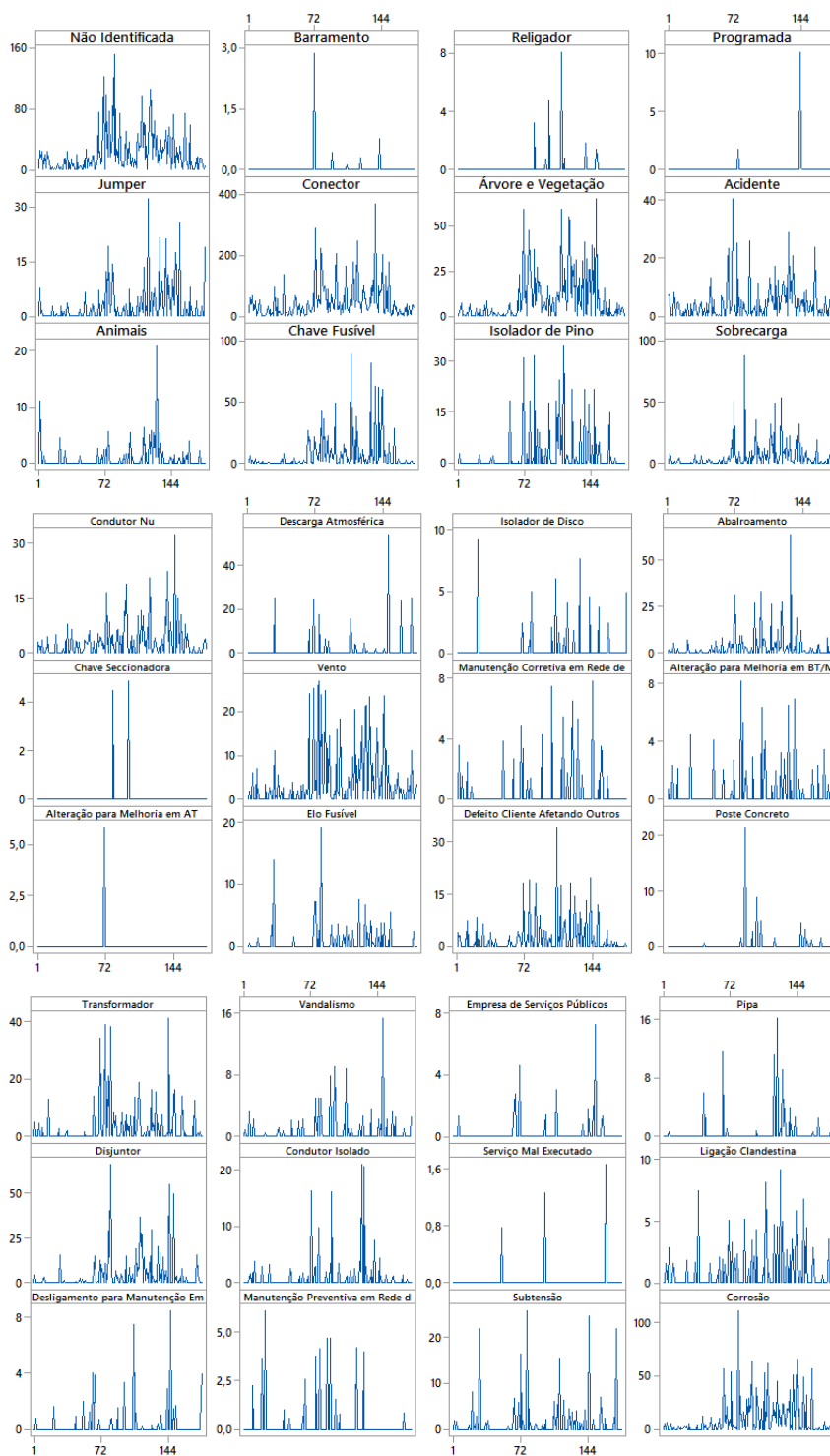
**Tabela A.2** – Estatística descritiva dos modos de falhas do FEC

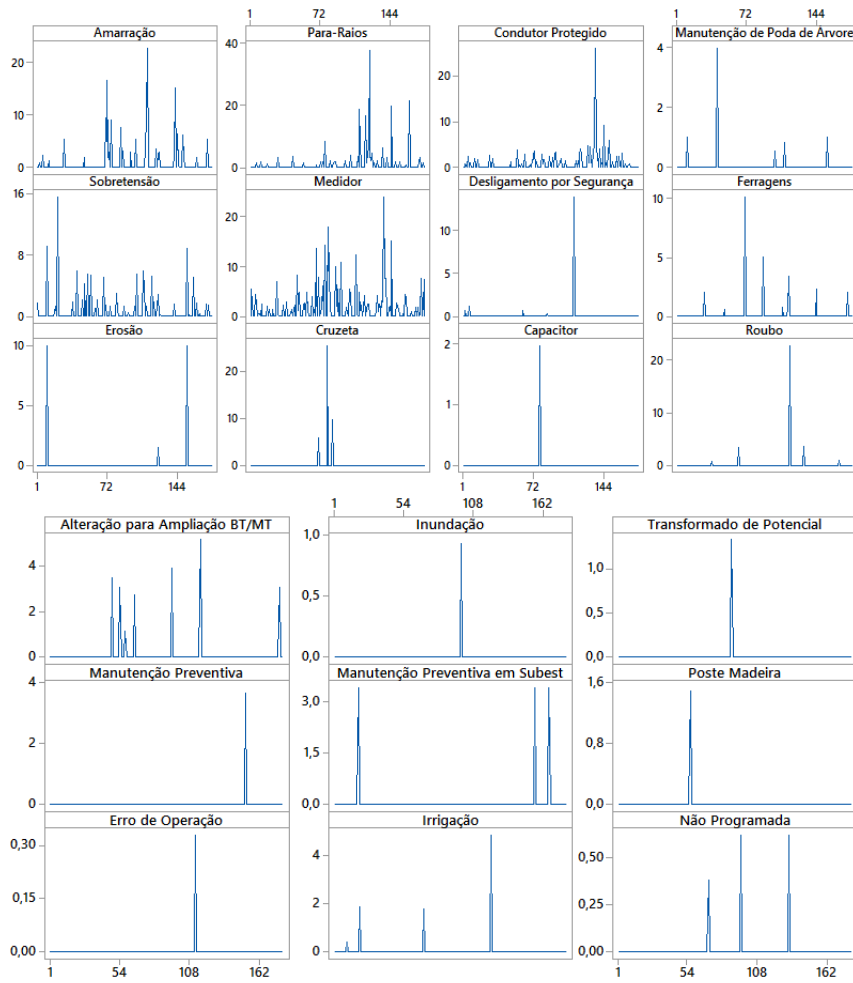
Modos de falhas	Média	Desvio Padrão	Variância	Coefficiente de Variação	Mediana	Mínimo	Máximo
Ligação Clandestina	0,294	0,51	0,265	174,8	0,0	0	2
Desligamento para Manutenção Emergencial	0,178	0,42	0,181	239,0	0,0	0	2
Manutenção Preventiva em Rede de Distribuição	0,111	0,33	0,111	299,2	0,0	0	2
Subtensão	0,367	0,91	0,837	249,5	0,0	0	8
Corrosão	2,961	4,29	18,395	144,8	1,0	0	21
Amarração	0,211	0,57	0,324	269,6	0,0	0	4
Para-Raios	0,244	0,56	0,309	227,3	0,0	0	3
Condutor Protegido	0,461	0,71	0,507	154,4	0,0	0	4
Manutenção de Poda de Árvore	0,033	0,18	0,032	540,0	0,0	0	1
Sobretensão	0,250	0,57	0,323	227,2	0,0	0	3
Medidor	0,678	0,88	0,767	129,2	0,0	0	4
Desligamento por Segurança	0,028	0,16	0,027	593,3	0,0	0	1
Ferragens	0,039	0,19	0,038	498,5	0,0	0	1
Erosão	0,011	0,11	0,011	946,0	0,0	0	1
Cruzeta	0,011	0,11	0,011	946,0	0,0	0	1
Capacitor	0,011	0,11	0,011	946,0	0,0	0	1
Roubo	0,028	0,16	0,027	593,3	0,0	0	1
Alteração para Ampliação BT/MT	0,017	0,13	0,016	770,3	0,0	0	1
Inundação	0,006	0,07	0,006	1341,6	0,0	0	1
Transformado de Potencial	0,006	0,07	0,006	1341,6	0,0	0	1
Manutenção Preventiva	0,006	0,07	0,006	1341,6	0,0	0	1
Manutenção Preventiva em Subestação	0,011	0,11	0,011	946,0	0,0	0	1
Poste Madeira	0,022	0,15	0,022	665,2	0,0	0	1
Erro de Operação	0,006	0,07	0,006	1341,6	0,0	0	1
Irrigação	0,022	0,15	0,022	665,2	0,0	0	1
Não Programada	0,022	0,18	0,033	817,8	0,0	0	2

Fonte: Autor

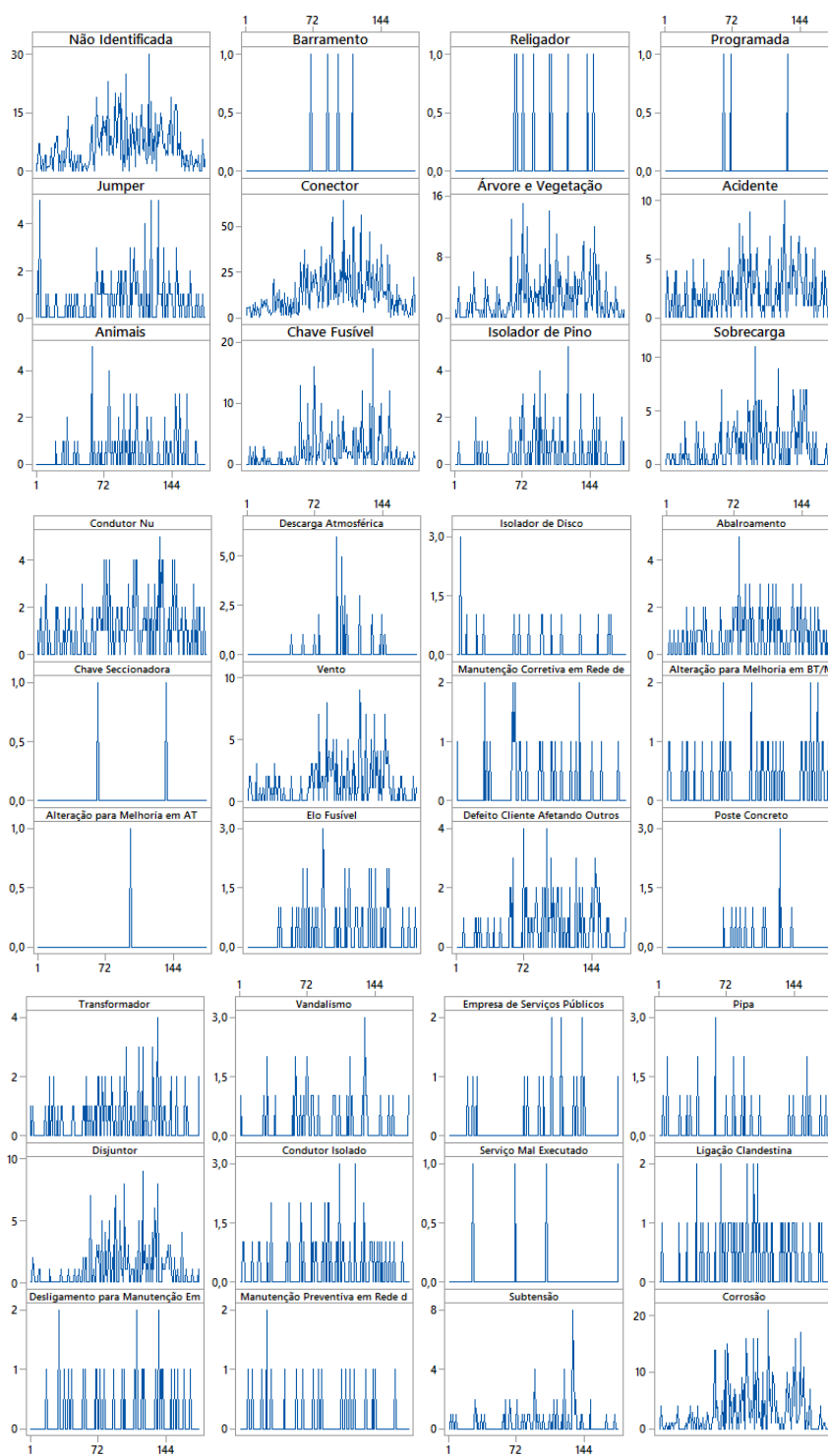
## APÊNDICE B – GRÁFICOS DE SÉRIES TEMPORAIS DOS DADOS DE DEC E FEC

**Figura B.1** – Gráfico Séries Temporais dos modos de falhas do DEC

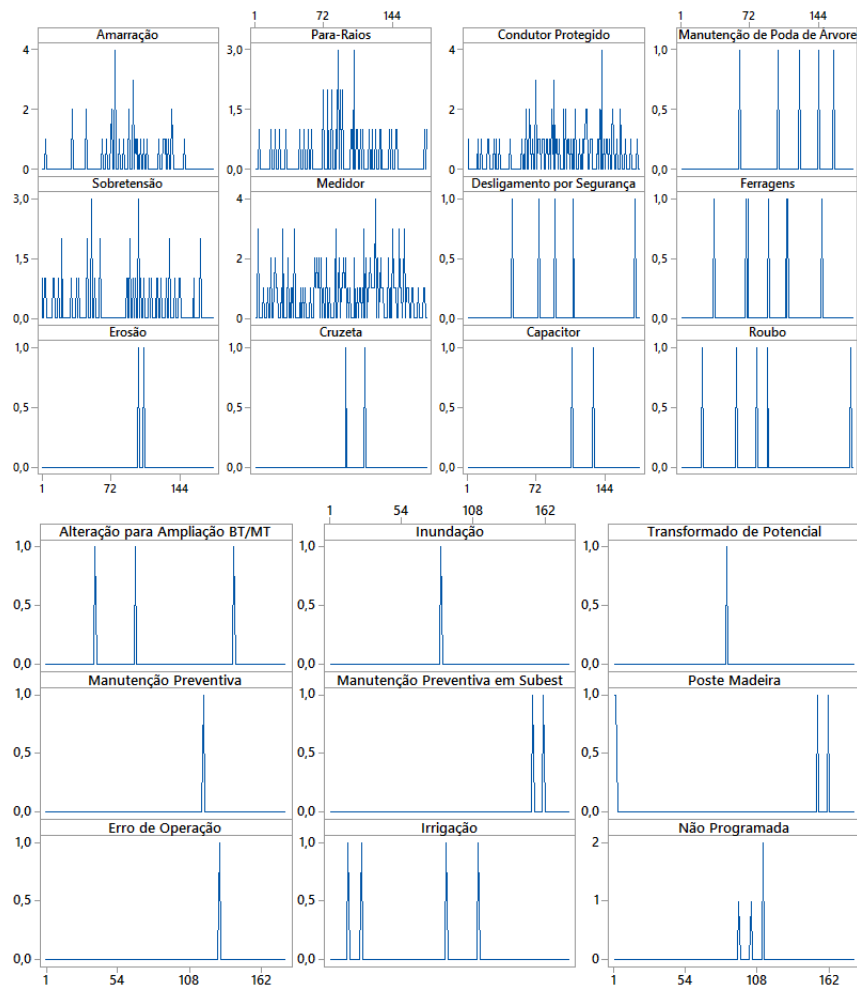




Fonte: Autor.

**Figura B.2 – Gráfico Séries Temporais dos modos de falhas do FEC**

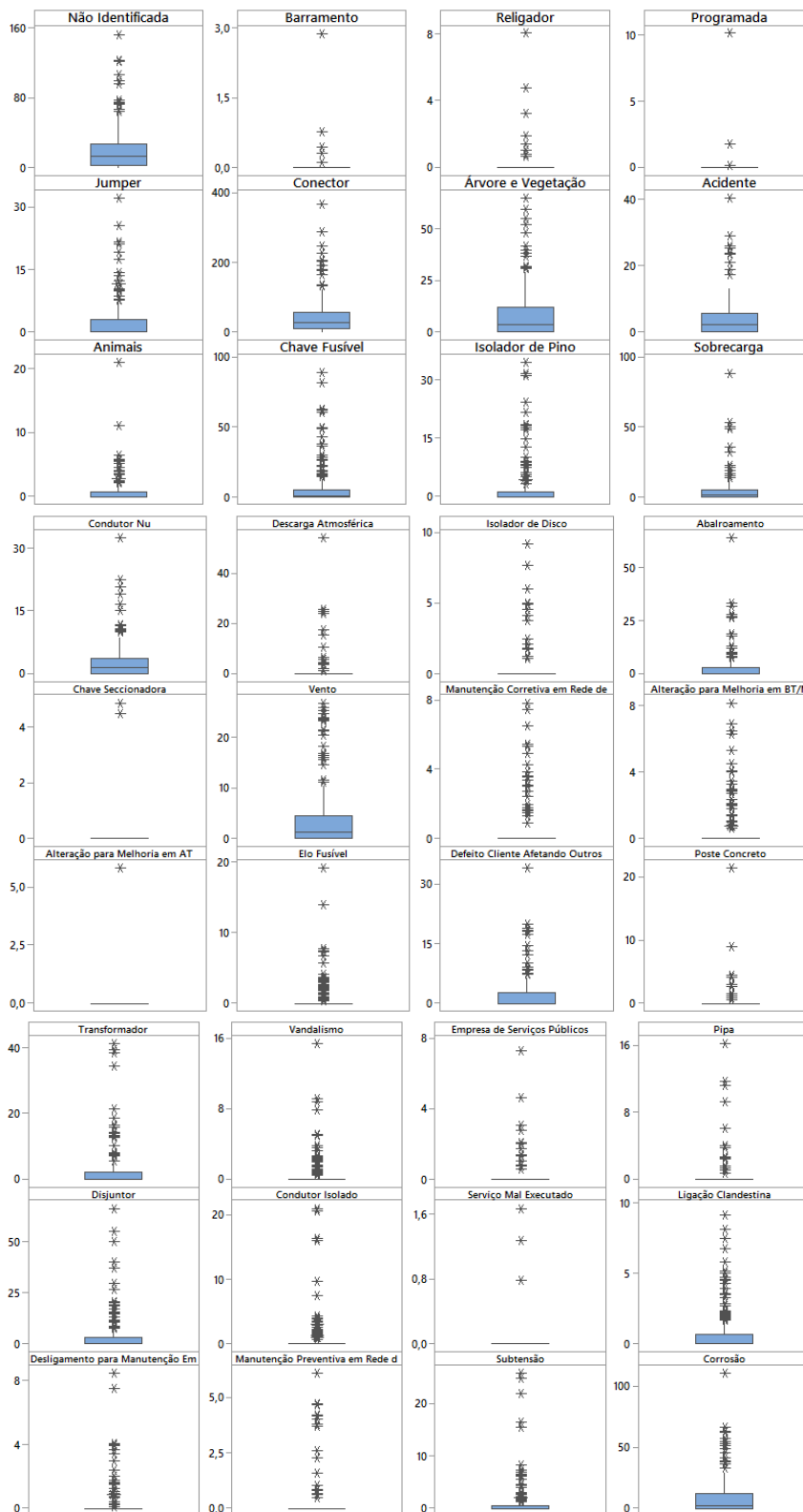


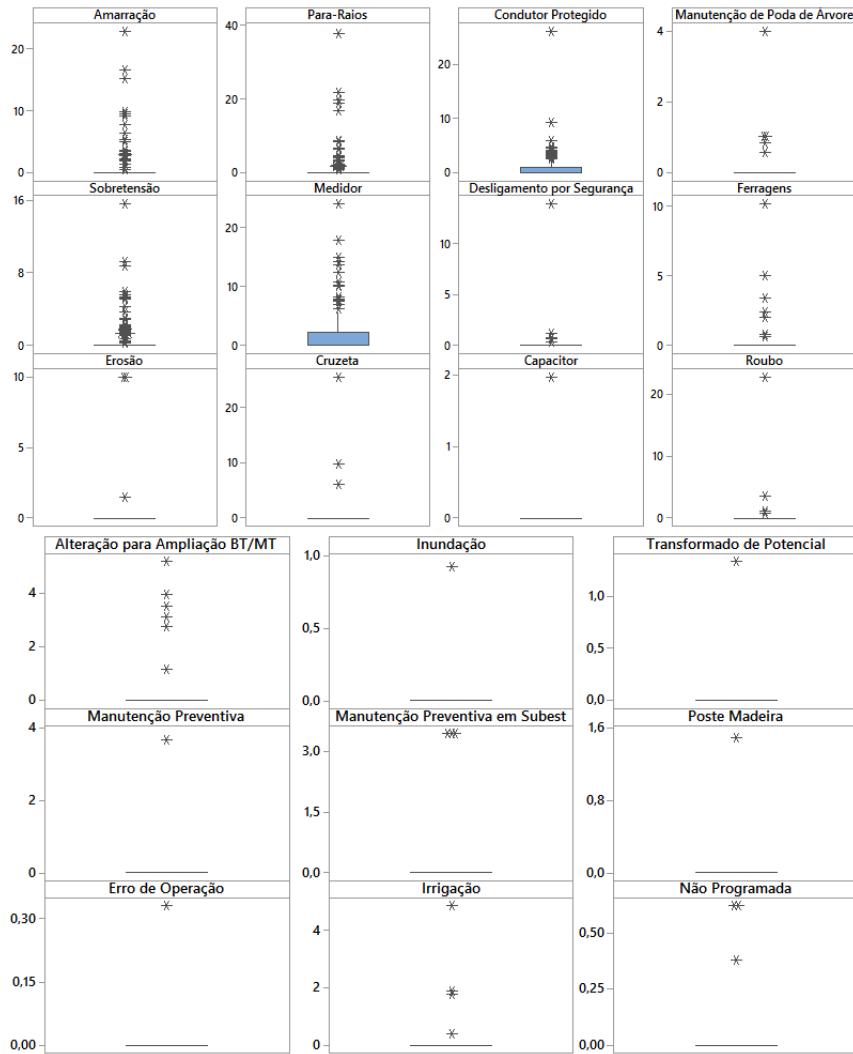


Fonte: Autor.

## APÊNDICE C – GRÁFICOS DE *BOXPLOT* DOS DADOS DE DEC E FEC

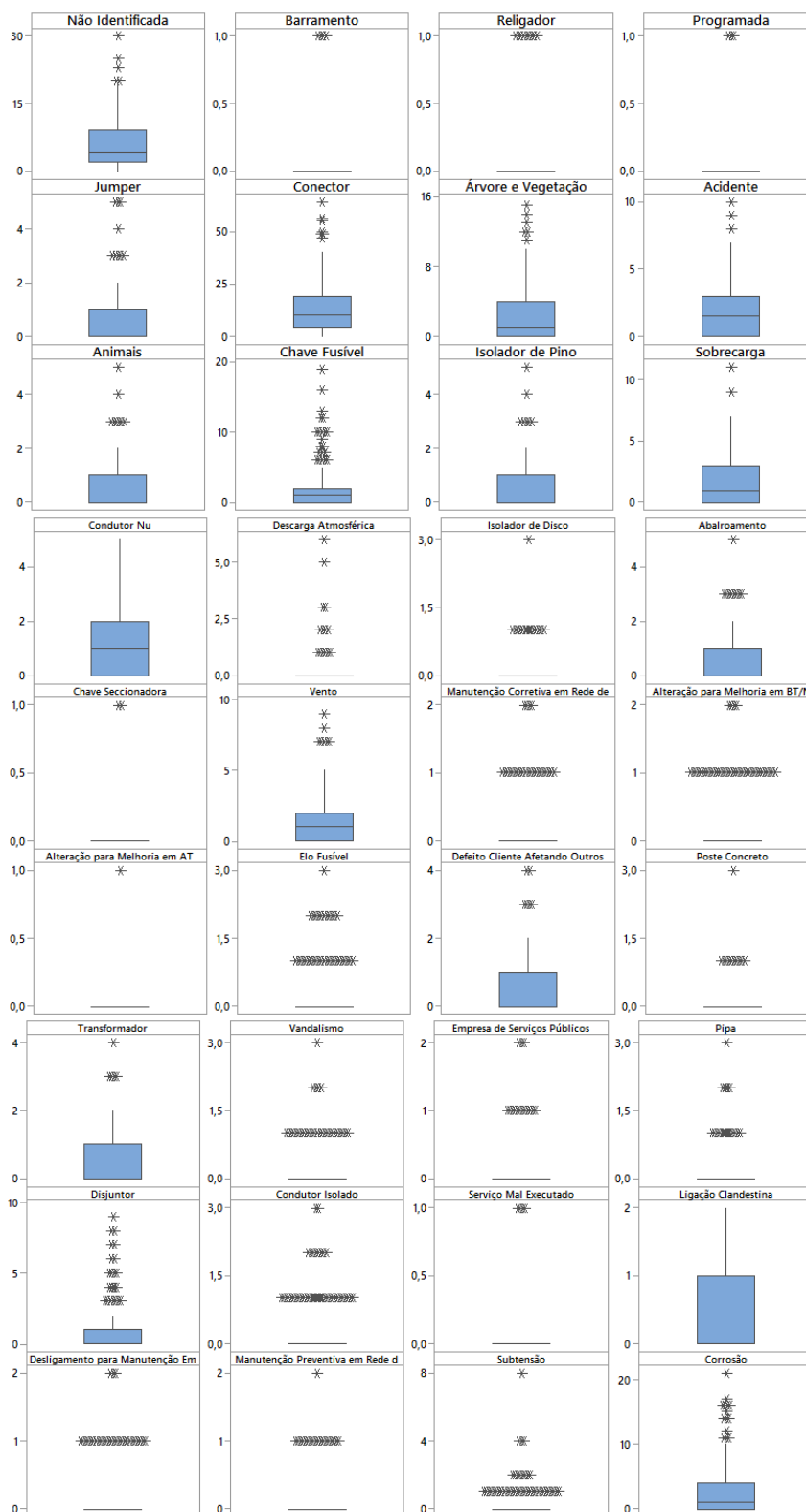
Figura C.1 – Gráfico Boxplot dos modos de falhas do DEC

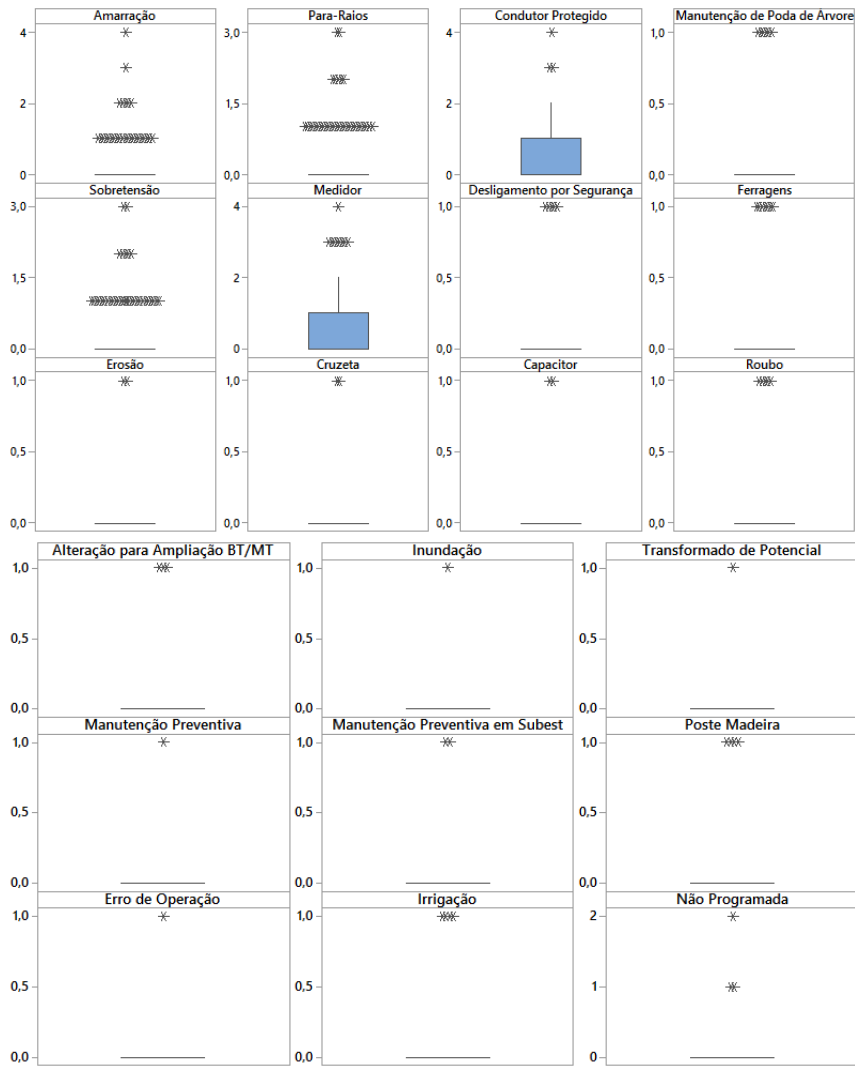




Fonte: Autor.

**Figura C.2 – Gráfico Boxplot dos modos de falhas do FEC**





Fonte: Autor.

**APÊNDICE D – TABELAS COM VALORES PREDITOS NEGATIVOS DOS  
MODELOS COM ENTRADAS COLETADAS**

**D.0.1 Modelos baseados em RLM**

a) DEC

**Tabela D.1** – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas coletadas (RLM)

<b>Amostra</b>	<b>Valor Apurado</b>	<b>Valor Predito</b>
1	0,017	-0,013
7	0,038	-0,025
15	0,005	-0,034
22	0,138	-0,057
25	0,025	-0,002
32	0,000	-0,008
44	0,014	-0,017
46	0,032	-0,021
62	0,006	-0,030
63	0,058	-0,026
82	0,051	-0,036
106	0,033	-0,106
123	0,067	-0,045
134	0,119	-0,037
136	0,104	-0,051
140	0,069	-0,002
147	0,213	-0,133
149	0,117	-0,167
174	0,010	-0,002
180	0,096	-0,212

Fonte: Autor.

## b) FEC

**Tabela D.2** – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas coletadas (RLM)

Amostra	Valor Apurado	Valor Predito
1	0,007	-0,007
4	0,044	-0,036
9	0,014	-0,069
15	0,004	-0,001
18	0,143	-0,013
25	0,001	-0,015
32	0,036	-0,057
37	0,067	-0,013
40	0,016	-0,165
45	0,169	-0,108
46	0,000	-0,057
47	0,084	-0,092
51	0,002	-0,021
53	0,129	-0,123
76	0,013	-0,106
93	0,019	-0,046
95	0,014	-0,109
110	0,120	-0,018
128	0,251	-0,059
140	0,020	-0,042
171	0,168	-0,131
173	0,013	-0,075
174	0,000	-0,028
175	0,006	-0,075
176	0,002	-0,010

Fonte: Autor.

## D.0.2 Modelos baseados em RNAs

a) DEC

**Tabela D.3** – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas coletadas (RNAs)

<b>Amostra</b>	<b>Valor Apurado</b>	<b>Valor Predito</b>
8	0,0038	-0,023
9	0,0020	-0,015
14	0,0000	-0,007
15	0,0047	-0,034
18	0,0035	-0,031
30	0,0122	-0,012
32	0,0000	-0,025
44	0,0138	-0,062
46	0,0316	-0,014
48	0,0031	-0,003
57	0,0001	-0,009
62	0,0065	0,000
140	0,0694	-0,037
155	0,0140	-0,006
162	0,0000	-0,006
165	0,0129	-0,002
169	0,0001	-0,011
174	0,0096	-0,024

Fonte: Autor.



## b) FEC

**Tabela D.4** – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas coletadas (RNAs)

<b>Amostra</b>	<b>Valor Apurado</b>	<b>Valor Predito</b>
1	0,00660	-0,0117
6	0,00003	-0,0026
7	0,00006	-0,0011
12	0,00003	-0,0023
15	0,00360	-0,0391
43	0,00175	-0,0126
44	0,00255	-0,0079
46	0,00008	-0,0128
49	0,00396	-0,0112
52	0,00893	-0,0201
155	0,00684	-0,0013
158	0,00003	-0,0087
163	0,00310	-0,0105
173	0,01259	-0,0551
174	0,00003	-0,0138
175	0,00617	-0,0080
176	0,00186	-0,0004
178	0,00208	-0,0125

Fonte: Autor.

**APÊNDICE E – TABELAS COM VALORES PREDITOS NEGATIVOS DOS  
MODELOS COM ENTRADAS NORMALIZADAS**

**E.0.1 Modelos baseados em RLM**

a) DEC

**Tabela E.1** – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas normalizadas (RLM)

<b>Amostra</b>	<b>Valor Apurado</b>	<b>Valor Predito</b>
1	0,017	-0,013
7	0,038	-0,025
15	0,005	-0,034
22	0,138	-0,057
25	0,025	-0,002
32	0,000	-0,008
44	0,014	-0,017
46	0,032	-0,021
62	0,006	-0,030
63	0,058	-0,026
82	0,051	-0,036
106	0,033	-0,106
123	0,067	-0,045
134	0,119	-0,037
136	0,104	-0,051
140	0,069	-0,002
147	0,213	-0,133
149	0,117	-0,167
174	0,010	-0,002
180	0,096	-0,212

Fonte: Autor.

## b) FEC

**Tabela E.2** – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas normalizadas (RLM)

<b>Amostra</b>	<b>Valor Apurado</b>	<b>Valor Predito</b>
1	0,007	-0,007
4	0,044	-0,036
9	0,014	-0,069
15	0,004	-0,001
18	0,143	-0,013
25	0,001	-0,015
32	0,036	-0,057
37	0,067	-0,013
40	0,016	-0,165
45	0,169	-0,108
46	0,000	-0,057
47	0,084	-0,092
51	0,002	-0,021
53	0,129	-0,123
76	0,013	-0,106
93	0,019	-0,046
95	0,014	-0,109
110	0,120	-0,018
128	0,251	-0,059
140	0,020	-0,042
171	0,168	-0,131
173	0,013	-0,075
174	0,000	-0,028
175	0,006	-0,075
176	0,002	-0,010

Fonte: Autor.

## E.0.2 Modelos baseados em RNAs

### a) DEC

**Tabela E.3** – Amostras com valores preditos negativos para o DEC com entradas normalizadas (RNAs)

Amostra	Valor Apurado	Valor Predito
1	0,01736	-0,010
8	0,00380	-0,015
9	0,00202	-0,022
14	0,00001	-0,005
15	0,00472	-0,020
17	0,00025	-0,007
18	0,00345	-0,002
30	0,01223	-0,002
32	0,00004	-0,012
39	0,00593	-0,014
44	0,01375	-0,018
47	0,01807	-0,003
48	0,00305	0,000
62	0,00649	-0,031
134	0,11875	-0,070
162	0,00002	-0,005
168	0,00011	-0,003
169	0,00010	-0,004
174	0,00957	-0,025

Fonte: Autor.

### b) FEC

**Tabela E.4** – Amostras com valores preditos negativos para o FEC com entradas normalizadas (RNAs)

Amostra	Valor Apurado	Valor Predito
1	0,00660	-0,0210
12	0,00003	-0,0044
40	0,01558	-0,0233
44	0,00255	-0,0038
52	0,00893	-0,0067
93	0,01869	-0,0003
95	0,01419	-0,0303
164	0,03587	-0,0900
175	0,00617	-0,0802

Fonte: Autor.



## APÊNDICE F – VALORES DE VIF PARA OS MODELOS DESENVOLVIDOS EM RLM

**Tabela F.1** – Valores de VIF para o modelo DEC

Variáveis preditoras	VIF
Não identificada	6,3
Barramento	5,0
Religador	3,2
Programada	4,5
Jumper	2,4
Conector	3,9
Árvore e Vegetação	4,8
Acidente	2,9
Animais	2,4
Chave Fusível	3,7
Isolador de Pino	3,4
Sobrecarga	6,3
Condutor Nu	2,8
Descarga Atmosférica	4,9
Isolador de Disco	1,7
Abalroamento	2,3
Chave Seccionadora	1,6
Vento	4,7
Manutenção Corretiva Rede de Distribuição	1,7
Alteração para Melhoria em BT/MT	1,9
Alteração para Melhoria em AT	4,6
Elo Fusível	3,2
Defeito Cliente Afetando Outros	1,8
Poste Concreto	4,5
Transformador	3,3
Vandalismo	4,9
Empresa de Serviços Públicos	4,7
Pipa	2,4
Disjuntor	6,0
Condutor Isolado	2,4
Serviço Mal Executado	1,8

**Tabela F.1** – Valores de VIF para o modelo DEC

Variáveis preditoras	VIF
Ligação Clandestina	2,6
Desligamento para Manutenção Emergencial	1,3
Manutenção Preventiva em Rede de Distribuição	1,8
Subtensão	3,9
Corrosão	2,9
Amarração	4,5
Para-Raios	2,1
Condutor Protegido	1,3
Manutenção de Poda de Árvore	1,2
Sobretensão	1,5
Medidor	2,1
Desligamento por Segurança	3,6
Ferragens	1,9
Erosão	1,3
Cruzeta	1,9
Capacitor	3,7
Roubo	1,5
Alteração para Ampliação em BT/MT	1,5
Inundação	3,0
Transformador de Potencial	1,3
Manutenção Preventiva	3,4
Manutenção Preventiva em Subestação	1,0
Poste Madeira	1,3
Erro de Operação	1,7
Irrigação	2,9
Não programada	1,9

Fonte: Autor

**Tabela F.2 – Valores de VIF para o modelo FEC**

Variáveis predictoras	VIF
Não identificada	6,3
Barramento	2,8
Religador	1,9
Programada	1,7
Jumper	2,5
Conector	4,0
Árvore e Vegetação	4,4
Acidente	2,3
Animais	2,4
Chave Fusível	2,9
Isolador de Pino	4,0
Sobrecarga	4,5
Condutor Nu	2,0
Descarga Atmosférica	4,1
Isolador de Disco	1,8
Abalroamento	2,1
Chave Seccionadora	1,6
Vento	4,0
Manutenção Corretiva Rede de Distribuição	2,1
Alteração para Melhoria em BT/MT	2,5
Alteração para Melhoria em AT	2,0
Elo Fusível	1,9
Defeito Cliente Afetando Outros	3,2
Poste Concreto	2,1
Transformador	3,0
Vandalismo	2,3
Empresa de Serviços Públicos	2,8
Pipa	2,0
Disjuntor	4,1
Condutor Isolado	2,0
Serviço Mal Executado	1,5
Ligação Clandestina	1,9
Desligamento para Manutenção Emergencial	1,8
Manutenção Preventiva em Rede de Distribuição	1,8



**Tabela F.2** – Valores de VIF para o modelo FEC

Variáveis preditoras	VIF
Subtensão	2,5
Corrosão	2,6
Amarração	2,5
Para-Raios	3,1
Condutor Protegido	1,7
Manutenção de Poda de Árvore	1,7
Sobretensão	1,8
Medidor	2,3
Desligamento por Segurança	1,5
Ferragens	1,9
Erosão	1,6
Cruzeta	2,3
Capacitor	2,1
Roubo	1,5
Alteração para Ampliação em BT/MT	1,7
Inundação	1,8
Transformador de Potencial	1,6
Manutenção Preventiva	1,8
Manutenção Preventiva em Subestação	2,2
Poste Madeira	1,7
Erro de Operação	1,8
Irrigação	1,9
Não programada	2,0

Fonte: Autor

**UFBA**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**

**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI**

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA  
CEP: 40.210-630  
Telefone: (71) 3283-9800  
E-mail: [pei@ufba.br](mailto:pei@ufba.br)  
Home page: <http://www.pei.ufba.br>

