

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

Marcelo Weber Fuhrmann

**ANÁLISE DO IMPACTO DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Santa Maria, RS
2017

Marcelo Weber Fuhrmann

**ANÁLISE DO IMPACTO DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Orientadora: Prof^a Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS
2017

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

Fuhrmann, Marcelo Weber
ANÁLISE DO IMPACTO DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / Marcelo Weber
Fuhrmann.- 2017.
105 p.; 30 cm

Orientador: Alzenira da Rosa Abaide
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2017

1. Indicadores de Continuidade 2. DEC e FEC 3.
Confiabilidade 4. Redes Neurais Artificiais 5. Manutenção
I. Abaide, Alzenira da Rosa II. Título.

© 2017

Todos os direitos autorais reservados a Marcelo Weber Fuhrmann. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante citação da fonte.
E-mail: herr.fuhrmann@gmail.com

Marcelo Weber Fuhrmann

**ANÁLISE DO IMPACTO DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Aprovado em 01 de Março de 2017:

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

Diego Berlezi Ramos, Dr. (UFSM)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

Santa Maria, RS
2017

Dedico esta dissertação
à meu amor Elisandra,
e meus filhos Ricardo
e Isadora.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Erno Edgar Fuhrmann (*in memoriam*) e Silvia Weber Fuhrmann por me ensinarem a nunca fugir dos desafios;

A Elisandra, companheira de todas as horas.

A Ricardo e Isadora que demonstram no olhar o quanto vale a busca pela sabedoria.

Em especial, a minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide, pela confiança, orientação e conhecimento, as quais tornaram este trabalho uma possibilidade e após este tempo de convivência posso chamar de minha Amiga.

Aos demais professores da UFSM, em especial do PPGEE, pela oportunidade e pelos ensinamentos que colaboraram com a concretização deste sonho.

Do fundo do coração,

Muito obrigado!

*“Se os senhores da guerra
Mateassem ao pé do fogo
Deixando o ódio pra trás,
Antes de lavar a erva
O mundo estaria em paz!”*

(Silvio Aymone Genro)

RESUMO

ANÁLISE DO IMPACTO DA MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AUTORA: Marcelo Weber Fuhrmann

ORIENTADORA: Prof^a Dr^a Alzenira da Rosa Abaide

Os novos modelos de contratos de concessão de distribuição trouxeram novidades às concessionárias de energia elétrica. Ao atrelar a renovação das concessões à qualidade do serviço, em meio a um período de crise financeira nacional, o poder concedente impôs aos agentes de distribuição a tarefa de acertar o planejamento com margem mínima de erro, visto a possibilidade de caducidade dos contratos. Desta maneira, sem o aporte de grandes investimentos, a manutenção do sistema de distribuição passa a ser o principal alvo na busca pela continuidade dos serviços e dos contratos, principalmente nas concessionárias cujo capital acionário é público. A qualidade do serviço na distribuição de energia elétrica é mensurada através de indicadores de continuidade, os quais analisam a duração e a frequência das faltas, sendo estes o DEC e FEC, regulados no Brasil, pela ANEEL. Através da análise de dados reais de uma concessionária de distribuição de energia, são comparadas as técnicas de hierarquização da manutenção utilizadas historicamente, e com os resultados obtidos será proposta uma nova forma de hierarquização da manutenção do sistema de distribuição, usando Redes Neurais Artificiais. O modelo prevê a probabilidade de falhas no sistema de distribuição em regiões abrangidas por transformadores de distribuição e chaves seccionadores. Este é um modelo proposto para hierarquização das manutenções no sistema de distribuição visando a melhoria dos indicadores de continuidade, DEC e FEC.

Palavras-Chave: Indicadores de continuidade, DEC e FEC, confiabilidade, redes neurais artificiais, manutenção.

ABSTRACT

ANALYSIS OF THE IMPACT OF MAINTENANCE IN ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: Marcelo Weber Fuhrmann
ADVISOR: Prof^a Dr^a Alzenira da Rosa Abaide

The new models of distribution concession contracts brought news to electric power concessionaires. By linking the renewal of concessions to the quality of service, in the midst of a period of national financial crisis, the granting authority imposed on the distribution agents the task of setting the planning with a minimum margin of error, considering the possibility of expiration of the contracts. In this way, without major investments, the maintenance of the distribution system becomes the main target in the search for the continuity of services and contracts, especially in concessionaires whose capital is public. The quality of the service in the distribution of electric energy is measured through continuity indicators, which analyze the duration and the frequency of the faults, these being the SAIDI and SAIFI, regulated in Brazil, by ANEEL. Through the analysis of real data of an energy distribution company, the hierarchical techniques of the maintenance used historically are compared, and with the results will be proposed a new form of hierarchization of the maintenance of the distribution system, using Artificial Neural Networks. The model predicts the probability of failures in the distribution system in regions covered by distribution transformers and disconnecting switches. This is a proposed model for hierarchy of maintenance in the distribution system aiming at the improvement of the indicators of continuity, SAIDI and SAIFI.

Keywords: Continuity indicators, SAIDI and SAIFI, reliability, artificial neural networks, maintenance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva da banheira.....	26
Figura 2 – Linha do tempo de indicadores de continuidade usados no Brasil.....	35
Figura 3 – Metodologia proposta.....	58
Figura 4 – Exemplo de área de abrangência de transformador	61
Figura 5 – Exemplo de área de abrangência de seccionador	62
Figura 6 – Variáveis de entrada para RNA.....	63
Figura 7 – Evolução dos métodos de hierarquização utilizados.....	67
Figura 8 – Desempenho da RNA - Transformadores	77
Figura 9 – Desempenho da RNA – Seccionadoras.....	78

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1 – Total de investimentos em manutenção	71
Gráfico 5.2 – Custos decorrentes de falhas atreladas a manutenção.....	72
Gráfico 5.3 - Investimentos em manutenção x custos de reparo.....	72
Gráfico 5.4 - Investimentos em manutenção x custos de reparo x frequência de interrupções.....	73
Gráfico 5.5 - Investimentos em manutenção x custos de reparo x duração de interrupções.....	74
Gráfico 5.6 - Evolução dos indicadores de continuidade x frequência de falhas decorrentes da manutenção.....	74
Gráfico 5.7 - Evolução dos indicadores de continuidade x duração de falhas decorrentes da manutenção.....	75
Gráfico 5.8 - Investimentos em manutenção x custos de reparo sob a ótica do consumidor.....	76
Gráfico 5.9 - Indicadores de continuidade sob a ótica do consumidor	76

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC por consumidor atendido em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição	32
Quadro 3.2 – Interrupções de longa duração	37
Quadro 3.3 – Dados sobre cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto	39
Quadro 3.4 – Indicadores de qualidade do serviço por país	55
Quadro 4.1 – RNA - Genérica	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 - Percentual de falhas associadas à manutenção	67
Tabela 5.2 – Impacto da manutenção sobre o DEC.....	68
Tabela 5.3 – Impacto percentual da manutenção sobre o DEC	68
Tabela 5.4 – Impacto da manutenção sobre o indicador FEC	69
Tabela 5.5 – Impacto percentual da manutenção sobre o FEC	69
Tabela 5.6 – Influência da manutenção por causa sobre indicadores de continuidade	70
Tabela 5.7 – Estimativas de falhas x dados reais para o ano de 2016	78
Tabela 5.8 – Dez maiores probabilidades de falha em 2017	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AHP – Analytic Hierarchy Process
ASAI – Average Service Availability Index
ASIFI – Average System Interruption Frequency Index
ASIDI – Average System Interruption Duration Index
BT – Baixa Tensão
BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora
CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI – Customer Average Interruption Frequency Index
CEMI – Customers Experiencing Multiple Interruptions
CEMSMI – Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events
CTAIDI – Customer Total Average Interruption Duration Index
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC – Duração de Interrupção Individual por UC
DICRI – Duração de Interrupção em Dia Crítico
DMIC – Duração Máxima de Interrupção por UC
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
END – Energia Não Distribuída
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
FEC – Frequência Equivalente de interrupção por Unidade Consumidora
FIC – Frequência de Interrupção Individual por UC
IASC – Índice Aneel de Satisfação dos Consumidores
IEEE – Instituto dos Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
kV – QuiloVolt
kW – Quilo Watt
MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index
MAIFle – Momentary Average Interruption Event Frequency Index
MT – Média Tensão
ONS – Operador Nacional do Sistema
PNIE – Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia
PRODIST – Procedimentos de Distribuição
RNA – Rede Neural Artificial
ROL – Receita Operacional Líquida
SAIDI – System Average Interruption Duration Index
SAIFI – Customer Average Interruption Duration Index
SD – Sistema de Distribuição
TMAE – Tempo Médio de Atendimento a Emergências
TMD – Tempo Médio de Deslocamento
TME – Tempo Médio de Execução
TMP – Tempo Médio de Preparação
UC – Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	17
1.2	OBJETIVOS	18
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	20
2.2	MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	24
2.3	REDES NEURAIS ARTIFICIAIS	28
2.4	RESUMO DO CAPÍTULO	31
3	QUALIDADE NO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	32
3.1	HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NO BRASIL.....	32
3.2	CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS	35
3.3	INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO.....	36
3.4	INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS E NÃO PROGRAMADAS	37
3.5	INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS.....	39
3.6	CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE.....	42
3.7	CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES DO SD	46
3.8	ÍNDICE ANEEL DE SATISFAÇÃO DOS CONSUMIDORES - IASC	50
3.9	INDICADORES DE CONTINUIDADE DA IEEE	51
3.10	RESUMO DO CAPÍTULO	56
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	57
4.1	DEFINIÇÃO DAS INTERRUPÇÕES	59
4.2	IMPACTO DA MANUTENÇÃO.....	60
4.3	PROPOSTA DE HIERARQUIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO	61
5	ESTUDO DE CASO.....	66
5.1	ANÁLISE E RESULTADOS.....	66
5.2	APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.....	77
5.3	RESUMO DO CAPÍTULO	79
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	80
6.1	CONCLUSÕES	80
6.2	TRABALHOS FUTUROS	82
6.3	TRABALHOS PUBLICADOS.....	82
	REFERÊNCIAS.....	84
	ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DA RNA – TRANSFORMADORES.....	90
	ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DA RNA – SECCIONADORAS	101

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) evoluem no sentido de reduzir as probabilidades de falhas pelo incremento de investimentos nas fases de planejamento, operação ou em ambas. Entretanto, evidencia-se que os limites de confiabilidade e economicidade tendem a competir causando dificuldades gerenciais na tomada de decisão (ALLAN e BILLINTON, 1984).

A eficiência da gestão nas concessões de distribuição de energia elétrica reflete-se na modicidade tarifária. Isto garante ao consumidor pagar o preço justo pela qualidade do serviço recebido, garantindo o equilíbrio entre o agente de concessão e os agentes consumidores (ERBER 2013).

Por outro lado, a eficácia da gestão, consiste em mitigar custos de investimento, operação e manutenção. Assim, cabe ao planejador garantir que os recursos serão bem alocados garantindo o atendimento às necessidades dos consumidores de acordo com a legislação vigente (SPERANDIO, 2008).

Sistemas de distribuição, principalmente em níveis de BT e MT, exigem um dispêndio considerável de recursos, visto que sua composição é de basicamente cabos nus, expostos principalmente a intempéries e arborização. Desta maneira, otimizar a alocação de recursos é primordial para aumentar a confiabilidade em redes de distribuição (ABAIDE 2005).

O setor público quando detém a exploração do serviço de distribuição de energia elétrica, geralmente, sofre com a falta de investimentos, gerenciamento deficiente, inadequada manutenção e com a falta de material de qualidade. Assim, o atendimento das metas regulatórias torna-se um desafio muito grande ao planejador (EL-FADEL et al, 2009)

Interrupções no fornecimento de energia, além de atingirem diretamente os índices de continuidade DEC e FEC, causam uma série de consequências indesejáveis, as quais podem ser reduzidas com uma política efetiva de manutenção no sistema de distribuição. Entre estes efeitos destacam-se os danos elétricos associados, penalização por transgressão de indicadores de continuidade, custos de reparo (material e mão de obra), custos com energia não suprida e também efeitos intangíveis em relação à satisfação do consumidor (GHASEMABADI e PEIRAVI, 2016).

A realidade de países em desenvolvimento é muito semelhante, conforme demonstram os trabalhos de GHASEMABADI e PEIRAVI (2016) e EL-FADEL et al. (2009). O Brasil não é diferente ao apresentar uma rotatividade gerencial nas distribuidoras de energia elétrica de capital público ocasionando, em muitas situações, a utilização de métodos empíricos de gerenciamento. Assim, as concessionárias públicas de distribuição ressentem-se de um estudo aprofundado que seja esteio para o processo de tomada de decisão na alocação de recursos, principalmente em momentos de recessão econômica e contenção de despesas.

1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A partir da publicação dos termos aditivos de renovação dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, instituíram-se limites contratuais que vinculam indicadores de qualidade do serviço prestado, DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e FEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), à caducidade dos contratos. Então, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL visa garantir que as concessionárias de distribuição garantam o aporte mínimo necessário de investimentos a fim de garantir a qualidade do serviço prestado aos seus consumidores (BRASIL, 2015a).

Em meio à crise econômica, as concessionárias necessitam que a tomada de decisão seja adequada, dado a escassez de recursos para investimentos. Assim, o papel do planejador não consiste em acertar com pequena margem de erro os montantes requeridos pelo sistema, mas sim garantir que ao longo do período haja condições para que o sistema delimite suas incertezas e mantenha o foco na manutenção de seus rumos.

O presente estudo busca comparar métodos de manutenção do sistema de distribuição utilizados por uma concessionária de distribuição de energia elétrica. Além da comparação dos métodos utilizados, verifica-se, em situações de crise econômica, onde recursos para investimentos são escassos, o retorno da aplicação destes no sistema de distribuição dá-se na mesma proporção do dispêndio financeiro em caso de sua contenção.

1.2 OBJETIVOS

Este estudo estabelece uma relação entre a aplicação de recursos em manutenção e a adequação dos indicadores de continuidade, de forma a reduzir as penalidades aplicadas por violação dos limites de continuidade estabelecidos e regulados pela ANEEL. Para atingir este objetivo traçam-se objetivos específicos que são:

- a) caracterizar e compreender o contexto dos indicadores de continuidade como referência do padrão de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica;
- b) revisar a regulação de indicadores de continuidade no Brasil;
- c) estudar os dados compilados acerca de métodos utilizados na manutenção do sistema elétrico de distribuição;
- d) comparar os dados coletados, demonstrando os objetivos iniciais e os resultados obtidos;
- e) identificar possíveis deficiências nos métodos já utilizados;
- f) estabelecer parâmetros de hierarquização para manutenção do sistema de distribuição;
- g) aplicar Redes Neurais Artificiais para o desenvolver um modelo de hierarquização para manutenção do sistema de distribuição, a fim de garantir a redução dos indicadores de continuidade;
- h) analisar resultados esperados e compará-los aos dados históricos compilados.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Visando atingir os objetivos propostos, o presente trabalho segmenta-se em seis capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 aborda uma revisão bibliográfica acerca dos principais assuntos desta dissertação, definindo-os, caracterizando-os e contextualizando sua importância para o trabalho a ser desenvolvido.

O Capítulo 3 aborda o contexto dos indicadores de continuidade no Brasil e no mundo, trazendo os principais conceitos e a regulação vigente.

O Capítulo 4 traz as etapas para a elaboração da metodologia proposta, organizada de forma clara e objetiva através da análise de dados históricos e pela aplicação de um método de previsão de probabilidade de falha.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso realizado através da metodologia proposta, apresentando a análise dos dados compilados e propondo um novo método de hierarquização da manutenção da distribuição através de redes neurais.

O capítulo 6 encerra o trabalho, apresentando as considerações finais e conclusões acerca do tema em estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme FERNÁNDEZ (2012), a qualidade da energia elétrica é um termo que pode ser analisado conforme a perspectiva de cada agente da cadeia envolvida no processo, da geração ao consumo. Sob a ótica dos agentes de geração, transmissão e distribuição energia de qualidade é aquela que pode ser entregue ao sistema com a melhor qualidade possível, com os menores custos atrelados. Para o agente consumidor a energia deve ser de ótima qualidade a custos baixos. Já o agente regulador, busca conciliar a qualidade mínima exigida ao retorno dos investidores, bem como a melhoria contínua do produto e serviços aos consumidores.

No Brasil, o termo qualidade de energia elétrica é regulada pelo Módulo 8 do PRODIST. Esta normativa distingue a qualidade do produto da qualidade do serviço. A qualidade do produto relaciona-se em termos de níveis de tensão RMS, harmônicos, etc. Enquanto que a qualidade do serviço está atrelada ao desempenho do sistema em relação às interrupções de fornecimento, mensurada através de indicadores de continuidade (ANEEL, 2016a).

Este capítulo avalia os estudos mais recentes realizados sobre a influência do impacto da manutenção em sistemas de distribuição de energia elétrica. Apresenta-se o estado da arte de diversos trabalhos que servem como fundamentação teórica para se analisar o impacto da manutenção em sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo em vista o cumprimento de metas de indicadores de continuidade.

2.1 CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Confiabilidade é considerada como a probabilidade de que um componente ou sistema funcione dentro dos limites especificados em projeto, ou seja, é a probabilidade deste não falhar durante sua vida útil, de acordo com especificações e condições pré-determinadas (ASSIS, 2014).

Em sistemas de distribuição, os indicadores de confiabilidade, sejam eles individuais ou coletivos, medem a continuidade do fornecimento de energia elétrica, calculados a partir das falhas neste sistema. Sempre que a gestão do sistema de distribuição é realizada e controlada corretamente, a melhoria dos índices de

desempenho acontece beneficiando tanto a concessionária, quanto o consumidor (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005).

Para que seja possível o cálculo de confiabilidade em sistemas de potência é indispensável o desenvolvimento de um modelo matemático apropriado ao caso em estudo, que seja estabelecido um índice de risco apropriado de qualidade do serviço e que se tenha total acesso aos dados operacionais e de falhas dos componentes em estudo (CAMARGO, 1981).

De acordo com CAMARGO (1981), entende-se como confiabilidade de um sistema de distribuição, o nível de segurança com o qual um sistema de distribuição supre sua carga. A análise da confiabilidade pode ser realizada de forma determinística ou probabilística (ALLAN e BILLINTON, 2002).

A forma determinística de análise baseia-se na avaliação de situações críticas, selecionadas através do conhecimento prévio do sistema. O critério comumente utilizado para avaliação de situações críticas é o N-1, que analisa o comportamento do sistema através da falha de um de seus componentes. Esta forma de avaliação busca evidenciar, através da seleção de vários casos críticos, a falha individual de cada um dos componentes para posteriormente verificar a adequações do sistema aos níveis pré-estabelecidos. ALLAN e BILLINTON (2002) discorrem ainda que a análise probabilística busca representar a natureza aleatória de sistemas elétricos. Através desta análise a falha dos componentes é representada através das suas probabilidades de ocorrência. Assim, com a obtenção das probabilidades de falha e sua combinação, efetua-se a avaliação do desempenho do sistema através do índice de importância estrutural.

Por falha no sistema, entende-se como cessação de funcionamento ou a deterioração da qualidade do funcionamento, abaixo de um índice mínimo aceitável. Os tipos de falha são classificados em catastróficos e por degradação. Uma falha catastrófica resulta de uma variação súbita nas características do sistema, sendo sua ocorrência casual e imprevisível. A falha por degradação é resultado de variações progressivas das características do sistema, as quais podem ser previstas e evitadas (ASSIS, 2014).

As interrupções no fornecimento de energia elétrica são causadas de forma fortuita, por defeitos na rede, ou por atividades relacionadas à concessionária de distribuição, podendo ser manutenções preditivas, preventivas ou programadas. Casos eventuais são ocasionados pela atuação de dispositivos de proteção,

podendo ser disjuntores, religadores, fusíveis, etc. Já as atuações da distribuidora em seu sistema são premeditadas, devendo atender as diretrizes postas pelo agente regulador ou de acordo com os contratos estabelecidos com os supridos (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005).

De acordo com a ELETROBRÁS (1982), a confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição deve ser avaliada para satisfazer as normas de regulação do serviço público de distribuição, aprimorar a sistemática dos projetos de melhoria do sistema, projetar sistemas de forma a minimizar suas falhas, alterar o ambiente onde está inserido, aumentar a solidez do fornecimento e racionalizar os investimentos. Assim, cabe ao planejador definir os investimentos de forma a garantir a modicidade tarifária, para que seja garantido ao consumidor uma energia de qualidade a um preço justo (ERBER, 2013).

Ainda de acordo com ALLAN e BILLINTON (1984) antes que sejam investidos recursos em incremento de confiabilidade, o planejador deve refletir sobre algumas indagações, tais como:

- Quanto deve ser gasto para atingir nível de confiabilidade esperado?
- É necessário este investimento?
- Qual o nível de confiabilidade necessário?
- Este investimento deve atender aos requisitos do consumidor ou do agente regulador?

A visão do agente regulador quanto à necessidade de investimentos prudentes, baseia-se na análise e publicação de índices de confiabilidade mensuráveis. Estes índices de confiabilidade são estabelecidos de acordo com as características de cada agente distribuidor e os mesmos são penalizados quanto do seu descumprimento (BROWN, 2009).

A legislação do setor elétrico brasileiro estabelece índices de confiabilidade, relacionados à continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Estes indicadores, DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC e DICRI, avaliam a duração e frequência das interrupções, sejam elas individuais ou coletivas e agregam interrupções programadas e não programadas (ANEEL, 2016a).

Interrupções programadas são todas aquelas que são precedidas de aviso prévio ao consumidor (ANEEL, 2016b). Os avisos de desligamento devem ser emitidos de forma a garantir que o consumidor esteja efetivamente ciente do cessar do fornecimento, devendo ser feito por escrito de forma nominal ou por meio de

divulgação de massa, de acordo com as características dos consumidores atingidos (ANEEL, 2016a).

Já as interrupções não programadas são todas aquelas em que se cessa o fornecimento de forma fortuita (ANEEL, 2016b). Nestes casos a concessionária deve dispor de equipes de manutenção e ainda deve dispor de procedimentos específicos para atuação em caso de contingências, de forma a reduzir ao máximo o impacto dos indicadores de continuidade em prol dos consumidores (ANEEL, 2016a).

As concessionárias de distribuição devem elaborar e manter um plano de manutenção das instalações de distribuição atualizado, de forma a garantir uma adequada prestação do serviço público (BRASIL, 2015b). Historicamente, a ELETROBRAS (1982), corrobora ao expor que programas de manutenção devem ser implementados para que resultem em melhorias na confiabilidade do serviço, através do estabelecimento de metas administrativas e informações objetivas referentes à confiabilidade do serviço.

Grande parte dos indicadores de continuidade apresentados pelas distribuidoras ao redor do mundo excluem dados de grandes tempestades e de grandes *blackouts*. Esta supressão de dados serve para que não haja distorção nos dados reais apresentados pelas empresas, haja vista que este tipo de evento é excepcional (SHORT, 2006).

O Brasil, através da ANEEL, controla os dados excluídos em virtude de grandes tempestades pelo indicador DICRI (ANEEL, 2016a). Este indicador representa a quantidade de ocorrências emergenciais, ocorridas em um dia crítico. O qual por sua vez, baseia-se em um critério estatístico, onde se considera como dia crítico aquele em que o número de ocorrências supere a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários, relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados (ANEEL, 2016b).

A apuração dos indicadores de continuidade, bem como dos tempos de atendimento, são realizadas mensalmente, trimestralmente e anualmente, para cada conjunto de unidades consumidoras, pertencentes a uma distribuidora. A concessionária deve calcular e enviar à ANEEL os indicadores até o último dia do mês subsequente ao período de apuração. Essas informações permanecem em meio digital por pelo menos 5 anos, para o acesso da ANEEL e dos consumidores (ANEEL, 2016c).

2.2 MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Geralmente, o aprimoramento dos índices de continuidade se dá pela melhoria e manutenção do sistema de distribuição, o que provoca a redução do número de consumidores atingidos e duração das interrupções. Porém o custo para melhorar o sistema é elevado se comparado ao custo das manutenções. Assim, a manutenção pode ser utilizada como uma poderosa ferramenta para incremento de confiabilidade de sistemas de distribuição (TIRAPONG e TITTI, 2014).

Historicamente, em SD's, o custo do serviço e da taxa de retorno do capital investido é regulado pela estrutura governamental, deixando que a operação seja feita apenas com base nos custos decorrentes das falhas. Assim, sua eficiência torna-se muitas vezes pouco apreciada, em virtude de eventuais incrementos nos custos atrelados, fazendo com que a manutenção seja colocada de lado, causando aumento no intervalo de manutenção e conseqüente deterioração de sua qualidade (SHOURKAEI, JAHROMI e FIRUZABAD, 2011).

Estratégias de manutenção baseiam-se em dados estatísticos de interrupções. A análise do impacto das falhas deve ser segregada por área, região ou abrangência, para que o planejador possa a partir da apuração das probabilidades de falha, priorizar os índices mais elevados, através do direcionamento de recursos humanos e financeiros (TIRAPONG e TITTI, 2014).

Para que um SD tenha incremento em sua confiabilidade e menores custos econômicos, o planejador concentra-se com maiores probabilidades de falha. A influência das condições climáticas nestes pontos deve ser considerada, visto que esta tende a elevar as possibilidades de falha (WANG, LIU e SHAHIDEHPOUR, 2016).

Efetuar manutenções de acordo com as necessidades, entre intervalos ótimos é fundamental para qualidade do serviço. A manutenção, em termos de custo benefício, economiza uma série de homens/hora de reparo, reduzir o número de falhas e minimizar o uso de materiais e ferramentas (SALEM e LAITH, 2015).

Pontos críticos que necessitam de manutenção são influenciados por uma série de fatores. Dentre estes, destacam-se as características dos componentes, condições climáticas, topologia do sistema e possibilidades de reconfiguração da rede (WANG, LIU e SHAHIDEHPOUR, 2016).

Para muitas concessionárias a melhor manutenção é a poda de árvores e, de longe, o custo mais elevado de manutenção. Porém, manutenção é mais do que isto. Apesar de equipamentos como capacitores, cabos cobertos ou isolados não necessitarem de elevada atenção, outros como transformadores, conexões, derivações, isoladores merecem atenção regular. Esta atenção prévia refletirá diretamente nos tempos de execução das atividades de reparo em caso de falhas (SHORT, 2006).

Os tempos de reparo afetam diretamente os índices de continuidade. Quando o tempo de reparo é baixo, sua influência é menor do que os demais fatores, causando menor influência nos indicadores. Já quando o tempo de reparo é alto, este irá afetar os índices diretamente, fazendo com que a topologia do sistema e suas possibilidades de reconfiguração, sejam a chave para a redução do impacto da falta (WANG, LIU e SHAHIDEHPOUR, 2016).

As falhas podem se intensificar com o passar do tempo, característica de seu comportamento, chamado de “curva da banheira”. Este se caracteriza por um inicial decréscimo e posterior acréscimo na relação entre os custos de manutenção e de falha (LOUIT, PASCUAL e BANJEVIC, 2009).

Na figura 1, verifica-se a curva de confiabilidade (curva da banheira), atrelando os custos de manutenção e falha no decorrer do tempo de vida do sistema. Demonstra-se que, na infância a probabilidade de ocorrência de falha é elevada, devido à inserção dos novos componentes no sistema. Após este período, a probabilidade de falhas diminui, trecho linear do gráfico, caracterizado como vida útil. No período de deterioração, a probabilidade de falhas aumenta consideravelmente em virtude da depreciação sofrida (KLUTKE, KIESSLER e WORTMAN, 2003).

Figura 1 – Curva da banheira.



Fonte: Autoria própria.

Atividades de manutenção de SD's de BT e MT, devem obedecer três pilares fundamentais: Revisar, Adequar e Reparar. Desta maneira, as tipologias de manutenção concentram-se em Manutenção Preditiva, Manutenção Preventiva, Manutenção Corretiva, Manutenção Proativa e Manutenção de Perfeição (PONTES 2006).

De acordo com FERNANDÉZ e MÁRQUEZ (2009), Manutenção preditiva é um conjunto de análises que visam reduzir a ocorrência de falhas. Enquanto que Manutenção preventiva é o conjunto de rotinas planejadas a fim de garantir um nível de desempenho para reduzir a ocorrência de falhas.

Os resultados da manutenção preventiva devem ser avaliados através de instrumentos de controle que permitam aferir a adequação de programas, processos e objetos, evitando-se a ação de forma desordenada e pouco eficaz. Tais instrumentos de controle deverão possuir suficientes detalhes de forma a captar os efeitos das diferentes medidas relativa à manutenção, ou seja, da atuação exercida sobre os diversos componentes do sistema de distribuição, através de limpeza, reparo e substituição de componentes (ELETROBRÁS, 1982).

Manutenção corretiva são as ações necessárias para restabelecer ou manter o SD operacional, em função da depreciação sofrida por este pelo tempo. Seu objetivo é repor as condições normais de funcionamento de um sistema (ASSIS, 2014).

A literatura ainda destaca que manutenção proativa é um conjunto de atividades destinadas a detectar e corrigir um problema antes de ocorrer. Desta maneira sem que haja o efeito da suspensão do serviço de distribuição de energia. Ainda, a Manutenção de Perfeição, busca a melhoria contínua, sendo que este tipo de atividades deve ser incluído em um conjunto de projetos efetuados logo após a entrada em operação de uma rede de distribuição, para garantir o desempenho ótimo do sistema, podendo ser chamado de Design da manutenção (FERNANDÉZ e MÁRQUEZ, 2009).

A melhoria contínua é um a base da ISO 9001. A decisão estratégica da adoção de um sistema de qualidade de uma concessionária ajuda a dar sustentabilidade para o desenvolvimento de atividades, através da padronização e controle destas, a fim de garantir a satisfação de consumidores e atender a regulação da atividade. Desta forma, a concomitância entre a aplicação de normas reguladoras e a adoção do sistema de gestão da qualidade, garante habilidade às distribuidoras de energia para demonstrar conformidade nos aspectos de qualidade do serviço (ISO, 2015).

Assim, com o intuito de garantir a qualidade na apuração dos indicadores de continuidade individuais e coletivos, a ANEEL por meio da Resolução 024/2000 passou a exigir que as distribuidoras devessem certificar o processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores individuais e coletivos estabelecidos na resolução supracitada, com base nas normas da ISO 9000 (ANEEL, 2000).

Ao alcançar os objetivos da implantação do sistema de gestão da qualidade na busca constante pela qualificação dos serviços prestados, a ANEEL por meio do Módulo 8 do Prodist, exige agora que esta certificação se mantenha. Agora, as concessionárias devem além de cumprir as exigências da agência reguladora, manter seu sistema de gestão da qualidade em níveis adequados e aprimorá-lo cada vez mais, a fim de garantir a continuidade de sua certificação (ANEEL, 2016a).

Para a definição de um plano de manutenção de um sistema é necessário que este seja inspecionado, sendo algumas destas as seguintes (SHORT, 2006):

- Inspeções Visuais;
- Inspeção com equipamento de termografia;
- Teste de postes de madeira;
- Número de operações de religadores e chaves automáticas; e
- Testes de isolamento de óleo.

Dentro do plano de manutenções, existem ações práticas além da poda que podem ser tomadas para a mitigação dos indicadores de continuidade (PONTES, 2006), tais como:

- Instalação de defensas em postes, para atenuação das ocorrências ocasionadas por terceiros (acidentes);
- Limpeza da rede de MT com vara de manobra, para minimização da necessidade de desligamentos programados;
- Limpeza da rede de BT com vara de manobra, para minimização da necessidade de desligamentos programados;
- Instalação de chaves fusíveis, para incremento da seletividade do sistema;
- Limpeza de isoladores de MT, para garantir o grau de isolamento;
- Utilização de serviços de termovisão de forma programada e após abalroamentos;
- Instalação de afastadores de condutores na rede de BT em locais de vegetação mais densa;
- Instalação de afastadores de armação secundária na BT; e
- Instalação de afastadores de pássaros.

Ainda, de acordo com PONTES (2006), o plano de ação de intervenções de manutenções deve ser fundamentado a fim de solucionar os principais problemas que afetam o sistema de distribuição. Podem ser utilizadas técnicas para a formação do plano, como diagrama de Pareto, diagrama de causa e efeito ou demais ferramentas que auxiliem na formação das ações do plano de trabalho. Sendo que este plano não é estático, mas sim dinâmico ao acrescentar ações, retirar ou reavaliar, sendo fundamental a obtenção de resultados.

2.3 REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Redes Neurais Artificiais (RNA) são amplamente utilizadas como modelo de previsão. Este modelo de aprendizagem é amplamente utilizado para regressões não lineares, principalmente para previsão de carga elétrica (contratação de energia) (DING et al, 2013).

O principal destaque de RNA é apresentarem características semelhantes ao funcionamento do cérebro humano, como por exemplo: capacidade de aprendizado, generalização, associação, procura paralela e endereçamento pelo conteúdo.

Destaca-se que suas principais áreas de aplicação vão de previsão de séries temporais, controle de processos, robótica, classificação de dados, reconhecimento de padrões em linhas de montagem, filtros contra ruídos eletrônicos, análise de imagens e avaliação de riscos de financiamento, à detecção de bombas e identificação de reservas de petróleo (BRAGA, CARVALHO e LUDERMIR, 1998). Estes modelos vem ganhando destaque em muitas aplicações em sistemas de potência, principalmente devido à sua estrutura e robustez (HEIDAR, AGELIDIS e ZAYANDEHROODI, 2013).

Ao consistir em estruturas paralelas, baseadas em unidades processadoras bem simples (modelo artificial do neurônio) e densamente interconectadas, uma RNA demonstra-se como um modelo que demonstra propriedades próximas ao cérebro humano (BRAGA, CARVALHO e LUDERMIR, 1998). Assim, onde a experiência é a fonte do conhecimento adquirido, este é armazenado nas sinapses (HAYKIN, 2001).

A principal célula constituinte do cérebro é o neurônio, sendo composto por um corpo celular, axônios e dendritos. O axônio, nada mais é do que uma fibra nervosa de superfície lisa com poucas ramificações e maior comprimento, sendo responsável pela transmissão da informação na comunicação com outros neurônios. Os dendritos, possuem aparência de árvores, têm uma superfície irregular e muitas ramificações e atuam como receptores desta comunicação (KRIESEL, 2005).

Denomina-se sinapse, a transferência de informação entre neurônios biológicos, as quais dão-se através de um processo químico no qual são liberadas substâncias transmissoras que se difundem pela junção sináptica entre neurônios, causando aumento ou queda do potencial elétrico do neurônio receptor. Pelos dendritos, o neurônio recebe sinais de outros neurônios a ele conectados, os quais são acumulados no corpo do neurônio. Quando a soma dos sinais ultrapassa um determinado limiar, um sinal é propagado no axônio para outros neurônios (ELMAN, 1990).

Em neurônios artificiais, a transferência de informação é comumente semelhante à sinapse. Esta se dá através de uma função de ativação, simulando o processo químico no qual são liberadas substâncias transmissoras, difundidas entre neurônios. Em um neurônio artificial, os pesos relacionados às entradas representam o processo que causa aumento ou queda do sinal do neurônio receptor (HAYKIN, 2001).

Dentre as aplicações de RNA, destaca-se a análise de confiabilidade de sistemas de distribuição. Estes estudos incluem a definição de metas para indicadores de continuidade, planejamento do sistema de distribuição e modelos de previsão de taxas de falha, baseados nas informações disponíveis. Portanto, como estas normalmente não possuem correlação, aplicam-se os modelos de RNA (TANG, 2011).

De acordo com GREY (2000), a utilização de RNA como ferramenta de previsão para modelos de manutenção se justifica pela facilidade de desenvolvimento dos algoritmos em plataformas matemáticas, bem como pela necessidade reduzida de capacidade de processamento. Utiliza-se este modelo principalmente em problemas de manutenção centrados em confiabilidade, onde as variáveis de entrada não tenham relação direta, podendo ser aplicados em situações envolvendo SD's.

A manutenção de máquinas e sistemas é requerida para diminuir a possibilidade destes falharem. Estimar dados de funcionamento ou probabilidades de falha é fundamental ante o planejamento da manutenção de sistemas. Assim, adaptar modelos de RNA torna-se uma poderosa ferramenta de apoio e controle das práticas de manutenção de forma a diminuir as probabilidades de falha em prol da continuidade dos serviços e sistemas (VEPSÄLÄINEN, 1990).

Com base nos dados disponíveis, os quais muitas vezes podem apresentar discrepâncias e/ou falhas de classificação, pode ser avaliada a utilização de um método matemático de previsão que possa trabalhar com incertezas e pouca correlação nos dados apresentados (KRIESEL, 2005).

A simulação de índices através de RNA's na análise de confiabilidade de sistemas de distribuição, tais como probabilidades de falha, mínimo tempo de reparo e de parâmetros de continuidade é efetuada através de métodos analíticos. Portanto, dados disponíveis, tais como número de reparos, número de falhas, horas de manutenção e manutenções efetuadas podem ser os dados de entrada para a implementação de uma RNA (TANG, 2011).

Para a criação de uma RNA, a utilização do software MATLAB[®] através de sua *toolbox* específica, apresenta-se como uma ferramenta prática e eficaz. A partir de dados de entrada específicos (inputs) e objetivando um alvo específico (target), treina-se a rede para obter o menor erro possível. A utilização de RNA através do MATLAB[®] pode ser efetuada para as mais diversas aplicações, tais como previsão

de economia de energia, previsões de probabilidades e redução de custos em projetos (GIRAL, ROMERO, e HERNÁNDEZ, 2012).

2.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou uma revisão bibliográfica a respeito da confiabilidade de sistemas elétricos, trazendo conceitos e definições. Após, é apresentado o conceito de manutenção de sistemas de distribuição e a aplicabilidade de redes neurais artificiais como ferramenta de previsão.

3 QUALIDADE NO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os indicadores de continuidade, sejam eles individuais ou coletivos, medem a continuidade do fornecimento de energia elétrica, calculados a partir das falhas no sistema de distribuição. Sempre que a gestão do sistema de distribuição é realizada e controlada de forma correta, a melhoria dos índices de desempenho acontece beneficiando tanto a concessionária, quanto o consumidor (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005).

A utilização de indicadores de continuidade serve para avaliar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, e dividem-se em duração e frequência, subdividindo-se em coletivos e individuais (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC). Estes devem ser apurados por conjunto de unidades consumidoras (ANEEL, 2016a).

3.1 HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NO BRASIL

A partir da publicação da Portaria número 46 de 17 de abril de 1978, do extinto DNAEE, iniciou a preocupação com a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Considerando-se indispensável à prestação de um serviço adequado e no intuito de auxiliar no planejamento das concessionárias de energia, o DNAEE criou os primeiros indicadores de continuidade, DEC e FEC e estabeleceu limites para estes (DNAEE, 1978). No quadro 3.1, verificam-se os primeiros limites anuais estabelecidos pela regulação brasileira:

Quadro 3.1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC por consumidor atendido em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	DEC	FEC
	horas	número
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000	70	70
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores	120	90

Fonte: DNAEE, 1978.

A Portaria Nº 046/78 do DNAEE foi elaborada para uma realidade da década de 70, do século passado, tornando os valores limites para DEC e FEC não representativos para o contexto da década de noventa do setor elétrico, a qual primava pela melhoria contínua dos serviços prestados pelas concessionárias. A reavaliação desta portaria tornou-se fundamental, através da constituição de um grupo de trabalho. Este grupo definiu quatro atributos, a disponibilidade (indica o quanto a energia está disponível para o consumidor), a conformidade (relacionada à forma de onda de tensão), a restaurabilidade (capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica minimizando o tempo de interrupção) e a flexibilidade (capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração) (DIAS, 2009).

Em 1982 a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. tratava que as demasiadas interrupções no fornecimento de energia, sendo estas programadas ou não, traziam à tona a insatisfação dos consumidores, bem como provocavam elevados prejuízos financeiros e sociais (ELETROBRÁS, 1982).

De modo geral, uma concessionária de distribuição de energia elétrica tem como um de seus principais objetivos, prestar aos seus consumidores um serviço confiável e de baixo custo. Buscando atingir este objetivo o governo brasileiro privatizou, na década de 1990, grande parte do setor elétrico, para tanto criou uma agência para acompanhar, regular e fiscalizar as atividades e serviços das distribuidoras, a ANEEL (DIAS 2009).

Passados mais de vinte anos após a instauração dos primeiros indicadores de continuidade, a sucessora do DNAEE, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publica a Resolução 024 em 27 de janeiro de 2000. No intuito de instigar a melhoria na qualidade do serviço, a reguladora dos serviços de energia elétrica criou além dos já existentes DEC e FEC, os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Estabeleceram-se limites, por concessionária, para todos os indicadores e penalidades para as transgressões destes, sobre o conjunto de unidades consumidoras e para os consumidores (ANEEL, 2000).

A partir de 31 de dezembro de 2008, passou a vigorar o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, o qual revogou a Resolução 024/2000 da ANEEL. Este procedimento, em sua seção 8.2, trata da qualidade do serviço, segregando os indicadores de continuidade anteriores, alterando os critérios para consideração das interrupções

no cálculo e criando novos critérios para a criação dos conjuntos de unidades consumidoras (ANEEL, 2010).

O ano de 2012, marca a instituição de um novo indicador individual o DICRI. Com esta novidade, apresenta-se as distribuidoras a possibilidade de exclusão do cálculo da qualidade do serviço, situações com elevado número de ocorrências, ocasionados por uma grave intempérie ou outro evento significativo, que fuja da alçada da concessionária. Ficando conhecido como indicador de dia crítico (ANEEL, 2012a).

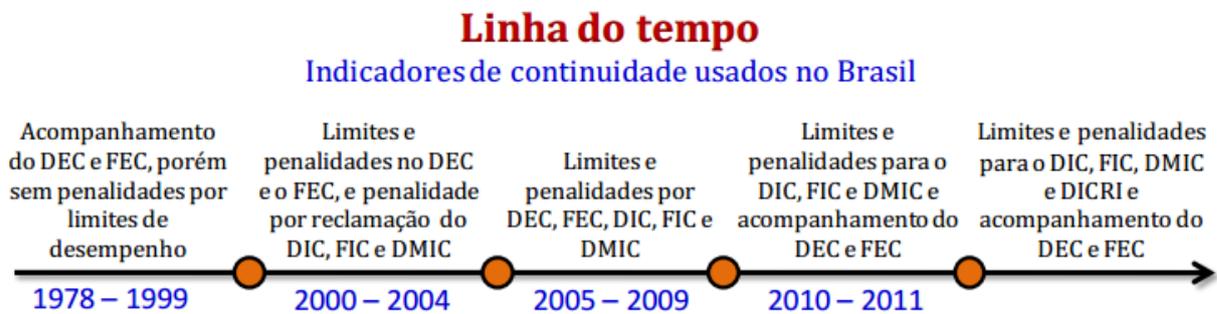
O estabelecimento de metas de qualidade de energia elétrica, principalmente relacionadas à qualidade do serviço é sempre uma questão controversa. De um lado as concessionárias pretendem criar margem de lucro, por outro os consumidores pretendem pagar o mínimo possível. Ainda, o regulador ao estabelecer padrões comparativos pode afetar ambos os lados em razão de diferenças de eficiência. Assim, a gestão dos indicadores de continuidade torna-se essencial ao desempenho da concessionária, bem como à satisfação dos consumidores em prol do atendimento dos requisitos regulatórios (CYRILLO, 2011).

Atualmente, o Módulo 8 do Prodist em sua seção 8.2, regula as metodologias de cálculo e apresentação dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, dos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, como também dos indicadores de desempenho TMP, TMD, TME, TMAE. Estes indicadores devem obedecer a metodologia exposta no módulo supracitado, mas ainda devem ser apresentados de acordo com a metodologia exposta no Módulo 6 do Prodist (ANEEL, 2016A).

A ANEEL determina os limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos dos conjuntos de UCs, através de audiência pública de acordo com as características dos ativos elétricos das concessionárias, verificados através do BDGD. As metas são estabelecidas através de resolução específica, comumente ao período de revisão tarifária de cada distribuidora. Em relação aos limites dos indicadores individuais, estes são definidos de acordo com as metas dos indicadores coletivos, e também de acordo com a localização e a tensão contratada de cada UC (ANEEL, 2016a).

Na figura 2, pode ser vista a linha do tempo de indicadores de continuidade usados no Brasil ao longo da história (PÉREZ, 2012):

Figura 2 – Linha do tempo de indicadores de continuidade usados no Brasil



Fonte: PÉREZ, 2012, p20.

A intervenção do poder público, sobre os serviços concedidos e regulados, inclusive com a possibilidade de exercer o poder punitivo, é efetuada com base no direito administrativo sancionador. A possibilidade jurídica de aplicação de penalidades por autarquias especiais, como a ANEEL, encontra na Constituição Federal de 1988, total respaldo (LELLIS e BERNARDES, 2016).

Com a assinatura das renovações dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, através de termos aditivos, utilizaram-se como cláusulas de rescisão contratual, indicadores de qualidade do serviço prestado. Ficando assim, o DEC e o FEC vinculados à caducidade dos contratos, fazendo com que a ANEEL exija que as concessionárias de distribuição garantam a mínima qualidade do serviço a ser prestado aos seus consumidores (BRASIL, 2015a).

3.2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Existem dois fatores primordiais para a análise da continuidade do fornecimento: o período de observação e o conjunto de consumidores. O período de observação refere-se ao tempo durante o qual as interrupções são monitoradas (mensal, trimestral ou anual). O conjunto de unidades consumidoras é qualquer agrupamento de consumidores aprovado pela ANEEL, o qual permite identificar a área geográfica deste consumidores (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2009).

A definição dos conjuntos de unidades consumidoras se caracteriza pela abrangência de cada subestação. A área do conjunto delimitada pelos transformadores de distribuição próprios ou particulares que estejam no plano de

encampação da concessionária, assim como os da subestação supridora. Caso haja qualquer manobra no sistema, que altere sua configuração permanentemente, ou seja, que um conjunto seja alimentado por outra subestação, a concessionária deverá propor a revisão da configuração dos conjuntos junto à ANEEL (ANEEL, 2016a).

Ainda de acordo com a ANEEL (2016a), devem ser seguidos os seguintes critérios para a definição dos conjuntos de unidades consumidoras:

- A abrangência do conjunto deve ser as redes MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora;

- SED que possuam número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;

- SED com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;

- A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas; e

- É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.

- Mediante aprovação da ANEEL, poderão formar diferentes conjuntos SED que atendam a áreas não contíguas, ou que atendam a subestações MT/MT cujas características de atendimento sejam muito distintas da subestação supridora, desde que nenhum dos conjuntos resultantes possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000. Na segunda hipótese, a fronteira dos conjuntos deverá corresponder à entrada da subestação MT/MT; e

- Poderão ser divididas, mediante aprovação da ANEEL, SED com redes subterrâneas e aéreas, devendo os conjuntos resultantes possuir número de unidades consumidoras superior a 1.000.

3.3 INTERRUPÇÕES DE LONGA DURAÇÃO

De acordo com a ANEEL (2016a), devem ser consideradas para o cálculo dos indicadores de continuidade, todas as ocorrências de longa duração. O Módulo 1 do Prodist, define os tipos de interrupção, conforme demonstra o quadro 3.2 (ANEEL, 2016b):

Quadro 3.2 – Interrupções de longa duração

Interrupção	Descrição
Interrupção de emergência	Desligamento manual de equipamento ou linha quando não há tempo hábil para comunicação com o centro de operação, realizado para evitar danos ao equipamento ou à linha e risco para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o meio ambiente ou para o sistema.
Interrupção de longa duração	Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos
Interrupção de urgência	Interrupção deliberada no sistema elétrico da distribuidora, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços
Interrupção em Situação de Emergência	<p>Interrupção originada no sistema de distribuição, resultante de evento que comprovadamente impossibilite a atuação imediata da distribuidora e que não tenha sido provocada ou agravada por esta e que seja:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Decorrentes de Evento associado a Decreto de Declaração de Situação de Emergência ou Estado de Calamidade Pública emitido por órgão competente; ou ii. Decorrentes de Evento cuja soma do Consumidor Hora Interrompido das interrupções ocorridas no sistema de distribuição seja superior ao calculado conforme a equação a seguir: $\text{Int_em} = 2612 * N^{0,35} \quad (1)$ <p>onde:</p> <p>N – número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do mês de outubro do ano anterior ao período de apuração.</p>

Fonte: Autoria própria.

3.4 INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS E NÃO PROGRAMADAS

As interrupções de longa duração são utilizadas para mensurar a qualidade do serviço na distribuição de energia elétrica. Assim, através do módulo 1 do Prodist, identifica-se que as mesmas subdividem-se em interrupções de longa duração programadas e não programadas (PÉREZ, 2012).

Interrupção programada é toda interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da distribuidora ou transmissora (ANEEL, 2016b). O aviso prévio de interrupções deve ser efetuado pela concessionária, onde deverá avisar a todos os consumidores da respectiva área de concessão ou permissão sobre as interrupções programadas, informando a

data da interrupção e o horário de início e término, observando os seguintes procedimentos:

- Unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

- Unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69kV que prestem serviço essencial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

- Unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV com demanda contratada inferior a 500 kW e unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que providenciem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço; e

- Outras unidades consumidoras: os consumidores deverão ser avisados por meios eficazes de comunicação de massa, informando a abrangência geográfica ou, a critério da distribuidora, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao horário de início da interrupção.

Já uma interrupção não programada é toda Interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores motivada por desligamentos não programados de componentes do sistema elétrico.

Segundo a ANEEL (2016c), devem ser arquivadas informações mínimas acerca de cada interrupção de longa duração ocorrida em cada conjunto de UC's, por no mínimo 5 anos, em meio magnético ou ótico. No quadro 3.3 podem-se evidenciar os dados mínimos requeridos pela ANEEL:

Quadro 3.3 – Dados sobre cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto

INFORMAÇÃO	UNIDADE
Ocorrência	Número de ordem
Descrição	-
Data de conhecimento	Dia, mês e ano
Horário de conhecimento	Hora e minuto
Forma de conhecimento	-
Data de autorização para deslocamento da equipe	Dia, mês e ano
Horário de autorização para deslocamento da equipe	Hora e minuto
Data da chegada da equipe ao local da ocorrência	Dia, mês e ano
Horário da chegada da equipe ao local da ocorrência	Hora e minuto
Data do restabelecimento do serviço	Dia, mês e ano
Horário de restabelecimento do serviço	Hora e minuto
Número de unidades consumidoras	-
Nível de tensão onde o fato gerador foi verificado	-

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2016c, p100 e 102.

3.5 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

Conforme a ANEEL (2016a), o atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Desta forma é avaliado o tempo médio de preparação, indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação; Avalia-se o tempo médio de deslocamento, indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação; Observa-se o tempo médio de execução, indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

Indicadores de tempo de atendimento são extremamente importantes para a gestão das empresas de distribuição. Quando bem gerenciados e controlados, fundamentam a visão do consumidor quanto à qualidade do serviço prestado pela concessionária de distribuição de energia elétrica (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005).

A análise dos tempos de atendimento de uma ocorrência emergencial conduz a operação do sistema de distribuição de uma concessionária. Através desta, e do emprego de novas ferramentas e equipamentos deve-se buscar reduzir ao máximo os tempos e interrupções no sistema de distribuição de energia (CIPOLI, 1993).

Os tempos de atendimento a emergências podem ser vistos à seguir (ANEEL, 2016a):

- a) Tempo Médio de Preparação (TMP): Expressa o intervalo de tempo entre a coleta da informação de uma ocorrência emergencial, e o posterior despacho da ordem de serviço pela central de operação às equipes de eletricitas, conforme a equação 2.

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (2)$$

Sendo:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

- b) Tempo Médio de Deslocamento (TMD): Expressa o intervalo de tempo entre, o recebimento da ordem de serviço pela equipe de eletricitas e a localização do defeito e/ou falha, calculado conforme a equação 3.

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (3)$$

Sendo:

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

- c) Tempo Médio de Execução (TME): Expressa o intervalo de tempo entre, a confirmação de localização do defeito e/ou falha e o restabelecimento do fornecimento de energia pela equipe de eletricitas, calculado através da equação 4.

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (4)$$

Sendo:

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

- d) Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE): Expressa o intervalo de tempo médio entre a coleta da informação de uma ocorrência emergencial, e o restabelecimento do fornecimento de energia pela equipe de eletricitas, calculado através da equação 5.

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (5)$$

Sendo:

TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

- e) Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE), expressa em valores percentuais o número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia, conforme demonstra a equação 6.

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100 \quad (6)$$

Sendo:

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

3.6 CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

O cálculo dos indicadores de continuidade considera as ocorrências emergenciais, inclusive as correspondentes ao Dia Crítico e decorrente de natureza imprevista, como defeitos internos nas instalações de UC's (ANEEL, 2016a).

Conforme a ANEEL (2016c) As informações relativas de cada ocorrência emergencial devem ser armazenadas por um período mínimo de 5 anos, para uso da ANEEL e dos consumidores. E a distribuidora deverá registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo (ANEEL, 2016a):

- Número de ordem da ocorrência;
- Data e horário do conhecimento da ocorrência;
- Identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do consumidor ou de terceiros);
- Data e horário da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
- Data e horário da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
- Descrição da ocorrência: fato gerador;
- Coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou;
- Data e horário do restabelecimento do atendimento.
- Na apuração dos indicadores, não são considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento em caso de:
 - Solicitações de serviços em redes de iluminação pública;
 - Serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e reconexão;
 - Reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;
 - Reclamações relativas à interrupção de energia elétrica em razão de manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo os procedimentos;
- Interrupção em Situação de Emergência.

Para o cálculo dos indicadores de continuidade (coletivos ou individuais), são definidas as seguintes variáveis (ANEEL, 2016a):

Ca(i) – Número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção “i”, no período de apuração;

Cc – Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto considerado;

t(i) – Duração da interrupção de suprimento “i”, no período de apuração;

k – Número de ocorrências no período de estudo;

i – Índice de eventos ocorridos no sistema que provocaram interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

n – Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período em estudo;

t(i)máx – Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora.

Para cada uma das conexões das UC's de um determinado conjunto, devem ser apurados indicadores individuais de continuidade e frequência, os quais são (ANEEL, 2016^a):

a) DIC (Duração de Interrupção Individual por UC), dado em horas, conforme a equação 7:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (7)$$

Sendo:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n; e

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

- b) FIC (Frequência de Interrupção Individual por UC), dado em número de interrupções, conforme a equação 8.

$$FIC=n \quad (8)$$

Sendo:

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

- c) DMIC (Duração Máxima de Interrupção por UC), dado em horas, calculado conforme a equação 9.

$$DMIC=t(i)máx \quad (9)$$

Sendo:

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

$t(i)máx$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

- d) DICRI (Duração de Interrupção em Dia Crítico), dado em horas, conforme a equação 10.

$$DICRI=t_{crítico} \quad (10)$$

Sendo:

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

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

A qualidade do serviço prestado na distribuição de energia elétrica é refletida através de índices de continuidade. Estes índices são calculados a partir das interrupções sofridas pelo sistema elétrico, provocadas por falhas ou por ações de

manutenção preventiva. Os índices utilizados pela ANEEL no Brasil são o DEC e FEC (ANEEL, 2016a).

O cálculo das competências mensais pode ser efetuado conforme as fórmulas 11 e 12 (ANEEL, 2016a):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (11)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (12)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

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

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

Para o cálculo anual dos indicadores de continuidade, devem ser utilizadas as equações 13 e 14 (ANEEL, 2016a):

$$DEC_{Anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot C_{c_n}]}{C_{c_{MED_ANUAL}}} \quad (13)$$

$$FEC_{Anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot C_{c_n}]}{C_{c_{MED_ANUAL}}} \quad (14)$$

Onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{Anual} = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{Anual} = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n;

Cc_{MED_ANUAL} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

A apuração dos indicadores DEC e FEC devem considerar todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções (ANEEL, 2016a):

- 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 inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- Ocorridas em Dia Crítico;
- Oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

3.7 CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES DO SD

Com a crescente conscientização dos consumidores de energia quanto a seus direitos e deveres, inevitavelmente surge a questão do ressarcimento de danos elétricos. Devido ao incremento que este tipo de solicitação vem aumentando ao

longo dos últimos anos, este tema tem merecido a atenção de concessionárias de energia elétrica, quanto a formas de evitar essa despesa (GONDIN et al, 2013).

Segundo a ANEEL (2012b), as distribuidoras são obrigadas a receber todas as solicitações de ressarcimento de danos elétricos e a analisá-las. Esta análise deve concluir se existe nexo causal entre a alegação do consumidor e a interrupção associada à falha do equipamento, conforme descrito no Módulo 9 do Prodist, para que o ressarcimento ao consumidor possa ser efetivado. Portanto, qualquer interrupção no fornecimento é passível de provocar danos elétricos. Sendo este custo atrelado diretamente à qualidade do serviço prestado pela concessionária. Os valores relativos ao ressarcimento por danos elétricos possuem registros contábeis específicos.

Com o aumento do rigor em relação ao atendimento das metas regulatórias, a publicação do Módulo 8 do Prodist, trouxe como novidade a eliminação das multas as concessionárias por transgressão de indicadores globais de DEC e FEC, revertendo diretamente ao consumidor as transgressões dos indicadores individuais de continuidade DIC e FIC (ANEEL, 2010).

Desta maneira, o planejamento da operação dos SD's deve prever a redução dos indicadores de continuidade identificando e controlando o impacto destes na qualidade do serviço, bem como no dispêndio financeiro da concessionária. A decisão de alocar recursos deve ser considerada para evitar que a contenção de gastos torne-se perda de faturamento por transgressão de indicadores de continuidade (PINTO et al, 2009).

Com a publicação do Módulo 8 do PRODIST da ANEEL, a operação do sistema de distribuição passa ter um papel fundamental na gestão financeira das concessionárias. Com a extinção das multas por transgressão nos indicadores de continuidade coletivos, as atenções voltam-se às mudanças acarretadas pela forma de ressarcimento por transgressão dos indicadores de continuidade individuais aos consumidores (DE JESUS et al., 2010).

Assim, a previsão do impacto da transgressão de indicadores é efetuada através do emprego das fórmulas de penalização por transgressão. A compensação por violação do limite de continuidade individual em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), deverá efetuar o crédito na fatura, em até dois meses após o período de apuração. Para tanto, utilizam-se para compensação, as fórmulas 15, 16, 17 e 18 (ANEEL, 2016a):

Para DIC:

$$\text{VALOR} = \left(\frac{\text{DICv}}{\text{DICp}} - 1 \right) \text{DICp} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei} \quad (15)$$

Para DMIC:

$$\text{VALOR} = \left(\frac{\text{DMICv}}{\text{DMICp}} - 1 \right) \text{DMICp} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei} \quad (16)$$

Para FIC:

$$\text{VALOR} = \left(\frac{\text{FICv}}{\text{FICp}} - 1 \right) \text{DICp} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei} \quad (17)$$

Para DICRI:

$$\text{VALOR} = \left(\frac{\text{DICRIv}}{\text{DICRIp}} - 1 \right) \text{DICRIp} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei} \quad (18)$$

Onde:

DICv – Duração de interrupção de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão, no período de apuração;

DICp – Limite de interrupção de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado para o indicador de duração, no período de apuração;

DMICv – Duração máxima de interrupção contínua de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão, no período de apuração;

DMICp – Limite de interrupção de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado para o indicador de máxima duração de interrupção, no período de apuração;

FICv – Frequência de interrupção de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão, no período de apuração;

FICp – Limite de frequência de interrupção de suprimento por unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado para o indicador de duração, no período de apuração;

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

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

EUSDmédio = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 – Média de horas por mês;

kei – Coeficiente de majoração, estabelecido em:

- 15 (quinze) – Unidade consumidora atendida em baixa tensão;
- 20 (vinte) – Unidade consumidora atendida em média tensão;
- 27 (vinte e sete) – Unidade consumidora atendida em alta tensão.

Além dos custos por transgressão de indicadores e de possíveis danos a equipamentos, existem os custos diretos relacionados à execução dos reparos. De acordo com SHORT (2006) os custos de restauração do sistema podem ultrapassar sessenta por cento dos custos de restabelecimento.

Os custos dos serviços realizados pela concessionária são registrados através de Ordens de Serviço – ODS, que proporcionam o acompanhamento e controle de valores e custos atrelados ao sistema de distribuição. É a partir destas que são levantados todos os registros de alocação de recursos na manutenção do sistema de distribuição (ANEEL, 2015).

Falhas no fornecimento de energia elétrica causam uma série de impactos econômicos. Um dos principais impactos são os custos com a energia não faturada (ENS). A ENS está diretamente relacionada a diminuição no faturamento da concessionária, e conseqüentemente na margem de lucro [Cyrillo (2011)].

A ENS serve também na avaliação das perdas decorrentes das interrupções em um sistema de distribuição, auxiliando o planejador na tomada de decisão. Para se estimar perdas de faturamento, utiliza-se a fórmula 19 [Kagan (2009)]:

$$ENS = f_{Carga} \times f_{Demanda} \times P_C \times DEP \quad (19)$$

Onde:

f_{Carga} = fator de carga;

f_{Demanda} = fator de demanda;
 P_C = potência média da carga;
 DEP = duração equivalente de potência.

Além dos resultados mensuráveis, o resultado intangível da manutenção em um sistema de distribuição também pode ser observado, através de dados obtidos através do prêmio IASC.

A análise do impacto da manutenção no sistema de distribuição de energia elétrica dar-se-á a partir do cruzamento dos dados dos custos tangíveis e intangíveis, com os dados disponíveis da aplicação de recursos em manutenção. Da mesma forma como os custos de reparo, o montante aplicado em manutenção será resultado dos registros obtidos nas Ordens de Serviço da concessionária e percentualmente comparado à Receita Operacional Líquida – ROL. A ROL é o valor líquido gerenciável pela concessionária, sendo composta pela subtração de encargos e impostos do faturamento total, conforme a equação 20:

$$\text{ROL} = R_B - I_I \quad (20)$$

Onde:

ROL= Receita Operacional Líquida;

R_B = Receita Bruta;

I_I = Impostos Incidentes.

3.8 ÍNDICE ANEEL DE SATISFAÇÃO DOS CONSUMIDORES - IASC

O IASC é um modelo de pesquisa de satisfação gerado a partir da consulta qualitativa realizada no ano 2000 e consolidada em discussões com representantes da ANEEL, das agências estaduais conveniadas e das distribuidoras de energia elétrica. É composto de cinco variáveis avaliadas no questionário aplicado por meio de escalas de mensuração. Dentre estas escalas, o Fornecimento sem interrupção e a Rapidez no retorno, são as variáveis que refletem diretamente a atuação da concessionária em relação a continuidade do serviço (ANEEL, 2016d).

Este índice é consolidado através de pesquisa junto a consumidores residenciais anualmente, com intuito de avaliar o grau de satisfação destes com os

serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das distribuidoras de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2016d).

3.9 INDICADORES DE CONTINUIDADE DA IEEE

A norma internacional IEEE 1366™ de 2012, utilizada principalmente nos mercados dos EUA e Canadá, apresenta um conjunto de termos e definições, com a intenção de promover a universalização de indicadores de continuidade. Da mesma forma que a regulação brasileira incentiva também a análise comparativa entre as empresas do mercado de distribuição de energia elétrica (PÉREZ, 2012).

São diversos os fatores que podem causar variação nos índices de continuidade de uma concessionária de distribuição de energia, dentre os quais se destacam o nível de automatização da rede, localização do sistema, configuração da rede e a classificação dos eventos. A visão do sistema de distribuição pode mudar de acordo com a apuração dos índices de qualidade, então é essencial que seja efetuada uma análise dos índices apurados e estudar formas para a melhoria de acordo com os resultados., os (IEEE, 2012).

Existem variações em relação aos índices dos membros do Council of European Energy Regulators - CEER, porém estas variações dão-se em virtude apenas da nomenclatura. A única variação relevante, é devida à duração mínima da interrupção a ser considerada para o cálculo, haja vista que esta pode variar entre 3 (Europa) e 5 (EUA e Canadá) minutos (PÉREZ, 2012).

Para o cálculo dos indicadores de qualidade propostos pela IEEE Std. 1366™ de 2012, devem ser levados em consideração os seguintes fatores (IEEE, 2012):

r_i – Tempo para restauração de evento de interrupção;

CI – Consumidores que sofreram interrupção;

CMI – Tempo que os consumidores ficaram sem energia;

E – Eventos;

T – Total;

IM_i – Número de interrupções momentâneas;

IM_E – Número de eventos em que houve interrupção momentânea;

N_i – Número de consumidores que sofreram interrupção contínua, para cada evento durante o período de apuração;

N_{mi} – Número de consumidores que sofreram interrupção momentânea, para cada evento durante o período de apuração;

N_T – Número de consumidores atendidos pelo sistema à ser apurado;

L_i – Carga conectada interrompida por evento;

L_T – Carga total do sistema;

CN – Número total de consumidores que tiveram interrupção contínua, no período de apuração;

$CNT_{(k>n)}$ – Número total de consumidores que tiveram mais que “n” interrupções contínuas ou momentâneas, no período de apuração;

k – Número de interrupções por consumidor, no período de apuração;

T_{MED} – Maior evento.

A seguir, podem ser vistos os indicadores de confiabilidade propostos pela IEEE Std. 1366™ de 2012 (IEEE, 2012):

- a) SAIFI – O indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), expressa a frequência média de interrupções contínuas que um consumidor sofreu, conforme a equação 21 (IEEE, 2012). No Brasil, este indicador representa o mesmo significado do indicador estabelecido pela ANEEL, FEC (ROSA, 2009):

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (21)$$

- b) SAIDI – O indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index) determina a quantidade média de minutos que a energia é interrompida, de acordo com a equação 22 (IEEE, 2012):

$$SAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (22)$$

- c) CAIDI – O indicador CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) é obtido pela razão entre SAIDI e SAIFI, e expressa o tempo médio em

que um consumidor sofreu a interrupção do fornecimento de energia elétrica, calculado pela equação 23 (IEEE, 2012):

$$CAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (23)$$

d) CTAIDI – O indicador CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index), é um híbrido do indicador CAIDI, sendo calculado de acordo com a equação 24 (IEEE, 2012):

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{CN} \quad (24)$$

e) CAIFI – O indicador CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index), pode ser visto na equação 25 (IEEE, 2012):

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (25)$$

f) ASAI – O indicador ASAI (Average Service Availability Index) representa a fração de tempo que um consumidor recebeu energia num determinado período de tempo, como pode ser visto na equação 26 (IEEE, 2012):

$$ASAI = \frac{N_T \times \left(\frac{\text{Number of Hours}}{\text{year}} \right) - \sum r_i \cdot N_i}{N_T \times \left(\frac{\text{Number of Hours}}{\text{year}} \right)} \quad (26)$$

g) CEMI_n – O indicador CEMI_n (Customer Experience Management Index) mostra razão de consumidores que tiveram mais do que “n” interrupções contínuas, conforme a equação 27 (IEEE, 2012):

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k>n)}}{N_T} \quad (27)$$

- h) ASIFI – O indicador ASIFI (Average System Interruption Frequency Index), baseia-se na distribuição de cargas dos consumidores afetados, como pode ser visto na equação 28 (IEEE, 2012):

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (28)$$

- i) ASIDI – O indicador ASIDI (Average System Interruption Duration Index), baseia-se na mesma filosofia do indicador ASIFI, através da distribuição de cargas dos consumidores afetados, conforme a equação 29 (IEEE, 2012):

$$ASIDI = \frac{\sum r_i \cdot L_i}{L_T} \quad (29)$$

- j) MAIFI – O indicador MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), indica a frequência média de interrupções momentâneas, visto pela equação 30 (IEEE, 2012):

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i \cdot N_{mi}}{N_T} \quad (30)$$

- k) MAIFI_E – O indicador MAIFI_E (Momentary Average Interruption Event Frequency Index), indica a frequência média de interrupções momentâneas, conforme a equação 31 (IEEE, 2012):

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E \cdot N_{mi}}{N_T} \quad (31)$$

- l) CEMSMI_n – O indicador CEMSMI_n, (Costumers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events) indica a razão por consumidor que sofreu mais de “n” interrupções contínuas e momentâneas em relação ao total de consumidores do conjunto, de acordo com a equação 32 (IEEE, 2012):

$$\text{CEMSMI}_n = \frac{\text{CNT}}{N_T} \quad (32)$$

Os indicadores de continuidade SAIDI, SAIFI e CAIDI, devem ser ponderados pelo número de consumidores, porém existem países que apresentam outra forma de ponderação, conforme demonstra o quadro 3.4 (PÉREZ, 2012):

Quadro 3.4 – Indicadores de qualidade do serviço por país

PAÍS	INDICADORES	PONDERAÇÃO
África do Sul	SAIDI / SAIFI / CAIDI	Número de consumidores
Alemanha	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Argentina	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Áustria	ASAI / ASAIFI / ENS	Potência interrompida
Bélgica	SAIDI / SAIFI / CAIDI / AIT / AIF / AID	Número de consumidores
Canadá	SAIDI / SAIFI / CAIDI	Número de consumidores
Dinamarca	SAIDI / SAIFI / ENS	Número de consumidores
Eslovênia	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Espanha	TIEPI / NIEPI	Capacidade dos transformadores
Estônia	SAIDI / SAIFI / CAIDI	Número de pontos de entrega
EUA	SAIDI / SAIFI / CAIDI	Número de consumidores
Finlândia	SAIDI / T-SAIDI / T-SAIFI	Consumo de energia
França	SAIFI / ENS / AIT	Número de pontos de entrega
Holanda	SAIDI / SAIFI / CAIDI	Número de consumidores
Hungria	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Itália	SAIDI / SAIFI / ENS / AIT	Índices individuais sem peso
Lituânia	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Luxemburgo	SAIDI / SAIFI / ENS / AIT	Número de consumidores
Noruega	SAIDI / SAIFI / CAIDI / CTAIDI / CAIFI / ENS	Número de consumidores
Polônia	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Portugal	SAIDI / SAIFI / END / AIT / SARI / TIEPI	Número de pontos de entrega
Reino Unido	CI / CML	Número de consumidores
República Tcheca	SAIDI / SAIFI	Número de consumidores
Romênia	SAIDI / SAIFI / ENS / AIT	Número de consumidores
Suécia	SAIDI / SAIFI / ENS / AIT	Número de consumidores

Fonte: PÉREZ, 2012, p14-15.

Ainda de acordo com a IEEE (2012), existem fatores que podem causar variação nos índices de continuidade publicados, que são:

- Nível de automação do sistema de distribuição;
- Geografia;
- Topologia do sistema; e
- Classificação dos dados coletados.

Estes dados devem ser classificados a cada dia, a fim de garantir a integridade dos dados analisados em um determinado período.

Os índices de continuidade propostos pela IEEE 1366™ usam conceitos clássicos de confiabilidade, principalmente ao relacionar a duração e a frequência das falhas de um sistema de distribuição. Portanto, sua utilização pode nos trazer uma visão geral do desempenho do sistema, refletindo a severidade das falhas ocorridas (SAILAJA, RAMANAMURTHY e PRASAD, 2013).

3.10 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, bem como seu histórico. Foram abordados conceitos relativos, como conjunto de unidades consumidoras, definição de interrupção de longa duração, considerações acerca de interrupções programadas e não programadas, além da abordagem dos tempos de atendimento a ocorrências e das penalidades aplicáveis à transgressão de indicadores, bem como demais custos associados. Ademais, apresenta-se o conceito de avaliação da qualidade por parte dos consumidores brasileiros de energia elétrica e demonstram-se os indicadores utilizados internacionalmente para controle e mensuração da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias.

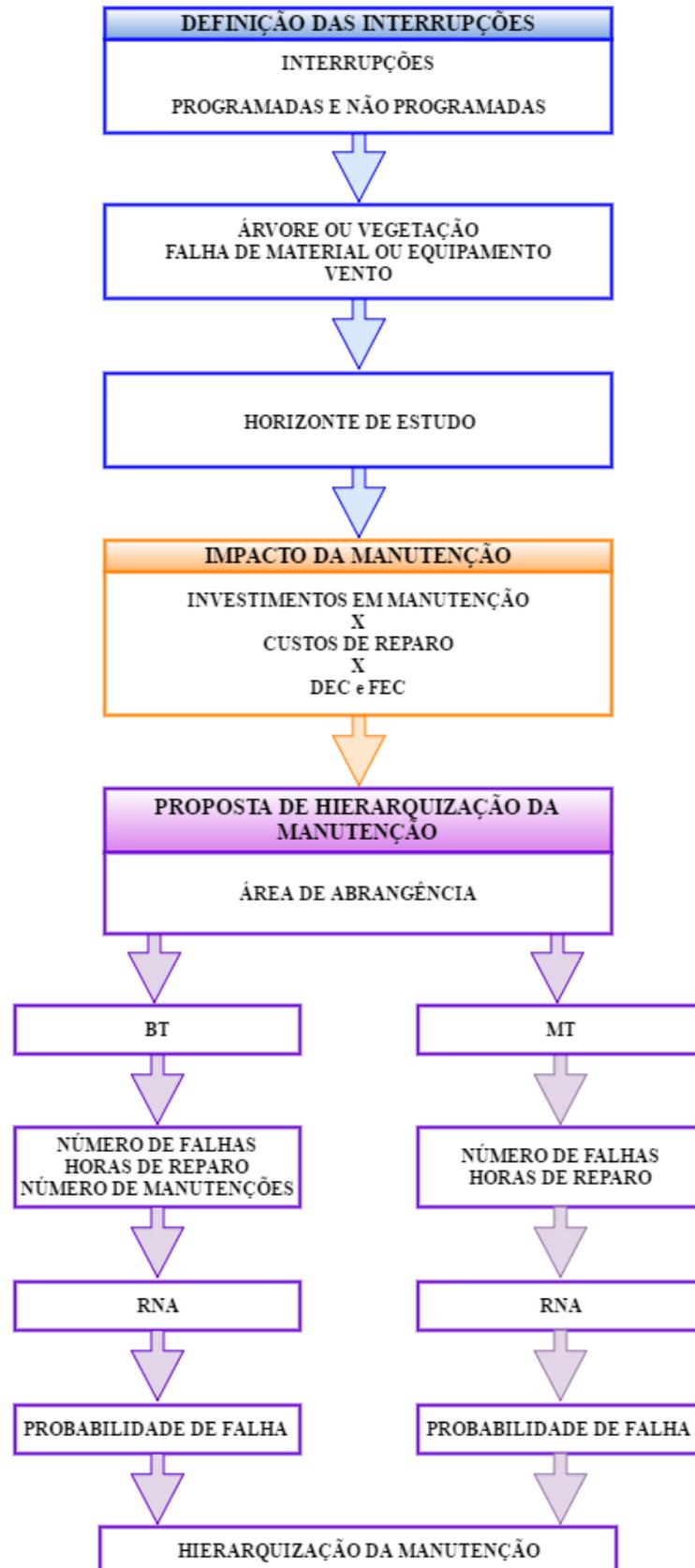
4 METODOLOGIA PROPOSTA

No intuito de ampliar os investimentos nos SD's, as metas dos indicadores de continuidade tornam-se mais rigorosas a cada ano. Com a tendência de metas austeras, a ANEEL demonstra que a gestão do planejamento da operação e manutenção do SD, deve assumir uma postura que proporcione a melhoria da qualidade do serviço.

A renovação dos contratos de concessão das distribuidoras brasileiras, ao reger a qualidade do serviço como um dos pilares para a melhoria contínua da qualidade do serviço, exige das distribuidoras a necessidade do atendimento das metas regulatórias estabelecidas. Assim, a manutenção dos SD's destaca-se para a mitigação dos custos das interrupções e também para a melhoria dos índices de continuidade.

A figura 3 apresenta a metodologia proposta para o desenvolvimento do trabalho de análise do impacto da manutenção sobre concessionárias de distribuição de energia elétrica. A etapa de Definição das Interrupções delibera quais serão as interrupções utilizadas e como estas devem ser segregadas. Após, define-se o horizonte de estudo, baseado na renovação dos contratos de concessão de distribuição de energia. Com isso, analisa-se o Impacto da Manutenção através do cruzamento de informações históricas acerca de investimentos, custos e indicadores de continuidade. Ao final, é feita uma Proposta de Hierarquização da Manutenção do SD, através da aplicação de uma RNA, sobre os dados obtidos.

Figura 3 – Metodologia proposta



Fonte: Autoria própria.

4.1 DEFINIÇÃO DAS INTERRUPÇÕES

Na Definição das Interrupções, utilizam-se as informações obrigatórias registradas pela concessionária, conforme o quadro 3.3. Estas devem ser organizadas de forma a segregar o grupo definido como principal causa problemas decorrentes da manutenção do sistema de distribuição.

As causas das interrupções, ou seja, os fatos geradores de qualquer falta de energia são elencados no Anexo II da Seção 8.2 do Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2016a). Destes, considera-se problemas decorrentes de falhas na manutenção do sistema de distribuição somente aqueles em que a principal causa da interrupção esteja classificada nos seguintes tipos:

- Árvore ou vegetação;
- Falha de Material ou Equipamento; e
- Vento.

Com base na classificação anterior, define-se um horizonte de estudo para que sejam adquiridos todos os dados relacionados à interrupção no fornecimento de energia.

Os tempos para restaurar o fornecimento afetam os indicadores DEC e FEC. Portanto, a segregação das causas por tipo serve de ferramenta para que o planejador verifique os principais itens a serem tratados no plano de manutenção (SHORT, 2006).

A partir da necessidade do cumprimento das metas de continuidade estabelecidas pela ANEEL e homologadas através da assinatura dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, o horizonte de estudo baseia-se em dados de ocorrências de interrupção no fornecimento de energia ocorridas nos 5 anos anteriores.

Neste trabalho selecionaram-se ocorrências de interrupções de longa duração ocorridas entre 01/01/2011 à 31/12/2015, período que antecede a entrada em vigor das metas estabelecidas pelos novos contratos de concessão, resultando em dados compilados dos 5 anos anteriores a legitimação dos contratos.

Com a definição do âmbito e do horizonte de estudo, o próximo passo verifica a influência da manutenção através do cruzamento de dados históricos de investimentos e de custos atrelados ao problema da manutenção, de forma a demonstrar o grau de influência desta sobre a concessionária de distribuição.

4.2 IMPACTO DA MANUTENÇÃO

O Impacto da Manutenção, a partir dos dados históricos, em função das causas relacionadas, comparam-se estes aos indicadores apurados, demonstrando a influência de cada sobre indicadores. Para a obtenção das ocorrências relacionadas à manutenção, efetua-se o somatório simples das ocorrências classificadas como sua principal causa árvore ou vegetação, falha de material ou equipamento e vento, conforme a equação 33.

$$I_m = \sum_{i=1}^n (I_{ai} + I_{fi} + I_{vi}) \quad (33)$$

Onde:

I_m = Somatório das faltas de energia atreladas à manutenção, no horizonte de estudo;

I_{ai} = Interrupções causadas por árvore ou vegetação, por ano considerado;

I_{fi} = Interrupções causadas por falha de material ou equipamento, por ano considerado;

I_{vi} = Interrupções causadas por vento, por ano considerado.

Os valores estimados de DEC e FEC são o valor hipotético do indicador, caso o sistema não apresente falhas decorrentes de manutenção, comparados aos dados das metas regulatórias estabelecidas no período. Para obter estes valores hipotéticos, somam-se os indicadores de continuidade calculados para cada uma das ocorrências associadas ao problema da manutenção, ponderados pelo número de consumidores do período apurado.

A partir das interrupções decorrentes de manutenção, devem ser cruzados os dados dos custos atrelados a estas. Assim, com base nas equações 15, 16, 17, 18, 20 e ainda com informações contábeis provenientes da distribuidora, verifica-se a relação entre os investimentos efetuados pela distribuidora com os custos de reparo e a relação destes com os indicadores de continuidade.

A comparação dos dados dos indicadores DEC e FEC totais, bem como dos custos e investimentos atrelados ao problema da manutenção, ainda comparados à visão do consumidor de energia, serão a base sólida para a tomada de decisão do planejador e dos administradores da concessionária. É de posse desta análise que o efetivo emprego da manutenção de seu sistema de distribuição tomará forma em prol da busca pelo melhor método de hierarquização da manutenção.

4.3 PROPOSTA DE HIERARQUIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO

A Proposta de Hierarquização da Manutenção, a análise dos métodos de hierarquização orienta a execução das atividades de manutenção. Para efetivar-se este estudo, as áreas de manutenção serão definidas por BT e MT.

Assim, as áreas de manutenção são caracterizadas conforme o equipamento disposto a montante desta, ou seja, nas áreas de abrangência de transformadores (para BT) e seccionadoras (para MT), visto que qualquer interrupção que houver nas respectivas áreas de abrangência, é a proteção destes equipamentos que atuará. As figuras 4 e 5 apresentam as áreas abrangidas por transformadores e seccionadoras. Nestas figuras, observa-se a área geográfica abrangida por cada um dos equipamentos através de linhas pontilhadas em preto.

Figura 4 – Exemplo de área de abrangência de transformador



Fonte: Software de gerenciamento da distribuição E2-MIG.

Figura 5 – Exemplo de área de abrangência de seccionador



Fonte: Software de gerenciamento da distribuição E2-MIG.

Desta forma, a proposição de um método de previsão das taxas de falha das áreas de abrangência de transformadores de distribuição de BT e das seccionadoras de derivações de MT, é primordial para a qualificação dos esforços em prol do atendimento das metas regulatórias.

A utilização de redes neurais como método de previsão se deve principalmente às informações disponíveis, bem como estabelecer um modelo de auto arranjo. Assim, para a RNA de previsão de probabilidade de falha para áreas abrangidas por transformadores, devem se utilizadas informações em relação ao número de falhas, horas de reparo e número de manutenções efetuadas no horizonte de estudo. Já em relação a RNA de previsão de probabilidade de falha para áreas abrangidas por seccionadoras, devem ser utilizadas informações acerca do número de falhas ocorridas e horas de reparo efetuadas, de acordo com a disponibilidade de dados apresentada pela concessionária.

O próximo passo se refere à criação da RNA e seu treinamento propriamente dito, informando a quantidade de neurônios, e os parâmetros para a estimação e treinamento. Para a taxa de aprendizado utiliza-se o padrão do Matlab®, o “traingd”, ou seja, automaticamente o programa altera e adapta a taxa de aprendizado e os valores à medida que o erro médio quadrático diminui.

Em relação à arquitetura da rede, a escolha utiliza uma camada oculta. Esta topologia é mais simples, e considerada suficiente para possibilitar a aproximação de funções contínuas e não lineares das entradas.

Utiliza-se o software Matlab®, através da Neural Network Toolbox. A seleção das características de entrada é o primeiro passo. Deve ser uma escolha cuidadosa de modo que estas entradas devam refletir as características do problema. Para esta etapa, baseado nestas características optou-se pela utilização de redes feedforward, treinadas a partir do algoritmo Backpropagation Levenberg-Marquardt. A função de ativação dos elementos processadores pertencentes às camadas escondidas foi definida como tangente hiperbólica. O método numérico usado para a minimização do erro foi o do gradiente decrescente, com 10% de taxa de aprendizado, que minimiza as oscilações.

Utilizou-se como variável de entrada, para os transformadores:

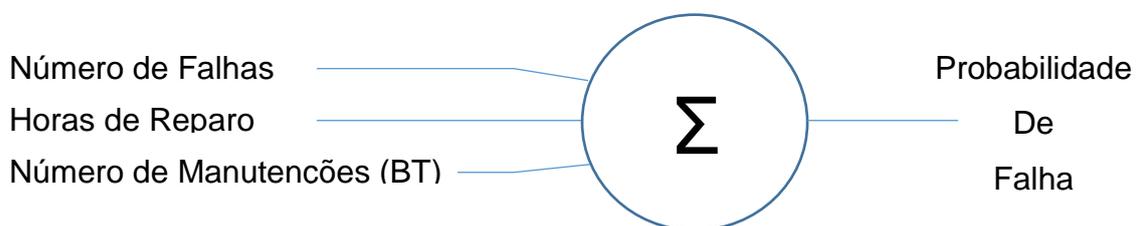
- Número anual de falhas na área de abrangência do equipamento;
- Horas de reparo; e
- Número de manutenções realizadas no período de 2011 a 2015.

Para as chaves seccionadoras foi utilizado:

- Número anual de falhas na área de abrangência do equipamento; e
- Horas de reparo.

A figura 6 ilustra as variáveis de entrada para a RNA:

Figura 6 – Variáveis de entrada para RNA



Fonte: Autoria própria.

Os registros de manutenções na área de abrangência de seccionadoras são genéricos, ou seja, demonstram apenas valores totais da área de concessão, portanto estes dados não foram utilizados como variáveis de entrada.

Os dados de entrada foram importados a partir da definição de horizonte de estudo, anos de 2011 a 2015, através de planilha eletrônica, conforme ANEXOS A e B.

Após a definição dos dados da amostra, e sua inserção como entrada no Matlab®, executou-se a estruturação do modelo de RNA, através do toolbox do sistema. Configurou-se uma rotina para séries de tempo não estacionárias, de múltiplos neurônios em uma única camada oculta.

No quadro 4.1 pode-se visualizar o algoritmo desenvolvido de RNA para área abrangida por transformadores (BT) e também para área abrangida por seccionadoras (MT):

Quadro 4.1 – RNA - Genérica

```

%%RNA - Genérica
%Definição dos padrões
P=inputs;
T=targets;
%Criação da Rede
net=newff(minmax(P), [15 1], {'tansig' 'purelin'});
net.trainParam.epochs=100;
net.trainParam.goal=0;
net.trainParam.show=25;
net=train(net, P, T);
%Simulação
Y=sim(net, P);
plot(Y);
%Estimativas
yi=sim(net, Q);
plot(yi);
plot(network1_outputs);

```

Fonte: Autoria própria, ferramenta Matlab®.

A partir da obtenção da RNA procede-se a validação desta, através da simulação das probabilidades de falha, para o período seguinte ao período de estudo, o ano de 2016. Desta forma, através da comparação dos dados apresentados pelo modelo e comparando-os aos resultados reais do sistema de distribuição para o período, dar-se-á a validação do modelo.

Após a validação do modelo, procede-se a previsão das probabilidades de falha para as áreas de BT e MT para o ano de 2017, ano na qual será implantado o novo modelo de hierarquização da manutenção da concessionária em estudo.

4.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou a metodologia proposta para o trabalho, através da demonstração da segregação dos dados históricos em segmentos ligados à manutenção do sistema de distribuição. Após, são introduzidos os conceitos que estarão sob análise e que estão diretamente ligados ao problema da manutenção, fornecendo subsídios de análise comparativa. Posteriormente é apresentada a forma de aplicação do conceito de redes neurais artificiais, como modelo de previsão.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 ANÁLISE E RESULTADOS

Para o presente estudo de caso utilizam-se dados de ocorrências de faltas de energia, nos anos de 2011 a 2015, de uma concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, com área de concessão predominantemente urbana e capital acionário público.

Esta concessionária é abastecida por 2 (duas) subestações agrupadas em um único conjunto, até o presente momento, e dispendo de 6 (seis) alimentadores de média tensão, classe 25kV, com cerca de 32 mil consumidores.

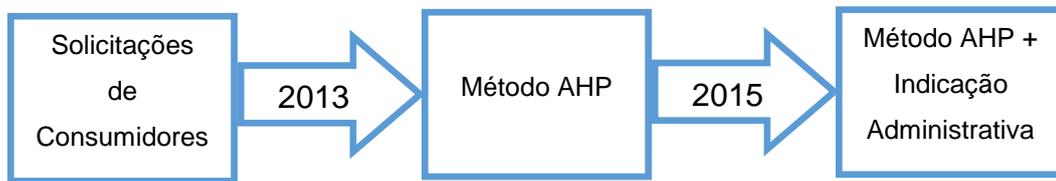
Historicamente, a técnica de hierarquização utilizada pela concessionária baseava-se em realizar manutenções do sistema de distribuição, de acordo com as solicitações dos consumidores, seja para manejo de arborização vegetação, substituição de ramais, substituição de conectores, etc. Este sistema hierarquizava o atendimento das solicitações de consumidores de acordo com data de solicitação, de acordo com a localização (a fim de minimizar os custos de logística) e também pela descrição da constatação do consumidor. Esta técnica empírica fora utilizada até o início do ano de 2013.

A partir do ano de 2013, houve um processo de estruturação do sistema de manutenção, onde se substitui o modelo antigo de gestão por um modelo de hierarquização de causas de interrupções, onde foram definidos os critérios de número de ocorrências associadas e quantidade de solicitações agregadas por instalação transformadora. Esta mudança buscou mitigar o impacto dos indicadores de continuidade, os quais se encontravam acima dos limites regulatórios, através da utilização do método AHP (Analytic Hierarchy Process).

Devido às ingerências sofridas pelo método AHP, no ano de 2015, a administração da concessionária acrescentou ao modelo AHP, também o critério de indicação, conforme demanda de necessidades desta.

Assim no decorrer de 5 anos, houveram três formas de gerenciamento distintas as quais podem ser vistas na figura 7.

Figura 7 – Evolução dos métodos de hierarquização utilizados



Fonte: Autoria própria.

Com base na seleção dos dados prévios para o período de análise, apresenta-se a tabela 5.1, que dispõe a quantidade e o percentual de falhas no sistema de distribuição, relacionadas à manutenção do sistema elétrico, em cada ano do horizonte de estudo, calculado através da equação 33, o percentual de falhas associadas à manutenção é em média na ordem de 65%.

A partir dos dados apresentados pela tabela 5.1, procedeu-se ao levantamento dos dados dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, quanto ao valor apurado em cada uma das ocorrências citadas anteriormente. Como estes indicadores são apurados por ocorrência, os mesmos foram somados e ponderados pelo número de consumidores no conjunto de sua abrangência, de acordo com cada competência calculada.

Tabela 5.1 - Percentual de falhas associadas à manutenção

Ano	Quantidade de ocorrências		%
	Total	Relativas à manutenção	
2011	1770	1141	64,46%
2012	1623	1044	64,33%
2013	1501	969	64,56%
2014	1416	906	63,98%
2015	1399	975	69,69%

Fonte: Autoria própria.

O valor do DEC (apurado) é o valor calculado e informado à ANEEL pela concessionária, enquanto que o valor DEC (manutenção) é o valor hipotético atrelado às ocorrências relacionadas ao problema da manutenção do sistema de distribuição. A tabela 5.2 evidencia o impacto das ocorrências relacionadas à manutenção sobre o indicador DEC:

Tabela 5.2 – Impacto da manutenção sobre o DEC

Ano	DEC (apurado)	DEC (manutenção)	DEC (estimado)	DEC (meta)
2011	22,66	8,33	14,33	14
2012	12,55	6,33	6,22	13
2013	14,15	2,62	11,53	13
2014	8,47	3,62	4,85	13
2015	8,93	3,47	5,46	11

Fonte: Autoria própria.

Com base nos dados do DEC, através da tabela 5.3 pode-se evidenciar o valor percentual do impacto da manutenção sobre o indicador DEC. Em termos percentuais, as interrupções relativas à manutenção do sistema de distribuição incidem sobre o indicador DEC na ordem de até 50%. A variação anual da incidência se dá pelas variações nas metodologias de manutenção e pelos recursos financeiros aplicados em manutenção.

Tabela 5.3 – Impacto percentual da manutenção sobre o DEC

Ano	DEC (manutenção)	Percentual relativo ao DEC (apurado)
2011	8,33	36,77%
2012	6,33	50,45%
2013	2,62	18,53%
2014	3,62	42,79%
2015	3,47	38,81%

Fonte: Autoria própria.

Em relação à frequência das interrupções, o valor do indicador FEC (apurado) é o valor calculado pela distribuidora e informado à ANEEL. O valor FEC (manutenção) é o valor hipotético relacionado às ocorrências ocasionadas pelo problema da manutenção do sistema. A tabela 5.4 demonstra o impacto das ocorrências relacionadas à manutenção sobre o indicador FEC da concessionária.

Tabela 5.4 – Impacto da manutenção sobre o indicador FEC

Ano	FEC (Apurado)	FEC (Manutenção)	FEC (Estimado)	FEC (Meta)
2011	22,49	9,67	12,82	15
2012	15,47	6,46	9,01	14
2013	12,26	3,39	8,87	13
2014	11,95	5,12	6,83	13
2015	11,45	4,23	7,22	11

Fonte: Autoria própria.

A partir dos dados de impacto da manutenção em relação ao FEC da concessionária, a tabela 5.5 apresenta os valores percentuais apurados pelo estudo. Da mesma forma como em relação ao DEC, em termos percentuais, as interrupções relativas à manutenção do sistema de distribuição incidem sobre o indicador FEC em até 43%. Esta variação anual deve-se as variações mudanças nas formas de hierarquização da manutenção e pelos recursos financeiros aplicados em manutenção.

Tabela 5.5 – Impacto percentual da manutenção sobre o FEC

Ano	FEC (manutenção)	Percentual relativo ao FEC (apurado)
2011	9,67	43,00%
2012	6,46	41,77%
2013	3,39	27,63%
2014	5,12	42,86%
2015	4,23	36,93%

Fonte: Autoria própria.

O FEC é um reflexo dos investimentos efetuados no sistema de distribuição, enquanto que o DEC está ligado ao arranjo e quantidade das equipes de manutenção disponíveis para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (Short, 2006).

Em termos gerais, verifica-se que a mudança na metodologia de manutenção auxilia a redução do impacto dos problemas relacionados à manutenção no sistema de distribuição. Nos anos em que há alteração na forma de hierarquização, 2013 e 2015, há também diminuição no impacto das ocorrências advindas de causas relacionadas à manutenção.

As ocorrências demonstradas através da tabela 5.1, podem ser segregadas de acordo com sua causa. Na tabela 5.6 pode se verificar o percentual de influência de cada uma das causas sobre os indicadores apurados pela concessionária:

Tabela 5.6 – Influência da manutenção por causa sobre indicadores de continuidade

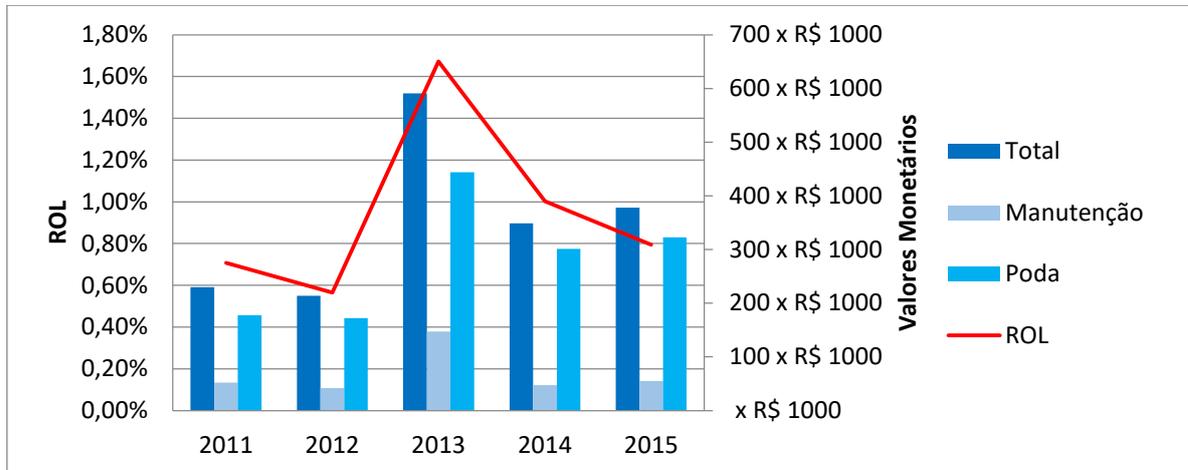
Ano	Arborização		Falha de material e equipamento		Apurado	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
2011	11,84%	9,47%	24,93%	33,53%	22,66	22,49
2012	29,39%	24,30%	21,06%	17,47%	12,55	15,47
2013	9,20%	9,48%	9,33%	18,14%	14,15	12,26
2014	19,74%	20,31%	23,05%	22,55%	8,47	11,95
2015	24,84%	20,34%	13,97%	16,59%	8,93	11,45

Fonte: Autoria própria.

Assim, conforme a frequência das falhas do sistema relacionadas à manutenção, conclui-se que a alteração no método de hierarquização não alterou significativamente o percentual de impacto das falhas de material sobre a apuração dos indicadores. Porém em relação à arborização, a influência da mudança de método é verificada apenas quando é utilizado um método científico (2013), deixando-se de lado o método empírico, já que à medida que é adicionado o método empírico ao científico (2015) há um agravo no resultado.

Além dos diversos métodos de manutenção utilizados, a aplicação de recursos também sofreu variação ao longo dos anos em estudo. No gráfico 5.1 evidenciam-se os valores aplicados em poda de árvores, manutenção de materiais e equipamentos, e o total de investimentos.

Gráfico 5.1 – Total de investimentos em manutenção

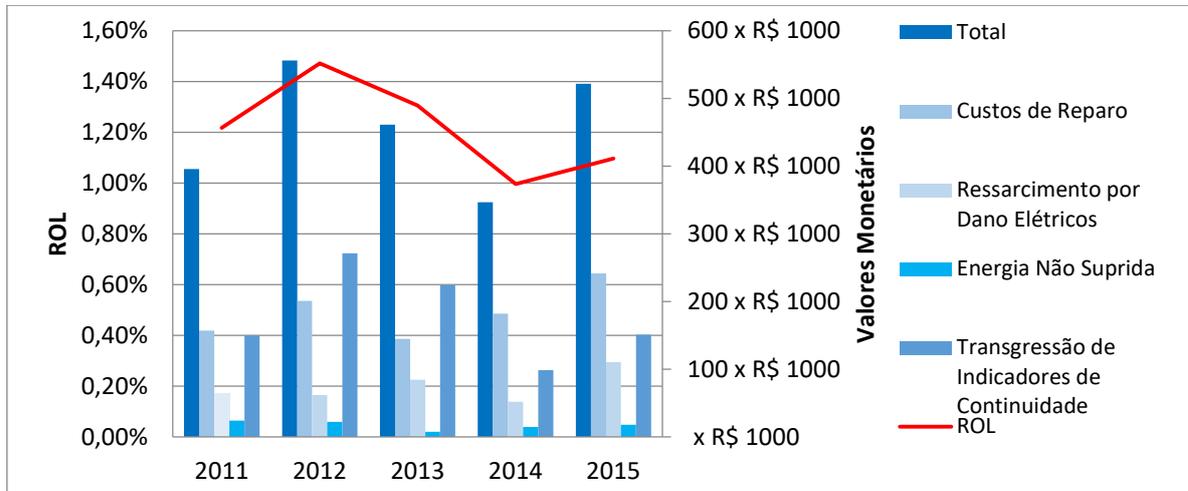


Fonte: Autoria própria.

A partir do gráfico 5.1 verifica-se que a aplicação de recursos em manutenção do sistema de distribuição na concessionária em estudo, representa cerca de 1% de sua ROL. Comparativamente, é o mesmo valor que as concessionárias brasileiras destinam a programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética (PEE).

As faltas de energia geram custos à concessionária. De forma tangível, destacam-se os custos atrelados ao serviço de restauração do fornecimento de energia (serviço emergencial), ressarcimento de danos elétricos, perda de faturamento (ENS) e os custos de transgressão de indicadores, os quais podem ser evidenciados no gráfico 5.2. Evidencia-se que os custos operacionais causados pela falta de manutenção do sistema, quando comparados com a ROL, estão sempre acima de 1%, ou seja, apenas no ano de 2013 houve investimentos superiores aos custos.

Gráfico 5.2 – Custos decorrentes de falhas atreladas a manutenção



Fonte: Autoria própria.

Comparando-se os gráficos 5.1 e 5.2, verifica-se que a influência do investimento em manutenção ao longo de um ano, decorre além da própria competência, ou seja, seus efeitos perduram por mais de tempo. Com um investimento na ordem de cerca de R\$ 600 mil reais em 2013, o reflexo do aporte inicial perdurou pelo ano de 2014, haja vista uma redução dos custos das faltas relacionadas à manutenção, quando houve uma redução de investimentos de cerca de 50%. Através do gráfico 5.3 podem-se comparar os valores investidos versus os custos de reparo:

Gráfico 5.3 - Investimentos em manutenção x custos de reparo

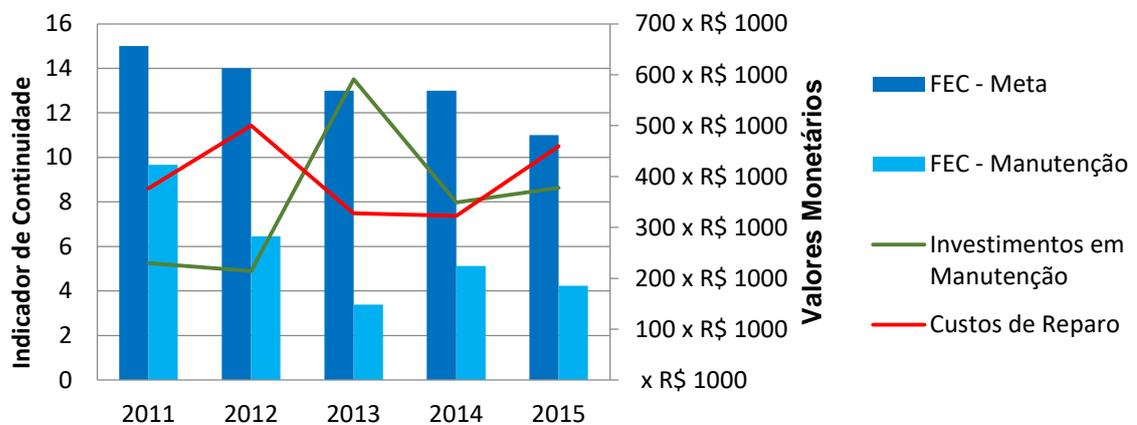


Fonte: Autoria própria.

A extensão dos efeitos deve-se principalmente à manutenção ser de forma randômica, ou seja, após a hierarquização de prioridades a sequencia lógica seguida depende da disponibilidade de recursos financeiros e humanos. Assim os serviços se desenvolvem no decorrer do ano, de forma contínua.

Analisando-se os custos tangíveis à qualidade do serviço, em relação à frequência das interrupções e dos investimentos efetuados em manutenção, podem ser vistos no gráfico 5.4. Neste gráfico observa-se que a aplicação de recursos em manutenção, atrelada a utilização de técnicas de hierarquização mais refinadas (ano 2013), colaboraram diretamente para a atenuação dos indicadores de continuidade da concessionária. Já após a mescla de técnica AHP com o modelo empírico (2015) atrelado à estagnação de recursos, houve um aumento dos indicadores de continuidade, demonstrando assim a ineficácia do modelo, quando o mesmo sofre ingerências e contenção de recursos.

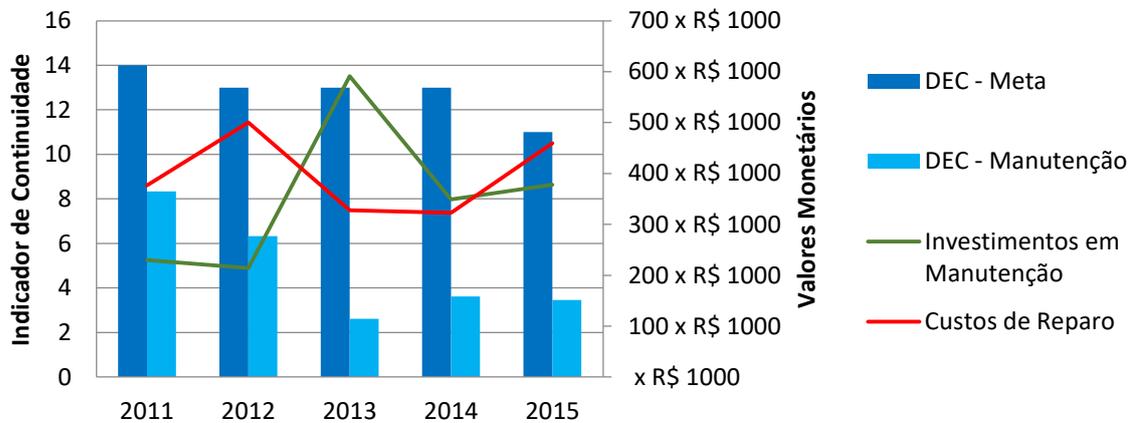
Gráfico 5.4 - Investimentos em manutenção x custos de reparo x frequência de interrupções



Fonte: Autoria própria.

Já a comparação dos custos tangíveis à qualidade do serviço, em relação a duração das interrupções, pode ser vista no gráfico 5.5. Da mesma maneira como se verifica em relação ao indicador FEC, o indicador DEC sofreu mitigação quando do emprego de recursos, indicados pela a utilização de técnicas de hierarquização, no ano de 2013. Porém, ao mesclar-se o método hierárquico ao método empírico, houve uma breve redução.

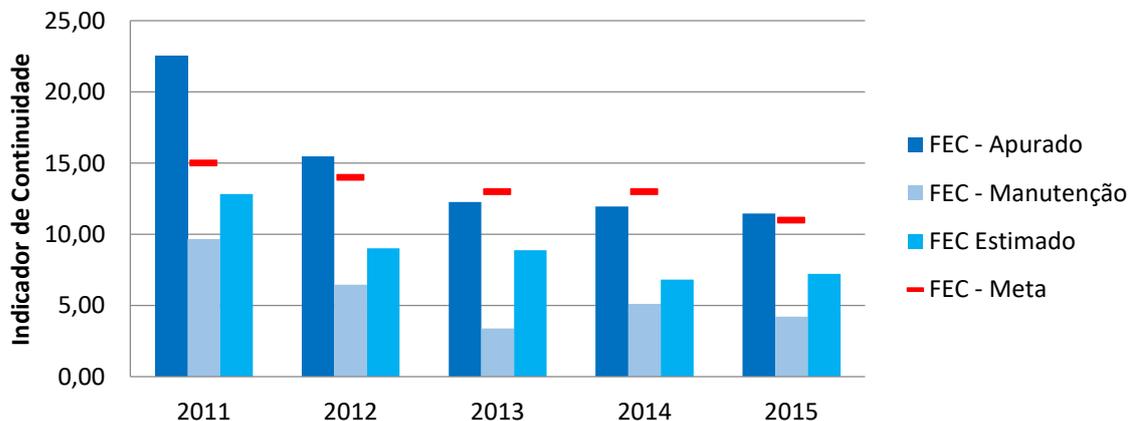
Gráfico 5.5 - Investimentos em manutenção x custos de reparo x duração de interrupções



Fonte: Autoria própria.

Tendo como base a influência da manutenção do sistema de distribuição nos indicadores de continuidade, o gráfico 5.6 apresenta o comparativo dos valores de FEC, apresentados pela tabela 5.4.

Gráfico 5.6 - Evolução dos indicadores de continuidade x frequência de falhas decorrentes da manutenção

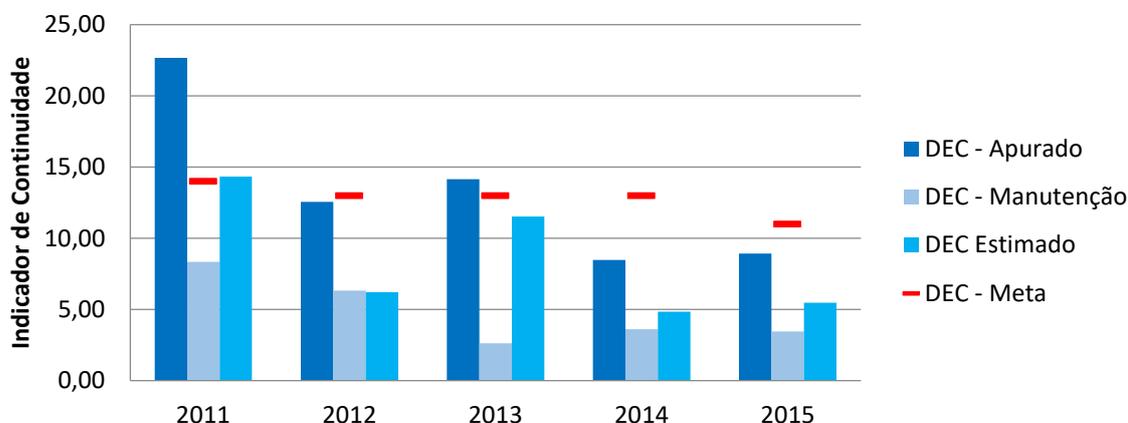


Fonte: Autoria própria.

O gráfico 5.6 apresenta um FEC estimado, inferior ao limite regulatório estabelecido, ou seja, caso a manutenção do sistema fosse ideal, não haveria transgressão deste indicador.

Em relação ao indicador DEC, o gráfico 5.7 apresenta o comparativo dos valores de DEC, associados pela tabela 5.2.

Gráfico 5.7 - Evolução dos indicadores de continuidade x duração de falhas decorrentes da manutenção



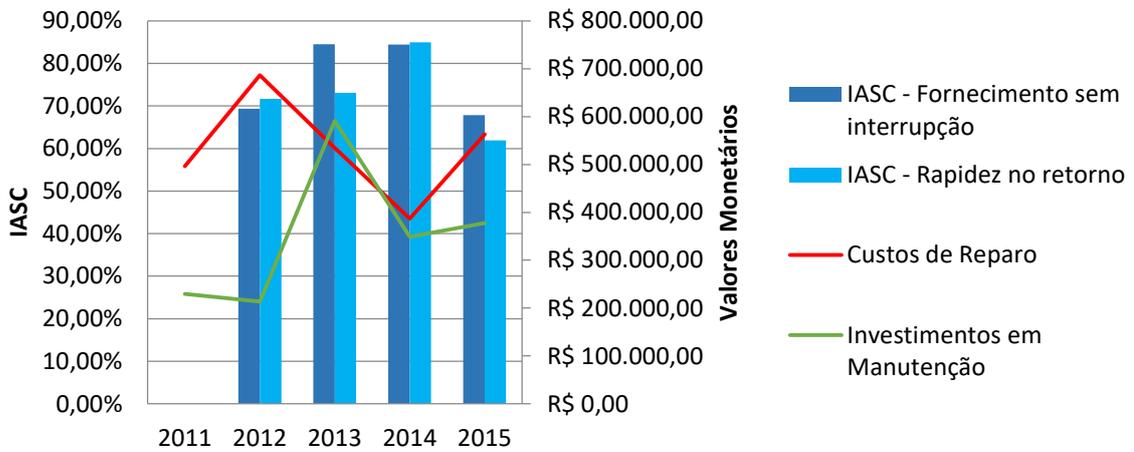
Fonte: Autoria própria.

Os gráficos 5.6 e 5.7, comprovam que em momentos de baixa disponibilidade de recursos, o foco na manutenção do sistema de distribuição é primordial para o atendimento das metas regulatórias, dado seu impacto direto no resultado tangível da concessionária.

O resultado tangível é produto dos custos de investimento efetuados na manutenção, comparados ao dispêndio efetuado em virtude das falhas ocorridas. Como visto nos gráficos 5.4 e 5.5, quando os investimentos são superiores aos custos de reparo, tem-se um resultado plausível, porém quando o custo é superior ao investimento, percebe-se nitidamente a incoerência na gestão, onde estes recursos despendidos poderiam estar sendo investidos no sistema de distribuição.

Além do resultado mensurável, o resultado intangível também pode ser observado, através do cruzamento de dados obtidos através do índice IASC, com os dados de investimentos em manutenção efetuados pela concessionária, conforme demonstra o gráfico 5.8. O ponto de vista do consumidor da distribuidora pode ser percebido através do IASC. No gráfico 5.8, fica claro que o consumidor (mesmo leigo), percebe a qualidade do serviço prestado pela concessionária. No ano de 2011 não houve a publicação do resultado do índice IASC, porém percebe-se que o consumidor, apesar de certa inércia, consegue estabelecer, por meio de sua opinião, uma correlação aos indicadores de continuidade apresentados pela concessionária.

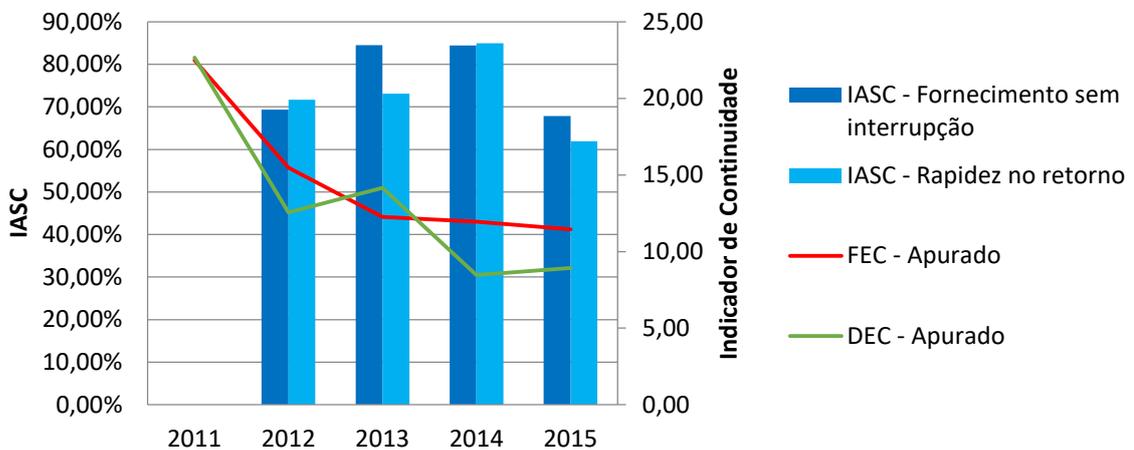
Gráfico 5.8 - Investimentos em manutenção x custos de reparo sob a ótica do consumidor



Fonte: Autoria própria.

No gráfico 5.9 é estabelecida a comparação da percepção do consumidor em relação aos indicadores de continuidade versus o resultado destes:

Gráfico 5.9 - Indicadores de continuidade sob a ótica do consumidor



Fonte: Autoria própria.

A opinião do consumidor reflete o resultado do indicador de continuidade, como visto no gráfico 5.9, mantendo-se em níveis adequados e de acordo com os níveis traçados pela concessionária.

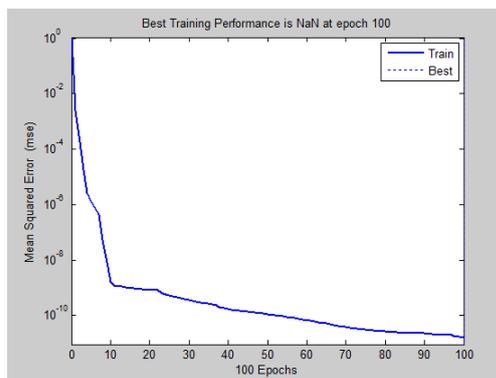
5.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

Conforme demonstrado ao longo do capítulo, os métodos de hierarquização utilizados pela concessionária não demonstraram resultado positivo, principalmente devido a ingerências sofridas no processo e a grande variação na aplicação de recursos.

Nos testes efetuados, a quantidade de amostras de treinamento estabelecidas para a RNA de transformadores foi estabelecida em 315, cerca de 70%, ainda com uma validação de 45, cerca de 10%, e 90 de teste, cerca de 20% do total de amostras disponíveis. Como parâmetro de treinamento de gradiente mínimo foi definido como 1×10^{-07} e o número de épocas que a rede será treinada como 100.

A Figura 8 apresenta o desempenho da RNA – Transformadores, trazendo a época em que ocorreu o melhor desempenho de treinamento da rede. Neste caso, o melhor desempenho ficou próximo a 100 épocas, com gradiente de $7,82e^{-7}$, com erro de $7,84 \times 10^{-10}$ indicando um bom desempenho da rede neural. O desempenho da RNA para transformadores pode ser visualizado na figura 8:

Figura 8 – Desempenho da RNA - Transformadores

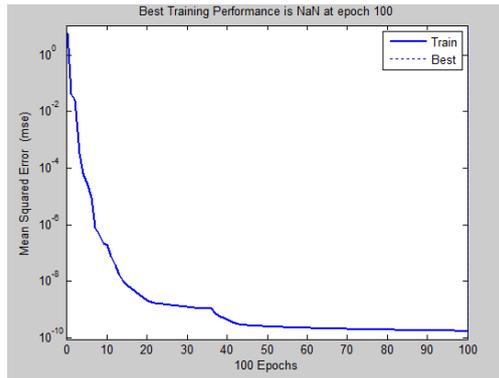


Fonte: Autoria própria, ferramenta Matlab®.

A RNA de seccionadoras apresentou os melhores resultados com a utilização de 111 amostras no treinamento, cerca de 65%, ainda com uma validação de 26, cerca de 15%, e 34 de teste, cerca de 20% do total de amostras disponíveis. O parâmetro de treinamento de gradiente mínimo foi definido como 1×10^{-07} e o número de épocas que a rede será treinada como 100.

O Algoritmo de previsão de probabilidade de falhas na abrangência das chaves seccionadoras teve seu melhor desempenho próximo a 100 épocas, com gradiente de $7,51 \times 10^{-07}$ e com erro de $1,06 \times 10^{-08}$. A figura 9 apresenta o desempenho da RNA para seccionadoras:

Figura 9 – Desempenho da RNA – Seccionadoras



Fonte: Autoria própria, ferramenta Matlab®.

Para a validação da RNA, foram utilizados os dados disponíveis para previsão das probabilidades de falha para o ano de 2016, sendo estes comparados com os dados reais coletados ao longo do ano. A tabela 5.7 apresenta a relação das falhas em regiões abrangidas por transformadores e seccionadoras, para os 10 principais casos:

Tabela 5.7 – Estimativas de falhas x dados reais para o ano de 2016

Posição Hierárquica	Instalação Transformadora		Instalação Seccionadora	
	Previsão	Real	Previsão	Real
1	193	193	2321	1002
2	93	1	2026	2115
3	5	181	4185	1003
4	181	19	4090	2026
5	334	104	2025	1060
6	117	120	2315	1145
7	169	147	4075	2065
8	120	170	1618	2075
9	278	183	1015	2090
10	139	194	1002	2225

Fonte: Autoria própria.

Para as áreas segregadas por transformador a relação entre a previsão de ocorrência de falhas ficou muito próxima às posições reais estabelecidas após o encerramento do ano de 2016. Já em relação as áreas abrangidas por seccionadoras, as posições de importância na hierarquização ficaram um pouco afastadas, principalmente da falta de dados em relação à manutenção destas áreas, fator primordial para acompanhamento da evolução das condições do sistema de distribuição.

Desta forma, para a previsão das probabilidades de falha para o ano de 2017, as quais servirão de parâmetro para hierarquizar a manutenção do sistema, foram utilizados os dados de modelagem da RNA, acrescidos das ocorrências registradas de 01/01/2016 à 30/11/2016. Assim, resultou a tabela 5.8, com a lista de regiões de abrangência de 10 transformadores e seccionadoras com maiores probabilidades de falha para o ano de 2017:

Tabela 5.8 – Dez maiores probabilidades de falha em 2017

Posição Hierárquica	Transformador nº	Seccionadora Nº
1	193	2115
2	105	2225
3	459	4020
4	269	2308
5	101	2307
6	131	2321
7	154	1002
8	153	4176
9	57	2075
10	231	1060

Fonte: Autoria própria.

5.3 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os dados de uma concessionária de energia elétrica, demonstrando os métodos de hierarquização utilizados na manutenção do SD ao longo do tempo. Após, foi realizada uma análise comparativa dos dados do período para embasar a necessidade de atenção ao problema da manutenção, findando com a proposição de um novo método de hierarquização, através da previsão de falha por redes neurais artificiais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo visa apresentar as conclusões do estudo realizado, no que tange a importância da realização de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, em prol da melhoria dos índices de continuidade.

6.1 CONCLUSÕES

Este estudo foi proposto com a finalidade de demonstrar que uma concessionária de distribuição de energia elétrica, mesmo em períodos de recessão econômica, pode almejar o atendimento de metas regulatórias de qualidade do serviço, sem a necessidade de grandes investimentos em construção de novas redes, mas sim através da conservação das existentes.

Indicadores de continuidade medem a qualidade do serviço prestado pela concessionária. Esta, por ser uma forma de medição comparativa, busca atrelar o desempenho dos sistemas à sua própria gestão, ou seja, as características dos ativos físicos dão o fomento à meta regulatória e cabe ao planejador caracterizar e definir suas ações em prol da melhoria contínua do serviço.

O poder concedente, ao vincular metas de indicadores de continuidade à caducidade de contratos de concessão, força as distribuidoras a investir em seu ativos de forma a garantir o cumprimento das metas estabelecidas. Porém, empresas de capital público, principalmente em momentos de crise econômica, possuem grandes dificuldades para angariar recursos, ficando fadados a seguir os rumos da economia do estado.

Através deste estudo evidencia-se que a adoção de uma metodologia científica de manutenção e o aumento de recursos para manutenção do sistema, influencia diretamente na redução dos indicadores de continuidade. Esta diminuição auxiliou o atendimento dos limites impostos pelo agente regulador a partir do ano de 2013, e demonstrou ser uma ferramenta eficiente para a manutenção da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Como visto ao longo do capítulo 5, o investimento em manutenção do sistema distribuição é inversamente proporcional aos custos de reparo. Ainda, evidencia-se que a percepção de qualidade do consumidor não está relacionada aos níveis financeiros de investimento, e sim a qualidade do serviço mensurada através dos

indicadores de continuidade DEC e FEC, conforme demonstrado através da comparação do resultado do índice IASC versus indicadores de continuidade.

Os métodos utilizados dentro do período de estudo, 2011 à 2015, demonstraram-se úteis porém podem ser melhorados. O método puramente empírico, através do atendimento de solicitações de consumidores demonstrou falhas, pois a contribuição da manutenção na apuração de indicadores foi bastante elevada. Já a aplicação do método AHP reduziu esta contribuição, porém sua aplicação foi afetada pelas ingerências sofridas, ainda mais com a utilização do método empírico.

Com base nos métodos utilizados e de acordo com os dados disponíveis, a proposição de um modelo de previsão de RNA mostrou argumentos necessários para sua aplicação. Com base nas taxas de falha históricas, a previsão da probabilidade de falha para os anos futuros o uso de RNA pode nortear a alocação de recursos financeiros e de pessoal na origem dos problemas que mais influenciam os indicadores de continuidade da concessionária.

A utilização de técnicas de otimização, bem como a aplicação correta de recursos fazem com que a concessionária obtenha bons resultados quando comparados ao emprego meramente empírico. Além disso, verifica-se que a contenção de recursos em virtude de tempos de crise culmina em um prejuízo financeiro considerável, em virtude da falta de manutenção do sistema além da insatisfação dos consumidores e da possibilidade da caducidade dos contratos de concessão, devido ao não cumprimento das metas de qualidade do serviço.

Com esta pesquisa espera-se ter contribuído para a abordagem do problema da manutenção em sistemas elétricos de distribuição, através da comparação de métodos já utilizados, bem como a proposição de utilização de um novo. Assim, que de posse de dados reais de uma distribuidora como parâmetro, o planejador pode orientar os gestores das concessionárias a atingir o ápice na aplicação de recursos em prol da redução dos indicadores de continuidade e conseqüentemente a manutenção da concessão pública de distribuição de energia elétrica.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de melhorar e dar segmento ao tema proposto nessa Dissertação sugere-se as seguintes possibilidades de continuidade do trabalho:

- e) Aprofundar a análise econômica estabelecendo o ponto ótimo no montante de recursos financeiros aplicados em manutenção na relação percentual da receita líquida da concessionária;
- f) Aprofundar estudos para o estabelecimento de índices comparativos entre concessionárias de distribuição, no que tange a manutenção de seus sistemas de distribuição;
- g) Considerar a possibilidade de dimensionamento das equipes de manutenção, de acordo com o montante financeiro disponível, através do estabelecimento de métodos de comparação;

6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Ao longo da elaboração deste trabalho de dissertação, foram publicados artigos científicos, em congressos:

- a) X CBPE – CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Título do trabalho: “Análise Comparativa de Métodos de Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica – Estudo de Caso”.
Data/Local: 26 a 28 de setembro de 2016. Gramado, RS.
- b) X CBPE – CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Título do trabalho: “Impacto da medição inteligente na confiabilidade do sistema de distribuição de energia”.
Data/Local: 26 a 28 de setembro de 2016. Gramado, RS.
- c) SBSE 2016 – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
Título do trabalho: “A eficiência da Iluminação Pública como Ferramenta de Gestão”.
Data/Local: 22 a 25 de maio de 2016. Natal, RN.

d) SBSE 2016 – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Título do trabalho: “Impacto da instalação de medidores inteligentes na confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica”.

Data/Local: 22 a 25 de maio de 2016. Natal, RN.

e) UPEC 2016 – 51st INTERNATIONAL UNIVERSITIES’ POWER ENGINEERING CONFERENCE

Título do trabalho: “The Impact of the Installation of Smart Meters on Distribution System Reliability”.

Data/Local: 6 a 9 de setembro de 2016. Coimbra, Portugal.

REFERÊNCIAS

ABAIDE, A. da R. **Desenvolvimento de métodos e algoritmos para avaliação e otimização da confiabilidade em redes de distribuição**. 2005. 260p. Tese. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 7 rev. 2016a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 1: Introdução**. 9 rev. 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 06 dez. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações**. 12 rev. 2016c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo6_Revis%C3%A3o12.pdf/21341314-de91-44cb-b091-1e768ca3be8d>. Acesso em: 02 dez. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Metodologia IASC**. 2016d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/metodologia-iasc>>. Acesso em: jul. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. 1 rev. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Revis%C3%A3o.pdf>. Acesso em: nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 4 rev. 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. Acesso em: 07 dez. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 9: Ressarcimento de Danos Elétricos**. 0 rev. 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo9_Revisao_0.pdf>. Acesso em: 12 dez. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: PRODIST. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 1 rev. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1_Retificacao_1.pdf>. Acesso em: abr. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 024/2000**. 2000. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000024.pdf> >. Acesso em: 09 nov. 2016.

ALLAN, R.; BILLINTON, R. **Probabilistic assessment of power systems**. Proceedings of the IEEE, v. 88, n. 02, p. 140-162, fev., 2002. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=823995&tag=1>. Acesso em: 25 nov. 2016.

ALLAN, R.; BILLINTON, R. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. Plenum Press. New York and London, 1984. 534p.

ASSIS, R. **Apoio à Decisão em Manutenção na Gestão de Ativos Físicos**. 2. ed. Lidel. Lisboa, 2014. 574p.

BRAGA, A.; P., CARVALHO, A. P.; L. F., LUDERMIR, T. **Fundamentos de Redes Neurais Artificiais**. 1998. 11ª Escola de Computação. Rio de Janeiro, RJ.

BRASIL. Decreto Executivo nº 8.461, de 2 de junho de 2015. **Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, nº 104, p.4, 3 jun. 2015a. Seção 1.

BRASIL. Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 085/2000. **Para distribuição de energia elétrica que celebram a União e o Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI**. Dez. 2015b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/10184//15062855//Quarto+Termo+Aditivo.pdf>>. Acesso em: 03 ago. 2016.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Taylor & Francis Group, LLC. Boca Raton, 2009. 367 p.

CAMARGO, C. C. de B. **Confiabilidade aplicada a sistemas elétricos de potência**. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., LTC. Rio de Janeiro, 1981. 206 p.

CIPOLI, J. A. **Engenharia de distribuição**. 1ª Edição. Qualitymark Editora Ltda. Rio de Janeiro, 1993.

CYRILLO, I O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**. 2011. 123p. Dissertação. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

DE JESUS, C. A. S.; FUHRMANN, M. W.; SANTOS, M. M.; BOCK, S. A.; VARGAS, T.; MILKE, T. F. **Estudo de mitigação do impacto de compensação financeira associado à violação de indicadores de continuidade**. 2010. CRICTE 2010. Anais do CRICTE. Rio Grande, RS.

DIAS, K. C. D. O. **Alocação de chaves para melhoria dos indicadores de continuidade de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2009. Dissertação. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil.

DING, N.; BENOIT, C.; FOGGIA, G.; BÉSANGER, Y.; WURTZ, F. **Neural Network-Based Model Design for Short-Term Load Forecast in Distribution Systems**. In: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 31., Jan., 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7031444>>. Acesso em: nov. 2016.

DNAEE, DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. Portaria Nº 46. Brasília: [s.n.], 1978. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/prt1978046.pdf>. Acesso em: jun. 2016.

EL-FADEL, R. H.; HAMMOND, G. P.; HARAJILI, H. A.; JONES, C. I.; KABAKIAN, V. K.; WINNETT, A. B. **The Lebanese electricity system in the context of sustainable development**. In: Energy Police. 38 vol. IEEE, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509007472>>. Acesso em: out. 2016.

ELMAN, J. L. **Finding Structure in Time**. In: Cognitive Science, vol 14, pp 179-211. 1990. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/036402139090002E>>. Acesso em dez, 2016.

ELETROBRÁS, CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL. **Planejamento de sistemas de distribuição**. V.1, Editora Campus/Eletróbás, Rio de Janeiro, 1982.

ERBER, P. **Modicidade tarifária no setor elétrico**. Artigo. 2013. Disponível em: http://www.inee.org.br/informacoes_imprensa_artigo.asp?id=611&Cat=info. Acesso em: 12 jul. 2016.

FERNÁNDEZ, R. A. G. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. 2012. Tese. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil.

FERNANDÉZ, J. F. G.; MÁRQUEZ, A. C. **Framework for implementation of maintenance management in distribution network service providers**. In: Electrical Power and Energy Systems. IEEE, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095183200900091X>>. Acesso em: dez. 2016.

GIRAL, D. A.; ROMERO, R. R.; HERNÁNDEZ, C. **Analysis and Review of the Contribution of Neural Networks to Saving Electricity in Residential Lighting by a Design in MATLAB**. In: 9ª Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference. IEEE, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6524576>>. Acesso em: jan. 2017.

KLUTKE, G. A.; KIESSLER, P. C.; WORTMAN, M. A. **A critical look at the bathtub curve**. In: IEEE Transactions on Reliability. vol 52. N 1. IEEE, 2003. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1179819>>. Acesso em: dez. 2016.

GHASEMABADI, H.; PEIRAVI, A. **Overhead lines maintenance scheduling im power distribution system considering feeders ranking**. In: 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE) . IEEE, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7585516>>. Acesso em: dez. 2016.

GONDIN, I. N.; BARBOSA JR, A. F.; OLIVEIRA, J. C.; OLIVEIRA, A.; TAVARES, C. E. **An approach to obtain system disturbance data to consumer reimbursement Analysis by real time measurements**. In: IEEE Latin America Transactions. 11 vol. N. 2. Mar. 2013. IEEE, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6533960>>. Acesso em: nov. 2016.

GREY, M. **Justification-Based Belief Maintenance using Neural Networks**. In: International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. IEEE, 2000. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/document/884371/> >. Acesso em: jan. 2017.

HAYKIN, S. **Redes Neurais - Princípios e prática**. 2001. Bookman. Porto Alegre, RS.

HEIDARI, A.; AGELIDIS, V. G.; ZAYANDEHROODI, H. **Reliability Worth Analysis of Distributed Generation Enhanced Distribution System Considering the Customer Cost Model Based on Optimal Radial Basis Function Neural Network**. In: IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO 2013), jun., 2013, Langkawi. Malaysia. IEEE, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6564626>>. Acesso em: dez. 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. 2012. In: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6209381>>. Acesso em: 07 dez. 2016.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. Quality management systems—requirements. International Standards for Business, ISO 9001:2015. ISO 2015. Government and Society.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Estimação de indicadores de qualidade de energia elétrica**. 1. Ed - São Paulo, Edgard Blücher, 2009. 230 p.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. Ed - São Paulo, Edgard Blücher, 2005. 328 p.

KRIESEL, D. **A brief Introduction to Neural Networks**. Disponível em: http://www.dkriesel.com/en/science/neural_networks. Acesso em: nov. 2016.

LELLIS, M. M.; BERNARDES, G. F. **Da base de cálculo das penalidades aplicadas pela ANEEL**. 1. Ed - São Paulo, SYNERGIA Editora, 2016. 200 p.

LOUIT, D.; PASCUAL, R.; BANJEVIC, D. **Optimal interval for major maintenance actions in electricity distribution networks**. In: Electrical Power and Energy Systems. IEEE, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509000477> />. Acesso em: dez. 2016.

PÉREZ, J. P. G. **Propostas de procedimentos para estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica**. 2012. 120p. Dissertação. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

PINTO, C. L. S.; OLIVEIRA, C. C. B.; YUN, Y. J.; MATIOLI, L. C. **Methodology to works prioritization in the distribution system**. In: 15th Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP '09). IEEE, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5352950>>. Acesso em: jun. 2016.

PONTES, M. do S.; REBOUÇAS, C. R. **Boas práticas de manutenção para a melhoria dos Indicadores de Qualidade do Serviço**. 2006. XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Anais do XVII SENDI. Belo Horizonte, MG.

ROSA, F. A. F. **Avaliação de novos atributos para estabelecimento de metas de DEC e FEC em redes de distribuição**. 2009. Dissertação. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil.

SALEM, A.; LAITH, A. H. **Implementing a reliability-centered maintenance model for a power distribution system: A case study in Saudi Arabia**. In: Industrial Engineering and Operations Management (IEOM 2015). IEEE, 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7093799/>>. Acesso em: dez. 2016.

SAILAJA, V. S. S.; RAMANAMURTHY, K. V.; PRASAD, P. V. N. **Evaluation os Reliability Indices Using FMEA Technique**. In: International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC 2013). IEEE, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6527719>>. Acesso em: nov. 2016.

SHORT, T. A. **Distribution Reliability and Power Quality**. New York: Taylor e Francis Group, 2006.

SHOURKAEI, H. M.; JAHROMI, A. A; FIRUZABAD, M. F. **Incorporating Service Quality Regulation in Distribution System Maintenance Strategy**. In: IEEE Transactions on Power Delivery. IEEE, 2011. Vol. 26., Out., 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6029810>>. Acesso em: dez. 2016.

SPERANDIO, M. **Metodologia para o planejamento da automação de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2008. 171p. Tese. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, RS, Brasil.

TANG, Y. **The analysis of distribution system reliability based on artificial neural network**. In: 3rd International Conference on Communication Software and Networks. IEEE 2011.. Disponível em:<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6014356/>>. Acesso em: jan. 2017.

TIRAPONG, K.; TITTI, S. **Reliability improvement of distribution system using reliability centered maintenance**. In: T&D Conference and Exposition. IEEE, 2014. jul., 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6863360/>>. Acesso em: dez. 2016.

VEPSÄLÄINEN, A. **An Approach to machine maintenance with neural network**. In: International Conference on Systems Engineering. IEEE 1990. Disponível em:<<http://ieeexplore.ieee.org/document/5725703/>>. Acesso em: jan. 2017.

WANG, Y.; LIU, C.; SHAHIDEHPOUR, M. **Critical components for maintenance outage scheduling considering weather conditions and common mode outages in reconfigurable distribution systems**. In: IEEE Transactions on Smart Grid. IEEE, 2016. Vol. 7., nov., 2016. Disponível em:<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7448950&tag=1>>. Acesso em: dez. 2016.

ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DA RNA – TRANSFORMADORES

(continua)

Estação Transformadora nº	Nº de falhas	Horas de reparo	Manutenções efetuadas
1	9	9,8833	0
2	5	5,2667	2
3	5	7,6167	2
4	5	5,1667	0
5	14	27,7000	2
6	0	0,0000	1
7	5	5,8167	2
8	2	12,2833	2
9	1	1,6000	0
10	2	2,3833	1
11	0	0,0000	1
12	1	0,2833	1
13	1	0,3500	0
14	0	0,0000	1
15	1	2,2500	0
16	9	9,8833	0
17	3	2,3000	0
18	0	0,0000	0
19	6	5,3667	0
20	0	0,0000	0
21	2	2,6000	0
22	0	0,0000	1
23	4	4,9167	1
24	1	0,4167	0
25	0	0,0000	1
26	1	0,8000	1
27	3	2,5667	1
28	2	2,9667	0
29	3	4,3667	0
30	3	6,8667	2
31	2	1,8500	0
32	0	0,0000	0
33	0	0,0000	0
34	0	0,0000	0
35	5	4,4167	2
36	1	1,1333	0
37	1	0,6833	0
38	1	0,9000	0
39	4	4,4333	2

(continuação)

40	1	0,4667	0
41	6	12,6167	2
42	6	10,3167	1
43	2	1,8667	0
44	1	0,3167	0
45	1	1,5167	0
46	1	2,2333	0
47	5	14,3500	2
48	1	0,6167	0
49	2	0,3167	0
50	5	6,0167	1
51	0	0,0000	0
52	6	10,0167	2
53	4	8,4500	2
54	4	9,6500	2
55	3	2,1000	2
56	0	0,0000	1
57	6	9,9500	1
58	6	9,9833	0
59	8	13,2167	2
60	4	4,5000	2
61	3	2,5667	2
62	7	5,0500	2
63	3	5,0667	1
64	7	11,6333	2
65	3	9,8667	2
66	0	0,0000	2
67	1	0,5167	2
68	3	5,4500	1
69	5	5,3833	2
70	1	3,8667	1
71	0	0,0000	2
72	2	6,6333	1
73	7	20,5667	2
74	9	18,0833	2
75	5	5,0500	2
76	1	0,9167	0
77	1	0,5167	0
78	1	0,4833	0
79	5	8,4000	2
80	4	5,2667	1
81	7	11,6167	2
82	1	1,0333	1

(continuação)

83	6	4,8500	2
84	6	30,8333	1
85	3	8,7833	2
86	11	20,9500	2
87	9	24,3833	2
88	8	13,2000	2
89	6	9,7167	2
90	0	0,0000	2
91	1	4,9500	2
92	5	3,6333	2
93	13	32,1500	1
94	5	9,3667	2
95	2	7,0000	1
96	8	14,1667	2
97	5	12,3833	1
98	4	4,4833	2
99	2	1,5833	2
100	0	0,0000	1
101	6	19,8333	2
102	5	3,9500	1
103	2	2,5833	2
104	6	7,0500	2
105	4	8,0333	1
106	7	5,3667	2
107	8	11,2333	2
108	8	10,6500	2
109	5	8,3167	1
110	0	0,0000	1
111	3	3,4333	1
112	2	4,0833	1
113	5	7,2167	2
114	3	4,2833	2
115	6	6,2167	2
116	8	9,2667	2
117	12	25,9833	2
118	7	9,4333	1
119	3	4,1667	1
120	10	30,7167	2
121	5	3,6167	2
122	4	12,6333	0
123	5	8,6333	2
124	5	5,8667	2
125	2	3,6000	2

(continuação)

126	1	1,5833	1
127	2	1,0500	2
128	6	16,5000	2
129	2	1,7333	2
130	2	2,1833	2
131	2	1,5333	1
132	9	18,7000	2
133	5	8,7167	2
134	2	6,0500	1
135	3	8,4167	1
136	5	5,0167	2
137	3	5,2000	1
138	3	5,2833	1
139	12	22,5833	2
140	4	7,1167	1
141	6	10,6000	2
142	7	17,9833	2
143	5	5,4833	1
144	6	11,4833	0
145	9	15,5833	2
146	4	8,1667	1
147	8	13,0500	2
148	2	5,6333	2
149	5	9,1500	2
150	4	6,7000	2
151	4	7,8333	2
152	1	0,6333	2
153	2	4,0167	2
154	4	7,9333	2
155	0	0,0000	2
156	0	0,0000	2
157	2	6,8000	2
158	1	0,7000	0
159	3	11,6167	1
160	5	22,3333	2
161	5	4,7833	0
162	0	0,0000	2
163	4	2,9167	2
164	7	9,0500	2
165	4	4,6333	2
166	4	6,1167	2
167	2	1,3333	2
168	3	4,4333	2

(continuação)

169	15	20,5333	2
170	12	19,3333	2
171	8	10,5333	2
172	3	5,5667	2
173	3	4,6333	2
174	1	0,3500	1
175	2	3,5333	2
176	2	2,1333	2
177	5	6,6167	1
178	4	3,9667	2
179	2	4,4667	2
180	9	10,2667	2
181	14	26,2167	2
182	2	4,3500	2
183	8	11,5833	2
184	3	3,9167	2
185	2	1,8167	0
186	2	2,9000	2
187	9	16,6500	2
188	4	5,8167	1
189	9	27,1833	1
190	0	0,0000	0
191	2	3,3500	0
192	2	4,3833	1
193	18	68,8333	2
194	5	21,1333	0
195	1	0,3667	2
196	0	0,0000	2
197	2	1,0000	0
198	2	8,7333	1
199	8	13,2833	3
200	3	4,6167	3
201	7	12,9333	0
202	4	4,2667	0
203	0	0,0000	2
204	0	0,0000	2
205	1	1,8833	1
206	1	1,3333	2
207	0	0,0000	2
208	2	7,2167	2
209	4	15,6500	1
210	2	4,5833	2
211	0	0,0000	0

(continuação)

212	6	7,8000	2
213	0	0,0000	0
214	4	8,1833	1
215	16	12,8000	1
216	3	1,8667	2
217	5	12,2833	1
218	0	0,0000	0
219	0	0,0000	0
220	4	2,9500	2
221	2	2,3333	2
222	0	0,0000	0
224	1	0,5667	0
225	4	5,6333	1
226	4	8,0167	1
227	3	2,8000	0
228	2	6,4500	2
229	1	0,7000	0
230	0	0,0000	0
231	5	10,6833	1
232	0	0,0000	1
233	0	0,0000	0
234	0	0,0000	0
235	5	14,8333	1
236	2	5,9667	2
237	5	4,6833	0
238	8	13,6667	2
239	2	2,7667	2
240	1	1,8833	1
241	1	1,3167	0
242	5	6,8833	0
243	0	0,0000	1
244	1	0,8333	2
245	2	2,6000	2
246	3	4,9833	2
247	5	11,3500	2
248	2	4,6667	0
249	0	0,0000	0
250	0	0,0000	0
251	0	0,0000	2
252	2	4,4333	0
253	0	0,0000	1
254	1	1,1500	1
255	5	4,6333	1

(continuação)

256	6	12,9167	2
257	0	0,0000	0
259	0	0,0000	0
260	0	0,0000	0
261	0	0,0000	0
262	6	18,3167	0
263	4	2,8667	1
264	0	0,0000	0
265	0	0,0000	0
266	0	0,0000	0
267	10	13,5333	0
268	0	0,0000	0
269	1	1,1167	0
270	1	0,2667	0
271	0	0,0000	2
272	3	4,9167	2
273	0	0,0000	2
274	2	0,9167	0
275	1	0,3000	0
276	1	1,2000	1
277	0	0,0000	0
278	12	25,4500	2
279	0	0,0000	0
280	6	5,1833	1
281	2	3,6833	0
282	0	0,0000	1
283	2	1,6000	2
284	8	11,0833	1
285	6	16,2167	2
286	1	1,2333	1
287	4	5,8333	1
288	1	0,6000	2
289	2	1,4833	1
290	7	12,2000	2
291	7	6,2000	2
292	3	6,2333	2
293	4	7,2667	2
294	5	9,7833	0
295	6	15,2333	1
296	9	16,3500	2
297	0	0,0000	0
298	4	7,4167	0
299	0	0,0000	0

(continuação)

300	7	18,2833	2
301	7	11,8167	0
302	0	0,0000	2
303	1	1,6667	2
304	6	9,8167	2
305	3	8,6167	2
306	0	0,0000	1
307	6	8,0833	1
308	8	14,2833	2
309	2	2,6000	0
310	3	6,4333	2
311	3	2,7167	0
312	8	14,5500	1
313	0	0,0000	2
314	0	0,0000	0
315	0	0,0000	1
316	5	12,2000	2
317	1	2,1167	2
318	3	2,4167	1
319	5	8,6000	2
320	1	3,7167	2
321	2	2,9333	1
322	3	3,9667	2
323	1	0,7333	0
325	5	3,3000	1
326	5	14,7167	0
327	0	0,0000	0
328	3	6,1500	1
329	1	0,8667	1
330	3	1,6500	1
331	2	4,7833	1
332	0	0,0000	0
333	2	1,7833	2
334	12	28,9333	2
335	6	20,1000	2
336	3	7,9000	0
337	5	6,3333	2
338	0	0,0000	0
339	3	3,5833	0
340	4	7,3500	1
341	0	0,0000	0
343	2	3,2833	1
344	0	0,0000	0

(continuação)

345	0	0,0000	0
346	1	1,5833	1
347	0	0,0000	0
349	0	0,0000	2
350	0	0,0000	0
351	1	1,9500	1
352	0	0,0000	0
353	4	9,5500	0
354	7	14,9167	0
355	0	0,0000	0
356	0	0,0000	1
357	0	0,0000	2
358	1	5,6000	2
359	1	0,4500	1
360	1	1,5333	1
361	1	0,4000	0
362	0	0,0000	0
363	2	4,6500	2
364	0	0,0000	0
365	1	0,6167	0
366	0	0,0000	2
367	1	2,1667	2
368	0	0,0000	0
369	0	0,0000	0
370	1	0,5000	0
371	0	0,0000	0
372	0	0,0000	0
373	0	0,0000	1
374	2	2,2000	0
375	0	0,0000	1
376	0	0,0000	0
377	0	0,0000	0
380	1	2,7000	1
381	0	0,0000	0
382	0	0,0000	0
383	0	0,0000	1
385	0	0,0000	0
386	0	0,0000	1
387	0	0,0000	0
388	0	0,0000	0
389	0	0,0000	1
390	0	0,0000	1
391	0	0,0000	0

(continuação)

392	0	0,0000	0
394	0	0,0000	0
395	1	1,3500	0
396	1	1,0333	0
397	1	0,8000	0
398	1	3,0000	0
399	8	7,1833	1
400	0	0,0000	2
401	0	0,0000	0
402	3	2,4000	0
403	2	1,9667	0
404	3	4,7333	1
405	3	9,3500	1
406	1	2,9833	1
408	0	0,0000	2
410	0	0,0000	1
411	0	0,0000	0
412	0	0,0000	1
413	1	1,0333	2
414	3	4,0833	2
415	0	0,0000	1
416	1	2,3000	2
417	1	0,6333	2
418	1	3,4667	0
419	0	0,0000	0
420	0	0,0000	0
421	1	0,5667	0
422	0	0,0000	0
423	0	0,0000	1
424	0	0,0000	1
425	1	0,4667	1
426	0	0,0000	1
427	0	0,0000	0
428	1	2,0167	0
429	1	1,1667	0
430	2	2,0667	0
431	6	11,0500	1
432	1	1,9833	2
434	0	0,0000	0
435	0	0,0000	0
436	2	7,6667	0
437	0	0,0000	0
438	0	0,0000	1

			(conclusão)
439	0	0,0000	0
440	2	3,9500	0
441	0	0,0000	0
443	0	0,0000	0
444	0	0,0000	0
445	0	0,0000	2
446	0	0,0000	1
447	0	0,0000	1
448	0	0,0000	1
449	0	0,0000	0
450	0	0,0000	0
451	0	0,0000	0
458	0	0,0000	0
459	1	1,1167	0
460	0	0,0000	0
461	0	0,0000	0
465	0	0,0000	0
467	0	0,0000	0
468	0	0,0000	0
469	0	0,0000	0
470	0	0,0000	0
471	0	0,0000	0

ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DA RNA – SECCIONADORAS

(continua)

Seccionadora nº	Nº de falhas	Horas de reparo
30	0	0,0000
35	8	5,4167
40	0	0,0000
59	0	0,0000
87	0	0,0000
88	0	0,0000
694	0	0,0000
1000	5	9,5500
1001	2	1,7167
1002	9	11,4333
1003	0	0,0000
1005	2	5,5333
1008	1	0,3833
1009	2	2,7000
1010	0	0,0000
1011	0	0,0000
1015	7	15,9667
1025	2	1,6167
1030	0	0,0000
1035	1	1,1167
1040	0	0,0000
1043	0	0,0000
1046	0	0,0000
1047	0	0,0000
1050	3	6,5500
1060	1	0,2500
1062	0	0,0000
1065	0	0,0000
1070	3	7,5667
1075	1	0,3833
1076	1	1,0833
1080	0	0,0000
1082	1	0,8833
1085	1	1,2000
1090	6	7,9833
1095	0	0,0000
1100	0	0,0000
1105	1	1,0833
1110	1	2,7833

(continuação)

1115	1	0,5333
1120	0	0,0000
1130	4	17,2833
1140	0	0,0000
1145	2	3,0833
1150	0	0,0000
1155	1	0,7500
1160	0	0,0000
1166	0	0,0000
1167	2	6,0167
1168	0	0,0000
1170	1	1,2000
1180	0	0,0000
1185	0	0,0000
1190	1	5,7833
1195	0	0,0000
1200	1	0,5833
1215	0	0,0000
1220	0	0,0000
1225	0	0,0000
1618	5	25,1000
2010	1	0,5667
2015	1	2,5500
2020	3	4,3833
2025	10	22,0000
2026	15	32,3333
2030	1	2,2167
2035	0	0,0000
2040	4	11,7500
2045	0	0,0000
2046	3	3,6667
2050	7	7,2667
2055	1	0,6500
2060	0	0,0000
2065	7	6,1333
2068	0	0,0000
2070	0	0,0000
2075	7	7,7500
2080	6	15,3500
2083	0	0,0000
2085	1	0,7167
2090	2	3,4667
2091	0	0,0000

(continuação)

2092	0	0,0000
2095	0	0,0000
2103	0	0,0000
2115	8	8,9167
2120	1	3,6167
2125	1	0,8167
2130	2	5,5667
2131	0	0,0000
2135	2	1,8500
2140	0	0,0000
2145	0	0,0000
2150	0	0,0000
2155	4	10,4500
2160	0	0,0000
2161	2	6,7333
2165	2	1,8500
2170	1	2,8000
2172	0	0,0000
2175	0	0,0000
2180	0	0,0000
2185	0	0,0000
2190	1	2,8333
2195	0	0,0000
2205	0	0,0000
2206	0	0,0000
2210	0	0,0000
2215	0	0,0000
2220	0	0,0000
2225	0	0,0000
2235	0	0,0000
2240	2	3,0500
2275	3	5,5333
2295	1	3,4167
2300	4	9,0500
2307	3	8,9333
2308	1	0,7500
2310	0	0,0000
2315	8	21,5333
2320	3	10,7167
2321	15	33,1000
2929	0	0,0000
2933	0	0,0000
2934	0	0,0000

(continuação)

2935	0	0,0000
4005	0	0,0000
4010	0	0,0000
4011	0	0,0000
4012	0	0,0000
4015	1	2,3833
4020	2	1,5333
4030	1	1,1167
4035	5	5,7333
4040	0	0,0000
4045	2	1,4667
4055	3	6,3833
4060	2	4,4167
4061	0	0,0000
4065	3	9,7667
4070	1	0,6167
4075	9	18,9833
4080	3	4,2667
4082	0	0,0000
4084	0	0,0000
4085	0	0,0000
4090	10	22,5833
4095	0	0,0000
4096	0	0,0000
4100	1	0,5333
4105	1	1,3667
4110	1	0,9500
4120	8	9,3667
4125	0	0,0000
4130	1	0,3833
4131	0	0,0000
4136	0	0,0000
4138	0	0,0000
4140	0	0,0000
4145	4	5,1667
4150	8	10,2000
4156	4	4,3667
4160	2	5,6500
4171	0	0,0000
4176	0	0,0000
4180	0	0,0000
4183	0	0,0000
4185	14	22,6500

			(conclusão)
4188	2	2,8667	
4200	1	2,7500	
4205	0	0,0000	