

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GRAU DE CONFIABILIDADE OPERACIONAL DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

ELEANOR DIAS DE SOUSA

DM 22/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELEANOR DIAS DE SOUSA

GRAU DE CONFIABILIDADE OPERACIONAL DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

DM 22/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELEANOR DIAS DE SOUSA

GRAU DE CONFIABILIDADE OPERACIONAL DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

Dados Internacionais de Catalogação na
Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da
Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos
pelo(a) autor(a)

D278g De Sousa, Eleanor Dias
GRAU DE CONFIABILIDADE OPERACIONAL DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA / Eleanor Dias De Sousa. —
2018
123 f. : il. color

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE),
Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.
Orientação: Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes

1. transformadores de instrumentos. 2. métodos estatísticos. 3. manutenção. 4. grau de
confiabilidade. I. Tostes, Maria Emília de Lima , *orient.* II. Título

CDD 621.3126

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
GRAU DE CONFIABILIDADE OPERACIONAL DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

AUTOR: ELEANOR DIAS DE SOUSA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

AVALIADA EM ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:

Prof.^a: Dr.^a Maria Emília de Lima Tostes
(Orientadora – PPGEE/UFPA)

Prof.: Dr. Ubiratan Bezerra
(Avaliador Interno - PPGEE/UFPA)

Prof.: Dr. Edson Ortiz de Matos
(Avaliador Externo – PPGEE/UFPA)

VISTO:

Prof.^a: Dr.^a Maria Emília de Lima Tostes
(COORDENADOR DO PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

À minha filha Isabela que se tornou uma das minhas maiores inspirações e incentivo de vida, ao meu marido Marcus, aos meus pais e irmãos pelo crédito, apoio e fortaleza a mim dedicados neste período.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer em especial ao meu marido Marcus Nunes, pela dedicação, incentivo e encorajamento a mim desvelado neste momento. Você mostrou-me em gestos e palavras que nunca devemos desistir.

Aos meus pais, Maria e Benedito, e meus irmãos, Alexandre e Lourenço, pelo incentivo, apoio e paciência a mim dedicados.

Às minhas amigas, Alcione e Luciana, pelas palavras de conforto e incentivo, quando necessárias.

À prof.^a Maria Emília Tostes, por me receber e aceitar com tanto carinho. Estou extremamente grata por sua orientação nessa dissertação.

Ao meu filho Mateus (*in memoriam*).

CITAÇÃO

“A mais bela coisa que podemos vivenciar é o mistério. Ele é fonte de qualquer arte verdadeira e qualquer ciência. Aquele que desconhece esta emoção, aquele que não para mais para pensar e não se fascina, está como morto: seus olhos estão fechados.”

Albert Einstein

SUMÁRIO

Capítulo 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Introdução	1
1.2 Motivação e Justificativa	2
1.3 Estado da Arte	3
1.4 Objetivos.....	8
1.4.1 Objetivos Gerais	8
1.4.2 Objetivos Específicos	8
1.5 Estrutura e Organização do Trabalho	9
1.6 Trabalho Aceito para Publicação.....	10
Capítulo 2 QUALIDADE DE ENERGIA, COM FOCO EM QUALIDADE DE SERVIÇOS.....	11
2.1 A Energia Elétrica, Qualidade e Definições	11
2.1.1 QEE e Grandezas.....	12
2.2 Qualidade do Fornecimento de EE Focado no Setor da Transmissão: Confiabilidade e Presteza	13
2.3 Conceituação da Qualidade no Fornecimento de EE, visando o Setor da Transmissão	15
2.4 Confiabilidade para Qualidade do Fornecimento de EE	17
2.4.1 Adequabilidade.....	17
2.4.2 Segurança.....	19
2.4.3 Conformidade	20
2.4.4 Atendimento Comercial.....	22
2.5 Indicadores de Confiabilidade na Distribuição de Energia	22
2.6 Indicadores de Confiabilidade na Rede Básica de Transmissão	26
2.7 Indicadores de Presteza para Sistemas de Distribuição e Transmissão.....	30
2.8 Regulação da Qualidade na Transmissão de EE	34
2.9 Regulação da QEE e Serviços na Geração de EE	36
2.10 Conclusões.....	37
Capítulo 3 Confiabilidade com Foco no SEP	39
3.1 Introdução	39
3.2 Fundamentos Teóricos.....	40
3.2.1 Análise de Confiabilidade	41

3.2.2	Conceitos Básicos de Confiabilidade	43
3.2.3	Tipos de Falhas	45
3.2.4	Classificação de Tipos de Falhas	46
3.2.5	Análise de Tempos de Falhas	47
3.2.6	A Função Confiabilidade	48
3.3	Confiabilidade e Manutenção	49
3.3.1	Confiabilidade e conceitos de Disponibilidade e Indisponibilidade	49
3.3.2	Conceitos de Manutenção	50
3.3.3	Correlação Confiabilidade e Manutenção	51
3.3.4	Confiabilidade para o SEP	52
3.4	Faltas, Interrupções e Indicadores de Confiabilidade	52
3.4.1	Definição de Falta para o Setor Elétrico	52
3.4.2	Definição de Interrupção para o Setor Elétrico	53
3.4.3	Indicadores de Confiabilidade para a Transmissão de Energia	54
3.5	Considerações Finais do Capítulo	55
Capítulo 4 Análise das Distribuições Probabilísticas		57
4.1	Introdução	57
4.2	Principais Distribuições Utilizadas em Confiabilidade	58
4.2.1	Distribuição Binomial	59
4.2.2	Distribuição de Poisson	60
4.2.3	Distribuição Multinomial	61
4.2.4	Distribuição Exponencial	62
4.2.5	Distribuição Normal ou Gaussiana	63
4.2.6	Distribuição Log-Normal	65
4.2.7	Distribuição Weibull	66
4.3	Considerações Finais	67
Capítulo 5 Análise e Resultados		69
5.1	Introdução	69
5.1.1	Breve Definição e Equacionamento para Distribuição Gaussiana	70
5.2	Metodologia Aplicada	72
5.2.1	Definição de Cálculo de Variáveis para Análise	72
5.2.2	Definição de Análise Realizada para aplicação da Distribuição Normal	75
5.3	Detalhamento do Fluxograma	77

5.3.1 Mapeamento de Equipamentos Instalados	77
5.3.2 Estratificação Problemas	82
5.3.3 Resultados Finais	89
5.4 Conclusões do Capítulo	96
Capítulo 6 Conclusão	98
6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros	99
BIBLIOGRAFIA	101

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Gráfico da Onda Senoidal Típica da Tensão.....	04
Figura 1.2 - Gráfico da Onda Senoidal Típica da Tensão.....	05
Figura 2.1 - Gráfico da Onda Senoidal Típica da Tensão.....	11
Figura 2.2 - Distúrbios Associados à Qualidade de Energia Elétrica.....	12
Figura 2.3 - Dimensões da qualidade do fornecimento de energia elétrica.....	16
Figura 2.4 - Trajetória dos indicadores de continuidade DEC	24
Figura 2.5 - Trajetória dos indicadores de continuidade FEC.....	24
Figura 2.6 - Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	25
Figura 2.7 - Maiores <i>blackouts</i> no mundo por população afetada População afetada (milhões).....	26
Figura 2.8 – Índice de Robustez da Rede Básica – período de 2012 a ABR/2018.....	27
Figura 2.9 – Índice de Duração Equivalente de Interrupção de Carga – período de 2012 a ABR/2018.....	28
Figura 2.10 – Índice de Frequência Equivalente de Interrupção de Carga – período de 2012 a ABR/2018.....	29
Figura 2.11 – Índice de Energia Não Suprida - período de 2012 a ABR/2018.....	30
Figura 2.12 - Número de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor – Atendimento por área até ABR/2018.....	31
Figura 2.13 - Qualidade do fornecimento de energia elétrica para a Indústria Brasileira.....	33
Figura 2.14 - Pesquisas de Satisfação do Cliente – IASC.....	33
Figura 3.1 – Custo Incremental da Confiabilidade.....	42
Figura 3.2 – Confiabilidade e os Custos Totais do Sistema.....	43
Figura 3.3 – Curva em Banheira.....	46
Figura 3.4 – Distribuições de Vida mais Utilizadas.....	47
Figura 3.5 – Curva Representativa da Diminuição da População Útil em Função do Tempo.....	49
Figura 4.1 – Exemplos de Curvas de Distribuições (f.d.p.).....	57
Figura 4.2 - Distribuição Exponencial	63
Figura 4.3 - Curva da Função de Probabilidade Acumulada da Distribuição Normal..	64
Figura 4.4 - Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal	64

Figura 4.5 - Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ	65
Figura 4.6 - Função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ	66
Figura 4.7 - Funções densidade de probabilidade de Weibull para valores selecionados de δ e β	67
Figura 5.1 - Distribuição Gaussiana ou Normal	70
Figura 5.2 - Distribuição Normal, mostrando simetria	71
Figura 5.3 - Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal	71
Figura 5.4 – Circuito de ensaio para transformador sem terminal especial para medição de tangente delta	73
Figura 5.5 – Circuito de ensaio para transformador com terminal especial para medição de tangente delta	73
Figura 5.6 – Limites das classes de exatidão 0,3 – 0,6 – 1,2	74
Figura 5.7 - Fluxograma Metodologia Controle de TIs com Distribuição Normal	76
Figura 5.8 – Parte da Tabela de Taxas de Depreciação MCPSE	79
Gráfico 5.1 - Comparação Universo de TCs instalados e energizados por TCs >30 anos em Operação	80
Gráfico 5.2 - Comparação universo de TPs instalados e energizados por TPs > 30 anos em Operação	80
Gráfico 5.3 - Estratificação Pontos Críticos TC's em operação > 30 anos por Subestação e Fabricante	82
Gráfico 5.4 - Estratificação Pontos Críticos TPs em operação > 30 anos por Subestação e Fabricante	82
Gráfico 5.5 – Principais Defeitos em TCs de 230kV	84
Gráfico 5.6 – Comparação de Universos total de TCs com os TCs > 30 anos em operação de 230kV	85
Gráfico 5.7 – Principais Defeitos em TCs de 500kV	86
Gráfico 5.8 – Comparação de Universos total de TCs com os TCs > 30 anos em operação de 500kV.....	87
Gráfico 5.9 – Principais Defeitos em TP's de 230kV	87
Gráfico 5.10 – Comparação de Universos total de TPs com os TPs > 30 anos em operação de 230kV	88
Gráfico 5.11 – Principais Defeitos em TPs de 500kV	89

Gráfico 5.12 – Comparação de Universos total de TPs com os TPs > 30 anos em operação de 500kV	89
Gráfico 5.13. Representação de fator de potência	92
Gráfico 5.14. Representação de capacitância	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Assuntos mais demandados de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor até ABR/2018	32
Tabela 2.2 – Problemas por assuntos – Energia Elétrica mais demandados de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor até ABR/2018.....	32
Tabela 2.3 – Itens avaliados para o IASC – evolução 2013	33
Tabela 5.1 – Limites de erro de relação e deslocamento de fase TPs de proteção	75
Tabela 5.2 – Limites de tolerância para ∂	75
Tabela 5.3 - N° TCs Instalados e em Operação Área Pará	77
Tabela 5.4 TCs por Fabricantes e Níveis de Tensão	78
Tabela 5.5 N° TPs Instalados e em Operação Área Pará	78
Tabela 5.6 - TPS por Fabricantes, Tipos e Níveis de Tensão	79
Tabela 5.8- Intervalo para Capacitância	90
Tabela 5.9 - Intervalo para Fator de Potência	90
Tabela 5.10 - Resultados Comparativos Comissionamento, Inspeção Quinquenal e Reteste TCs 500kV – Fabricante A	91
Tabela 5.11 Medição TPs 230kV – Subestação Belém	94
Tabela 5.12 Medição de TPs 230kV – Subestação Belém Após Correções	95

RESUMO

Os transformadores de instrumentos (TIs) tais como: transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs) e os transformadores de potencial capacitivo (TPCs) constituem equipamentos fundamentais nos sistemas que envolvem proteção, comando, controle, supervisão e medição relacionados ao Sistema Elétrico de Potência - SEP. A finalidade de avaliar a confiabilidade de equipamentos de subestações, em especial TCs e TPs, e do impacto causado às Funções de Transmissão (FT) a que estes equipamentos pertencem, é para melhor gerenciamento das programações de manutenções, visando a minimização dos desligamentos programados, a eliminação ou redução dos desligamentos intempestivos e restrições operativas para o Sistema de Transmissão do Pará - PA. A escolha dos TIs para esta dissertação, deveu-se às ocorrências de explosões em TCs entre os anos de 2015 a 2016, e alguns casos de divergências em medições relacionadas a TPs, sendo que estes equipamentos se encontram instalados nas subestações pertencentes a Eletrobrás Eletronorte-PA. O objetivo é propor uma metodologia para controle de TIs baseado em métodos estatísticos que considerem para ambos equipamentos (TCs e TPs): o histórico de manutenção, locais de instalação, as diversas famílias, tempo de operação, ocorrências sistêmicas e tempo de vida útil, para estimar grau de confiabilidade operacional destes equipamentos com base em desvio padrão, a ser aplicado nas subestações da Regional de Operação do Pará. Visando a confiabilidade de diagnósticos complementares e apoio ao planejamento da manutenção, com o intuito de reduzir o impacto financeiro negativo causado por aplicação de Parcelas Variáveis (PVs) intempestivas e/ou restrições operativas. Auxiliando em decisões gerenciais quanto a previsão de possíveis substituições de TCs e TPs que possam vir a falhar, permitindo a garantia de continuidade dos serviços de transmissão de energia elétrica do Pará aplicando os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica, com foco na qualidade de serviços.

Palavras-chaves: transformadores de instrumentos, métodos estatísticos, manutenção, grau de confiabilidade.

ABSTRACT

Instrument transformers (ITs) such as current transformers (CTs), potential transformers (PTs) and capacitive potential transformers (CPTs) are fundamental equipment in systems involving protection, command, control, supervision and measurement related to the Electric Power System – EPS. The purpose of evaluating the reliability of substation equipment, in particular CTs and PTs, and the impact caused to the Transmission Functions (TFs) to which these equipments belong, is for better management of maintenance schedules, aiming at minimizing scheduled shutdowns, elimination or reduction of untimely disconnections and operational restrictions for the Transmission System of Pará. The choice of the ITs for this dissertation was due to the occurrence of explosions in CTs between the years 2015 to 2016, and some cases of divergences in measurements related to PTs, being that these equipments are installed in the substations belonging to Eletrobrás Eletronorte. The objective is to propose a methodology for IT control based on statistical methods that consider for both equipment (CTs and PTs): maintenance history, installation sites, different families, operating time, systemic occurrences and useful life, to estimate the degree of operational reliability of these equipments based on standard deviation, to be applied in the substations of the Regional Operation of Pará. Aiming at the reliability of complementary diagnoses and support to maintenance planning, in order to reduce the negative financial impact caused by the application of unplanned Variable Parcels (VPs) and/or operational restrictions. Assisting in managerial decisions regarding the prediction of possible substitutions of CTs and PTs that may fail, allowing the guarantee of continuity of the electric power transmission services of Pará applying the concepts of Electric Power Quality, focusing on the quality of services.

Key words: instrument transformers, statistical methods, maintenance, degree of reliability.

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Um sistema de transmissão é composto por diversas linhas e subestações, que são compostas por uma grande variedade de equipamentos e sistemas tais como: barramentos de diferentes níveis de tensão, transformadores de potência, disjuntores, seccionadoras, para-raios, transformadores de instrumentos, sistema de proteção, comando, controle e supervisão, sistema de telecomunicações, sistema de iluminação e os serviços auxiliares.

No atual modelo do setor elétrico brasileiro - SEB, as empresas transmissoras de energia são remuneradas pelas instalações disponibilizadas para o Sistema Interligado Nacional – SIN. No entanto, esta remuneração está vinculada à qualidade dos serviços, que está representada pela disponibilidade plena das instalações da Rede Básica - RB (a partir do nível de tensão de 230 kV). No caso do não atendimento da qualidade exigida para as instalações, está prevista a aplicação de uma penalização, denominada Parcela Variável - PV, desconto no valor da remuneração destinada aos agentes de transmissão, conforme critérios estabelecidos na Resolução Normativa 729/2016 – Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. [1]

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações do SIN, efetua as remunerações e aplica as penalizações, considerando grupos de equipamentos, denominada função de transmissão (FT). Uma Função Transmissão é um “conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares” (Artigo 2º - Item VII da Resolução Normativa 191/2005 – ANEEL). [2]

A remuneração prevista para cada FT é estabelecida por meio de resolução específica da ANEEL. A PV pode ser aplicada em caso de indisponibilidade, intervenção programada ou não, e no caso de restrição operativa das FT. Nos casos de indisponibilidades, o desconto da PV equivale ao valor que seria recebido como remuneração pelo período do desligamento, porém, multiplicado por um fator k , que para desligamentos programados, o fator multiplicador (k_p) tem valores entre [2.5 a 10], e para outros desligamentos, pode variar de [50 a 150], dependendo da FT considerada (conforme tabela do anexo A, da Resolução Normativa 782/2017 - ANEEL) [3]. Nos casos de restrições operativas, a PV é calculada por fórmula específica e é proporcional à restrição causada e ao seu tempo de duração, conforme definido na Resolução Normativa 729/2016 – ANEEL. [1]

Os diversos equipamentos do sistema de transmissão estão sujeitos à ocorrência de defeitos, os quais podem redundar em falhas e resultar em indisponibilidades e/ou restrições operativas das FT a que eles pertencem. As atividades de manutenções preventivas realizadas nos equipamentos

são importantes para mantê-los livres de defeitos e falhas. No entanto, o desligamento para a realização de uma manutenção preventiva programada resulta na aplicação de uma PV por indisponibilidade programada. Portanto, as manutenções devem ser bem planejadas, para que sejam executadas no tempo previsto no Art. 12 do Item III da Resolução Normativa 729/2016 – ANEEL [1] e evitem possíveis falhas, que resultem em PV de custos muito mais elevados. Em caso da ocorrência de defeitos e/ou falhas, são realizadas as manutenções corretivas, que devem ser bem planejadas, para serem realizadas em menor tempo possível e eficientes, evitando reincidências e aplicação de novas PVs.

Políticas de manutenções programadas iguais para todos os dispositivos de mesmo tipo, independente da sua história e condição, claramente não constituem recursos de padrões de qualidade elevados [4]. Atualmente, a avaliação de confiabilidade do sistema tem substituído a manutenção programada com base no tempo, para focalizar a manutenção com base na condição, com a perspectiva da redução dos custos de manutenção e de ocorrência de falhas. A confiabilidade de equipamentos depende das características que definam sua maior ou menor predisposição às falhas e defeitos, e sua necessidade ou não de manutenções.

A proposição desta dissertação é um sistema de controle para transformadores de instrumentos (TIs), em específico TCs e TPs, baseado em métodos estatísticos de dados que considerem: o histórico de manutenção, locais de instalação, as diversas famílias destes equipamentos, tempo de operação, ocorrências sistêmicas e tempo de vida útil, para estimar grau de confiabilidade operacional destes equipamentos, com base em desvio padrão a ser aplicado nas subestações da Regional de Operação do Pará. Visando a confiabilidade de diagnósticos complementares, com o intuito de auxiliar em decisões gerenciais quanto a previsão de possíveis trocas de equipamentos, que possam vir a falhar, assim permitindo a garantia de continuidade dos serviços de transmissão de energia elétrica para o estado do Pará - PA aplicando os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica, com foco na qualidade de serviços.

1.2 Motivação e Justificativa

Os TIs tais como: transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs) e os transformadores de potencial capacitivo (TPCs) constituem equipamentos fundamentais nos sistemas que envolvem proteção, comando, controle, supervisão e medição relacionados ao Sistema Elétrico de Potência - SEP. A escolha destes equipamentos para composição desta dissertação, deveu-se às ocorrências de explosões em TCs, entre os anos de 2015 a 2016, e alguns casos de divergências em medições relacionadas a TPs. Estes equipamentos se encontram instalados nas subestações pertencentes Eletrobrás Eletronorte -PA.

Breve preâmbulo:

- Em 29 de agosto de 2016, houve um corte automático de 40% das cargas do sistema elétrico de distribuição em Sergipe e 12 estados tiveram redução de cargas de transmissão de energia por ocorrência no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os estados atingidos foram: Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Maranhão, Pará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Sergipe e Tocantins. [5]

- Em 02 de março de 2016, ocorreu falha em um linhão de Tucuruí que ocasionou um *blackout* de uma hora nos estados do: Pará, Amazonas e Amapá. Parte das cidades integradas ao SIN tiveram interrupção no fornecimento de energia elétrica e/ou oscilação na frequência. O ONS informou que ocorreu um problema em um TC da linha de transmissão (LT) de um acessante na subestação de Tucuruí e por atuação correta do sistema de proteção, a Usina Hidrelétrica de Tucuruí (Eletrobrás-Eletronorte) foi automaticamente desligada, separando uma parte da região Norte do restante do SIN. [6]

Estas ocorrências se deram por explosões em TCs de acessantes em subestações cuja a Eletronorte detém a concessão, o que acarretou em consideráveis prejuízos financeiros e, fundamentalmente, desconfianças quanto a segurança operacional destas instalações.

Esta dissertação visa apoiar o planejamento da manutenção, com o objetivo de reduzir a aplicação de PVs intempestivas e/ou por restrições operacionais e, em consequência, o impacto financeiro negativo causado por esta penalização às FTs que estes equipamentos (TCs e TPs) estão ligados. A proposta da metodologia de controle é priorizar ações de manutenção com base na confiabilidade de equipamentos, em especial TCs e TPs, visando a minimização dos desligamentos programados e a eliminação ou redução dos desligamentos intempestivos e restrições operativas para o sistema de transmissão do Pará.

1.3 Estado da Arte

No XXIII SNPTEE - 2015 [7] o grupo de subestações e equipamentos em alta tensão divulgou um estudo sobre estatística de taxa de falhas de TIs no SEB associado à vida útil dos equipamentos. Onde o ONS apresentou dados sobre as estatísticas de explosões de alguns equipamentos de potência, entre eles TIs, para-raios e disjuntores, verificadas no período de 2012-2014. Foram identificadas 113 ocorrências originadas por explosões dos equipamentos, sendo que em 31% houveram cortes de carga e em 9% houveram cortes de carga superiores a 100MW. A figura 1.1 apresenta o levantamento feito pelo ONS.

Figura 1.1 – Levantamento de explosões de equipamentos- 10/01/2014

Localização	2012	2013	2014	Total	%			
Total	50	59	4	113	100,0%			
Transformador de Corrente	16	17	4	37	32,7%			
Disjuntor	7	12	0	19	16,8%			
Para-raio	12	7	0	19	16,8%			
Bucha	2	12	0	14	12,4%			
Transformador de Potencial	7	6	0	13	11,5%			
Outros	6	6	0	11	9,7%			
Unidade Capacitiva	2	2	0	4				
Cubículo	2	1	0	3				
Chave Fusível	1	0	0	1				
Seccionadora	1	0	0	1				
Tanque	0	1	0	1				
Outras localizações	0	1	0	1				
Corte de Carga	2012	2013	2014	Total	%			
Com corte de carga	20	15	0	35	31,0%			
Com corte de carga > 100 MW	6	4	0	10	8,8%			
Estação do ano	2012	2013	2014	Total	% Total	% 2012	% 2013	% 2014
Verão	15	16	4	35	31,0%	30,0%	27,1%	100,0%
Fora de verão	35	43	0	78	69,0%	70,0%	72,9%	0,0%
TOTAL	50	59	4	113				

Fonte ONS

As conclusões para as causas de explosões, para TIs especificamente, foram:

No caso de TPs:

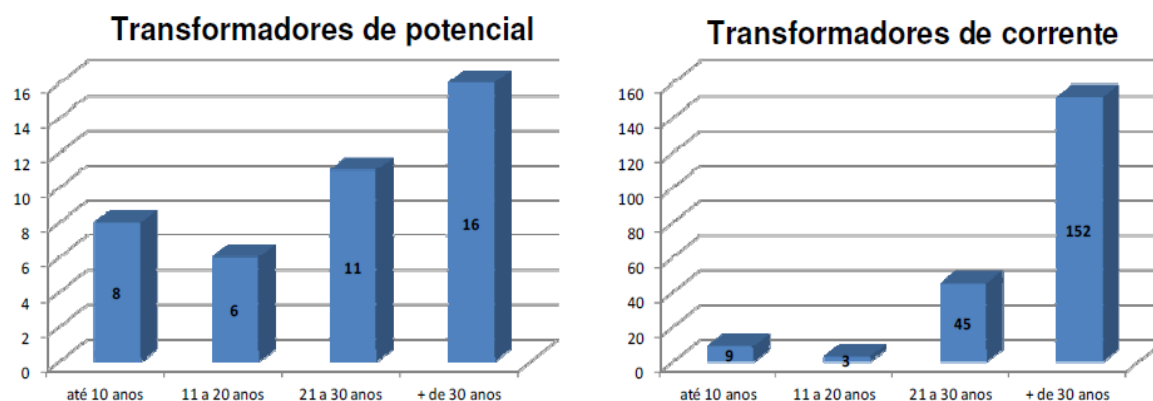
- ✓ Cerca de 40% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos;
- ✓ 51% dos defeitos caracterizados como falha interna dielétrica e 25% como vazamento de fluido isolante.

No caso de TCs:

- ✓ Quase 73% das ocorrências envolveram equipamentos com fabricação há mais de 30 anos, sendo caracterizada tipicamente uma associação com a “curva da banheira” de falhas de equipamentos;
- ✓ 42% dos defeitos foram caracterizados como falha interna do dielétrico e 38% como vazamento de fluido isolante.

Nos gráficos mostrados na Figura 1.2 concluiu-se que todos os equipamentos apresentaram alto índice de falhas para equipamentos com mais de 30 anos de vida, com especial atenção para os TC's de corrente, com um percentual de 73%.

Figura 1.2 – Falhas, por ano de fabricação, levantadas pela ANEEL junto aos agentes de transmissão do SIN



Fonte ONS.

As conclusões do estudo foram:

Para os TCs, o final da vida útil, associado com falhas internas e penetração de umidade contribui para o aumento do índice de falhas. A escolha dos TCs como primeiro tipo de equipamento a ser analisada foi feita devido às ocorrências evidentes e sucessivas terem chamado a atenção do grupo de trabalho na época do início de suas atividades. Para TPs, para-raios e disjuntores, o grupo necessitava-se de um estudo maior para averiguar se havia a mesma relação, embora os primeiros números apresentados sejam correlatos.

A taxa de falhas graves do Brasil àquele período, foram superiores as taxas de falhas apresentadas pelo CIGRÈ na Brochura [8]. O diagnóstico dos equipamentos é importante para a composição de um plano de ação de substituição destes equipamentos e posteriormente incorporar aos processos atualmente existentes à identificação e substituição por fim da vida útil. Com a revisão da Resolução Normativa 643/2014 - ANEEL [9], abriu-se possibilidades desse processo ser utilizado como base para o setor elétrico procurar melhorias ou reforços e aplicá-los conforme a legislação.

Além do trabalho apresentado pelo ONS em 2014, que já havia constatado a falha de alguns equipamentos elétricos e isto estava ocasionando perda de continuidade de Transmissão e Geração de energia, outros eventos que colaboraram para este estudo foram as ocorrências de explosões de TCs nos anos de 2015 e 2016, em subestações pertencentes a Eletronorte, como já descrito em itens anteriores.

Levando em consideração o cenário mostrado, a revisão bibliográfica desta dissertação aborda o tema: Grau de Confiabilidade aplicado ao SEB com foco em Qualidade de Energia, qualidade de serviços.

Em [10], o estudo de confiabilidade/disponibilidade de subestação pode dar subsídios para direcionamento dos investimentos, uma vez que uma das dificuldades encontrada pelas

concessionárias de energia elétrica é determinar os pontos mais vulneráveis do sistema. Muitas ferramentas e metodologias estão disponíveis para estudos de confiabilidade de subestações, incluindo Método de Monte Carlo, Árvore de Falhas, Método de Markov, Diagrama de Redes, entre outros. O problema a ser equacionado neste cenário é identificar por meio da relação “porte do sistema” versus “dados disponíveis” o método mais apropriado para uma situação específica.

Em [11] as incertezas associadas com o comportamento aleatório da rede elétrica são modeladas via técnicas probabilísticas, que é o objetivo da dissertação, estudar as técnicas probabilísticas disponíveis e adequar uma delas ao problema sugerido.

Em [12] e [13], “A principal vantagem dessas técnicas é a sua capacidade para combinar severidade e probabilidade, para expressar verdadeiramente o risco do sistema. Os principais métodos computacionais usados na estimação probabilística de índices de confiabilidade são a Simulação de Monte Carlo - SMC e a Enumeração de Estados”. Porém em [14], o autor adverte que a principal diferença entre essas técnicas, é que na SMC os estados do sistema são selecionados de forma aleatória, enquanto que na enumeração os estados são selecionados usando os seguintes critérios: ordem das contingências e valor mínimo para a probabilidade de um estado. Por outro lado, esses métodos têm uma desvantagem em comum: o alto custo computacional para estimar índices de confiabilidade com uma precisão aceitável.

A partir da [15], percebe-se que a PV é uma variável aleatória, que depende das indisponibilidades programadas (manutenção preventiva) e não programadas. Por sua vez, estas últimas, dependem das durações das falhas dos ativos de transmissão, como: falhas permanentes (queda de torres, falha de equipamento, falha humana, etc.), onde é necessária a intervenção da equipe de manutenção, e falhas transitórias (descarga atmosférica, queimadas), onde o ativo retorna à operação pela atuação de religamento manual ou automático.

Neste contexto, citado por [16], torna-se evidente que as empresas de transmissão de energia elétrica devem reduzir o custo decorrente da PV, de modo a maximizar o seu lucro anual. E uma das principais variáveis associadas com a minimização da aplicação de PV é o intervalo de tempo entre manutenções programadas. Relativo as atividades de manutenção em equipamentos elétricos de potência, se aplicado de forma programada, melhoram a condição de confiabilidade dos mesmos. Entretanto, o aumento na frequência de manutenções causa uma elevação nas cobranças de penalidades por desligamentos programados. Devido a isto, as empresas de transmissão devem determinar os intervalos de manutenção visando obter um equilíbrio entre as penalidades causadas por desligamentos programados e não programados.

De acordo com [17] a metodologia de Manutenção Centrada na Confiabilidade é um conjunto de sistemas, concretos ou abstratos, onde se procura um método ou procedimento para definir uma relação de finalidade. Esta relação deve ser estabelecida de acordo com a característica do sistema, da instalação ou equipamento, estabelecendo um objetivo a ser atingido.

Em [18], o autor adverte que devem ser estabelecidos além de critérios de avaliação do transformador, um padrão de registro dos dados para esta avaliação, com índices, nomenclaturas e estágios para quantificação. No Gerenciamento do Ciclo de Vida de TPs e TCs é definido o processo de Avaliação da Condição (AC) como um de seus principais itens. Na literatura, o termo “Avaliação da Condição” é comum tanto para atividades de monitoramento quanto para procedimentos de diagnóstico.

Em [19] e [20], “O Controle Estatístico do Processo consiste na aplicação de um conjunto de técnicas estatísticas para determinar se o resultado do processo segue as especificações estabelecidas para um produto ou serviço. Ele fundamenta-se em três princípios da probabilidade e estatística, a saber: o teorema do limite central, a estratificação das causas da variabilidade entre comuns e especiais, e o conceito de independência entre observações”. Sendo que o teorema do limite central garante que a distribuição da média dos dados de uma população qualquer tenda a seguir um padrão normal. A estratificação entre causas comuns e especiais permite focalização em ações consideradas significantes para a melhoria do processo. Onde as causas comuns são as pequenas causas que atuam de forma aleatória e inevitável sobre o processo e normalmente requerem intervenções sobre todo o sistema para que sejam eliminadas. Causas especiais, ou assinaláveis, seguem padrões sistemáticos de ocorrência, tendo efeito expressivo sobre o sistema, podendo ser eliminadas por ações focadas, atuando sobre um recurso, equipamento ou condição operacional, por exemplo.

Em [21], o desvio padrão (medida de dispersão em torno da média) pode ser um indicador do grau de confiabilidade de um instrumento de medidas, e como os TCs e TPs são transformadores de medidas elétricas, esta técnica pode ser utilizada. Pois quanto menor o valor do desvio padrão maior será o grau de confiabilidade para um instrumento de medida, que é o desejável para o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica. Além dessa maneira de confiabilidade de um instrumento de medidas pode ser determinada mediante diversas técnicas e procedimentos, sendo os mais conhecidos os seguintes: técnica do teste resteste, de formas equivalentes e das metades partidas.

Em [22] tem-se um exemplo de aplicação da distribuição Normal, com desvio padrão aplicado, este foi o artigo apresentado no SNPTEE/2009 sobre o Aperfeiçoamento de

Metodologia para Medir a Temperatura de Para-Raios de 69kv a 500kv por Termovisão nas Subestações da Eletronorte – metodologia desenvolvida pelo CEPEL/Eletronorte e utilizada no sistema Eletrobrás. Onde o objetivo principal era mapear o universo de Para-Raios de cada subestação através das variáveis: medição de corrente de fuga, termografia e radiofrequência, na condição on-line, para diagnóstico da condição operativa e com isso identificar espécimes defeituosos, retirá-los de operação e manter a continuidade do Sistema de Transmissão de EE para o SIN, cuja proposta de trabalho será utilizá-lo para aplicação em outros equipamentos de potência, tais como TCs e TPs.

Quanto a confiabilidade em [23], é quantificada por métodos matemáticos de probabilidade e estatística, pois confiabilidade trabalha-se com incertezas, porque mesmo conhecendo a taxa de falhas não é possível afirmar o momento em que a próxima falha ocorrerá, mas pode-se apresentar uma probabilidade de falha.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Gerais

A proposição é de desenvolver e aplicar uma metodologia para controle de TIs, em especial TCs e TPs, baseado em métodos de análise estatística sobre falhas de TIs aplicando probabilidade e estatística, e esta metodologia deverá ser aplicada nos TCs e TPs que compõem a Rede Básica do SIN das subestações da Regional de Operação do Pará.

Para esta dissertação foi escolhido a distribuição probabilística Normal (Gaussiana), cujo cálculo é baseado no desvio padrão do valor médio e variância de um universo de espécimes de variáveis aleatórias. E utilizado a análise de dados como: histórico de manutenção, locais de instalação, as diversas famílias dos equipamentos TCs e TPs, tempo de operação, ocorrências sistêmicas e tempo de vida útil, visando garantir a confiabilidade de diagnósticos complementares e apoio ao planejamento da manutenção, com o intuito de reduzir a aplicação de Parcelas Variáveis (PVs) intempestivas e/ou restrições operativas.

1.4.2 Objetivos Específicos

Considerando a motivação e justificativa relatada em itens anteriores e outros que envolvem falhas internas em transformadores de instrumentos (TPs, TCs, TPCs) com diagnósticos pontuais, foram necessárias as seguintes ações:

- ✓ Mapear a situação dos equipamentos instalados;

- ✓ Identificar e estratificar os problemas em equipamentos por: fabricantes, classe de tensão e instalação;
- ✓ Verificar situação do Plano de Manutenção dos equipamentos (Cadastros, Ensaios, programa de manutenção planejada periódica - PMP, Resultados de Ensaios, outros);
- ✓ Avaliar risco envolvido, segregado por instalação;

Estes tópicos visam o atendimento ao Art. 3 da Resolução 643 da ANEEL de 2014, “*que, a concessionária de transmissão deverá encaminhar à ANEEL, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e ao Ministério de Minas e Energia - MME, até 1º de fevereiro de cada ano, a relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Sistema Elétrico – MCPSE [24], e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação*”. [9]

1.5 Estrutura e Organização do Trabalho

O trabalho aqui desenvolvido está organizado como segue:

O capítulo 1. Introdução para a Dissertação, apresentando justificativas para escolha do tema, informa sobre o estado da arte, através de citações de trabalhos realizados. E descreve os objetivos gerais e específicos pretendidos.

O capítulo 2. Apresenta os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica através de uma revisão bibliográfica, com foco em qualidade de serviços. Em particular a aplicação de qualidade de energia elétrica, voltado para confiabilidade e presteza.

O capítulo 3. Apresenta em uma revisão bibliográfica os conceitos de grau de confiabilidade voltados para o Sistema Elétrico de Potência - SEP.

O capítulo 4. Apresenta a análise das distribuições probabilísticas, voltada para confiabilidade, que dará embasamento matemático e justificará a distribuição probabilística escolhida e aplicada nesta dissertação.

O capítulo 5. Apresenta os resultados gerados pela aplicação da metodologia escolhida para este trabalho, fazendo uma análise do método escolhido.

O capítulo 6. Apresenta as conclusões da dissertação e as recomendações para trabalhos futuros.

1.6 Trabalho Aceito para Publicação

- E. D. Sousa, M. E. Tostes, F. J. Zortea. Grau de Confiabilidade Operacional de Transformadores de Instrumentos para Sistemas Elétricos de Potência. XII LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION. (Artigo Publicado). 2017.

Capítulo 2 QUALIDADE DE ENERGIA, COM FOCO EM QUALIDADE DE SERVIÇOS

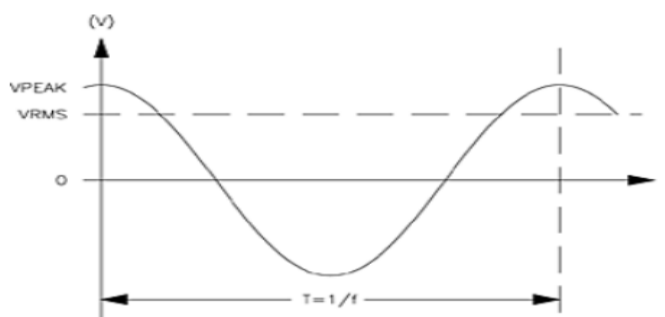
2.1 A Energia Elétrica, Qualidade e Definições

A energia elétrica (EE) chega às indústrias e residências por meio do SEP que é composto de usinas geradoras e subestações, linhas de transmissão e de distribuição e alimentadores. O sistema de EE começa nas usinas geradoras e em seguida é transportada por uma complexa rede de LTs Aéreas ou de Cabos subterrâneos até alcançar seus centros consumidores [25].

Para manter o nível de tensão dentro dos limites operacionais aceitáveis, tanto em nível de transmissão como de distribuição, são necessárias medidas de controle, pois estes sistemas estão constantemente sujeitos a ocasionais variações de tensão, que mesmo dentro de limites pré-estabelecidos, podem causar operações incorretas em equipamentos elétricos sensíveis, em diversos setores [26]. Para avaliar o quanto um sistema está operando fora de suas condições normais, duas grandezas elétricas básicas podem ser empregadas: a tensão e a frequência.

A frequência do SIN no Brasil, situa-se na faixa de $60 \text{ Hz} \pm 0,5\text{Hz}$. Em relação à tensão, três aspectos principais devem ser observados em um sistema elétrico trifásico ideal: as tensões em qualquer ponto deveriam ser, de forma permanente, perfeitamente senoidais, equilibradas, e com amplitude e frequência constantes. Qualquer desvio, acima de certos limites, na característica desses parâmetros é considerado um problema de qualidade de energia elétrica (QEE) [27]. Na Figura 2.1, o gráfico de amplitude de tensão ao longo tempo, uma senóide típica de um sistema ideal onde 1 (um) ciclo corresponde a 16 milissegundos.

Figura 2.1 - Gráfico da Onda Senoidal Típica da Tensão



FONTE: Bronzeado (1997).

Nas últimas décadas, têm aumentado consideravelmente o número de equipamentos elétricos sensíveis à QEE como computadores, controles de processo e equipamentos de

comunicação, cujos sistemas são mais sensíveis do que as tradicionais cargas anteriormente existentes [27].

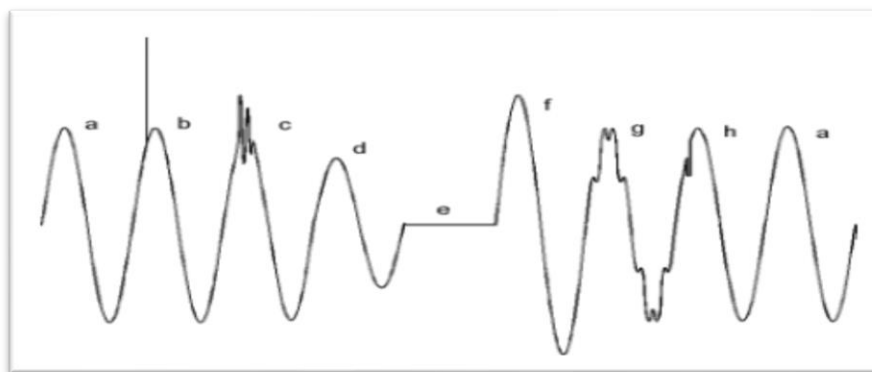
2.1.1 QEE e Grandezas

Definições de variações de tensão para a QEE [27]:

- Variações sustentadas de tensão - são variações de valor eficaz da tensão entre dois níveis consecutivos, com duração incerta, porém maior que ou igual a 1 (um) minuto;
- Variações momentâneas de tensão - são variações momentâneas no valor eficaz da tensão entre dois níveis consecutivos, com duração incerta, porém menor do que 1 minuto. E podem ser classificadas como: Interrupções Momentâneas de Tensão (IMT), Elevações Momentâneas de Tensão (EMT) e Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT);
- Variações instantâneas de tensão - são variações súbitas do valor instantâneo da tensão. E são subdivididas em: Cortes na Tensão, Transitórios Oscilatórios de Tensão e Surtos de Tensão;
- Variações sustentadas ou momentâneas de frequência - são pequenos desvios do valor da frequência fundamental das tensões decorrentes do desequilíbrio entre a geração da EE e a demanda solicitada pela carga;
- Distúrbios quase-permanentes - são distúrbios causados pela operação de cargas não-lineares. Definidos como: Flutuação de Tensão; Desequilíbrio de Tensão; Distorção Harmônica Total e Cintilação.

A Figura 2.2 apresenta os gráficos das formas de onda da EE dos principais distúrbios de QEE em um SEP [25].

Figura 2.2 - Distúrbios Associados à Qualidade de Energia Elétrica



FONTE: Bronzeado et al.(1997).

As formas de onda são de acordo com a seguinte legenda:

- a) Tensão normal;
- b) Surto de Tensão;
- c) Transitório Oscilatório de Tensão;
- d) Subtensão Momentânea;
- e) Interrupção Momentânea de Tensão;
- f) Sobretensão Momentânea;
- g) Distorção Harmônica;
- h) Cortes na Tensão.

A seguir será tratado sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica voltado para o setor de transmissão, enfatizando a confiabilidade, conformidade e presteza de serviço.

2.2 Qualidade do Fornecimento de EE Focado no Setor da Transmissão: Confiabilidade e Presteza

Quando se pensa em regulação, é natural se concentrar no processo de definição de tarifas, mas a regulação não se limita apenas à relação entre preço e quantidade, pois há uma outra dimensão tão importante quanto a modicidade tarifária: a qualidade.

Zelar pela qualidade do fornecimento de EE é uma tarefa complexa, pois é necessária atenção para as múltiplas dimensões da qualidade do fornecimento, no que tange à confiabilidade, conformidade e presteza do serviço. O serviço adequado envolve a combinação dessas três dimensões [29].

Outro ponto é que a QEE depende da atuação conjunta de um grande número de agentes que inclui geradores, transmissores e distribuidores. Significando que a regulação precisa ser cuidadosamente concebida para proporcionar incentivos e punições adequadas para disciplinar a atuação de todos os agentes. Porque é preciso aferir o nível de QEE almejada pelos consumidores, contrapondo o benefício de uma melhora na qualidade ao custo incorrido para obtê-la. Qualidade tem custo, que se traduz em preço/tarifa para o consumidor, e este compromisso nem sempre é claramente comunicado e compreendido. [30]

A prestação do serviço de fornecimento de EE é um fator desafiante da sociedade moderna, para que o consumidor disponha de EE no momento em que acionar um interruptor ou conectar um aparelho elétrico na tomada é necessário que um vasto aparato – composto por centrais geradoras, LTs, subestações, linhas e transformadores de distribuição – esteja apto a operar de forma coordenada.

O que significa que a operação de sistemas elétricos precisa ajustar-se continuamente às oscilações no consumo de EE a fim de evitar desequilíbrios que, em casos extremos, podem levar todo o sistema ao colapso, com severas consequências para seus consumidores. Sendo que a EE permeia a nossa rotina diária e é utilizada para: iluminação, conservação de alimentos, produção de trabalho mecânico, telecomunicações, computação, climatização, entre muitos outros fins. É difícil pensar em como seria a vida moderna sem energia elétrica.

Embora o setor elétrico responda por aproximadamente 2,2% do Produto Interno Bruto (PIB) do país, quando ocorre uma falha no SEP que leva a perda de transmissão de EE o impacto sobre o PIB vai muito além desse percentual, pois a eletricidade é um insumo básico de consumo e de produção utilizado em todos os setores da economia. Os prejuízos provocados por uma falta de EE normalmente superam o próprio custo da energia. A exemplo dos graves danos causados por uma interrupção inesperada no fornecimento de EE, pode-se citar as seguintes:

- acidentes devido à perda da sinalização de trânsito;
- males à saúde devido à perda de climatização (especialmente para os idosos e crianças em incubadoras);
- incêndios ou explosões devido à perda de sensores e controles eletrônicos em aplicações industriais;
- danos a equipamentos industriais;
- perda de produção na indústria, de vendas no comércio, de negócios; e
- vandalismo, roubos e saques.

Mesmo falhas momentâneas, de alguns poucos minutos, podem provocar elevados prejuízos, sendo muito mais severas quando ocorrem de forma inesperada do que quando são previamente programadas e comunicadas. A qualidade do fornecimento de EE é, portanto, uma preocupação central no planejamento e operação do SEP [30].

Para assegurar a qualidade do fornecimento de EE há dois grandes desafios que precisam ser encarados:

- a. Como assegurar a confiabilidade de um sistema no qual a responsabilidade pelo fornecimento é compartilhada por tantas empresas diferentes; e
- b. Como discernir o nível de qualidade desejado pelos consumidores que seja compatível com as receitas tarifárias requeridas para prover o serviço.

Assegurar a confiabilidade de um sistema composto por tantas empresas diferentes em fornecimento é uma tarefa difícil, pois há fortes interdependências entre as empresas que atuam no SEP. Para que o fornecimento de EE funcione adequadamente é necessário que todos os

agentes desempenhem suas funções de forma adequada. A qualidade da prestação de serviço de todos os demais agentes do SEP pode ser prejudicada se uma empresa falhar.

Quando o fornecimento de EE é provido por uma única empresa verticalmente integrada, há clara responsabilização pelas falhas. Porém, em um ambiente composto por múltiplos agentes, como é o caso do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, é essencial que haja uma governança institucional e uma regulamentação robusta para delimitar claramente as responsabilidades de cada agente, prevendo penalidades para os que não cumprirem suas responsabilidades e proporcionando uma estrutura de incentivos adequada para induzir cada agente a zelar pela qualidade do serviço que lhe cabe [29].

O segundo desafio envolve a definição do nível de qualidade desejado. Alguns atores defendem a idéia do “quanto mais qualidade, melhor” até o momento em que o custo associado ao grau de qualidade exigido lhes é apresentado. Mais qualidade significa mais investimentos e maiores custos operacionais, o que também implica em um repasse de maiores tarifas aos consumidores. É preciso avaliar qual é a melhor relação custo-benefício que atenderá às necessidades do consumidor.

Dois desafios relativos à qualidade no fornecimento de EE serão analisados:

- Examinar como a regulação setorial lida com ambas as questões; e
- Proposições de formas para melhor satisfazer aos anseios e demandas dos consumidores.

A seguir descrever-se-á sobre a conceituação da qualidade no fornecimento de EE, com foco no setor da transmissão.

2.3 Conceituação da Qualidade no Fornecimento de EE, visando o Setor da Transmissão

Quando ocorre uma interrupção no fornecimento de EE, as atenções dos consumidores se voltam imediatamente à concessionária de distribuição de eletricidade local, mas a interrupção pode ter sido ocasionada por falha: [27]

- Na rede da concessionária de distribuição; ou
- Em alguma instalação da rede de transmissão que transporta a EE até a distribuidora; ou
- Em alguma central de geração que supre EE para a rede de transmissão.

São centenas de empresas que precisam atuar de forma harmoniosa e síncrona para assegurar que o consumidor tenha EE no momento desejado. As causas dessas interrupções no

fornecimento de EE também podem ser muito variadas. O evento ou ação que leva o SIN a operar fora de suas condições normais é denominado de “ocorrência” para o SEP. Uma ocorrência pode ter origem “interna” ou “externa”. As principais ocorrências de origem interna são:

- Escassez do recurso energético natural (caso de estiagem no caso de hidrelétricas e período de ‘calmaria’ – falta de ventos – no caso de eólicas);
- Sobrecarga;
- Falha de equipamento;
- Planejamento equivocado; e
- Erro operacional.

As principais ocorrências de origem externa são:

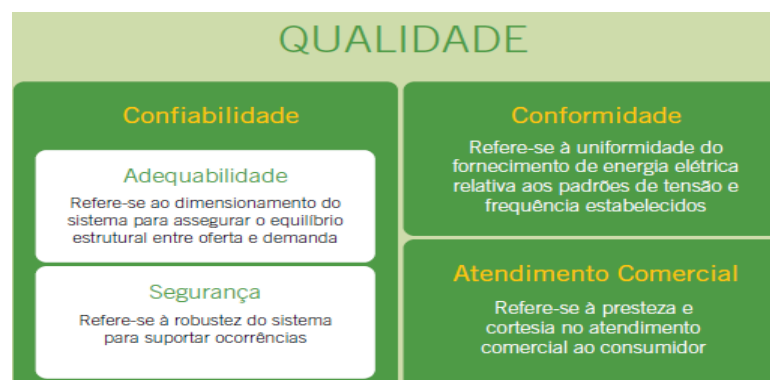
- Tempestades (raios, ventanias, enchentes, quedas de árvores e barrancos);
- Queimadas;
- Acidentes (acidentes de trânsito envolvendo batidas em postes, objetos enroscados nos cabos elétricos); e
- Manipulação de instalações de distribuição por terceiros (furto de energia, furto de cabos e equipamentos, sabotagem).

Já uma perturbação é caracterizada quando a ocorrência leva ao desligamento forçado de um ou mais componentes do SIN, resultando em [28]:

- a) corte de carga;
- b) desligamento de outros componentes do sistema;
- c) danos em equipamentos; ou
- d) violação de limites operativos.

A Figura 2.3 explicita as dimensões relacionadas a qualidade ao fornecimento de EE, abrangendo geração, transmissão e/ou distribuição desta EE até o consumidor.

Figura 2.3 - Dimensões da qualidade do fornecimento de energia elétrica



FONTE: Instituto Acende Brasil

Uma vez que um sistema elétrico sempre estará sujeito a ocorrências, é importante que seja dimensionado adequadamente para atender à carga prevista e que tenha margem de manobra suficiente para lidar com grande parte dessas ocorrências de forma a evitar perturbações excessivas no fornecimento de EE aos clientes, de forma a prover a confiabilidade desejada [26].

Além da garantia de continuidade do serviço, há a questão da conformidade da tensão elétrica. Oscilações no fornecimento de EE podem prejudicar a operação de aparelhos elétricos e/ou danificá-los. E há a questão da qualidade do atendimento comercial do consumidor, esta experiência não se resume somente ao fornecimento físico de EE, mas a qualidade do atendimento é um item importante. Portanto, quando se fala em qualidade de fornecimento de EE é necessário levar em consideração a celeridade (presteza) com a qual a empresa atenderá ao consumidor, o grau de satisfação deste atendimento e o nível de cumprimento das obrigações da concessionária.

Como poderá se observar no item seguinte, a qualidade do fornecimento de EE envolve múltiplas dimensões que serão abordadas de forma mais detalhada.

2.4 Confiabilidade para Qualidade do Fornecimento de EE

Relativo a qualidade do fornecimento de EE, geralmente os consumidores se referem à confiabilidade do fornecimento, pois estes desejam poder consumir EE na hora e na quantidade que lhes convém. Em virtude disso, a discussão sobre a qualidade do fornecimento de EE não pode ser feita sem a formalização do conceito de confiabilidade.

O conceito de confiabilidade envolve dois conceitos:

- Adequabilidade; e
- Segurança.

O primeiro conceito remete à questão do dimensionamento do sistema para atendimento à demanda de EE, enquanto o segundo se refere à robustez do sistema para lidar com contingências. [11]

2.4.1 Adequabilidade

A adequabilidade se refere à capacidade do sistema elétrico para atender à demanda do consumidor. Para isto é preciso examinar a capacidade combinada de geração, transmissão e

distribuição do sistema para entregar EE ao consumidor em cada instante, levando em conta o comportamento da carga ao longo de cada dia, semana, mês e ano [30].

Em muitos países uma parte da EE é gerada por termelétricas (carvão, gás natural, nuclear). Nesses sistemas, a adequação da geração é relativamente fácil, pois depende essencialmente da capacidade instalada de cada usina e a respectiva taxa de indisponibilidade, seja por manutenção preventiva ou por interrupção forçada ocasionada por falha do equipamento. Porém, quando o sistema é baseado numa matriz energética com predominância em fontes renováveis, a adequação da oferta não é tão simples, pois o montante de EE disponibilizado por essas usinas não depende somente de sua capacidade instalada, mas da disponibilidade dos recursos energéticos naturais que a impulsionam, como [29]:

- Água, no caso de hidrelétricas;
- Ventos, no caso de eólicas;
- Bagaço de cana ou serragem, para usinas termelétricas a biomassa; e
- Radiação solar, para geradores fotovoltaicos ou termosolares.

A oferta de EE proveniente de fontes renováveis é estocástica, isto é, a oferta de energia apresenta um componente aleatório, o que significa que a produção dessas usinas não é inteiramente previsível. Sendo esse um dos fatores complicadores à avaliação da adequação de oferta de eletricidade no Brasil. Como a maior parte da geração brasileira advém de hidrelétricas, a oferta potencial de EE do parque gerador varia muito a cada ano por função das condições climáticas. Dessa forma, é preciso avaliar qual a quantidade de EE esperada dessas usinas na maior parte do tempo. No Brasil, essa expectativa é denominada de Garantia Física da usina. Com base nas estatísticas hidrológicas coletadas ao longo de décadas, avalia-se o nível de geração que se pode produzir das hidrelétricas com um certo nível de confiança desejado (ou arbitrado) [30].

Assim como na adequação da geração, a da transmissão também se torna mais complexa em sistemas com grande participação de fontes renováveis, pois os fluxos de EE na rede passam a variar não só em intensidade (devido à variação da carga), mas também devido à variação das fontes. Quando uma fonte renovável, como um aerogerador reduz sua produção devido à indisponibilidade de vento, é preciso acionar outra usina para atender à carga. De modo que a rede de transmissão necessita ser dimensionada para viabilizar o escoamento de EE levando em conta as diversas combinações de geradores que podem vir a ser acionados em dado momento [29].

Na distribuição, a adequação das redes também é um desafio constante, pois é preciso ajustar a configuração da rede para acompanhar a evolução da carga na sua área de concessão.

Significando reforçar a capacidade de fornecimento para áreas que sofrem adensamento do consumo de EE como, no caso de um bairro em que casas são gradualmente substituídas por prédios. Pode significar também a construção de novas linhas e subestações para expandir a rede a fim de atender a novas áreas, como um novo loteamento ou parque industrial.

2.4.2 Segurança

A segurança do sistema elétrico refere-se à capacidade em lidar com ocorrências internas, tais como falhas de equipamentos e ocorrências de origem externa (causadas, por exemplo, por tempestades e acidentes). Um sistema elétrico raramente tem à sua disposição todos os seus componentes para atender à carga num dado momento. Sempre há equipamentos fora de serviço, seja para manutenção preventiva ou por falha do equipamento. Portanto, para que essas indisponibilidades não prejudiquem demasiadamente o fornecimento de EE, estes sistemas precisam ser dimensionados com algum grau de redundância.

No elo da geração, isso se traduz na necessidade de ‘margens de reserva’, ou uma disponibilidade de geração adicional caso haja algum problema com os geradores que inviabilize a operação de usinas programadas para entrar em funcionamento.

Já nas redes de transmissão e distribuição, geralmente adota-se o critério ‘N-1’, o que significa que a rede elétrica deve ser configurada para suportar a falha de qualquer um dos seus componentes sem interrupção do fornecimento. Em algumas regiões ou situações em que se deseja maior segurança, adota-se o critério ‘N-2’, o que significa que a rede deve ser configurada para suportar a falha de até dois componentes quaisquer sem comprometer a continuidade do serviço. [30].

A segurança não é impactada unicamente pelo planejamento da expansão do sistema elétrico, mas também pelos procedimentos de operação. É muito importante que haja clara delimitação da hierarquia operacional dos centros de operação e das atribuições de responsabilidades de cada agente. Os operadores devem ser qualificados e treinados para lidar com uma ampla gama de contingências. Esquemas de alívio de carga devem ser previamente definidos para implantação rápida para que uma eventual perturbação que leve a uma queda no suprimento de EE não provoque colapso total do sistema.

Aspectos centrais da operação para manutenção da segurança do sistema são:

- A programação diária da operação, na qual se define quando e quais usinas serão acionadas ao longo do próximo dia; e

- Ações manuais e automáticas de gerenciamento de carga, como “corte indireto” (redução intencional do nível de tensão), corte direto da carga e remanejamento de cargas entre instalações da rede básica de transmissão.

Toda a operação é coordenada pelo ONS, situado no Rio de Janeiro e quatro outros Centros Regionais de Operação: Centro-Oeste e Norte, localizado em Brasília; Nordeste, no Recife; Sudeste, no Rio de Janeiro; e Sul, em Florianópolis. [29]

Tão importante quanto a prevenção de interrupções e colapsos de tensão são os preparativos para promover a rápida recomposição do sistema após a ocorrência de um blecaute, que não é trivial. É preciso contar com usinas de auto-restabelecimento para iniciar a recomposição, sincronizar os geradores, e retomar a carga de forma gradual a fim de evitar oscilações de potência e tensão que possam originar novas perturbações [29].

Destaca-se também a importância da análise pós-operação para examinar as causas das perturbações ocorridas, que é fundamental para o aprimoramento da segurança do sistema, pois tem o intuito de prevenir a repetição do mesmo problema no futuro.

2.4.3 Conformidade

A segunda dimensão da qualidade refere-se à conformidade do fornecimento de EE alternada no nível de tensão e frequência padrão. No Brasil, a tensão final de fornecimento de EE é estabelecida em 110 ou 220 volts (V), em corrente alternada, com frequência de 60 hertz (Hz).

A conformidade de EE aborda os seguintes aspectos: [31] e [32]

- nível de tensão em regime permanente;
- desequilíbrio de tensão;
- variação de tensão de curta duração;
- flutuação de tensão;
- variação de frequência;
- fator de potência; e
- harmônicos.

A tensão é avaliada de várias formas. O **nível de tensão em regime permanente** refere-se à avaliação do nível de tensão a partir de um conjunto de leituras de dez minutos de duração cada. Os equipamentos elétricos são projetados para operar numa determinada tensão. Alguma variação na tensão é tolerável, mas acima de determinados limites os equipamentos deixam de funcionar adequadamente, sendo que variações maiores podem até danificar os equipamentos.

O desequilíbrio de tensão refere-se a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. As redes trifásicas são compostas de três linhas (fases), cada qual com a corrente alternada defasada em 120 graus em relação à onda senoidal da linha anterior. Redes trifásicas são utilizadas, pois minimizam os campos eletromagnéticos no transporte e permitem o uso de máquinas trifásicas mais eficientes pela utilização plena dos circuitos magnéticos, mas para isso é necessário que as três fases estejam balanceadas.

A variação de tensão de curta duração consiste de desvios no nível de tensão em curtos intervalos de tempo. Neste caso, ‘curta duração’ representa fenômenos momentâneos, de até três segundos; e ‘temporários’, de até três minutos. Esses desvios podem tomar a forma de ‘afundamento de tensão’ (redução no nível de tensão), elevação de tensão, ou mesmo de interrupção do fornecimento. Embora a variação de tensão seja transitória, ela também pode comprometer o funcionamento de aparelhos elétricos.

A flutuação de tensão consiste de uma série de variações de tensão, regulares ou não, que ocasionam o fenômeno conhecido como cintilação (flicker). A flutuação de tensão geralmente decorre da operação de cargas variáveis. O seu principal efeito é a variação do fluxo luminoso de lâmpadas.

Além da tensão, deve-se atentar também para a frequência da corrente alternada. **As variações de frequência** geralmente derivam da alteração da velocidade de rotação das turbinas e seus respectivos geradores em resposta a variações abruptas na carga. A frequência é a dimensão da qualidade que gera menos preocupação em sistemas interligados, pois a própria inércia dos geradores interligados tende a autocorrigir os desvios de frequência. Porém no limite de variações de frequência também podem prejudicar o funcionamento de equipamentos, especialmente aqueles que utilizam a corrente para a contagem de tempo.

O fator de potência - FP refere-se à relação de potências ativa e reativa na rede. Há equipamentos que provocam variações no FP. Motores a indução demandam energia reativa quando acionados, mas essa energia reativa é aquela que circula de forma oscilante nas instalações, porém não é consumida nem produz trabalho útil. A demanda de potência reativa reduz o FP da rede, o que requer mais potência aparente para atender à mesma carga. Alternativamente, essa distorção pode ser minimizada ou corrigida localmente por meio de investimentos em bancos de capacitores ou reatores.

Os harmônicos são distorções na forma do sinal de tensão causados por cargas não-lineares, com frequências iguais a múltiplos inteiros da frequência do sistema. Esses distúrbios harmônicos são ocasionados por dispositivos com núcleo ferromagnético saturável e por dispositivos chaveados eletronicamente. Tais dispositivos se tornaram muito comuns nos

últimos anos, agravando o problema e elevando a demanda por aprimoramento da qualidade do fornecimento de EE. A presença de harmônicos na rede cria uma série de problemas: sobreaquecimento, erros de medição, vibrações em máquinas, alterações no acionamento, redução do FP. O problema pode ser mitigado através de instalação de filtros especiais.

2.4.4 Atendimento Comercial

A terceira dimensão da qualidade do fornecimento de EE refere-se ao atendimento comercial do consumidor. A relação da empresa com o consumidor não se manifesta apenas por meio da entrega física da EE, mas também do consumidor ter suas solicitações atendidas com presteza e cortesia. O que inclui o tratamento recebido nas centrais de atendimento, centrais de atendimento telefônico e no atendimento de serviços solicitados na unidade de consumo, tais como: vistoria, ligação, aferição de medidor, ressarcimento por danos elétrico, elaboração de estudos, orçamentos, projetos etc.

Como descrito as três dimensões da qualidade – confiabilidade, conformidade e atendimento comercial ou presteza do serviço – têm naturezas diferentes e requerem ações distintas para que seja assegurada a satisfação do consumidor.

No entanto, as três dimensões impõem ao regulador:

- Zelar pela qualidade resultante da atuação de múltiplos agentes requer uma delimitação clara e objetiva das responsabilidades de cada agente, uma fiscalização abrangente da atuação de cada agente, e uma regulamentação com previsão de punições e recompensas que induza cada agente a zelar pela qualidade; e
- Identificar o nível de qualidade desejado pelo cliente. O aprimoramento da qualidade é custoso e, é necessário equilibrar até qual ponto se deseja sacrificar a modicidade tarifária em troca de mais qualidade.

Antes de abordar essas questões, o próximo item examina alguns indicadores de qualidade do fornecimento de EE no Brasil.

2.5 Indicadores de Confiabilidade na Distribuição de Energia

Tipicamente avalia-se a confiabilidade do fornecimento de EE com base em indicadores de continuidade. Há duas famílias básicas de indicadores de continuidade:

- As que mensuram a frequência de interrupções durante um determinado intervalo de tempo; e

- As que mensuram a duração cumulativa das interrupções ocorridas durante um determinado intervalo de tempo.

A frequência de interrupções está associada principalmente às condições físicas dos ativos da concessionária: a configuração da rede, o grau de redundância e o estado dos equipamentos (idade dos equipamentos e qualidade de sua manutenção). Assim, a frequência está mais associada com os investimentos realizados pela empresa ao longo dos anos.

Relativo a duração das interrupções está associada principalmente aos recursos humanos e materiais disponibilizados para realizar reparos visando à recomposição e ao reparo da rede, sendo mais associada aos custos operacionais incorridos pela concessionária.

Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos - Prodist Módulo 8.2 – item 5 [33]:

O **FEC** – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (UC) – indica o número de interrupções médio de um determinado conjunto de consumidores no período de apuração (soma do número de interrupções sofridas em cada UC no período de apuração, dividida pelo número de UCs).

O **DEC** – Duração Equivalente de Interrupção por UC – indica a média de horas que os consumidores de um determinado conjunto ficaram sem fornecimento de energia no período de apuração (soma do número de horas que cada UC passou sem energia no período de apuração, dividida pelo número de UCs).

E os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC- Prodist Módulo 8.2 – item 5 [33]:

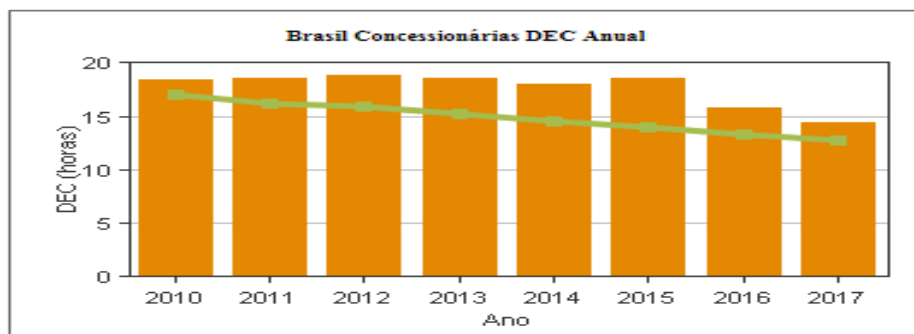
O **DIC** - Duração de Interrupção Individual por UC ou por Ponto de Conexão (PC) – indica duração de interrupção individual por UC ou por PC, expressa em horas e centésimos de hora.

O **FIC** - Frequência de Interrupção Individual por UC ou por PC – indica frequência de interrupção individual por UC ou por PC, expressa em número de interrupções.

O **DMIC** - Duração Máxima de Interrupção Contínua por UC ou por PC – indica duração máxima de interrupção contínua por UC ou por PC, expressa em horas e centésimos de hora.

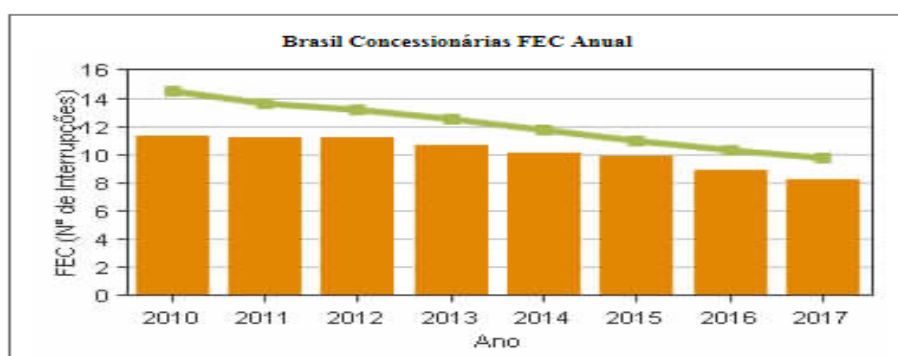
O exame da trajetória histórica dos indicadores coletivos no país entre o período de 2010 a 2017 (Figuras 2.4 e 2.5), revela que houve uma melhora substancial na qualidade do fornecimento de EE na última década. Entre 2010 e 2017, o FEC médio do país foi reduzido em 65% e o DEC foi reduzido em 58%.

Figura 2.4 - Trajetória dos indicadores de continuidade – DEC



FONTE: Aneel

Figura 2.5 - Trajetória dos indicadores de continuidade – FEC



FONTE: Aneel

O FEC e o DEC apresentaram queda ao longo de praticamente todo o período.

Segundo dados coletados pela ANEEL, o tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais nos últimos dois anos (2015-2017) foi de aproximadamente 5,2 horas. Em muitos casos (41%), as ocorrências são sanadas sem que os consumidores sofram interrupção no fornecimento. A fim de obter um melhor diagnóstico sobre a gestão da qualidade dos serviços prestados por parte das distribuidoras, a ANEEL exige que as concessionárias reportem os tempos médios de atendimento de forma segmentada, em três categorias:

- preparação;
- deslocamento; e
- execução.

O **tempo de preparação** trata-se do tempo requerido para reunir a equipe, os materiais, ferramentas e equipamentos requeridos para realizar o atendimento.

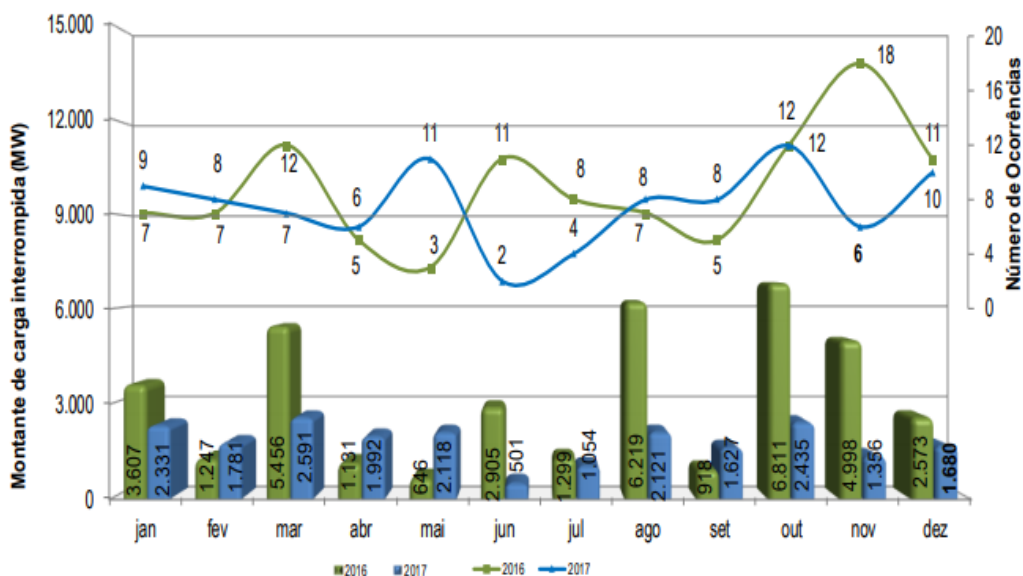
O **tempo de deslocamento** depende da distribuição geográfica das equipes e das condições de transporte na região (condições das estradas e do trânsito).

O **tempo de execução** depende da natureza da ocorrência, da qualidade das informações recebidas previamente sobre o defeito que gerou a ocorrência, e dos procedimentos utilizados para solucionar o problema.

Segundo os dados coletados entre 2015 e 2017, a preparação é a etapa responsável pela maior parte do tempo de atendimento das concessionárias de distribuição no Brasil: quase três quartos (73%) do tempo médio requerido para reestabelecer o fornecimento após a constatação de uma interrupção é consumido na preparação. A execução responde por 15% do tempo e o deslocamento responde por um pouco mais de 12% do tempo.

Outra fonte de informações para avaliar a qualidade de fornecimento é o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico, publicado mensalmente pelo MME. O boletim apresenta o número de ocorrências registradas e a demanda interrompida, tanto no SIN como nos Sistemas Isolados. Os indicadores desse boletim (Figura 2.6) também apontam para uma tendência sensível melhora dos indicadores tanto no que se refere à carga interrompida (eixo da esquerda) quanto ao número de ocorrências (eixo da direita).

Figura 2.6 - Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: montante de carga interrompida e número de ocorrências.



Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

Nota-se que embora haja uma correlação entre o número de ocorrências e a carga interrompida, há momentos em que a carga interrompida é grande apesar de o número de ocorrências manter-se estável, como constatado em 2016 e 2017. Isso se deve quando falhas no suprimento de EE resultam em *blackouts* de grandes proporções.

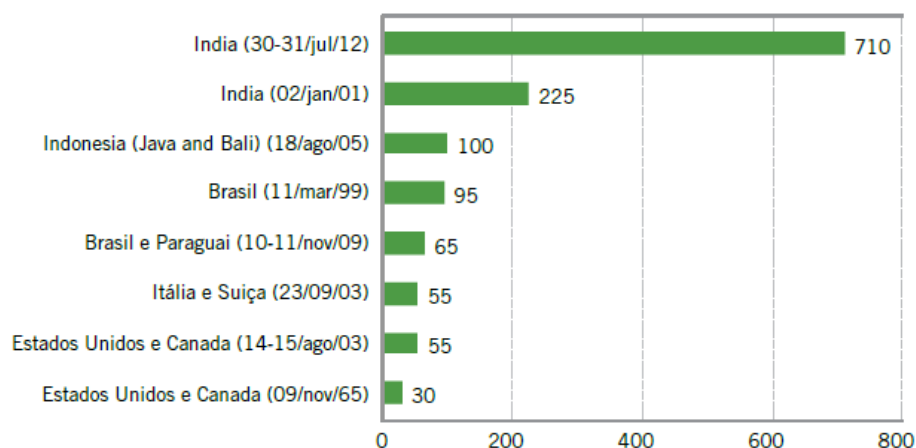
2.6 Indicadores de Confiabilidade na Rede Básica de Transmissão

No que se refere à frequência de interrupções, a maior parte de ocorrências surge nas redes de distribuição, devido sua capilaridade e alta exposição ao surgimento de ocorrências. Afinal, são cerca de mais 2 milhões de quilômetros de linhas de distribuição no Brasil, número que contrasta com os 134 mil quilômetros de LTs – capacidade instalada – dados ONS [34].

As ocorrências na Rede Básica de Transmissão - RB podem ser muito mais drásticas, pois quando resultam em interrupção (seja por falha de geradores ou da própria rede de transmissão) tendem a provocar *blackouts* de grandes proporções.

Há muitas formas de mensurar a gravidade de um *blackout*: a magnitude da demanda interrompida, a sua duração, o seu impacto econômico, o número de consumidores afetados. Seja qual for o critério utilizado, o Brasil se destaca entre os países que tem sofrido alguns dos maiores *blackouts*. A Figura 2.7 apresenta alguns dos maiores *blackouts* registrados no mundo em termos de pessoas afetadas. O Brasil responde por dois dos oito maiores deles.

Figura 2.7 - Maiores *blackouts* no mundo por população afetada População afetada (milhões)



Fonte: Clean Technica, Union of Concerned Scientists, Ovoenergy, Associated Press.

O SEB é mais suscetível a *blackouts* de larga escala devido ao fato do suprimento depender de energia proveniente de grandes usinas hidrelétricas muito distantes dos centros de carga. Essa configuração exige deslocamento de grandes blocos de EE por longos trechos de LTs. Por sua vez, as extensas LTs implicam em maior exposição às intempéries. E os grandes volumes de EE implicam maior dificuldade para solucionar as falhas.

Apesar da suscetibilidade conjuntural do SEB, de forma sistêmica a qualidade do suprimento na RB é boa e vem sendo aprimorada ao longo do tempo.

Os indicadores de continuidade utilizados para avaliar a qualidade no suprimento de energia no elo de transmissão são [35]:

1) Robustez da Rede Básica - RRB (%) - tem como objetivo avaliar a capacidade da RB de suportar contingências sem interrupção de carga. É obtido a partir da relação percentual entre o número de perturbações sem corte de carga e o número total de perturbações verificadas na RB, para um período considerado. Este indicador é calculado a partir da seguinte formulação:

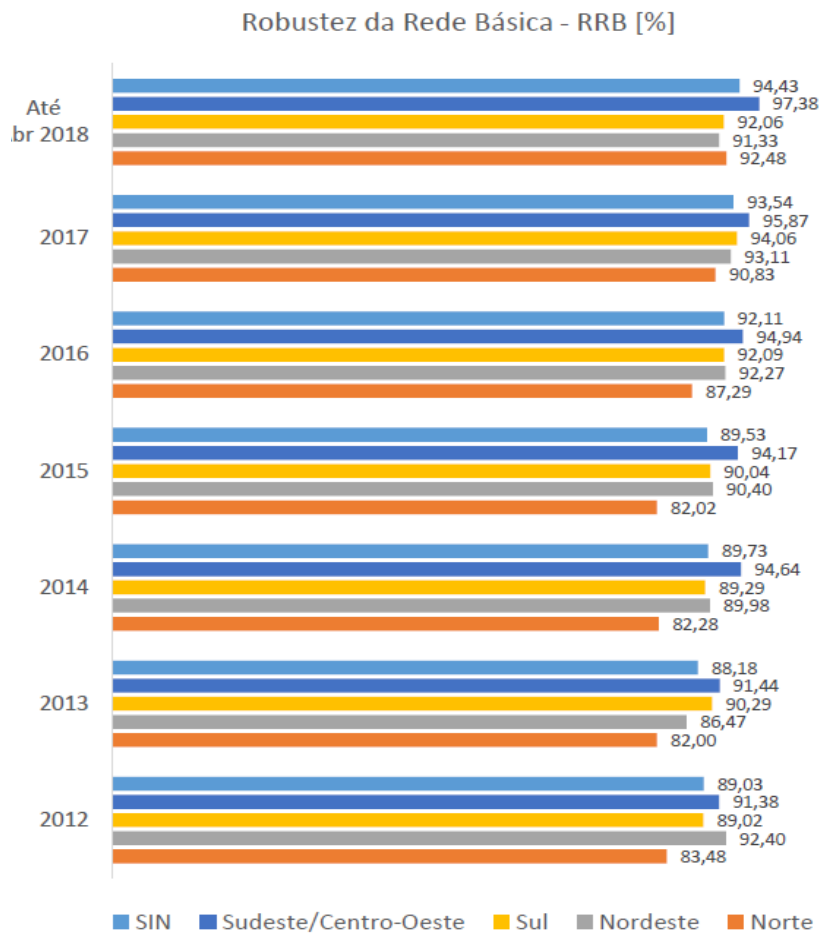
$$RRB = \frac{N_{SCCRB}}{N_{tRB}} \cdot 100 [\%] \quad 2.1$$

Onde:

N_{SCCRB} = Número de perturbações sem corte de carga na RB;

N_{tRB} = Número total de perturbações na RB.

Figura 2.8 – Índice de Robustez da Rede Básica – período de 2012 a ABR/2018



Fonte: ONS

2) Duração Equivalente de Interrupção de Carga - DREQ (min) - tem como objetivo quantificar a duração equivalente à perda total do atendimento, como resultado de desligamentos de equipamentos da RB, para que se possa avaliar a capacidade do

sistema de manter a confiabilidade de atendimento, a flexibilidade operacional do sistema e a habilidade das equipes de operação em recompor o sistema.

Este indicador é calculado a partir da seguinte formulação:

$$DREQ = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{P_{int} \cdot T_{Int}}{P_{max}} \right\} [min] \quad 2.2$$

Onde:

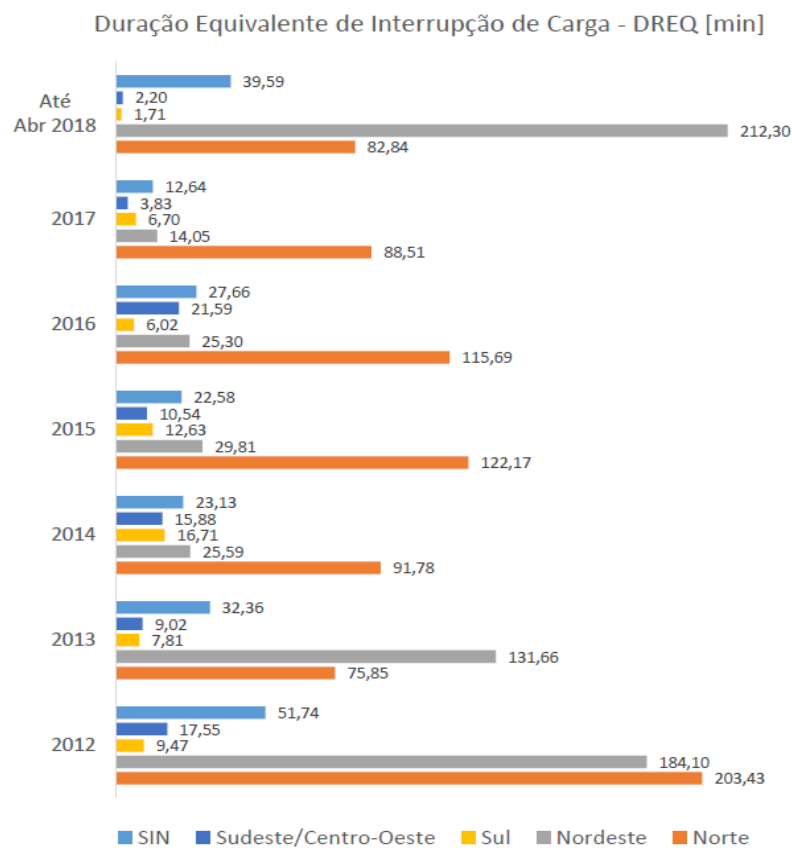
P_{max} = carga de demanda máxima verificada no período [MW].

P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

T_{Int} = tempo de interrupção do evento i [min].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

Figura 2.9 – Índice de Duração Equivalente de Interrupção de Carga – período de 2012 a ABR/2018



Fonte: ONS

3) Frequência Equivalente de Interrupção de Carga - FREQ - tem como objetivo quantificar o número equivalente de vezes em que houve perda plena do atendimento com desligamentos de equipamentos da RB, para avaliar a capacidade do sistema de manter a confiabilidade de atendimento.

Este indicador é calculado a partir da seguinte formulação:

$$FREQ = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{(P_{int})_i}{P_{max}} \right\} \quad 2.3$$

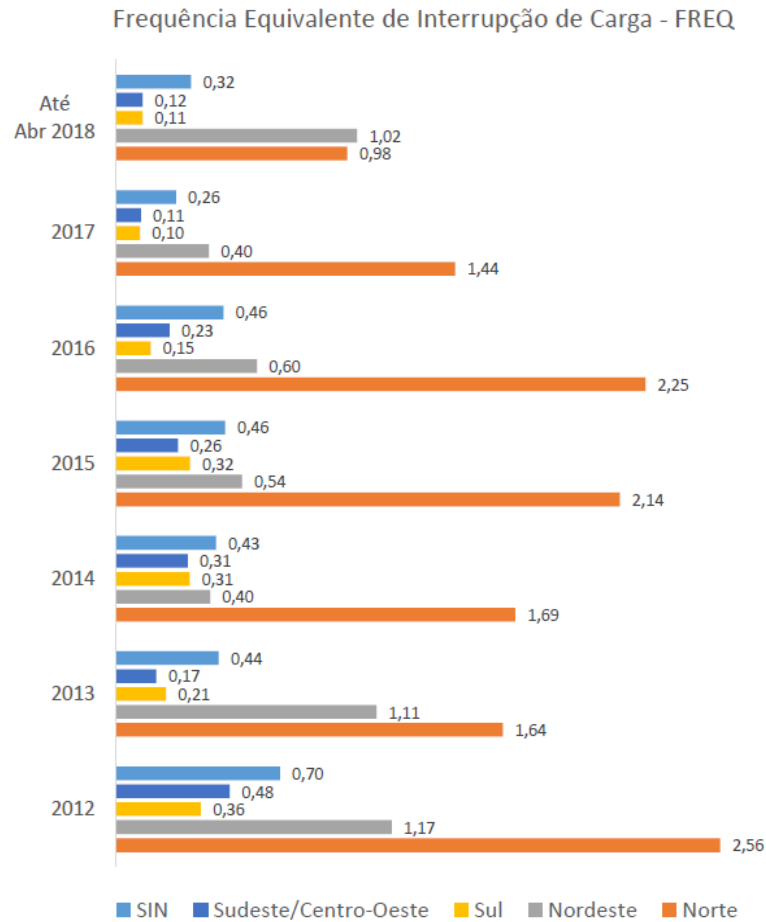
Onde:

P_{max} = carga de demanda máxima verificada no período [MW].

P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

Figura 2.10 – Índice de Frequência Equivalente de Interrupção de Carga – período de 2012 a ABR/2018



Fonte: ONS

4) Energia Não Suprida - ENS (%) - quantifica o grau de continuidade no suprimento de energia aos consumidores.

Este indicador é obtido a partir da seguinte formulação:

$$ENS = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{int} \cdot T_{Int})_i}{E_T} \cdot 100 [\%] \quad 2.4$$

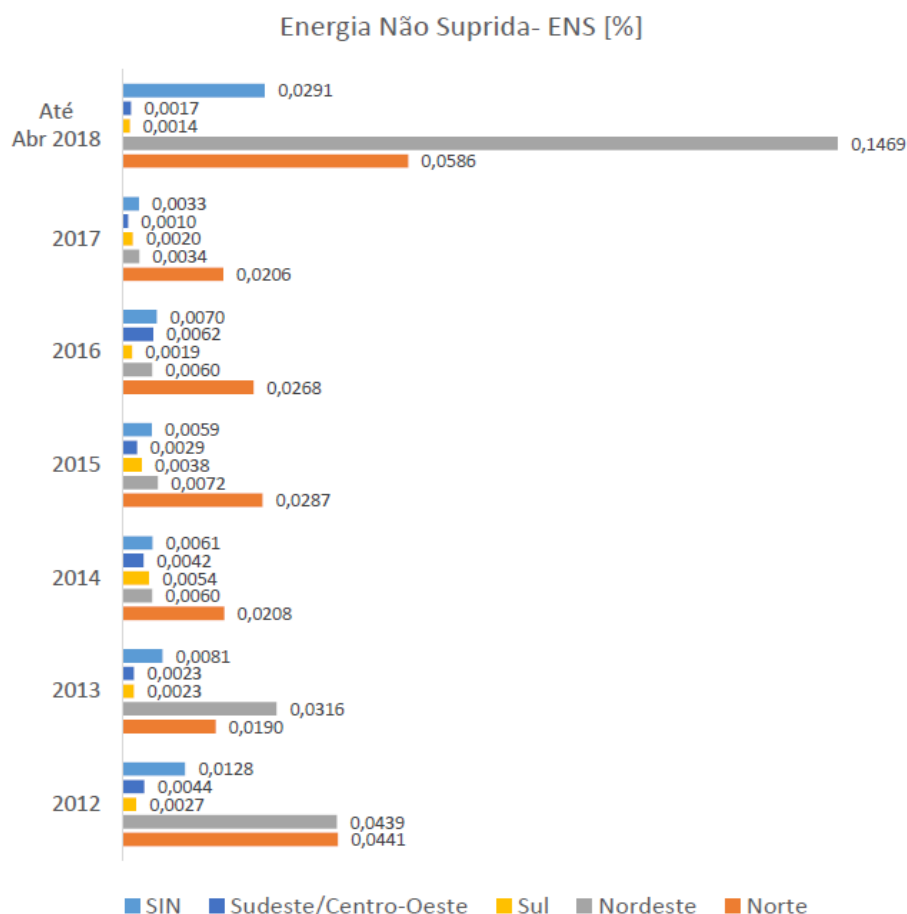
P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

T_{Int} = tempo de interrupção do evento i [hora].

E_T = energia total que seria suprida na ausência da interrupção causada pelo evento i [MWh].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

Figura 2.11 – Índice de Energia Não Suprida - período de 2012 a ABR/2018



Fonte: ONS

Pode-se avaliar a confiabilidade pela magnitude da energia não suprida, isto é, a quantidade de EE demandada pelo consumidor que deixou de ser fornecida devido a interrupções.

2.7 Indicadores de Presteza para Sistemas de Distribuição e Transmissão

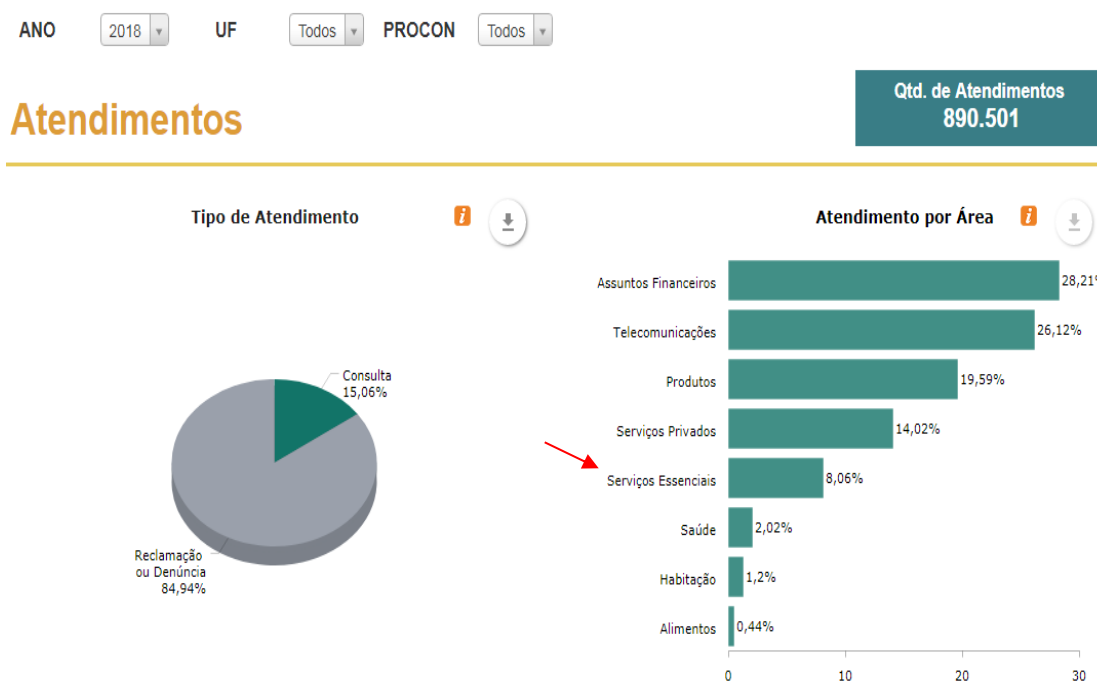
A ANEEL preocupa-se não somente com a qualidade técnica do fornecimento de EE, mas também com o atendimento comercial ao consumidor. Com o objetivo de monitorar a qualidade do atendimento comercial, a ANEEL definiu dois indicadores análogos ao FEC e DEC (Nota Técnica 005/2013-SRC-SMA/Aneel) [33]:

- Frequência Equivalente de Reclamação – **FER**, que mede a quantidade de reclamações procedentes a cada mil UCs da distribuidora; e
- Duração Equivalente de Reclamação – **DER**, que mede o prazo médio de solução das reclamações procedentes solucionadas pela distribuidora (medido em dia).

A frequência de reclamações tem diminuído nos últimos anos. Em 2018 até abril foram recebidas mais 890 mil reclamações, em 2017 foram mais de 2,2 milhões de reclamações comerciais, em 2016 foram 2,4 milhões, e em 2015 foram 2,6 milhões, sendo que 43% dessas reclamações eram improcedentes [35].

A EE era até o ano de 2016, um dos serviços públicos básicos que menos recebia reclamações segundo os registros do Sistema Nacional de Defesa do Consumidor, se estabelecendo em sétima colocada na lista dos setores que mais receberam representações. A partir de 2017 a EE registrou a 5ª colocação no Ranking de reclamações e permanece nesta posição até ABR/2018.

Figura 2. 12 - Número de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor – Atendimento por área até ABR/2018



Fonte: Sistema Nacional de Defesa do Consumidor.

Tabela 2.1 – Assuntos mais demandados de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor até ABR/2018

Assuntos mais Demandados

Posição	Assuntos	Quantidade	%	Problemas
1°	Telefonia Celular	309.150	13.99%	
2°	Telefonia Fixa	187.027	8.46%	
3°	Cartão de Crédito	163.277	7.39%	
4°	Banco comercial	141.562	6.41%	
5°	Energia Elétrica	108.354	4.90%	
6°	Aparelho Celular	107.883	4.88%	
7°	TV por Assinatura	95.411	4.32%	
8°	Financeira	73.588	3.33%	
9°	Água / Esgoto	54.645	2.47%	
10°	Móveis	43.027	1.95%	

Fonte: Sistema Nacional de Defesa do Consumidor

Tabela 2.2 – Problemas por assuntos – Energia Elétrica mais demandados de reclamações recebidas pelos órgãos de defesa do consumidor até ABR/2018

Problemas por Assunto - Energia Elétrica

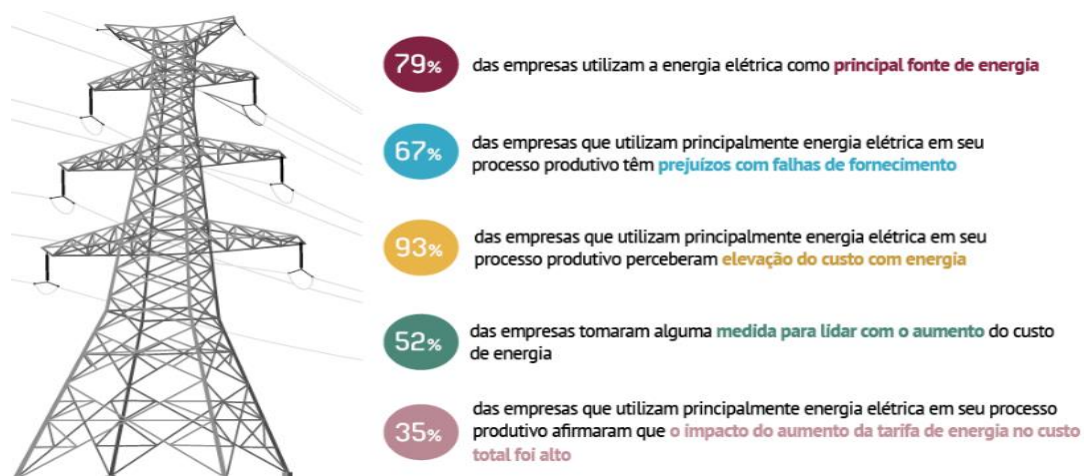
Problemas	Quantidade
Cobrança indevida/abusiva	18783
Dúvida sobre cobrança/valor/reajuste/contrato/orçamento	5759
SAC - Resolução de demandas (ausência de resposta, excesso de prazo, não suspensão imediata da cobrança)	2341
Serviço não fornecido (entrega/instalação/não cumprimento da oferta/contrato)	1405
Dano material/pessoal decorrente do serviço	1331

Fonte: Sistema Nacional de Defesa do Consumidor.

A revisão dos diversos indicadores de qualidade ao longo das três dimensões (confiabilidade, conformidade e atendimento comercial) indica que houve melhoras substanciais na qualidade do fornecimento de EE no Brasil nas últimas décadas. Deve ser feita uma ressalva quanto à qualidade de suprimento de energia na RB, que apresentou indicadores menos favoráveis nos últimos quatro anos devido a algumas ocorrências de grandes proporções. Ainda não está claro se as variações nos indicadores foram meros desvios passageiros ou se apontam para uma alteração da tendência de melhoria da qualidade. A expansão da RB e intensificação de fluxos inter-regionais podem vir a representar crescente vulnerabilidade da RB, com consequências sobre o padrão de qualidade do suprimento.

A EE é um insumo importante para a indústria, dessa forma um suprimento de qualidade é condição necessária para a competitividade da indústria brasileira. Contudo, falhas de fornecimento são frequentes e quase 70% das empresas tem prejuízos com isso.

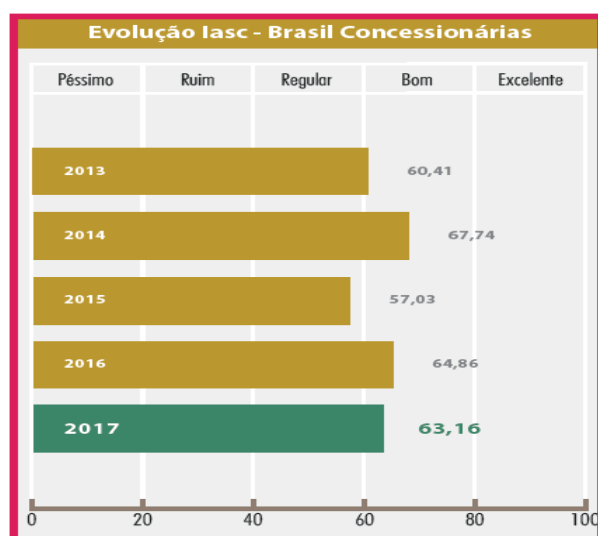
Figura 2.13 - Qualidade do fornecimento de EE para a Indústria Brasileira



Fonte: CNI/Ibope.

De modo semelhante nas pesquisas de opinião junto aos consumidores, o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), indicam que os consumidores consideram a qualidade do serviço satisfatória. Considerando um comparativo entre os últimos 5 anos, em 2017 este índice teve uma queda em relação ao ano anterior.

Figura 2.14 - Pesquisas de Satisfação do Cliente – IASC



Fonte: Aneel

Onde os itens que mais impactaram na avaliação foram: fidelidade, valor e satisfação, como consta na tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Itens avaliados para o IASC – evolução 2017

Evolução - Itens avaliados	2013	2014	2015	2016	2017	Var 2017/16	Benchmark
▶ Qualidade percebida	67,61	66,14	58,41	64,66	63,66	-1,54% ▼	82,64
▶ Satisfação	60,41	67,74	57,03	64,86	63,16	-2,63% ▼	83,45
▶ Confiança	66,43	63,60	56,43	62,09	62,27	0,29% ●	83,82
▶ Fidelidade	39,87	36,94	35,32	40,41	37,20	-7,94% ▼	55,57
▶ Valor	38,37	36,85	25,11	33,96	31,40	-7,52% ▼	39,25

Fonte: Aneel

O item seguinte será tratado a regulação da qualidade tanto para RB quanto para a Geração de EE.

2.8 Regulação da Qualidade na Transmissão de EE

A remuneração dos ativos de transmissão de EE é feita com base em um valor pré-estabelecido em contrato, denominado Receita Anual Permitida – RAP. A RAP é estabelecida em licitação na qual os diversos proponentes submetem lances para a construção e operação das instalações de transmissão de EE. Vence o proponente que submeter o lance com a menor RAP. A regulação da qualidade dos serviços de transmissão é estabelecida na Resolução Normativa 270/2007 – ANEEL [36].

O principal mecanismo empregado pelo regulador para promover a qualidade de EE e serviços é o desconto da RAP em função da indisponibilidade dos ativos de transmissão de EE, promovido por meio da PV.

A PV é definida:

- Com base na ocorrência de desligamentos, programados e não programados ('outros desligamentos'); e
- Por 'restrições operativas temporárias' nas instalações de transmissão da concessionária.

A expressão matemática da PV é [34]:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o_j PAOD_j) \right) \quad 2.5$$

Sendo:

D - Número de dias no mês da ocorrência;

24.60.D - Número de minutos no mês da ocorrência;

PB - Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;

PADP_i - Período Associado a Desligamento Programado i, em minutos;

PAOD_j - Período Associado a Outro Desligamento j, em minutos;

K_p - Fator multiplicador para Desligamento Programado (item 1 do Anexo);

K_o - Fator multiplicador para Outros Desligamentos (item 1 do Anexo), sendo que esse fator será reduzido para K_p após o 300 min;

NP - Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês; e

NO - Número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

As 'restrições operativas temporárias' também são contabilizadas e descontadas do PB. O desconto relativo às restrições operativas é computado de forma análoga aos desligamentos, sendo proporcional à redução da capacidade operativa.

Numericamente, o multiplicador para indisponibilidades programadas (K_p) varia entre [2,5 a 10], e as indisponibilidades não programadas (K_o) entre [50 a 150]. Conceitualmente, o multiplicador varia em função do papel exercido por cada tipo de ativo (LT, transformadores ou controle de reativo) e em função da importância do ativo para o sistema, medido pelo nível de tensão e/ou extensão da linha.

São desconsiderados os desligamentos:

- ✓ Inferiores a 1 (um) min;
- ✓ Determinados pelo ONS;
- ✓ Decorrentes de desligamentos requeridos para implantação de ampliações, reforços ou melhorias da rede de transmissão;
- ✓ Decorrentes de falhas de outras instalações de transmissão;
- ✓ Causados por indisponibilidade de transformação ou reator por período inferior a 3 (três) horas, desde que substituído por equipamento reserva;
- ✓ Nos primeiros 6 (seis) meses de operação das instalações; e
- ✓ Nos casos qualificados como fortuito, força maior, sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros.

A PV é limitada a 50% do PB das instalações de transmissão num dado mês. Num período de doze meses, a PV é limitada a 25% do somatório dos PB's e a 12,5% da RAP da concessão [36]. Quando a duração de um desligamento programado supera o prazo previsto, a duração do desligamento é multiplicada por 1,5 para fins de cômputo da PV.

A PV é contabilizada anualmente de junho a maio do próximo ano calendário. Na última contabilização, de junho/2016 a maio/2017, as empresas de transmissão deixaram de receber **R\$ 117,3 milhões** devido aos descontos da PV. Nos últimos quatro anos foram deduzidos nada menos que **R\$ 347,7 milhões** de reais.

O efeito da aplicação da PV para as empresas de transmissão corresponde a perdas de receita sempre que as suas instalações ficam indisponíveis ao sistema, sendo que essas receitas são requeridas para a recomposição e remuneração do capital investido e cobertura dos custos operacionais incorridos pela empresa. Portanto, trata-se de um forte incentivo para que as empresas de transmissão de EE se empenhem permanentemente para manter suas instalações em boas condições operacionais.

2.9 Regulação da QEE e Serviços na Geração de EE

Assim como a transmissão e distribuição de EE estão sujeitas a falhas, o elo da geração também está sujeito a contingências que podem comprometer a sua operação. A ANEEL dispõe de uma série de regulamentos para disciplinar a minimização de interrupção de fornecimento por parte dos geradores. A Resolução Normativa 583/2013 ANEEL prevê os procedimentos e condições para operação de usinas de geração. Antes de entrar em operação, as usinas são submetidas a uma série de testes para verificação da sua potência instalada e de sua potência elétrica ativa líquida de perdas no ponto de conexão [37].

Usinas termelétricas são obrigadas a estabelecer contratos de suprimento de combustível de longo prazo com cláusula de penalidade em caso de interrupção no fornecimento de combustível. E também são obrigadas a informar toda ‘ocorrência grave’ ou ‘indisponibilidade prolongada’ (prazo estimado superior a 90 dias).

A regulação também prevê controles e punições para assegurar a disponibilidade da usina de geração. A Resolução Normativa 688/2003 ANEEL estabelece que a Garantia Física concedida contemple a taxa de indisponibilidade da usina, prevendo dois tipos de indisponibilidade: a programada (TEIP) e a forçada (TEIF) [38].

A **TEIP** – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada corresponde ao percentual do tempo em que a usina geradora permanece indisponível devido a paradas planejadas.

A **TEIF** – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada expressa o percentual do tempo em que a usina geradora permanece indisponível (ou valor pró-rata quando se trata de indisponibilidade parcial) devido a problemas imprevistos.

A TEIP e a TEIF das usinas existentes são monitoradas continuamente e quando as taxas de indisponibilidade apuradas superam as suas respectivas taxas de referência (utilizadas para definição de sua Garantia Física) aplica-se o “Fator de Disponibilidade” para fins de ressarcimento dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEARs) para que o gerador não seja remunerado por capacidade indisponível [39].

No caso de hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o ajuste previsto em caso de constatação de taxa de indisponibilidade superior à de referência é realizado por meio da aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física – MRGF (previamente denominado Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA). O MRGF reduz a Garantia Física da usina para fins de contabilização da energia produzida alocada à usina, o que tem o efeito de reduzir a sua receita, mas não suas obrigações contratuais de

suprimento. Há ainda regulamentos específicos para assegurar a segurança de barragens (Ofício Circular 308/2012-SFG/Aneel) [40].

A compilação sobre a regulamentação da qualidade ao longo dos três elos da cadeia de valor do SEB (geração, transmissão e distribuição) apresentada, demonstra que o Brasil dispõe de um marco regulatório abrangente e compreensivo para resguardar a qualidade do fornecimento de EE. O desafio que permanece é a necessidade de melhor integrar a regulamentação da QEE com a regulação de tarifas. Sabe-se que a melhoria da QEE requer investimentos em novas instalações e equipamentos, bem como procedimentos e práticas que elevam os custos operacionais. Ambos (investimentos e custos operacionais) elevam o custo do serviço, mas a relação destes fatores com o nível de qualidade não é trivial. É preciso entender melhor essa relação para estabelecer uma regulamentação que proporcione uma remuneração adequada levando em conta a QEE e serviços ofertada.

Embora haja imperfeições na estrutura de incentivos estabelecida e na dosimetria das penalidades, verifica-se que a regulamentação:

- Cobre as principais dimensões da qualidade; e
- Dispõe dos mecanismos para disciplinar a atuação individual dos diversos agentes de forma a promover ou manter a qualidade do fornecimento nos níveis desejados.

2.10 Conclusões

Neste capítulo foi verificado os conceitos de QEE e Qualidade do Fornecimento de EE voltado para a confiabilidade do SEB.

Foram identificados quatro desafios:

1. Assegurar a adequação do suprimento, isto é, garantir a capacidade necessária para atender à demanda (equilíbrio estrutural entre oferta e demanda);
2. Assegurar a segurança do sistema, isto é, a robustez para suportar contingências;
3. Assegurar a conformidade da tensão elétrica de forma a possibilitar o funcionamento adequado dos aparelhos elétricos; e
4. Assegurar a presteza do atendimento comercial.

Para atingir esses objetivos é preciso que todos os agentes que compõem o SEB (geradoras, transmissoras e distribuidoras) desempenhem suas funções de forma adequada e harmoniosa. Isso requer um conjunto de mecanismos regulatórios para que os agentes internalizem os impactos de sua atuação sobre a qualidade do sistema.

A análise do arcabouço regulatório brasileiro permite concluir que a ANEEL dispõe de mecanismos em operação, ou em processo de implementação, para monitorar, coibir e incentivar todos agentes a agirem de forma a zelar por todas as quatro dimensões da qualidade.

A correlação deste preambulo com o objetivo desta dissertação é que a QEE, foco em Qualidade de Serviços, está diretamente relacionada a Confiabilidade do SEP. Portanto se faz necessário um estudo maior sobre definições, fundamentos teóricos e análises dos conceitos de Confiabilidade, voltado para o SEP. Com o intuito de embasar a metodologia a ser descrita e empregada para estimar grau de confiabilidade operacional de equipamentos (TPs e TPs) com base em desvio padrão a ser aplicado nas subestações de transmissão pertencentes a Eletronorte – PA, visando a redução de aplicação de penalidades e perdas financeiras.

A seguir o capítulo 3 - define, fundamenta e analisa os conceitos de Confiabilidade voltados para o SEP.

Capítulo 3 Confiabilidade com Foco no SEP

3.1 Introdução

A operação prolongada e eficaz dos sistemas produtivos de bens e serviços é uma exigência vital em muitos domínios. Nos serviços, como a Produção, Transporte e Distribuição de EE as falhas súbitas causadas por fatores aleatórios devem ser entendidas e contrabalançadas para evitar os danos não só econômicos, mas especialmente sociais. Também nas Indústrias, hoje caracterizadas por unidade de grande volume de produção e de alta complexidade, dotadas de sistemas sofisticados de automação, impõe-se, com grande acuidade, a necessidade de conhecer e controlar as possibilidades de falhas, parciais ou globais, que possam comprometer de certos limites da missão produtiva. As perdas operativas traduzem-se aqui por elevados prejuízos econômicos para a empresa e para o país [41].

Estas exigências impulsionaram a criação e desenvolvimento de uma nova ciência: a Teoria Da Confiabilidade. Que tem por escopo os métodos, os critérios e as estratégias que devem ser usados nas fases de concepção, projeto, desenvolvimento, operação, manutenção e distribuição de modo a se garantir o máximo de eficiência, segurança, economia e duração. Em especial, visa-se ao prolongamento da atividade do sistema a plena carga e de modo contínuo, sem que o sistema seja afetado por defeitos nas suas partes integrantes.

Fundamentalmente, a Teoria da Confiabilidade tem como objetivos principais:

- Estabelecer as leis estatísticas da ocorrência de falhas nos dispositivos e nos sistemas.
- Estabelecer os métodos que permitem melhorar os dispositivos e sistemas mediante a introdução de estratégias capazes da alteração de índices quantitativos e qualitativos relativos às falhas.

A Teoria da Confiabilidade usa como ferramentas principais:

- A Estatística Matemática
- A Teoria das Probabilidades
- O conhecimento experimental das causas das falhas e dos parâmetros que as caracterizam nos diversos tipos de componentes e sistemas.
- As regras e estratégias para melhorar o desempenho dos sistemas de várias naturezas e as técnicas para o desenvolvimento dos sistemas.

Uma das finalidades da Confiabilidade é a elaboração de regras que permitam a concepção de sistemas muito complexos (computadores, redes elétricas, usinas químicas,

sistemas de geração elétrica, aviões, naves espaciais, sistema de controle e proteção, etc) capazes de funcionar satisfatoriamente mesmo com a ocorrência de falhas em alguns dos seus componentes mais críticos. Os princípios da Teoria da Redundância nasceram deste problema. [41]

Um dos primeiros domínios onde, por força da necessidade foram usados cálculos estatísticos para a determinação da confiabilidade foi o da Produção e Distribuição de EE. Mas foram, especialmente, o advento dos computadores de altíssima complexidade de circuito e com enorme número de componentes, as missões espaciais e as necessidades militares que forçaram à maturação, em termos mais elaborados, da Teoria da Confiabilidade.

Para citar alguns domínios onde a Teoria da Confiabilidade é de aplicação necessária [41]:

- Sistemas elétricos de potência, de geração, transmissão e distribuição.
- Concepção de sistemas eletrônicos.
- Redes de transporte, aéreas, marítimas e terrestres.
- Organização da Manutenção Corretiva e Preventiva dos processos e serviços.
- Cadeias de produção de peças.
- Estocagem de peças.
- Usinas nucleares.
- Missões Espaciais.
- Concepção de sistemas de controle e proteção.
- Planejamento da expansão dos Sistemas de Produção e Transporte de Energia Elétrica, etc.

3.2 Fundamentos Teóricos

O termo confiabilidade vem sendo amplamente empregado, segundo [42], “Confiabilidade é a probabilidade de um item realizar sua função especificada, sem falhas sob condições de uso previamente determinadas, em um período de tempo estabelecido”.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) - define confiabilidade como: “Característica de um item eventualmente expressa pela probabilidade de que ela preencherá uma função dada, sob condições definidas e por um período de tempo definido”. Desta maneira, busca-se suprir a necessidade das indústrias em conhecer e controlar a vida útil de seus produtos, reduzindo custos sem o comprometimento da qualidade, da segurança ou da

disponibilidade destes. Procura-se obter a garantia de que o produto exercerá sua função no período determinado de tempo com um mínimo de falhas.

Predição e avaliação da confiabilidade são os dois problemas principais que a confiabilidade deve encarar. A predição consiste em modelos estatísticos que predizem sobre a confiabilidade de um componente ou sistema, sugerir métodos para melhorá-la, desenvolver princípios de projetos, novos materiais e tecnologias de processo. A avaliação se resume na utilização das técnicas que permitem medir os valores reais de confiabilidade, verificar as predições efetuadas com base nos modelos e controlar a manutenção de um nível exigido de confiabilidade.

Durabilidade é um aspecto particular da confiabilidade, relacionado com o desempenho de um item através do tempo, ela é normalmente definida como o mínimo de tempo antes da ocorrência de falhas por desgaste.

As técnicas estatísticas existentes como a análise de confiabilidade permitem estimar probabilidades de itens relacionados com a necessidade das indústrias, seja no período de desenvolvimento de um projeto ou após o início da utilização do produto. As estimativas estão principalmente relacionadas com:

- Durabilidade de um produto, com as falhas classificadas como de projeto ou processo; ocasionais, por desgaste ou fadiga.
- Tempo médio entre as falhas, permite o dimensionamento de reposição do estoque e planos de manutenção.
- Correções em projetos ou recalls, necessidade pelo agravante das falhas em campo ocorrerem em grande volume.
- A confiabilidade desejada a novos projetos, para atender às expectativas crescentes dos clientes.

3.2.1 Análise de Confiabilidade

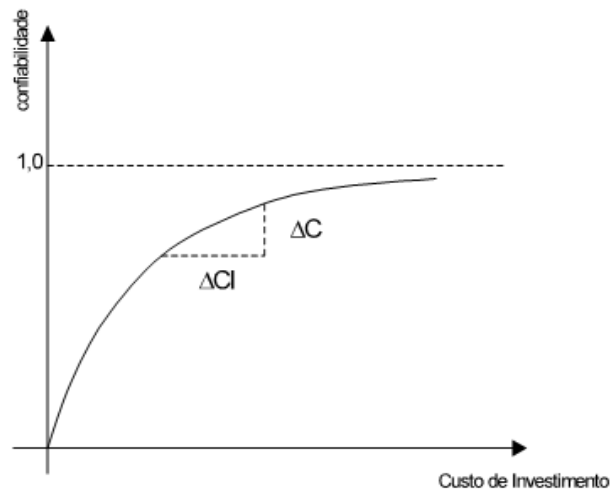
Confiabilidade é a capacidade de um dispositivo desempenhar seu propósito durante o período de tempo desejado, sob as condições operativas encontradas [42]. Um dos grandes desafios para os profissionais envolvidos com o SEP é encontrar um ponto ótimo de suprimento entre menor custo e maior confiabilidade possível.

A probabilidade de um sistema elétrico atender a seus consumidores de maneira contínua e adequada, ou seja, com maior confiabilidade, está diretamente relacionada aos investimentos aplicados durante as fases de planejamento da expansão e de operação do

sistema. Entretanto, grandes investimentos resultam em custos finais elevados e consequentemente tarifas altas. A análise inversa também pode ser feita, a redução de investimentos resulta em custos finais pequenos e num sistema pouco confiável.

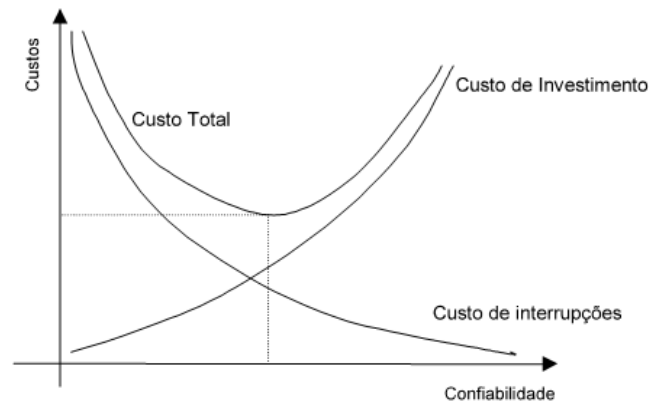
Uma questão bastante difícil de ser respondida diz respeito a quanto e como investir no sistema elétrico para obter maior confiabilidade. A confiabilidade e a economia formam a principal regra no processo de decisão de um sistema. O primeiro passo é analisar como a confiabilidade de um produto está relacionada ao custo. O gráfico da Figura 3.1, mostra que um aumento da confiabilidade, $\Delta CI/\Delta C$, é uma das maneiras de decidir se um investimento no sistema é adequado ou não, onde ΔCI é a variação do custo incremental e ΔC é a variação da confiabilidade. [41]

Figura 3.1 – Custo Incremental da Confiabilidade



Um outro tipo de análise pode ser feito através da comparação do custo da confiabilidade (investimento necessário para atingir um certo nível de confiabilidade) com o custo de interrupções. As curvas de custo x confiabilidade mostradas na Figura 3.2 apresentam a ideia de que uma maior confiabilidade só é obtida através de um aumento no custo de investimento e consequentemente na diminuição do custo de interrupções. O custo total será a soma destes dois custos individuais representado por uma curva cujo ponto mínimo representa o ponto ótimo da confiabilidade.

Figura 3.2 – Confiabilidade e os Custos Totais do Sistema



Tem-se duas dificuldades que surgem nesta análise. A primeira, os índices calculados são obtidos somente de modelos aproximados e segundo, a análise do custo de interrupção depende tanto da frequência como da duração da interrupção.

Os conceitos e técnicas requerem uma avaliação quantitativa de confiabilidade incluindo uma avaliação técnica que responda aos atuais fatores que afetam a confiabilidade do sistema.

3.2.2 Conceitos Básicos de Confiabilidade

Confiabilidade em engenharia pode ser definida como a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento executar funções pré-fixadas, durante um determinado período de tempo e sob certas condições operativas. A importância da confiabilidade cresce com [43]:

- Complexidade tecnológica;
- Exigências severas das condições operativas;
- Exigências de alto grau de automação;
- Expectativas de desempenho (eficácia);
- Escassez de recursos financeiros.

A medição da confiabilidade pode se dar de modo qualitativo (subjetivo) ou quantitativo (objetivo). A medição quantitativa da confiabilidade se utiliza da Teoria da Probabilidade. Em geral, não é uma questão de ser ou não confiável, mas sim o quanto é confiável (grau de confiabilidade). Neste aspecto, a escala de valor difere da escala de custo, ou seja, o valor da confiabilidade não depende somente do custo dos equipamentos [44].

Confiabilidade - É a probabilidade de um sistema (componente, aparelho, circuito, cadeia de máquinas, etc.) cumprir sem falhas uma missão com uma duração determinada. Por

exemplo, se a confiabilidade de um computador de um Centro de Operações do Sistema (COS) for de 99,95% (para um período de 1 ano) isto significa que a probabilidade do computador funcionar sem defeito durante um ano é de 99,95%.

Tempo Médio Entre Falhas (TMF ou MTBF) - É o tempo médio de trabalho de um certo tipo de equipamento (reparável) entre 2 falhas seguidas.

Duração De Vida - Tempo durante o qual um componente ou um sistema mantém a sua capacidade de trabalho, fora do intervalo dos reparos, acima de um limite especificado (de rendimento, de pressão, etc.).

Tempo Médio Para A Falha (MTFF) - É o valor médio dos tempos de funcionamento, sem contar o tempo de manutenção.

$$MTBF = MTFF + \text{Tempo de Reparo}$$

Confiabilidade Medida ou Estimada - É a confiabilidade de um certo equipamento medida através de ensaios empíricos (normalmente no fabricante).

Confiabilidade Prevista ou Calculada - É a confiabilidade observada durante a operação real dos componentes e dos sistemas. É este valor da confiabilidade média de grande número de casos que permite a aferição das confiabilidades medida e prevista.

Eficácia de um Componente ou Sistema - É a capacidade de desempenho da função pretendida, incluindo a frequência de falhas, o grau de dificuldades da manutenção e reparação e a adequação ao trabalho projetado.

É interessante notar que o projetista e o utilizador tem conceitos diferentes sobre o melhor modo de desempenhar a função pretendida. Assimilando o sistema a um ser vivo, poderíamos dizer que o projetista fornece a hereditariedade do sistema e o utilizador contribui com o meio ambiente. A eficácia do sistema depende da interação entre os 2 (dois) conjuntos de fatores.

Dependabilidade - Medida da condição de funcionamento de um item em um ou mais pontos durante a missão, incluindo os efeitos da Confiabilidade, Mantenebilidade e Capacidade de sobrevivência, dadas as condições da seção no início da missão, podendo ser expressa como probabilidade de um item:

- a) Entrar ou ocupar qualquer um dos seus modos operacionais solicitados durante uma missão especificada, ou
- b) Desempenhar as funções associadas com aqueles modos operacionais.

Disponibilidade - Medida do grau em que um item estará em estado operável e confiável no início da missão, quando a missão for exigida aleatoriamente no tempo.

Envelhecimento Acelerado - Tratamento prévio de um conjunto de equipamentos ou componentes, com a finalidade de estabilizar suas características e identificar falhas iniciais.

Mantenebilidade - Facilidade de um item em ser mantido ou recolocado no estado no qual pode executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante os procedimentos e meios prescritos.

3.2.3 Tipos de Falhas

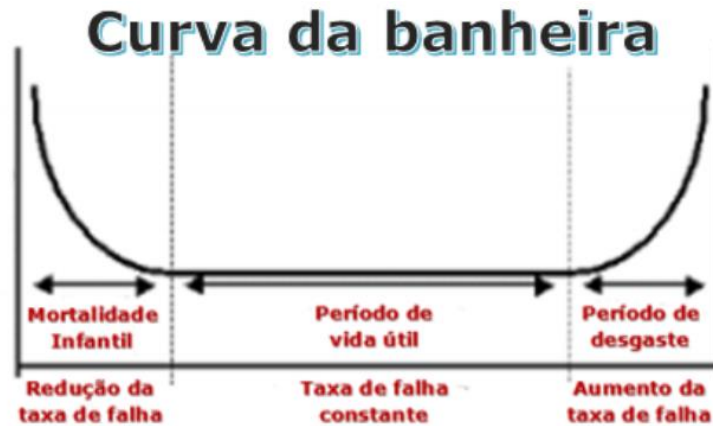
A taxa de falha é a chance de um componente ou sistema falhar na próxima e menor unidade de tempo, dado que o item funcionou até então [44]. Existem considerações sobre as taxas de falha, sendo elas crescentes, decrescentes, constantes, em forma de “banheira” ou nenhum destes citados. São classificadas como taxa de falha crescente, dados ligados ao desgaste e velhice do componente, taxa de falha decrescente, aquelas com grande quantidade de falhas no início do uso do produto (mortalidade infantil) e curva da banheira aquela que se inicia com um alto índice de falha, seguida de desgaste por uso (mortalidade infantil seguida de desgaste).

Existem três tipos básicos de falhas:

- i. Falhas Precoces ou Infância: Podem ser totalmente depuradas através de um rigoroso controle na fabricação e mediante testes antes do envio do produto ao consumidor. São elas: o uso demasiadamente intenso, as anormalidades de fabricação ou pode-se considerar também um projeto defeituoso. A classificação da taxa de falha é decrescente.
- ii. Falhas por Desgaste ou Velhice: Acontecem devido ao envelhecimento do equipamento ou desgaste real (pela perda ou degeneração de características importantes). A taxa de falha é classificada como crescente. Em alguns casos pode-se reduzir ou eliminar as falhas por desgaste mediante a um sistema de manutenção preventiva.
- iii. Falhas Casuais ou Vida Útil: São falhas que ocorrem ao acaso, em intervalos de tempo inesperados. Pico de concentrações de tensões aleatórias que atuam sobre algum ponto fraco e produzem a quebra. Não é fácil a eliminação deste tipo de falhas, porém em alguns casos existem técnicas que permitem fazer um acompanhamento de componentes adequados, através de projetos.

Abaixo na Figura 3.3, tem-se a conhecida Curva da Banheira que descreve a ocorrência de falhas que se iniciam com um alto índice de falha, seguidas de desgaste por uso (falhas precoces seguidas de falhas por desgaste).

Figura 3.3 – Curva em Banheira



3.2.4 Classificação de Tipos de Falhas

Entende-se por falhas a diminuição parcial ou total da eficácia, ou capacidade de desempenho, de um componente ou sistema. De acordo com o nível de diminuição da capacidade, pode se classificar as falhas em [45]:

- Falhas Totais
- Falhas Parciais

Por exemplo, um rolamento de esferas defeituoso pode ainda operar durante algum tempo, apesar de ruidoso e com sobreaquecimento (falha parcial) ao passo que a capacidade de desempenho de uma lâmpada fundida é nula, sem qualquer meio termo.

Conforme o modo como a falha evolui no tempo, desde o seu início, podemos considerar duas possibilidades de falhas:

- Falhas Catastróficas
- Falhas Graduais

Como falhas catastróficas, cita-se um curto-circuito numa linha de transmissão de energia elétrica ou um bloco motor de explosão quebrado.

A alteração gradual da emissão catódica de um monitor de computador ou o desgaste na camisa de um cilindro de um motor diesel, constituem casos de falhas graduais (ou paramétricas).

Em alguns domínios da indústria e dos serviços podem ocorrer, quanto à duração da falha:

- Falhas Temporárias (curto-circuito linha terra ou entre fases, devido a uma causa passageira).
- Falhas Intermitentes (mau contato no borne de um relé)
- Falhas Permanentes (lâmpada fundida, bobina queimada)

As falhas de vários componentes podem, ou não, estar ligadas causalmente entre si. Se uma falha em um elemento induz falhas em outros, diz-se que a falha é do tipo **dependente**.

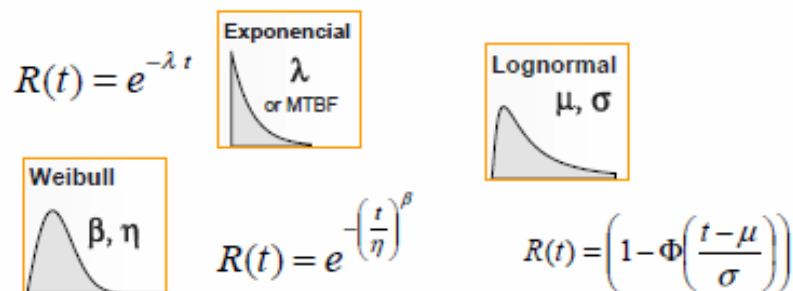
Por exemplo, um resistor aberto no circuito anódico de uma válvula, pode levar esta à destruição. Uma folga excessiva no mancal de um motor elétrico, pode levar a um roçamento do rotor na massa estatórica e produzir a destruição do motor.

Se não houver inter-relação entre falhas, elas são do tipo **independente**.

3.2.5 Análise de Tempos de Falhas

Na Análise de Dados de Vida ou Análise dos Tempos de Falha, aspecto particular da análise de confiabilidade, tudo é baseado em estimativas. O valor real da confiabilidade de um produto nunca será conhecido, somente se todos os produtos já tiverem falhado. Os modelos que fornecem a estimativa de taxa de falha do produto em função do tempo estimam a probabilidade de falha (sobreviver) do produto para uma dada idade, ou para um dado período de tempo. Os modelos são representações matemáticas dos dados, dadas por funções contínuas a qual permite interpolações e algumas extrapolações. Estes modelos probabilísticos são baseados em distribuições estatísticas [46]. As mais utilizadas são denominadas de Distribuições de Vida, conforme a Figura 3.4 sequências.

Figura 3.4 – Distribuições de Vida Mais Utilizadas



Primeiramente necessita-se definir o modelo, esses são modelos caracterizados pelo comportamento da falha dos mesmos. Todos os dados disponíveis devem ser considerados na análise de dados de vida. Isto inclui os casos particulares onde um item da amostra foi removido do teste antes que a falha tivesse ocorrido. Há ainda informações que nestes casos nunca deverá ser descartada. Para um item que foi removido do teste de confiabilidade antes que a falha

ocorresse, ou um item que ainda continua em operação (itens que não falharam) denomina-se de itens suspensos ou observações censuradas.

A análise de itens suspensos também pode ser quando:

- Necessita-se realizar uma análise dos resultados de teste antes do teste ser finalizado.
- Necessita-se realizar uma análise em cima dos resultados disponíveis, e no conjunto de resultados é observado algumas falhas impróprias ou falhas não esperadas durante os testes.
- O modo de falha que ocorreu é diferente do modo de falha que foi planejado estudar.
- Na análise de dados de garantia quando é utilizado dados de campo, ou seja, itens que falharam e itens que não falharam.

No item a seguir será apresentado a função Confiabilidade.

3.2.6 A Função Confiabilidade

A confiabilidade constitui a probabilidade de funcionamento sem falhas durante um tempo t , cuja função designativa é interessante deduzir. Considera-se o caso de uma população inicial de N_0 Componentes idênticos, todos em funcionamento (ou sob teste). Ao fim do tempo t há um número $N_s(t)$ de sobreviventes. O número $N_f(t)$ de elementos falhados ao fim do tempo t é [46]:

$$N_f(t) = N_0 - N_s(t) \quad 3.1$$

Por definição, a confiabilidade será dada pela probabilidade de sobrevivência, ou seja:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_0} \quad 3.2$$

Admita-se uma população homogênea de componentes para os quais a taxa de falha λ seja constante. Taxa de falhas constante significa que, em intervalos de tempo elementares, de duração dt , o número de componentes falhados (mortalidade) é dado por:

$$dN(t) = -N(t) \lambda dt \quad 3.3$$

Sendo: $N(t)$ a população no instante t .

A partir desta Equação 3.3 é fácil deduzir a Equação 3.4 que dá $N(t)$ em função do tempo.

$$\frac{dN(t)}{N(t)} = -\lambda dt$$

$$\int_{N_0}^{N(t)} \frac{1}{N(t)} dN(t) = -\lambda dt$$

$$\ln[N(t)] - \ln[N_0] = -\lambda dt$$

$$\ln \frac{N(t)}{N_0} = -\lambda dt$$

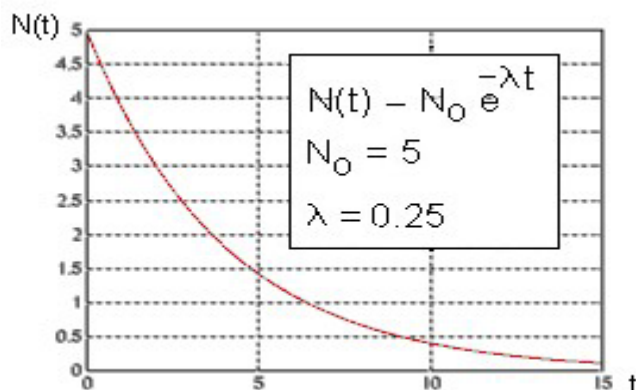
$$\frac{N(t)}{N_0} = e^{-\lambda t} \quad 3.4$$

De modo que:

$$N(t) = N_0 e^{-\lambda t} \quad 3.5$$

A curva representativa da diminuição da população útil em função do tempo está ilustrada na figura 3.5:

Figura 3.5 – Curva representativa da diminuição da população útil em função do tempo



O item a seguir correlaciona Definição de Confiabilidade com Manutenção de maneira geral.

3.3 Confiabilidade e Manutenção

3.3.1 Confiabilidade e conceitos de Disponibilidade e Indisponibilidade

A correlação de Definição de Confiabilidade com Manutenção de maneira genérica, se faz necessário para sanear algumas dúvidas que possam surgir a partir de agora.

A confiabilidade de sistemas de potência está relacionada às interrupções, conseqüentemente, à disponibilidade dos equipamentos.

Disponibilidade é a “capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados” [47].

De acordo com [48], a disponibilidade é a probabilidade de se encontrar um componente ou sistema no estado operacional em algum momento no futuro. E em [49], a indisponibilidade é definida como a duração total da interrupção forçada dividida pela diferença entre o total de horas de desligamento do sistema e o total de horas de interrupção planejada.

A disponibilidade é especialmente importante quando são analisados os grupos de equipamentos que constituem as FT, pelas quais as empresas transmissoras do SIN são remuneradas pelo ONS. A disponibilidade plena das FT caracteriza a qualidade exigida das instalações, cujo não atendimento pode resultar em descontos por PV, conforme estabelecido pela Resolução Normativa 729/2016 ANEEL [1].

Em [50] definem os conceitos de manutenibilidade e de reparabilidade como a capacidade ou possibilidade de se manter ou reparar um sistema. Eles esclarecem que a importância destes atributos está relacionada ao fato de que até mesmo o sistema mais confiável falha algumas vezes, sendo muito importante que ele seja mantido ou reparado com facilidade. A maioria dos modelos consideram o tempo de falha como único fator que influencia as características de confiabilidade de um sistema durante sua operação. No entanto, eles esclarecem que é possível incluir o efeito das condições de operação, na função confiabilidade e aplicam estas condições quantificadas em um modelo denominado Modelo Hazard Proporcional (Modelo Risco Proporcional).

3.3.2 Conceitos de Manutenção

A manutenção é uma das ferramentas para garantir a confiabilidade de um componente ou sistema [51]. Onde a “combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida” [47].

A manutenção corretiva é efetuada após a ocorrência de uma pane destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida [47]. E manutenção preventiva é efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item.

Manutenção controlada ou preditiva é a que permite garantir uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva [47].

A Manutenção Produtiva Total engloba a manutenção preditiva que, com suas técnicas de monitoramento, marca a era das manutenções baseadas na condição do equipamento [52].

3.3.3 Correlação Confiabilidade e Manutenção

Em [53] destacam que a redução de atividades de manutenção pode resultar no aumento dos danos causados pelas interrupções forçadas, resultantes de manutenções insuficientes. Além disso, o envelhecimento dos equipamentos, alguns deles se aproximando do final da vida útil, exigem manutenções mais frequentes.

Em [54] afirma que a confiabilidade pode ser significativamente aumentada pela manutenção preventiva, incluindo a substituição de componentes antigos para eliminação de desgastes. Mas em [55] afirmam que a proposta da manutenção é aumentar o tempo de vida do equipamento ou pelo menos o tempo médio para a próxima falha, cujo reparo pode ser caro. E reiteram que a manutenção desempenha um importante papel, pois pode reduzir a frequência das interrupções e suas consequências indesejáveis, especialmente, quando as falhas são consequência do envelhecimento.

As manutenções em aproveitamento também são adotadas nas subestações de transmissão, especialmente nos casos em que o desligamento é necessário. Esta medida visa à redução da aplicação dos descontos por parcela variável por desligamentos programados. Considerando que a frequência da manutenção garante uma elevada disponibilidade dos equipamentos. Porém a manutenção pode ser otimizada e tornar-se mais eficiente, por meio do sistema de monitoramento da condição, que possibilita a redução das falhas e o aumento da confiabilidade do mecanismo [55].

As grandes indústrias mesclam as estratégias de manutenção, utilizando as manutenções baseadas no tempo, as manutenções preditivas e as manutenções reativas. Nas manutenções preditivas são utilizadas técnicas específicas para monitoramento da condição do equipamento, tais como: monitoramento de vibrações e monitoramento de temperatura, de forma que o problema é detectado antes que a falha aconteça. Considerando que o estresse, que induz à degradação, é aleatório, e que a degradação também é aleatória e incerta, é importante a manutenção preditiva para análise da degradação e indicação das ações corretivas necessárias, para evitar a ocorrência da falha [56].

3.3.4 Confiabilidade para o SEP

De acordo com [57], o comportamento de um sistema de potência é de natureza estocástica, por isso devem ser aplicadas técnicas de avaliação de confiabilidade que respondem a este comportamento, isto é, técnicas de probabilidade.

Em [58] apresentam as características de um sistema de coleta de dados de interrupções de um sistema de transmissão, onde eles afirmam que a confiabilidade de um sistema de transmissão está diretamente ligada às estatísticas de interrupções forçadas dos equipamentos, registradas em sua operação. Assim, os dados das interrupções em um sistema de potência fazem parte de um sistema de gerenciamento de confiabilidade que contribui para obtenção de um serviço confiável com o menor custo possível.

Em [59] comentam sobre a importância de se construir modelos que considerem as manutenções e o envelhecimento, os quais impactam o desempenho dos equipamentos, na avaliação da confiabilidade de equipamentos e sistemas, especialmente das subestações, que desempenham função vital para os sistemas de distribuição e de transmissão.

Existe a necessidade do uso de métodos probabilísticos e índices de confiabilidade para manter a continuidade e a qualidade dos serviços nas subestações, diante do envelhecimento dos equipamentos, do aumento de tamanho e da complexidade dos sistemas de potência, somados às restrições financeiras dos dias atuais [59].

3.4 Faltas, Interrupções e Indicadores de Confiabilidade

3.4.1 Definição de Falta para o Setor Elétrico

Uma falta é definida como um fenômeno que leva um componente do sistema elétrico à condição de curto-circuito ou o término da capacidade de um elemento do sistema elétrico de desempenhar à função requerida, o que o leva, invariavelmente, sua indisponibilidade. Deve ser eliminada rapidamente, pois sua persistência pode ocasionar avarias e/ou destruição de equipamentos.

As faltas que ocorrem no SEP (geração, transmissão e distribuição) e podem ser classificadas como temporárias ou permanentes [60].

- Falta Temporária geralmente não causam danos permanentes a qualquer componente da rede, de modo que o sistema volta a operar normalmente se houver o desligamento do circuito, seguido do religamento após um curto intervalo de tempo (usualmente poucos segundos).

- Falta Permanente causam danos permanentes ao sistema ou parte dele, como falhas de isolamento, ruptura de cabo, ou curto-circuito em equipamentos como transformadores (de potência, de potencial, de corrente), o que requer a manutenção do componente sob defeito. [61].

Os tipos de faltas para o SEP podem ser: Monofásico, Bifásico e Trifásico, com variações a terra, ao neutro ou terciário, dependendo do elo (geração, transmissão e distribuição). E podem ser ocasionadas por diversas causas, como: descargas atmosféricas, contato de árvore, falha de equipamentos, animais, vento, escavações, veículos, queimadas, vandalismo e outros.

3.4.2 Definição de Interrupção para o Setor Elétrico

Segundo Resolução Normativa 083/2004 ANEEL [61], interrupção é a descontinuidade do fornecimento de energia elétrica a uma determinada unidade consumidora, provocada por falha de dimensionamento ou dos componentes do sistema.

Uma interrupção é definida em [62] como a completa perda do suprimento de energia para um ou mais consumidores, sendo classificada quanto a sua duração como momentânea ou sustentada.

- ✓ Interrupções momentâneas são essencialmente resultantes das operações de abertura e religamento efetuadas por dispositivos automáticos, na tentativa de eliminar faltas temporárias – Resolução Normativa 024/2000 ANEEL [63].
- ✓ Interrupção de longa duração ou sustentada - Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos [63].

A interrupção de longa duração pode ser classificada em [63]:

- ✓ Urgência - Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.
- ✓ Emergência - Interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela concessionária de distribuição ou transmissão, desde que não se caracterize como de sua responsabilidade técnica por falta de manutenção ou de investimentos em seu sistema.
- ✓ Programada - Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária de distribuição ou transmissão.

3.4.3 Indicadores de Confiabilidade para a Transmissão de Energia

O estudo da confiabilidade baseia-se em dois princípios básicos: a análise histórica e a estimativa futura do desempenho de um sistema, para o caso da dissertação, um sistema de transmissão.

Os indicadores de confiabilidade são agregações de dados estatísticos, usualmente calculados para um conjunto definido de cargas, componentes ou consumidores. Desta forma, o estabelecimento de um modelo de avaliação depende da determinação de índices normalizados, que quantifiquem a incidência de cada tipo de falta e/ou interrupções na Rede de Transmissão.

Indicadores para faltas:

Taxas de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ), são definidos como o número de faltas (permanentes ou temporárias) que ocorre em um determinado trecho da rede em um determinado período (geralmente do ano) pelo comprimento do mesmo [64].

$$\lambda = \frac{\Sigma F_p}{l} [faltas/km. ano] \quad 3.6$$

$$\gamma = \frac{\Sigma F_T}{l} [faltas/km. ano] \quad 3.7$$

Onde:

$\Sigma F_p, \Sigma F_T$ = Somatório de faltas permanentes e temporárias, respectivamente, ocorridas no sistema em estudo, durante determinado período de tempo (geralmente um ano) [faltas/ano].

l = Comprimento do trecho [km]

Para que a falta seja caracterizada como permanente ou temporária é necessária a análise dos dados históricos de interrupção, juntamente com a discriminação do tipo de dispositivo de proteção responsável pela eliminação da mesma [65].

A regulamentação brasileira, estabelece que os indicadores devem ser apurados por meios de procedimentos auditáveis, considerando interrupções, a concessionária deve permanecer com o banco de dados destas interrupções e indicadores provenientes, no mínimo por 5 anos, com registro das seguintes informações:

- ✓ Fato gerador da interrupção;
- ✓ Data, hora e minutos do início do restabelecimento da interrupção;
- ✓ Número de consumidores atingidos em cada interrupção.

Indicadores para interrupções – todos já apresentados na secção 2.6:

- a. Robustez da Rede Básica - RRB (%)

$$RRB = \frac{N_{SCCRB}}{N_{tRB}} \cdot 100 [\%]$$

Onde: N_{SCCRB} = Número de perturbações sem corte de carga na RB;

N_{tRB} = Número total de perturbações na RB.

b. Duração Equivalente de Interrupção de Carga - DREQ (min)

$$DREQ = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{P_{int} \cdot T_{Int}}{P_{max}} \right\} [min]$$

Onde: P_{max} = carga de demanda máxima verificada no período [MW].

P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

T_{Int} = tempo de interrupção do evento i [min].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

c. Frequência Equivalente de Interrupção de Carga - FREQ

$$FREQ = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{(P_{int})_i}{P_{max}} \right\}$$

Onde: P_{max} = carga de demanda máxima verificada no período [MW].

P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

d. Energia Não Suprida - ENS (%)

$$ENS = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{int} \cdot T_{Int})_i}{E_T} \cdot 100 [\%]$$

Onde: P_{int} = carga de demanda interrompida no evento i [MW].

T_{Int} = tempo de interrupção do evento i [hora].

E_T = energia total que seria suprida na ausência da interrupção causada pelo evento i [MWh].

i = evento de ordem i , para $i = 1, 2, \dots, n$.

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Como já descrito em capítulos anteriores a confiabilidade está diretamente relacionada com “a falta de” continuidade dos serviços de energia elétrica relacionados ao SEP (distribuição, transmissão e geração), principalmente para o caso abordado nesta dissertação.

No capítulo 3 foi estudado os conceitos de Confiabilidade com foco no SEP, apresentando as principais abordagens da aplicabilidade e equacionamentos de conceitos para o sistema de transmissão de EE. Assim como a correlação de entre os conceitos de Confiabilidade e Manutenção, com foco para transmissão de EE. Foram abordadas outras definições relacionados a faltas e falhas para o SEP, como: diferenças entre faltas e interrupções, classificações e tipos de faltas, equações e indicadores, todos estes correlacionando Confiabilidade no setor de transmissão de EE. Como descrito: os indicadores de confiabilidade são agregações de dados estatísticos, usualmente calculados para um conjunto definido de cargas, componentes ou consumidores. Desta forma, o estabelecimento de um modelo de avaliação depende da determinação de índices normalizados, que quantifiquem a incidência de cada tipo de falta e/ou interrupções na Rede de Transmissão de EE.

Os conceitos de confiabilidade aqui estudados serviram para fortalecer o embasamento à metodologia a ser descrita e empregada para estimar grau de confiabilidade operacional de equipamentos (TPs e TPs) com base em desvio padrão a ser aplicado nas subestações de transmissão pertencentes a Eletronorte – PA, visando a redução de aplicação de penalidades e perdas financeiras.

No capítulo 4 – será necessário a análise das várias distribuições probabilísticas com foco em confiabilidade, para sedimentar e justificar a aplicação do desvio padrão para os cálculos a serem realizados na base de dados adquiridos para esta dissertação.

Capítulo 4 Análise dos Distribuições Probabilísticas

4.1 Introdução

Este capítulo será dedicado às conceituações de distribuições de probabilidade com o objetivo de contextualização e comparação de cada uma delas, assim como justificar a escolha da distribuição normal ou gaussiana, para aplicação nesta dissertação.

Sabe-se que a Estatística está presente em todas as áreas da ciência que envolvam o planejamento do experimento, a construção de modelos, a coleta, o processamento e a análise de dados e sua consequente transformação em informação, para postular, refutar ou validar hipóteses científicas sobre um fenômeno observável. Desta forma, a Estatística pode ser pensada como a ciência de aprendizagem a partir de dados. No mundo moderno, a alta competitividade na busca de tecnologias e de mercados tem provocado uma constante corrida pela informação. Essa é uma tendência crescente e irreversível. O aprendizado a partir de dados é um dos desafios mais relevantes da era da informação em que vivemos. Em linhas gerais, podemos dizer que a Estatística, com base na Teoria das Probabilidades, fornece técnicas e métodos de análise de dados que auxiliam o processo de tomada de decisão nos mais variados problemas onde existe incerteza. [66]

Na matemática, a probabilidade permite obter o cálculo das ocorrências possíveis num experimento aleatório (fenômeno aleatório). Em outras palavras, a probabilidade analisa as “chances” de obter determinado resultado. A teoria das probabilidades inclui conceitos matemáticos que foram explorados já na antiguidade, com os tradicionais jogos de azar. O termo derivado do latim “*probare*” corresponde ao verbo provar ou testar.

O experimento ou evento aleatório é aquele que pode ocorrer e resultar de diferentes maneiras cada vez que é lançado. Ou seja, não se sabe seu resultado, porém pode-se calcular quais resultados possíveis podemos obter.

Exemplo: citar um dado, com 6 faces, donde cada face é um número de 1 a 6.

Assim, se num fenômeno aleatório as possibilidades são igualmente prováveis, a probabilidade de ocorrer um evento é medida pela divisão entre o número de eventos favoráveis e o número total de resultados possíveis:

$$P = \frac{na}{n} \quad 4.1$$

Onde, **P**: probabilidade

na : número de casos (eventos) favoráveis

n: número de casos (eventos) possíveis

O teorema central do limite é um teorema fundamental de probabilidade e estatísticas, pois descreve a distribuição da média de uma amostra aleatória de uma população com variância finita. Quando o tamanho amostral é suficientemente grande, a distribuição da média é uma distribuição aproximadamente normal.

Há muitas distribuições de probabilidade diferentes. Entre elas, a distribuição normal tem uma importância particular, pois acordo com o teorema central do limite, a distribuição normal aborda o comportamento assintótico de várias distribuições de probabilidade.

No item a seguir será verificado as principais destruições de probabilidades utilizadas com foco na confiabilidade.

4.2 Principais Distribuições Utilizadas em Confiabilidade

A distribuição estatística é descrita pela f.d.p. (ou função densidade de probabilidade). Utilizando a definição da f.d.p. como todas as outras funções mais comumente utilizadas na análise de confiabilidade, que permitem a análise de dados de vida, tais como: função confiabilidade, função taxa de falha, função vida média e função vida mediana. Todas estas podem ser determinadas diretamente a partir das definições da f.d.p., ou $f(t)$ [67].



Figura 4.1 – Exemplos de Curvas de Distribuições (f.d.p.) – Fonte: Paulo Zaleski -2010

Existem diferentes distribuições, tais como normal, exponencial etc. e cada uma delas tem o $f(t)$ pré-definido. Estas distribuições foram formuladas por estatísticos, matemáticos e engenheiros para modelar matematicamente ou representar certo comportamento. Por exemplo, a distribuição Normal ou distribuição de Moivre-Laplace-Gauss ganhou importância com os trabalhos de Abraham de Moivre (em *The Doctrine of Chances*), Pierre Simon Laplace e Carl Friedrich Gauss. Muitas das distribuições que tendem a melhor representar os dados de vida são comumente chamadas de distribuições de vida.

As principais distribuições de probabilidade utilizadas na análise de confiabilidade são [68, 69]:

- Distribuições Discretas:
 - ✓ Binomial

- ✓ Poisson
- ✓ Multinomial
- Distribuições Contínuas:
 - ✓ Exponencial
 - ✓ Normal
 - ✓ Log-Normal
 - ✓ Weibull

4.2.1 Distribuição Binomial

A distribuição binomial é adequada para descrever situações em que os resultados de uma variável aleatória podem ser agrupados em apenas duas classes ou categorias. As categorias devem ser mutuamente excludentes, de forma que não haja dúvidas na classificação do resultado da variável nas categorias e coletividade exaustivas, de forma que não seja possível nenhum outro resultado diferente das categorias.

Exemplo: um produto manufaturado pode ser classificado perfeito ou defeituoso, a resposta de um questionário pode ser verdadeira ou falsa, etc.

Um experimento aleatório, consistindo em tentativas independentes repetidas, cada uma delas com dois resultados possíveis: sucesso ou falha, onde a probabilidade de sucesso em cada tentativa permaneça constante, é chamado de experimento binomial.

Condições de aplicação:

n : número fixo de tentativas;

p : probabilidade de sucesso, sendo $(1-p)$ a probabilidade de falha;

r : número de resultados de sucesso, sendo $(n-r)$ o número de resultados de falha;

p^r : probabilidade de r sucessos;

$(1 - p)^{n-r}$: probabilidade de $(n-r)$ falhas;

O número de vezes em que pode ocorrer r sucessos em n tentativas é dado pela equação 4.1.

$$C_r^n = \frac{n!}{r!(n-r)!} \quad 4.1$$

Então, a variável aleatória X , que é igual ao número de tentativas que resultam em sucesso, tem uma distribuição binomial com parâmetros p e n .

A probabilidade de se obter exatamente r sucessos em n tentativas será dada pela equação 4.2.

$$p_x(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} = C_r^n p^r q^{n-r} \quad 4.2$$

O valor esperado de uma variável aleatória binomialmente distribuída é dado pela equação 4.3.

$$E(X) = np \quad 4.3$$

A Variância de uma distribuição binomial é dada pela expressão 4.4.

$$Var(X) = npq \quad 4.4$$

4.2.2 Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson é adequada para descrever situações onde existe uma probabilidade de ocorrência em um campo ou intervalo contínuo, geralmente tempo ou área.

Ex.: o nº de acidentes por mês, nº de defeitos por metro quadrado, nº de clientes atendidos por hora.

Nota-se que a variável aleatória é discreta, no entanto a unidade de medida é contínua. Além disso as falhas não são contáveis, pois não é possível contar o número de acidentes que não ocorreram, nem tampouco o número de feitos que não ocorreram.

Condições de aplicação:

- O número de ocorrências durante qualquer intervalo depende somente da extensão do intervalo.
- As ocorrências ocorrem independentemente;
- A possibilidade de duas ou mais ocorrências acontecerem em um pequeno intervalo é muito pequena quando comparada à de uma única ocorrência.

A distribuição de Poisson [70] é um caso especial da Binomial quando $n \rightarrow \infty$, $n \gg r$, $p \ll 1$ e μ (média) = np se mantém limitada quando $n \rightarrow \infty$.

A distribuição de Poisson pode ser derivada a partir da distribuição binomial, como segue.

Em n tentativas, a probabilidade de um evento acontecer r vezes será:

$$p_x(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} = C_r^n p^r q^{n-r} \quad 4.5$$

Se

$$n \gg r, \frac{n!}{r!(n-r)!} = n(n-1)(n-2) \dots (n-r+1) \approx n^r \quad 4.6$$

Logo

$$p_x(r) = \frac{n^r}{r!} p^r q^{n-r} \quad 4.7$$

Se p é muito pequeno e $n \gg r$, então

$$q^{n-r} \approx q^n = (1-p)^n \quad 4.8$$

Assim,

$$\begin{aligned} p_x(r) &= \frac{(np)^r}{r!} (1-p)^r = \frac{(np)^r}{r!} \left[1 - np + \frac{n(n-1)}{2x_1} (-p)^2 + \dots \right] \\ &\cong \frac{(np)^r}{r!} \left[1 - np + \frac{(np)^2}{2!} + \dots \right] = \frac{(np)^r}{r!} e^{-np} \end{aligned} \quad 4.9$$

$p_x(r)$ é a probabilidade de r sucessos de n tentativas quando o valor esperado de sucesso é (np) .

Colocando agora determinado acontecimento em função de um tempo contínuo e considerando o número médio de ocorrências expresso em unidades de tempo, pode-se dizer que, sendo λ a taxa média de falhas (falha/un. tempo) e t o tempo, o número médio de falhas será λt e logo:

$$p_x(r) = \frac{(\lambda t)^r}{r!} e^{-\lambda t} \quad 4.10,$$

fornece a probabilidade de r falhas no período de tempo t .

A probabilidade de 0(zero) falhas no tempo t é chamada de confiabilidade do componente em função do tempo e é dada pela equação 4.11.

$$p(0) = R(t) = e^{-\lambda t} \quad 4.11,$$

O valor esperado da distribuição de Poisson e sua variância é dado pela equação 4.12.

$$E(X) = np = Var(X) \quad 4.12$$

A aplicação típica da distribuição de Poisson no controle da qualidade é como um modelo para número de defeitos (não-conformidades) que ocorre por unidade de produto.

4.2.3 Distribuição Multinomial

A distribuição Multinomial é utilizada em situações que se tem mais de dois resultados possíveis. Esta distribuição é em muitos aspectos uma extensão da distribuição binomial. Caso um experimento aleatório possa resultar em r saídas possíveis, sendo a probabilidade da i -ésima saída p_i , $i = 1, \dots, r$, com $\sum_{i=1}^r p_i = 1$ e admitindo que n experimentos independentes, a probabilidade de que a 1ª saída apareça x_1 vezes, a segunda x_2 vezes ... a r -ésima x_r vezes, será dada pela distribuição multinomial (equação 4.13).

$$p(x_1; x_2; \dots; x_r) = \frac{n!}{x_1! x_2! \dots x_r!} p_1^{x_1} p_2^{x_2} \dots p_r^{x_r} \quad 4.13$$

$$x_1 + x_2 + \dots + x_r = n$$

No caso particular de $r = 2$, $x_2 = n - x_1$ temos:

$$p(x_1; x_2) = \frac{n!}{x_1!(n-x_1)!} p_1^{x_1} (1-p_1)^{n-x_1} \quad 4.14$$

que é a expressão da distribuição binomial.

O valor esperado da distribuição multinomial e a sua variância são calculados pelas equações 4.15 e 4.16, respectivamente:

$$E(x_i) = np_i \quad 4.15$$

$$Var(x_i) = np_i(1-p_i) \quad 4.16$$

4.2.4 Distribuição Exponencial

Na distribuição Exponencial a variável aleatória é definida como o tempo entre duas ocorrências, sendo a média de tempo entre ocorrências $1/\lambda$.

Exemplo: se a média de atendimentos no caixa bancário é de $\lambda=6/\text{min}$, então o tempo médio entre atendimentos é $1/\lambda=1/6$ de minuto ou 10seg.

Uma variável aleatória contínua $0 \leq X < \infty$ possui uma função de distribuição exponencial quando ela for da forma da equação 4.17 descrita a seguir, onde λ é uma constante positiva.

$$F_x(t) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda t}, & t > 0 \\ 0, & t \leq 0 \end{cases} \quad 4.17$$

Uma vez conhecido o valor de λ , a distribuição fica completamente especificada e a probabilidade de qualquer evento de interesse pode ser calculada.

A função densidade de probabilidade pode ser calculada pela expressão 4.18:

$$f_x(t) = \begin{cases} \frac{dF_x(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t}, & t > 0 \\ 0, & t \leq 0 \end{cases} \quad 4.18$$

A média de uma variável aleatória X com tal tipo de distribuição pode ser calculada por:

$$E(X) = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \int_0^{\infty} \mu e^{-\mu} d\mu \quad 4.19$$

Fazendo-se $\mu = \lambda t$.

Integrando por partes obtém-se:

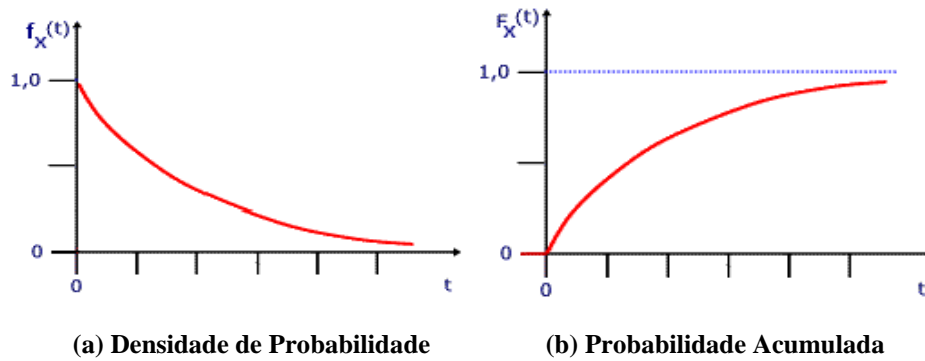
$$E(X) = \frac{1}{\lambda} \quad 4.20$$

A Variância, por sua vez, pode ser calculada pela expressão

$$Var(X) = \frac{1}{\lambda^2} \quad 4.21$$

A Figura 4.2 mostra o gráfico das funções densidade de probabilidade (Figura 4.2 (a)) e probabilidade acumulada (Figura 4.2 (b)) para uma função de distribuição exponencial.

Figura 4.2 - Distribuição Exponencial



Fonte: Waltencir Andrade/2007

A distribuição exponencial é largamente utilizada no campo da confiabilidade, como um modelo para a distribuição dos tempos até a falha de componentes eletrônicos. Nessas aplicações o parâmetro λ representa a taxa de falha para o componente e $1/\lambda$ é o tempo médio até a falha

4.2.5 Distribuição Normal ou Gaussiana

A distribuição Normal ou Gaussiana é a mais conhecida das distribuições contínuas. Sua importância se deve a vários fatores, entre eles o teorema do limite central, o qual é um resultado fundamental em aplicações práticas e teóricas, pois ele garante que mesmo que os dados não sejam distribuídos segundo uma Normal, a média dos dados converge para uma distribuição normal conforme o número de dados aumenta. Muitas variáveis aleatórias de ocorrências naturais ou de processos práticos obedecem a esta distribuição, como exemplo a dispersão de medidas em uma produção seriada, as alturas das pessoas em uma população e vários outros fenômenos físicos. [71]

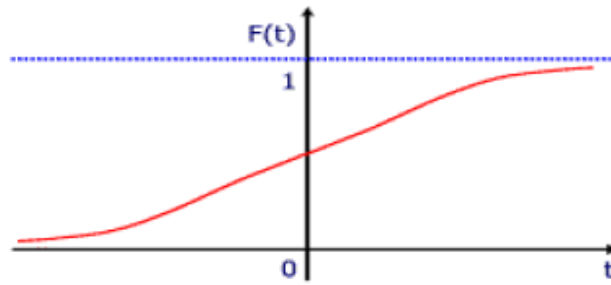
A distribuição Normal tem sido amplamente utilizada nos estudos de confiabilidade de geração e confiabilidade composta (Geração e Transmissão) para modelar incertezas advindas de previsão de carga.

A variação natural de muitos processos industriais é realmente aleatória. Embora as distribuições de muitos processos possam assumir uma variedade de formas, muitas variáveis observadas possuem uma distribuição de frequências que é, aproximadamente, uma distribuição de probabilidade Normal. [72]

Uma variável aleatória X é dita ter uma distribuição normal de média λ e variância σ^2 se a função de distribuição acumulada é dada pela equação 4.24 cuja forma é dada pela Figura 4.3.

$$F_x(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} dx \quad 4.24$$

Figura 4.3 - Curva da Função de Probabilidade Acumulada da Distribuição Normal



Fonte: Waltencir Andrade/2007

Assim pode-se verificar que:

$F(t)$ tende para zero se $t \rightarrow -\infty$.

$F(t)$ tende para um se $t \rightarrow +\infty$.

Se $\mu = 0$ e $\sigma = 1$, temos a distribuição normal padrão simbolizada por $\Phi(t)$

Assim:

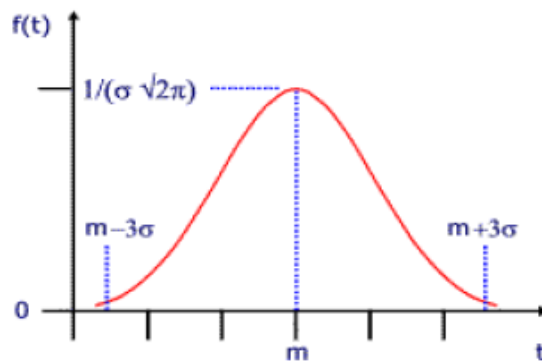
$$F_x(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} dx$$

$$\Phi(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad 4.25$$

A função densidade de probabilidade é dada pela equação 4.26, cuja forma é mostrada na Figura 4.4.

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} \quad 4.26$$

Figura 4.4 - Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal



Fonte: Waltencir Andrade/2007

Se calculada a probabilidade $P(\mu - 3\sigma \leq X \leq \mu + 3\sigma)$ o resultado é aproximadamente 0,997. Ou seja, a quase totalidade dos casos está neste intervalo.

O valor esperado de uma distribuição normal (média) é dada pela equação 4.27.

$$E(X) = \mu \quad 4.27$$

A Variância pode ser calculada pela equação 4.28.

$$\text{Var}(X) = \sigma^2 \quad 4.28$$

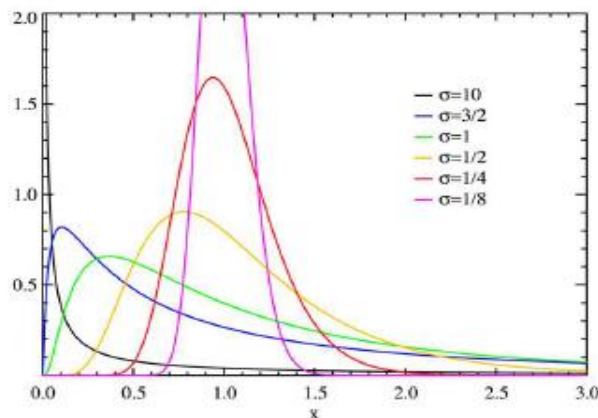
4.2.6 Distribuição Log-Normal

A distribuição lognormal é comumente utilizada na análise de confiabilidade em ciclos até a falha por fadiga, resistências de materiais, e no projeto probabilístico com cargas variáveis. Quando o logaritmo natural dos tempos até a falha é normalmente distribuído, então dizemos que os dados seguem uma distribuição lognormal.

Uma variável aleatória X tem a distribuição log-normal quando o seu logaritmo $Y = \log(X)$ tem a distribuição normal. Logo, sua função de densidade é dada pela equação 4.29. A Figura 4.5 mostra a função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ e a Figura 4.6 mostra a função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ .

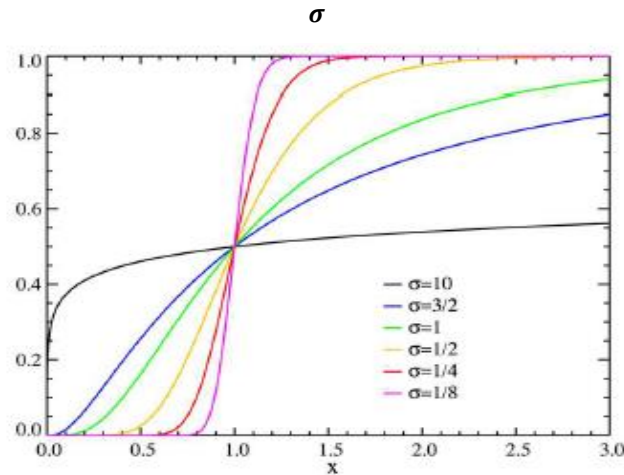
$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad 4.29$$

Figura 4.5 - Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ



Fonte: Waltencir Andrade/2007

Figura 4.6 - Função distribuição acumulada da distribuição log-normal para $\mu = 0$ e diferentes valores de σ



Fonte: Waltencir Andrade/2007

O valor esperado de $X = \exp(Y)$, quando Y é uma variável aleatória normal é dada pela equação 4.30.

$$E(X) = E(\exp(Y)) = \exp(E(Y) + 0.5\text{var}(Y)) \quad 4.30$$

Onde, $\text{var}(Y)$ é a variância de Y .

A variância da log-normal também pode ser expressa em função da normal.

Sendo $X = \exp(Y)$ e Y normal temos a variância de X dada por pela equação 4.31.

$$\text{var}(X) = E(2E(Y) + \text{var}(Y)) \exp(\text{var}(Y)) - 1 \quad 4.31$$

4.2.7 Distribuição Weibull

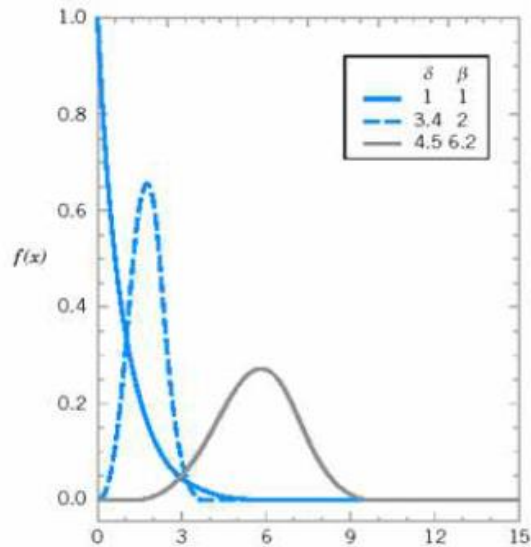
Nomeada pelo seu criador Waloddi Weibull [69], é uma distribuição de probabilidade contínua, frequentemente usada para modelar o tempo até a falha de muitos sistemas físicos diferentes. Os parâmetros na distribuição fornecem uma grande flexibilidade para modelar sistemas em que o número de falhas aumenta com o tempo, diminui com o tempo ou permanece constante com o tempo. A distribuição de probabilidade de Weibull é muito utilizada para representar o comportamento da velocidade do vento. A função densidade de probabilidade de Weibull para uma variável aleatória x é definida pela equação 4.32.

$$f(x) = \frac{\beta}{\delta} = \left(\frac{x}{\delta}\right)^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\delta}\right)^{\beta}\right] \quad 4.32$$

onde δ e β são respectivamente os parâmetros de escala e de forma. Quanto maior o valor do parâmetro β , mais estreita e mais pontuda é a curva de Weibull, conforme mostra a Figura 4.7. Isso significa que existe uma menor variação da variável x . O fator de escala está relacionado ao valor médio de x , quanto maior o valor de δ , maior será o valor médio de x (\bar{x}).

Por inspeção da função densidade de probabilidade, vê-se que quando $\beta = 1$, a distribuição de Weibull é idêntica à distribuição exponencial.

Figura 4.7 - Funções densidade de probabilidade de Weibull para valores selecionados de δ e β



Fonte: Waltencir Andrade/2007

Se X tiver uma distribuição de Weibull, com parâmetros δ e β , então a função de distribuição cumulativa de X será dada pela equação 4.30. A média e a variância de x serão dadas pelas equações 4.31 e 4.32, respectivamente.

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta} \quad 4.30$$

$$\mu = \delta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad 4.31$$

$$\sigma^2 = \delta^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \delta^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)\right]^2 \quad 4.32$$

onde, $\Gamma(y)$ é dada pela equação 4.33.

$$\Gamma(y) = \int_0^\infty e^{-x} x^{y-1} dx \quad 4.33$$

Existem vários métodos para a determinação dos parâmetros δ e β , dependendo dos dados disponíveis e da precisão que se deseja alcançar, desde a plotagem deles em um papel log-log até métodos aproximados. Considerando x como sendo uma variável aleatória que represente a variação do vento, em [70, 71] são apresentados vários métodos para determinação dos parâmetros δ e β .

4.3 Considerações Finais

Neste capítulo verificou-se que há muitas distribuições de probabilidade diferentes e que a distribuição Normal tem uma importância particular, pois acordo com o teorema central

do limite, a distribuição normal aborda o comportamento assintótico de várias distribuições de probabilidade.

A distribuição Normal tem sido amplamente utilizada nos estudos de confiabilidade de geração e confiabilidade composta (Geração e Transmissão) para modelar incertezas advindas de previsão de carga. Exemplo de aplicação desta distribuição foi o artigo apresentado no SNPTEE/2009, Aperfeiçoamento de Metodologia para Medir a Temperatura de Para-Raios de 69kv a 500kv por Termovisão nas Subestações da Eletronorte – metodologia desenvolvida pelo CEPTEL e utilizada no sistema Eletrobrás [22]. Onde o objetivo principal era mapear o universo de Para-Raios de cada subestação através das variáveis: medição de corrente de fuga, termografia e radiofrequência, na condição on-line, para diagnóstico da condição operativa e com isso identificar espécimes defeituosos, retirá-los de operação e manter a continuidade do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica.

Afim de replicar esta metodologia para outros equipamentos de subestações, em especial nas subestações da Eletronorte-PA, foram escolhidos os TIs, em virtude de ocorrência de explosões em TCs e erros de medição e TPs. Com isso foi levantado uma base de dados com os itens: histórico de manutenção, locais de instalação, as diversas famílias, tempo de operação, ocorrências sistêmicas, ensaios preventivos e medições (tensão e corrente) para o cliente. Todas estas informações nortearam esta dissertação para identificar espécimes defeituosos e sua localização, gerando uma estimativa do grau de confiabilidade destes equipamentos. Visando garantir a confiabilidade de diagnósticos complementares e apoio ao planejamento da manutenção, com o intuito de reduzir não somente o impacto financeiro negativo causado por aplicação de Parcelas Variáveis (PVs) intempestivas e/ou restrições operativas, mas também permitir a continuidade de Transmissão de Energia Elétrica para o SEP.

Capítulo 5 Análise e Resultados

5.1 Introdução

Este capítulo é dedicado a demonstração de resultados encontrados através análise do banco de dados cedido para esta pesquisa, pela empresa Eletronorte - PA, com o objetivo de desenvolver e aplicar uma metodologia para controle de ativos baseado em probabilidade e estatística. Para esta dissertação foi escolhido a distribuição probabilística Normal (Gaussiana), cujo cálculo é baseado no desvio padrão do valor médio e variâncias de um universo de espécimes de variáveis aleatórias.

A distribuição Normal tem sido amplamente utilizada nos estudos de confiabilidade para o SEP, um exemplo de aplicação desta distribuição foi o artigo apresentado no SNPTEE/2009 sobre, Aperfeiçoamento de Metodologia para Medir a Temperatura de Para-Raios de 69kV a 500kV por Termovisão nas Subestações da Eletronorte [22] – metodologia desenvolvida pelo CEPEL e Eletronorte, sendo bastante utilizada no sistema Eletrobrás. Onde o objetivo principal era mapear o universo de Para-Raios de cada subestação através de três variáveis: medição de corrente de fuga, termografia e radiofrequência, na condição on-line, para diagnóstico da condição operativa e com isso identificar espécimes defeituosos, retirá-los de operação e manter a continuidade do Transmissão de EE.

Afim de replicar esta metodologia para outros equipamentos de subestações, foram escolhidos os TIs, em virtude de ocorrências de explosões em TCs, entre o período de 2015 e 2016, e erros de medição em TPs que se encontram instalados na empresa Eletronorte - PA. As variáveis utilizadas para compor o cenário pesquisado foram: quantidade instalada de equipamento, local de instalação, tipo, fabricantes, defeitos apresentados, resultados de ensaios preventivos realizados (para TCs e TPs), e ocorrências de grande relevância sistêmica que envolveram estes equipamentos elétricos.

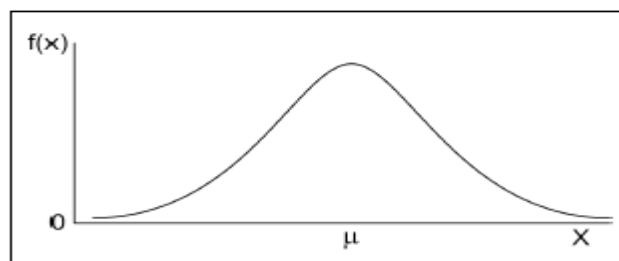
A função dos TIs é retratar as condições reais de um sistema elétrico com fidelidade necessária. Para isto, reduzem módulo da grandeza a ser medida sem alterar sua natureza, forma ou frequência. Os TIs possuem ainda uma outra função importante: a de desacoplar (isolar) o circuito primário do secundário, ou seja, não há conexão elétrica entre o primário e o secundário. A transferência de informação entre esses dois circuitos ocorre em nível eletromagnético. Há basicamente dois tipos de TIs: TP e TC, sendo eles equipamentos fundamentais nos sistemas que envolvem proteção, comando, controle, supervisão e medição (SPCS) relacionados ao SEP.

Como os TIs, de maneira direta ou indireta, tem grande impacto financeiro na RAP das FTs de uma subestação, pois em caso de explosão de um TI e/ou envio de informação equivocada, devido a erros de parametrização e/ou ligação para o SPCS, pode gerar indisponibilidade de uma FT e em casos de medição errônea, causar prejuízos em arrecadação seja para a concessionária ou para o cliente. Com o intuito de minimizar essas perdas, as informações coletadas e resultados obtidos nesta dissertação, serviram para identificar espécimes defeituosos e sua localização, gerando uma estimativa do grau de confiabilidade destes equipamentos. O resultado desta dissertação visa subsidiar a confiabilidade de diagnósticos complementares e apoiar o planejamento da manutenção, com o intuito de reduzir não somente o impacto financeiro negativo causado por aplicação de PVs intempestivas e/ou restrições operativas, mas também permitir a continuidade de Transmissão de EE para o SEP.

5.1.1 Breve Definição e Equacionamento para Distribuição Gaussiana

A Distribuição Normal é uma das mais importantes distribuições da estatística, conhecida também como Distribuição de Gauss ou Gaussiana, Sem dúvida já conhecida como a “curva em forma de sino” (Figura 5.1). Foi desenvolvida pelo matemático francês Abraham de Moivre. O estudo do problema dos erros de medida levou à introdução da curva que, mais tarde, recebeu o nome de curva normal. Além de descrever uma série de fenômenos físicos e financeiros, possui grande uso na estatística inferencial. É inteiramente descrita por seus parâmetros de *Média e Desvio Padrão*, ou seja, conhecendo-se estes consegue-se determinar qualquer probabilidade em uma Normal.

Figura 5.1 - Distribuição Gaussiana ou Normal



Fonte: www.portalection.com.br

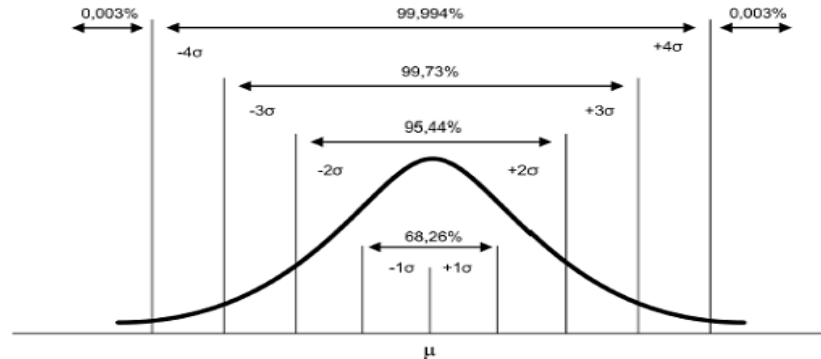
Para achar a área sob a curva normal deve-se conhecer dois valores numéricos, a média μ e o desvio padrão σ .

Uma variável aleatória X é dita ter uma distribuição normal de média λ e variância σ^2 se a função de distribuição acumulada é dada pela equação 5.1, cuja forma é mostrada na Figura 5.2.

$$F_x(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} dx \quad 5.1$$

A Figura 5.2 a seguir mostra algumas áreas importantes:

Figura 5.2 - Distribuição Normal, mostrando simetria



Fonte: www.portaaction.com.br

Se $\mu = 0$ e $\sigma = 1$, temos a distribuição normal padrão simbolizada por $\Phi(t)$

Assim:

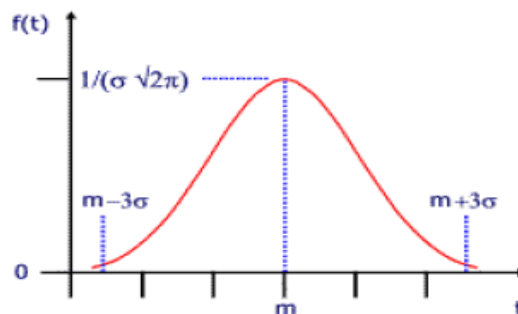
$$F_x(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} dx$$

$$\Phi(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad 5.2$$

A função densidade de probabilidade é dada pela equação 5.3, cuja forma é mostrada na Figura 5.3.

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\mu-x)^2}{2\sigma^2}} \quad 5.3$$

Figura 5.3 - Curva da Densidade de Probabilidade da Distribuição Normal



Fonte: Waltencir Andrade/2007

Se calculada a probabilidade $P(\mu - 3\sigma \leq X \leq \mu + 3\sigma)$ o resultado é aproximadamente 0,997. Ou seja, a quase totalidade dos casos está neste intervalo.

O valor esperado de uma distribuição normal é dado pela equação 5.4.

$$E(X) = \mu \quad 5.4$$

A Variância pode ser calculada pela equação 5.5.

$$\text{Var}(X) = \sigma^2 \quad 5.5$$

5.2 Metodologia Aplicada

5.2.1 Definição de Cálculo de Variáveis para Análise

- a) O ensaio de Fator de Dissipação ou de Fator de Potência (fp) [73]:

Este ensaio em TCs e TPs é uma das formas indiretas de se controlar a rigidez dielétrica do isolamento, pois não há possibilidade de medir esta rigidez diretamente sem provocar ou acelerar a destruição do isolamento. As principais causas de deterioração do isolamento, são devidas às ações de contaminantes térmicos, químicos e absorção de unidade.

Os contaminantes térmicos são normalmente originários dos ciclos de variação de temperatura ou altas temperaturas por períodos longos que podem causar o aparecimento de forças mecânicas internas e contribuem para a deterioração do material isolante, resultando em rachaduras e destruindo a integridade física do isolamento. Os contaminantes químicos, originam-se das reações químicas que ocorrem no processo de envelhecimento, tendendo a enfraquecer o isolamento e reduzir a rigidez mecânica, podendo conduzir a uma falha elétrica.

Quando o isolamento está contaminado ocorre normalmente um aumento da corrente de condução que ocasionará uma elevação de perdas dielétricas. Tendo em vista que a contaminação do material isolante pode conduzir a consequências graves, torna-se importante uma interpretação correta do ensaio para servir de indicação de deterioração das propriedades dielétricas do isolamento.

- b) O objetivo do ensaio [74]:

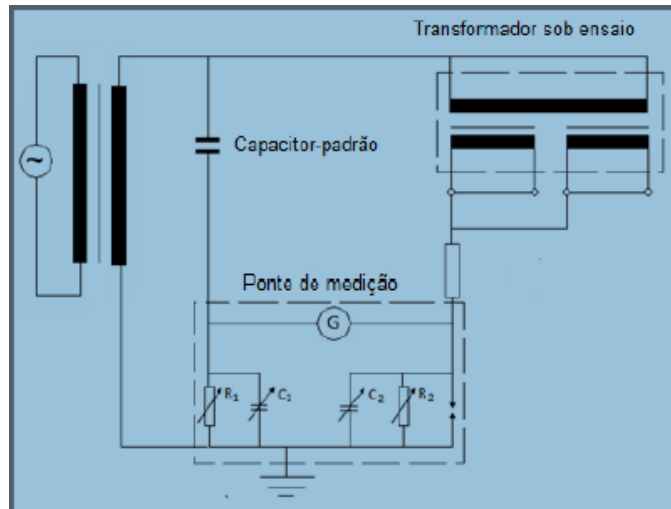
A medição do fator de perdas dielétricas ou fp, destina-se a obtenção de um parâmetro para avaliação da qualidade do isolamento principal do TC ou TP por meio de comparação do valor medido em fábrica com os valores obtidos em campo ao longo da vida útil do equipamento. Este ensaio é aplicável a TCs e TPs imersos em óleo com $V_m \geq 72,5\text{kV}$, sendo a medição feita por meio do método do watt por volt-ampere ou pelo método de ponte. As medições devem ser realizadas a 10kV (eficaz) para ensaios de rotina.

- c) Método de ensaio:

A tensão deve ser aplicada entre os terminais primários curto-circuitados e o terra. Os terminais secundários curto-circuitados e a massa devem ser conectados à ponte de medição. Neste caso, a massa deve estar isolada do potencial de terra. Se o TC for fornecido com um terminal isolado especial para medição de tangente delta, este terminal deve ser desconectado

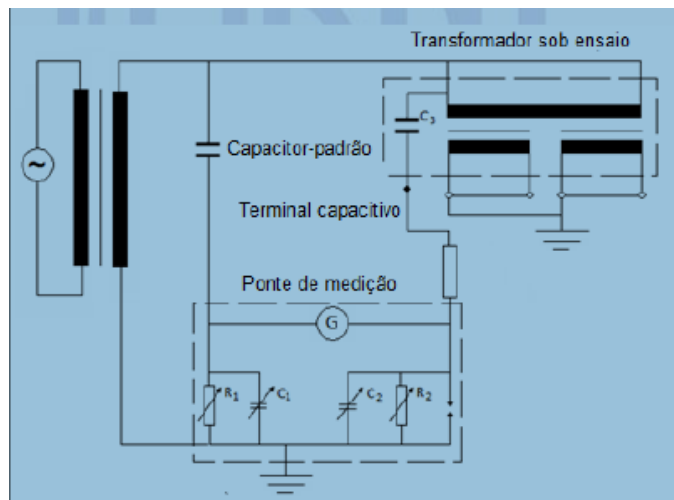
do potencial de terra e conectado à ponte de medição. Os circuitos de ensaio são apresentados nas figuras 5.4 e 5.5.

Figura 5.4 – Circuito de ensaio para transformador sem terminal especial para medição de tangente delta



FONTE: ABNT

Figura 5.5 – Circuito de ensaio para transformador com terminal especial para medição de tangente delta



FONTE: ABNT

d) Critério de aprovação do ensaio:

O fato de perdas dielétricas medido à temperatura ambiente não pode exceder 0,5% para TCs e TPs imersos em óleo.

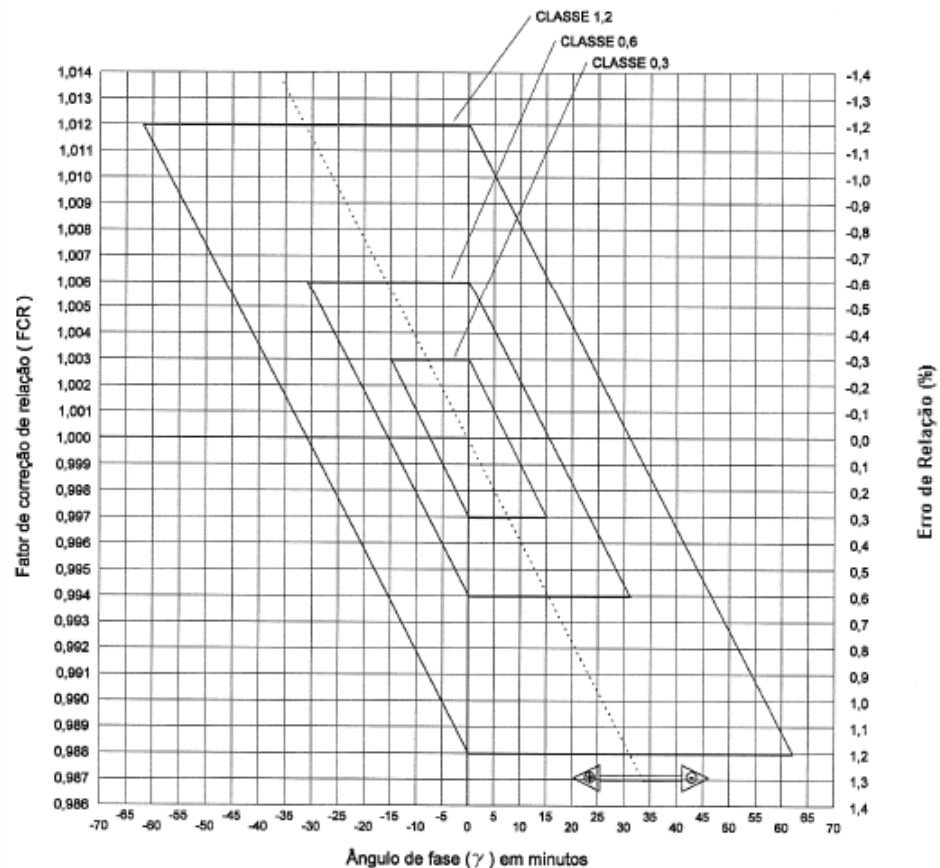
e) Classes de exatidão padronizada para TPs para medição [75]:

As classes de exatidão padronizadas para TPs monofásicos para medição são:

[0,3 – 0,6 – 1,2]

Considera-se que um TP está dentro de sua classe de exatidão quando, para as condições especificadas, os pontos determinados pelos fatores de correção de relação (FCR) e pelos ângulos (γ) estiverem dentro do paralelogramo de exatidão na figura 5.6 para:

- ✓ Tensões compreendidas na faixa de 90 a 110% da tensão nominal, com frequência nominal;
- ✓ Todos os valores de cargas nominais, desde vazio até a carga nominal especificada, salvo acordo entre fabricante e usuário;
- ✓ TP com dois ou mais enrolamentos secundários, cada enrolamento deve estar dentro de sua classe de exatidão, nas condições mencionadas anteriormente, com os outros secundários alimentando cargas padronizadas, desde que a soma das cargas não ultrapasse a carga simultânea especificada.
- ✓ TP com enrolamento provido de derivações, as classes de exatidão devem ser especificadas separadamente para cada derivação, caso sejam diferentes. Caso contrário, as derivações devem estar dentro da classe total de exatidão.



FONTE: ABNT

f) Limites de erro de relação e deslocamento de fase para TPs para proteção

O erro de relação e deslocamento de fase à frequência nominal não deve exceder os valores da tabela 5.1 a 5% tensão nominal e à tensão de limite superior (tensão nominal multiplicada pelo fator de sobretensão nominal (1.2, 1.5 ou 1.9)), com carga entre 0 e 100% de carga nominal.

Tabela 5.1 – Limites de erro de relação e deslocamento de fase para TPs de proteção

Classe	Porcentagem do erro (de relação) da tensão + ou -	Deslocamento de fase	
		min	Centiradianos
3 %	3,0	120	3,5
6 %	6,0	240	7,0

FONTE: ABNT

5.2.2 Definição de Análise Realizada para aplicação da Distribuição Normal

Primeiramente estabeleceu-se o critério em considerar os resultados dentro de uma distribuição gaussiana para análise de criticidade e utilizando como classificação [76]:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_m - 2\delta \text{ e } V_m + 2\delta \rightarrow \text{Defeituoso} \\ V_m - \delta \text{ e } V_m + \delta \rightarrow \text{Controle} \\ V_m - \delta < V_m < V_m + \delta \rightarrow \text{Normal} \end{array} \right.$$

Onde:

V_m: Valor Médio da Variável (fator de potência, capacitância ou tensão) do cálculo de desvio padrão

δ: desvio padrão no Valor Médio da Variável (fator de potência, capacitância ou tensão), conforme apresentado na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Limites de tolerância para δ

Desvio Padrão no Valor Médio da Variável	TC	TP
Normal	[0 a 1,9] %	[0 a 0,9] %
Controle	[2 a 4,9] %	[1 a 2,9] %
Defeito	≥ 5%	≥ 3%

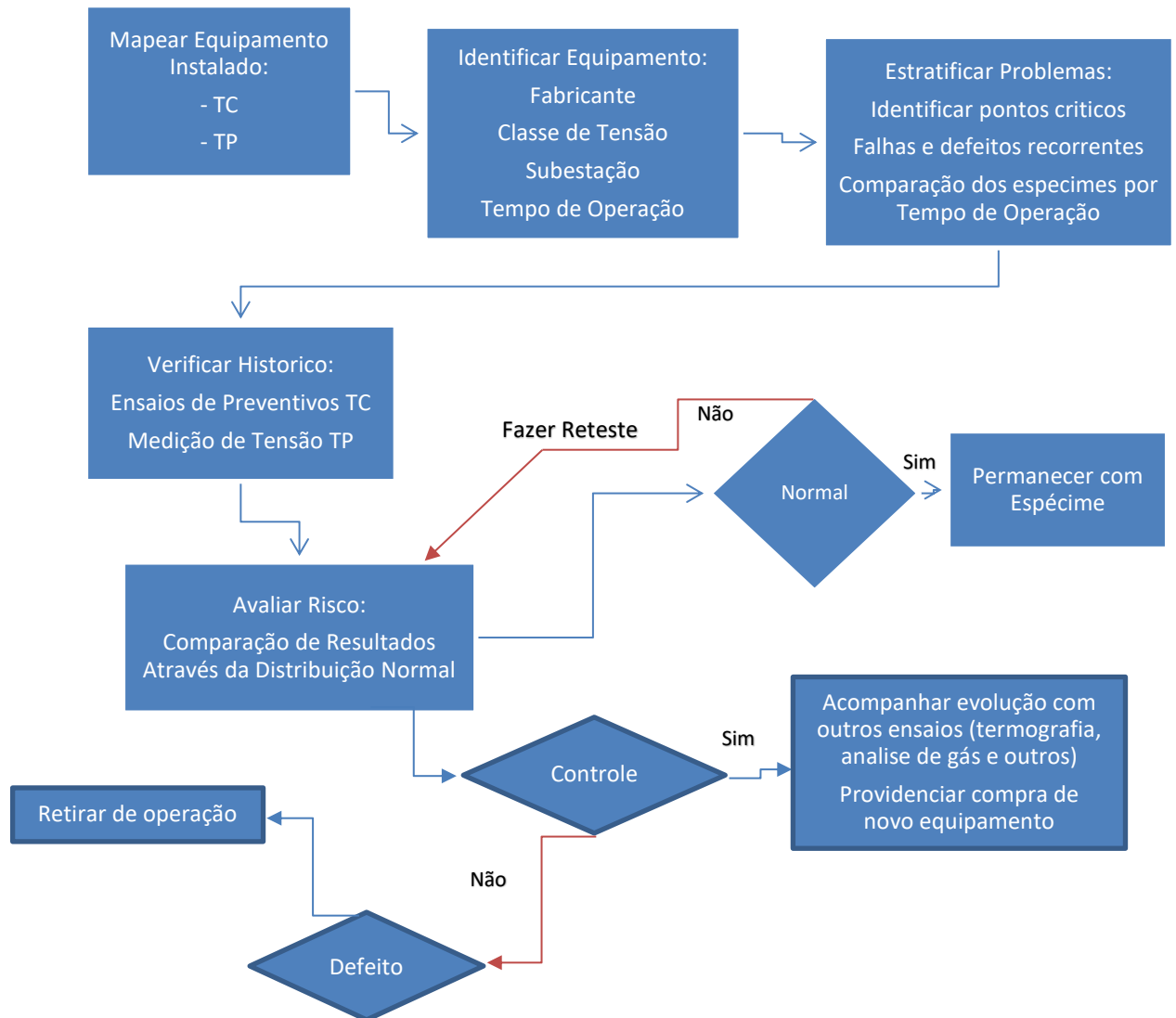
FONTE: Autor

As variáveis utilizadas para as análises de cálculo em TC's foram os últimos ensaios de fator de potência e capacitância encontrados no sistema de gestão módulo de manutenção - SAP R3 e para os TP's as leituras de tensão no secundário encontradas no Sistema de Gerenciamento de Energia - SAGE no Centro de Operação Pará – pertencentes à Eletronorte - PA.

Em seguida foi montado o fluxograma que norteou a mineração da base de dados cedida pela empresa Eletronorte-PA, nele está descrito o passo-a-passo realizado durante este estudo.

Segue metodologia para controle de TIs (TCs e TPs) com aplicação de Distribuição Normal para avaliação da confiabilidade operativa destes equipamentos aplicado à Eletronorte -PA.

Figura 5.7 - Fluxograma Metodologia para Controle de TIs com Distribuição Normal



FONTE: Autor

Os itens seguintes têm por objetivo detalhar os passos do Fluxograma apresentado acima, desde o mapeamento dos espécimes até o resultado final encontrado, com o intuito de dar suporte técnico e científico para auxílio em decisões gerenciais como: avaliar se o espécime pode ser retirado de operação de imediato ou acompanhar a evolução do problema até o melhor tempo de parada, sem risco de danos para o sistema em que este equipamento está conectado.

5.3 Detalhamento do Fluxograma

5.3.1 Mapeamento de Equipamentos Instalados

Nas subestações da Eletronorte - PA existem cerca de 795 unidades de TCs instalados e em operação. A tabela 5.3 mostra o mapeamento de TCs estratificados por: município, subestações e níveis de tensão.

Tabela 5.3 - N° TCs Instalados e em Operação Área Pará

Município	Subestações	Levantamento Transformadores de Corrente				
		Níveis de Tensão em kV				
		500	230	138	69	34,5
Belém	Belém	-	33	-	9	-
	Utinga	-	42	-	12	-
	Miramar	-	18	-	30	-
	Santa Maria	-	27	15	3	-
	Castanhal	-	6	-	-	-
Barcarena	Vila do Conde	36	105	-	12	-
Marabá	Marabá	69	27	-	18	-
	Integradora	-	21	-	-	-
	Carajás	-	24	-	-	-
	Serra Norte	-	12	-	-	-
Altamira	Altamira	-	30	-	12	-
	Rurópolis	-	15	21	-	-
	Transamazônica	-	15	-	-	9
	Tapajós	-	-	3	-	-
Tucuruí	Tucuruí	108	27	12	18	-
	Vila	-	-	-	3	3
	Total	213	402	51	117	12
Total Geral		795				

FONTE: Autor

A tabela 5.4 mostra a distribuição de TCs por: fabricantes e níveis de tensão.

Tabela 5.4 TCs por Fabricantes e Níveis de Tensão

Fabricantes	Níveis de Tensão em kV				
	500	230	138	69	35,4
A	24	75	-	9	3
B	-	57	15	42	-
C	97	144	15	36	3
D	3	42	6	-	-
E	-	-	9	-	-
F	-	24	-	-	-
G	47			3	
H	6				
I				3	
Sem Classificação	36	60	6	24	6
TOTAL	213	402	51	117	12

As tabelas 5.5 e 5.6 mostram mapeamento semelhante ao anterior realizado para TCs, porém o destaque é dado aos TPs, onde constata-se que há 534 unidades deste equipamento instalados e em operação neste sistema. A tabela 5.5 mostra a distribuição por: município, subestação e níveis de tensão e a tabela 5.6 uma distribuição por: fabricantes e níveis de tensão.

Tabela 5.5 N° TPs Instalados e em Operação Área Pará

Município	Subestações	Levantamento Transformadores de Potencial				
		Níveis de Tensão em kV				
		500	230	138	69	34,5
Belém	Belém	-	15	-	9	-
	Utinga	-	21	-	12	-
	Miramar	-	12	-	33	-
	Santa Maria	-	15	18	3	-
	Castanhal	-	6	-	-	-
Barcarena	Vila do Conde	12	51	-	15	-
Marabá	Marabá	24	27	-	9	-
	Integradora	-	24	-	-	-
	Carajás	-	27	-	-	-
	Serra Norte	-	15	-	-	-
Altamira	Altamira	-	15	-	15	-
	Rurópolis	-	9	24	-	-
	Transamazônica	-	12	-	-	12
Tucuruí	Tucuruí	54	15	15	9	-
	Vila	-	-	-	3	3
	Total	90	264	57	108	15
Total Geral		534				

Tabela 5.6 - TPS por Fabricantes, Tipos e Níveis de Tensão

Fabricantes	Níveis de Tensão em kV				
	500	230	138	69	35,4
A	-	51	6	15	-
B	3	11	9	42	
C	3	-	-	-	-
D	3	-	-	-	-
E	17	42	15	9	3
F	3	21	-	3	-
G	-	-	6	-	-
H	36	88	-	-	-
I	-	6	-	12	6
Sem Classificação	25	45	21	27	6
TOTAL	90	264	57	108	15

Após mapeamento de TIs com o intuito de identificar local de instalação, nível de tensão, fabricante e quantidade instalada, se faz necessário verificar se ainda há TIs com mais de 30 anos em operação, em qual quantidade, nível de tensão e local de instalação. A figura 5.7 que foi extraída do MCPSE, representa parte da tabela que trata de taxas de depreciação para equipamentos de potência, em específico, transformadores de medida. Atendo-se somente à rede básica, cujo nível de tensão está acima de 230kV, esta figura mostra que o tempo estimado para substituição de transformadores de medida de níveis de tensão maior que 69kV é de aproximadamente 30 anos.

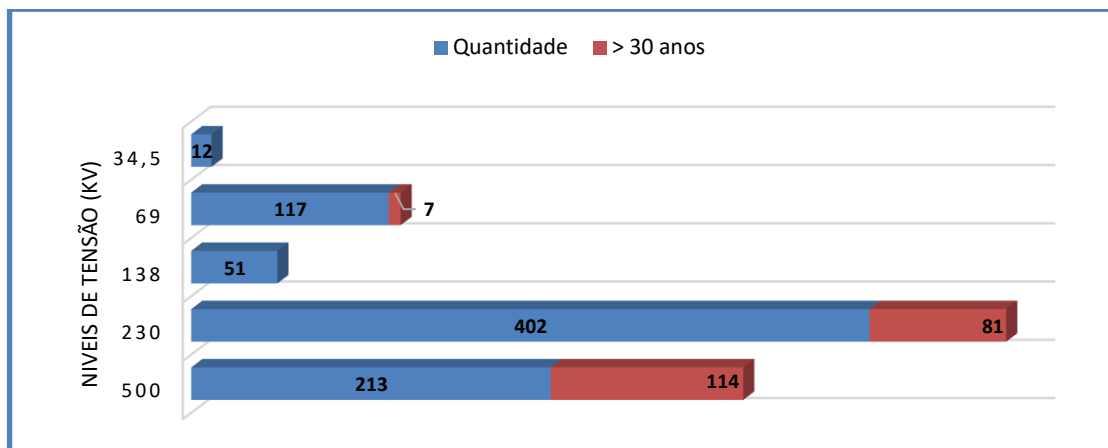
Figura 5.8 – Parte da Tabela de Taxas de Depreciação MCPSE

TIPO DE UNIDADE DE CADASTRO		TIPO DE BEM			
CÓD.	DESCRIÇÃO	CÓD.	DESCRIÇÃO	VU	TAXA
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE. IGUAL OU SUPERIOR A 69 kV	30	3,33%
		575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE. TENSÃO INFERIOR A 69 kV	23	4,35%
		575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL. IGUAL OU SUPERIOR A 69 kV	30	3,33%
		575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL. TENSÃO INFERIOR A 69 kV	23	4,35%
		575.11	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	30	3,33%
		575.12	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INTERMEDIÁRIO	30	3,33%
		575.13	TRANSFORMADOR DE DEFASAMENTO	30	3,33%
		575.20	CONJUNTO DE MEDIÇÃO (TP e TC)	23	4,35%

Fonte: ANEEL

Os gráficos 5.1 e 5.2 discriminam respectivamente, a quantidade de TCs e TPs com mais de 30 anos em operação nas subestações da Eletronorte-PA.

Gráfico 5.1 - Comparação Universo de TCs instalados e energizados por TCs >30 anos em Operação

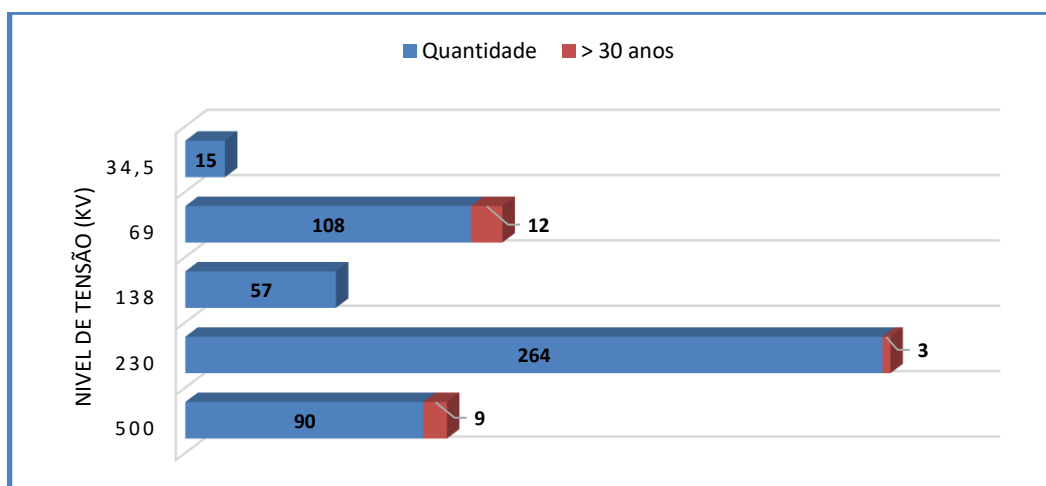


Tensão (kV)	Universo de TCs em Operação					Total
	500	230	138	69	34,5	
Quant. (un)	213	402	51	117	12	795
> 30 anos	114	81		7		202
	53,52%	20,15%		5,98%		25,41%

Fonte do Autor

O gráfico 5.1, mostra que cerca de 25% do total de TCs instalados, em todos os níveis de tensão, estão com mais de 30 anos em operação, superando sua expectativa de vida útil, e o nível de tensão que tem maior representatividade, em torno de 53%, é em 500kV.

Gráfico 5.2 - Comparação universo de TPs instalados e energizados por TPs > 30 anos em Operação



Tensão (kV)	Universo de TPs em Operação					Total
	500	230	138	69	34,5	
Quant. (un)	90	264	57	108	15	534
> 30 anos	9	3		12		24
	10,00%	1,14%		11,11%		4,49%

Fonte do Autor

O gráfico 5.2, mostra que cerca de 4% do total de TPs instalados, em todos os níveis de tensão, estão com mais de 30 anos em operação e o nível de tensão a 69kV é o que tem maior representatividade, com 11% do total.

Vale ressaltar que esta condição, de fim de vida útil do equipamento elétrico, pode ser considerada um possível problema quanto a riscos de explosões, pois já há uma degradação natural do sistema de selagem do equipamento. Esta condição pode vir a comprometer seu nível de isolamento, onde pode ser constatado através de: apresentação de vazamentos (de óleo ou gás), trincas em porcelanas ou epóxis, resultados de ensaios e medições que demonstrem parâmetros elétricos alterados como: fator de potência, capacitância, termogramas, óleo isolante e outros. Qualquer uma destas condições já justifica possíveis investimentos em substituições de equipamentos e/ou recuperação, quando possível, a fim de evitar danos maiores seja no SIN ou em Sistemas Isolados.

Neste comparativo simplificado, pode-se constatar que entre os dois grupos de TIs, o equipamento mais crítico é o TC a nível de tensão em 500kV, cujo dano sistêmico pode ser catastrófico.

O Art. 1º da Resolução Normativa 643/2014 – ANEEL [9] que “estabelecer, a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionária de transmissão” e o Art. 3º que define “Reforço é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de usuários, incluindo”:

IX – Implementação de soluções com a finalidade de manter a instalação em operação por tempo adicional à vida útil calculada utilizando-se as taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;

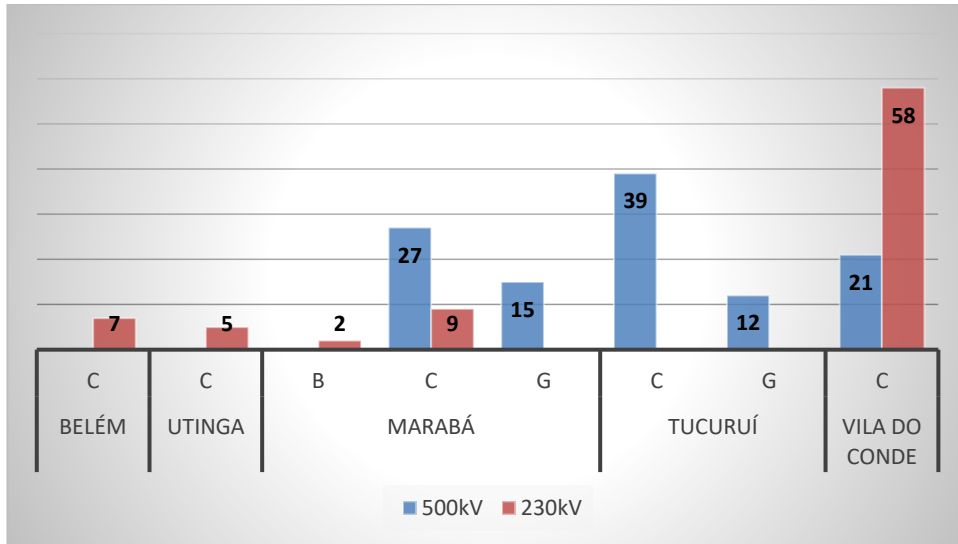
O MCPSE, criado em 2009 e revisado em 2014 pela ANEEL, atende a necessidade de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações do Setor Elétrico brasileiro pelas concessionárias, permissionárias, autorizadas e pelo Órgão Regulador, para acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos em serviços outorgados de energia elétrica, tanto para fins tarifários como para fins de reversão [24].

Estas Resoluções foram criadas para proteger o SEP, em particular o SIN, quanto ao envelhecimento de ativos e necessidade de sua renovação, justificado e orientando formar e condições de substituição de equipamentos elétricos para o SEP.

5.3.2 Estratificação Problemas

Para este item o universo foi restringido a TIs com níveis de tensão da RB (230 e 500kV). Os gráficos 5.3 e 5.4 identifica os pontos críticos considerando subestações, fabricantes e níveis de tensão para TCs e TPs com mais de 30 anos em operação, respectivamente.

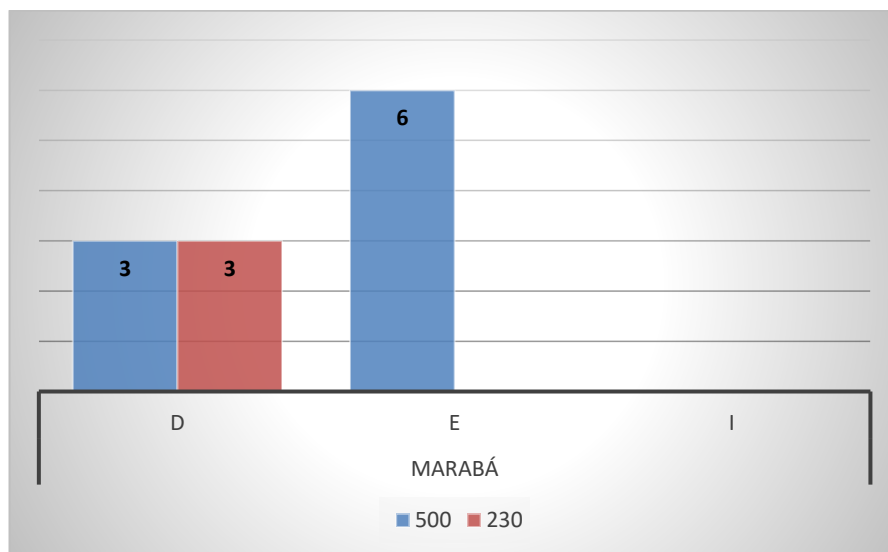
Gráfico 5.3 - Estratificação Pontos Críticos TC's em operação > 30 anos por Subestação e Fabricante



Fonte do Autor

Observa-se no gráfico 5.3 que o fabricante C tem a maior representatividade de TC's com mais de 30 anos em operação, para níveis de tensão igual a 500KV e 230kV. Considerando final de vida útil segundo o MCPSE [21], as subestações de Tucuruí e Vila do Conde são consideradas os pontos mais críticos, neste quesito, da Eletronorte-PA.

Gráfico 5.4 - Estratificação Pontos Críticos TPs em operação > 30 anos por Subestação e Fabricante



Fonte do Autor

Quanto ao gráfico 5.4 observa-se que somente a subestação de Marabá tem de TPs com mais de 30 anos em operação, cujo fabricante E é o mais representativo para o nível de tensão em 500kV.

Esta análise foi restringida à RB por afetar diretamente grandes blocos de carga e geração para o SIN no que tange à QEE segundo os Procedimentos de Rede ONS[77].

No submódulo 2.8 sobre gerenciamento dos indicadores de QEE da RB apresenta[77]:

- a. Os indicadores de desempenho da RB relacionados à QEE e os valores limites de referência, nos aspectos global e individual.
- b. Apresenta também os processos de gerenciamento dos indicadores – apuração, acompanhamento do desempenho e divulgação de resultados – bem como o tratamento de violações e a análise de novos acessos. Além disso, apresenta o gerenciamento dos indicadores de desempenho das Funções Transmissão – FT.
- c. O desempenho da RB quanto à QEE é observado por meio de indicadores monitorados em barramentos sob responsabilidade de concessionária de transmissão, pontos de controle e pontos de observação da tensão, nos termos estabelecidos neste submódulo.

O submódulo 2.8, item 7 que se refere a continuidade do serviço de energia elétrica, suas considerações são[77]:

- a. A continuidade de serviço é representada por indicadores monitorados em pontos de controle.
- b. Entende-se por ponto de controle a instalação ou conjunto de instalações na fronteira entre as instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão e os ativos de conexão com os agentes de geração, de distribuição, de importação/exportação e com os consumidores.
- c. Entende-se como interrupção de serviço do ponto de controle a condição em que esse ponto de controle permanece com tensão nula por um período maior ou igual a 1 (um) minuto, em decorrência de eventos, locais ou remotos, programados ou não.
- d. A interrupção de serviço do ponto de controle não implica necessariamente em interrupção de fornecimento a consumidores.

Para a avaliação da continuidade do serviço são utilizados os seguintes indicadores [35]:

- a. Duração da Interrupção do Ponto de Controle – DIPC;
- b. Frequência da Interrupção do Ponto de Controle – FIPC; e
- c. Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle – DMIPC.

Os valores de DIPC referência, FIPC referência e DMIPC referência são determinados a partir de simulação preditiva ou do desempenho histórico do ponto de controle. Na simulação, são considerados os seguintes parâmetros que influenciam no desempenho do ponto de controle e são obtidos a partir de dados apurados pelo ONS e/ou fornecidos pelos agentes:

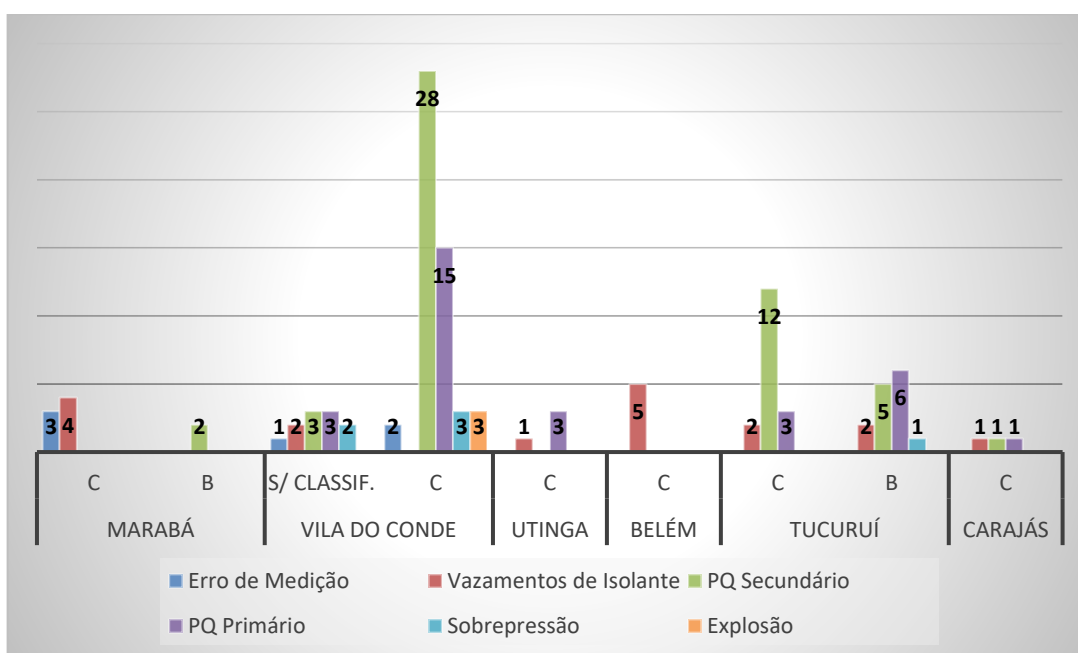
- a. Taxa de falha de equipamentos;
- b. Configuração de barra; e
- c. Tempos de indisponibilidade para manobra e reparo de equipamentos.

O ONS, quando da identificação de um ponto de controle com comportamento atípico, deve buscar as causas de tal desempenho e propor as ações corretivas cabíveis ao agente responsável.

O agente ao qual couber alguma ação corretiva deve atender ao compromisso resultante da notificação, caso não atenda, esta transgressão é passível de multa aplica a receita da concessionária.

Considerando o submódulo 2.8 Procedimentos de Rede – ONS [77] e a Resolução Normativa 643/2014 – ANEEL [9], os gráficos de 5.5 a 5.9 apresentam o levantamento dos principais defeitos e falhas ocorridos nos últimos 15 anos nas subestações da Eletronorte-PA. Esta descrição é feita por fabricante, subestação e níveis de para tensões da RB (230kV e 500kV). O universo considerado foi o total de TCs instalados de todas as idades e em todas plantas, com nível de tensão da RB.

Gráfico 5.5 – Principais Defeitos em TCs de 230kV



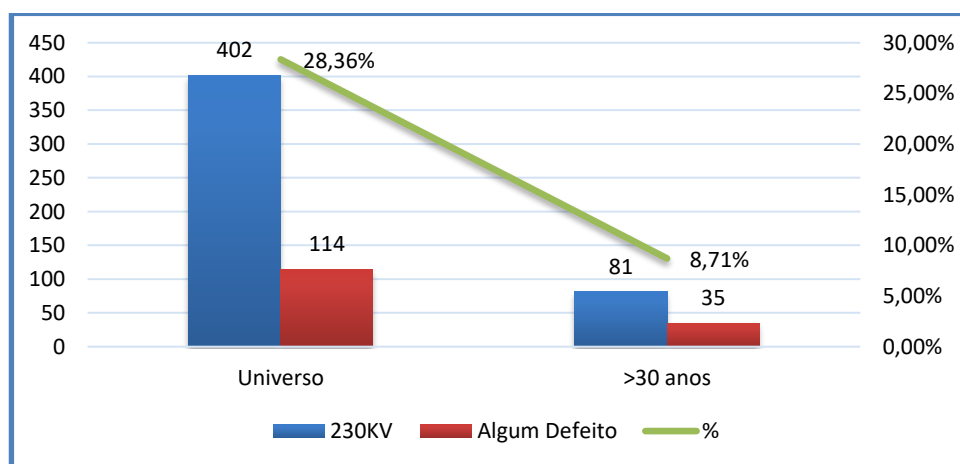
Fonte: Autor

No gráfico 5.5 destaca-se que o fabricante **C** tem maior representatividade em incidência de falhas ou defeitos em seu produto. Os defeitos mais expressivos são pontos quentes em primário e secundário destes TCs, nas subestações de Vila do Conde e Tucuruí. Ressalta-se a relevância de incidência de explosão de 3 unidades de TCs do fabricante **C** na subestação de Vila do Conde, ocorrido nos últimos 15 anos. Apesar do índice pequeno, os erros de medição também são impactantes, pois leva a perdas financeiras diretas por um cálculo errado, para maior ou menor, em medição de consumo para o cliente, prejudicando o cliente e a concessionária.

O gráfico 5.6 descreve a comparação de universos, entre o total de TCs de 230kV instalados (todos os fabricantes e todas as idades) por quantos já apresentam algum tipo de defeito nestes últimos 15 anos, com os TCs com mais de 30 anos em operação.

Nota-se que cerca de 28% do total de TCs instalados nas subestações da Eletronorte-PA, já apresentaram algum tipo de defeito. Destes 28%, 35 unidades com mais de 30 anos em operação apresentam alguma anomalia. O que equivale a 30,7% dos 114 TCs que já apresentaram anomalia e 7,71% do total de TCs instalados que é de 402 unidades.

Gráfico 5.6 – Comparação de Universos total de TCs com os TCs > 30 anos em operação de 230kV



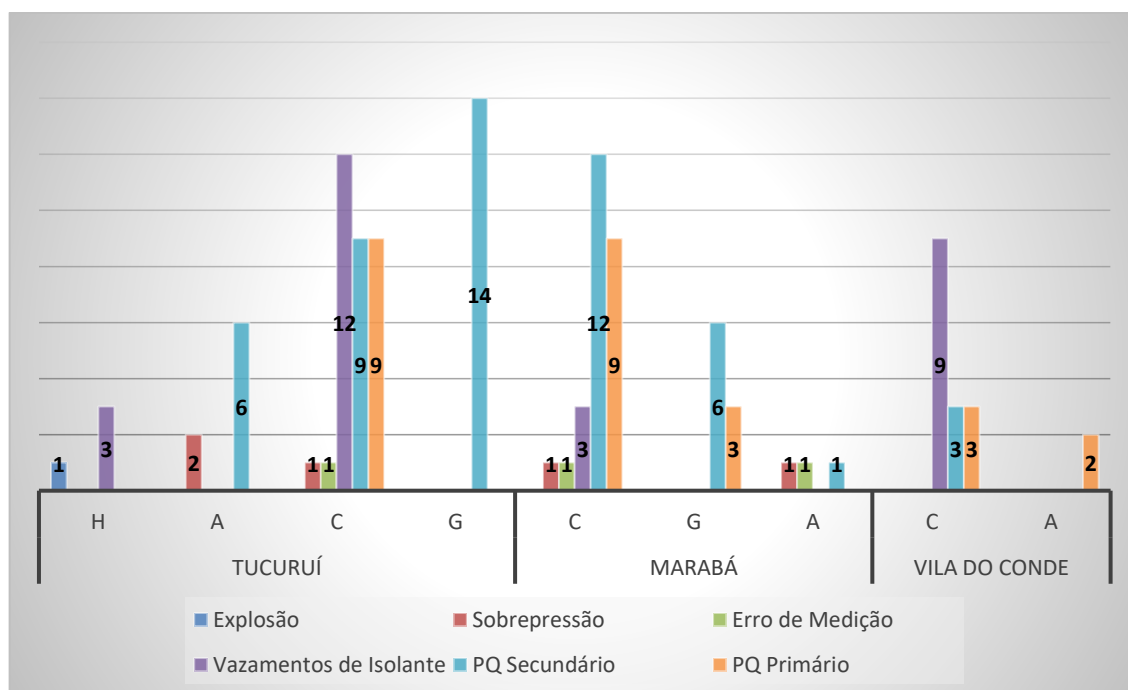
Fonte: Autor

Quanto ao gráfico 5.7 é a representação do universo de TCs de 500kV, onde os defeitos mais expressivos são vazamentos de isolante (óleo ou gás), pontos quentes em primário e secundário dos TCs das subestações de Vila do Conde, Marabá e Tucuruí. Os fabricantes **C** e **G** tem maior representatividade em incidência de falhas ou defeitos em seus produtos. Ressalta-se a relevância quanto a incidência de explosão de 1(uma) unidade de TC do fabricante **C** na subestação de Tucuruí, ocorrido no ano de 2015. Esta explosão teve grande repercussão para SIN neste ano, pois ocasionou um grande desbalanço de tensão que levou a perda de 2 (duas)

linhas de 500kV, ocasionando a desconexão da usina hidrelétrica de Tucuruí e o eixo de transmissão Norte do SIN.

Os erros de medição aqui apontados, são relevantes quanto a atuação do Sistema de Proteção, Comando e Controle - SPCS. Este tipo de defeito pode levar a uma atuação indevida do sistema de proteção, podendo ocorrer desligamentos de grandes cargas para a concessionária de transmissão, incorrendo em pequenas ilhas para a concessionária de distribuição, podendo levar a perdas financeiras altíssimas, assim como o impacto social irreparável da imagem da concessionária de transmissão.

Gráfico 5.7 – Principais Defeitos em TCs de 500kV

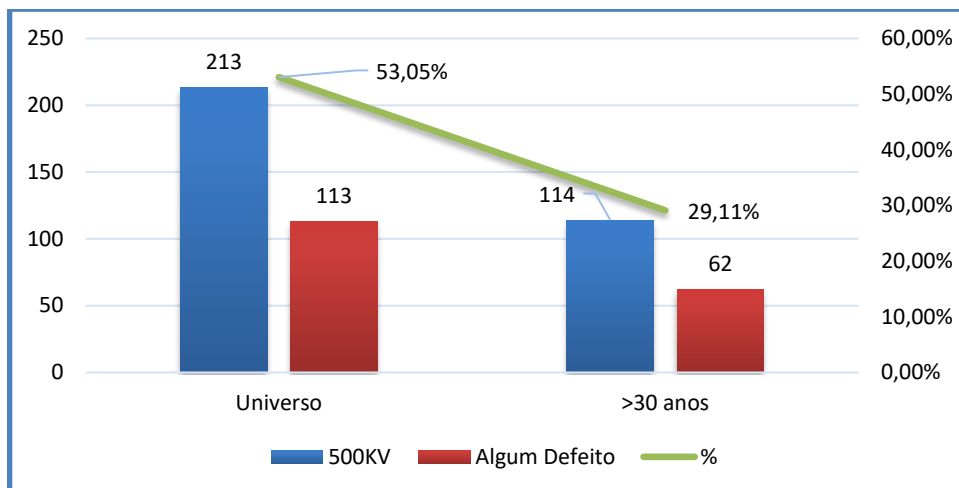


Fonte: Autor

O gráfico 5.8 é a comparação de universos, entre o total de TCs de 500kV instalados (todos os fabricantes e todas as idades) por quantos já apresentam algum tipo de defeito nestes últimos 15 anos, com os TCs com mais de 30 anos em operação.

Nota-se que cerca de 53% do total de TCs instalados nas subestações da Eletronorte-PA, já apresentaram algum tipo de defeito. Destes 53%, 62 unidades com mais de 30 anos em operação apresentam alguma anomalia. O que equivale a 54,87% dos 113 TCs que já apresentaram anomalia e 29,11% do total de TCs instalados que é de 213 unidades.

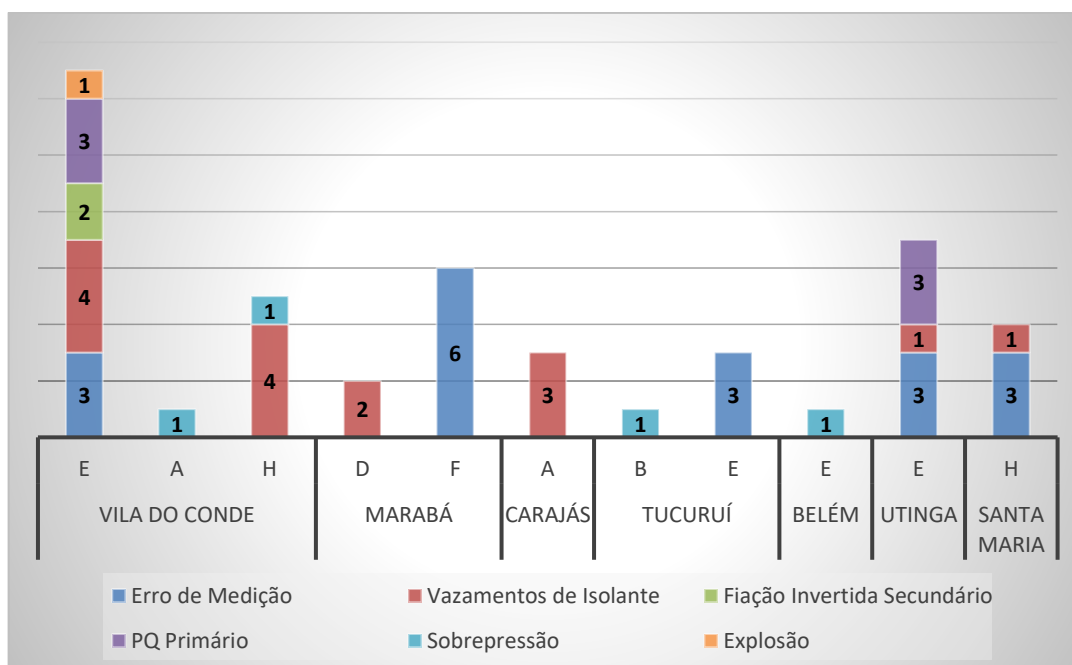
Gráfico 5.8 – Comparação de Universos total de TCs com os TCs > 30 anos em operação de 500kV



Fonte: Autor

Quanto aos defeitos apresentados em TP's ressaltar-se, que para o nível de tensão de 230KV: a explosão em TP, erros de medição e vazamento de isolante são os defeitos mais significativos apresentados. O fabricante **E** tem maior representatividade, quanto a incidência de falhas e defeitos, em seus produtos e as subestações com maior incidência foram Vila do Conde e Marabá. Resultados apresentados no gráfico 5.9.

Gráfico 5.9 – Principais Defeitos em TP's de 230kV



Fonte: Autor

Os erros de medição destacados aqui são relativos a leitura de tensão de barras para o ONS e em saídas de linhas de transmissão para a distribuidora, pois segundo o submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede – ONS [32] o item informa:

“1.2.2 Transformadores para Instrumentos

1.2.2.2. Os secundários exclusivos para medição de faturamento dos TI devem ter classe de exatidão **0,3** ou melhor, para todas as cargas, e para todas as relações, consideradas as condições de projeto, e para a frequência nominal do sistema. ”

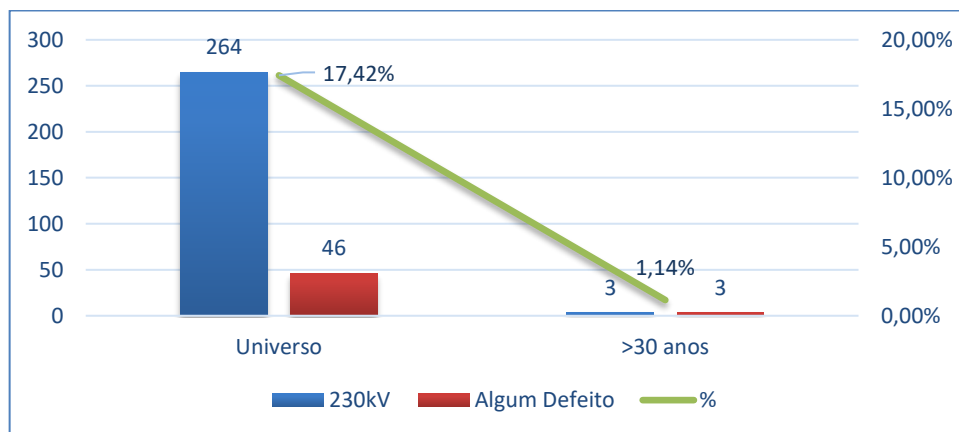
“1.2.3 Cabeamento Secundário

1.2.3.2. Os condutores utilizados para interligação dos secundários dos TP indutivos e/ou capacitivos aos elementos de potencial dos medidores devem ser especificados de modo a não introduzir um erro na medição superior a 0,05% para Fator de Potência igual a 0,8. ”

O gráfico 5.10 mostra o seguinte panorama da comparação entre universos, do total de TPs de 230kV instalados (todos os fabricantes e todas as idades) por quantos já apresentam algum tipo de defeito nestes últimos 15 anos, com os TPs com mais de 30 anos em operação.

Nota-se que cerca de 17,46% do total de TPs instalados nas subestações da Eletronorte-PA, já apresentaram algum tipo de defeito. Destes 17,46%, 3 unidades com mais de 30 anos em operação apresentam alguma anomalia. O que equivale a 6,52 % dos 46 TPs que já apresentaram anomalia e 100% do total de TPs instalados com mais de 30 anos em operação que é de 3 unidades.

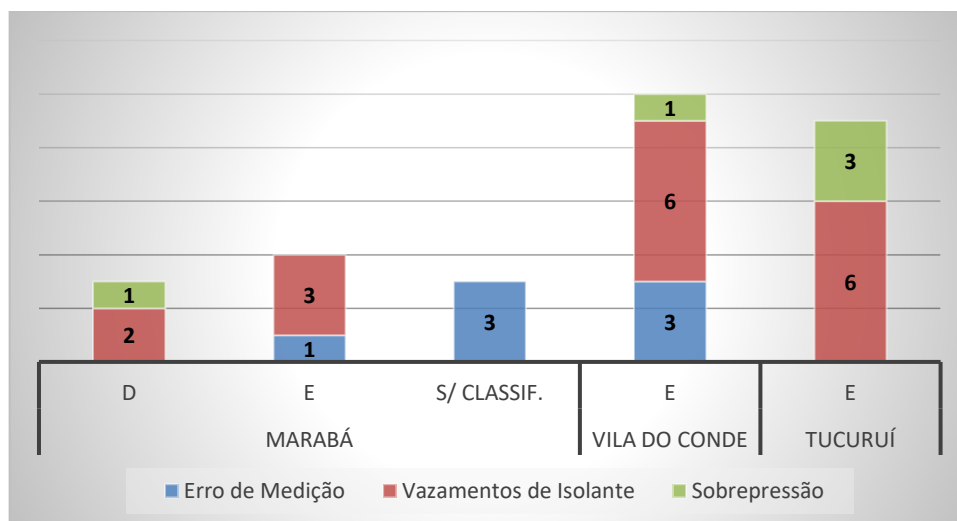
Gráfico 5.10 – Comparação de Universos total de TPs com os TPs > 30 anos em operação de 230kV



Fonte: Autor

Para TPs com nível de tensão a 500KV os defeitos de maior representatividade são: erros de medição e vazamentos de isolante, impactando principalmente na subestação de Vila do Conde e o fabricante **E** apresenta maior incidência de defeitos em seus produtos. Ver gráfico 5.11, abaixo.

Gráfico 5.11 – Principais Defeitos em TPs de 500kV

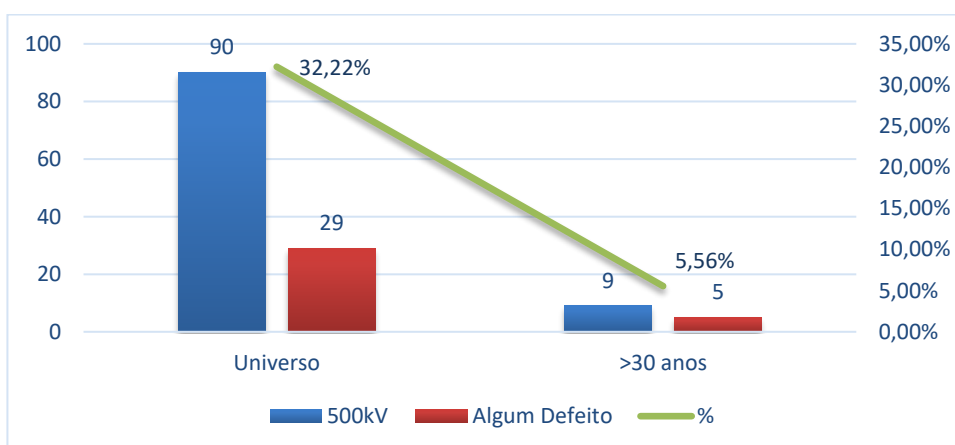


Fonte: Autor

O gráfico 5.12 mostra a comparação entre universos, do total de TPs de 500kV instalados (todos os fabricantes e todas as idades) por quantos já apresentam algum tipo de defeito nestes últimos 15 anos, com os TPs com mais de 30 anos em operação.

Nota-se que cerca de 32,22% do total de TPs de 500kV instalados nas subestações da Eletronorte-PA, já apresentaram algum tipo de defeito. Destes 5,56%, 5 unidades com mais de 30 anos em operação apresentam alguma anomalia, o que equivale a 17,24 % dos 29 TPs que já apresentaram anomalia e 55,56% do total de TPs instalados com mais de 30 anos em operação, que é de 9 unidades.

Gráfico 5.12 – Comparação de Universos total de TPs com os TPs > 30 anos em operação de 500kV



Fonte: Autor

5.3.3 Resultados Finais

Este item é dedicado ao histórico de resultados encontrados, avaliação de risco e decisões.

O espécime escolhido primeiramente foram TCs, o universo para demonstração será restringido ao nível de tensão em 500kV e ao fabricante A. Motivo: por ter tido incidência de explosão em TCs de mesma tensão e família no setor elétrico no ano de 2016, como relatado no início desta dissertação.

As tabelas 5.8 e 5.9 expressam o cálculo para a classificação do valor médio e desvio padrão, utilizando distribuição Normal, das variáveis capacitância e fator de potência, respectivamente. Comparando os resultados da última inspeção preventiva realizada para estes equipamentos, considerando a periodicidade estipulada no PMP TC-301-ELN [76], que é a cada 6 anos, segundo Resolução Normativa 669/2015 – ANEEL. Comissionamento e Retestes, que foram realizados em oportunidade para comprovação de possível alteração em parâmetros elétricos, também foram utilizados para comparação. Estes dados dos TCs foram coletados do sistema de gestão SAP-R3 – Modulo PM – utilizado pela empresa Eletronorte-PA.

A tabela 5.8 aplica a condição abaixo para o cálculo do valor médio e desvio padrão e avaliação da condição, para possível tomada de decisão:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_m - 2\delta \text{ e } V_m + 2\delta \rightarrow \text{Defeituoso} \\ V_m - \delta \text{ e } V_m + \delta \rightarrow \text{Controle} \\ V_m - \delta < V_m < V_m + \delta \rightarrow \text{Normal} \end{array} \right.$$

Tabela 5.8- Intervalo para Capacitância

Intervalo para Capacitância							
Grupo de Equipamento	V _m	Desvio (δ)	V _m - 2δ	V _m - δ	V _m - δ < V _m < V _m + δ	V _m + δ	V _m + 2δ
Inspeção	1138,62	84,41	969,80	1054,21] 1054,21 ; 1223,03 [1223,03	1307,44
Comissionamento	1154,56	97,02	960,51	1057,54] 1057,54 ; 1251,58 [1251,58	1348,61
Reteste	1162,40	78,15	1006,11	1084,25] 1084,25 ; 1240,55 [1240,55	1318,69

Tabela 5.9 - Intervalo para Fator de Potência

Intervalo para FP							
Grupo de Equipamento	V _m	Desvio (δ)	V _m - 2δ	V _m - δ	V _m - δ < V _m < V _m + δ	V _m + δ	V _m + 2δ
Inspeção	0,1696	0,0660	0,038	0,104] 0,104 ; 0,236 [0,236	0,302
Comissionamento	0,0840	0,0157	0,053	0,068] 0,068 ; 0,100 [0,100	0,115
Reteste	0,1510	0,0340	0,083	0,117] 0,117 ; 0,185 [0,185	0,219

Já a tabela 5.10 identifica visualmente a classificação dos resultados apresentados para a família de TCs escolhida, por data, fase, nível de tensão, variável e local de instalação do Equipamento. Para a família do fabricante A, nível de tensão 500kV foram identificados as seguintes situações de alerta para algumas subestações da Eletronorte-PA:

- a) Os TCs pertencentes ao disjuntor 10 do vão AX na subestação de Vila do Conde, a fase A apresenta condição de controle para o fator de potência e as fases A e V condição de defeito para capacitância;
- b) Os TCs pertencentes ao disjuntor 27 do vão GY2 da subestação de Marabá, a fase A apresenta condição de controle para a fator de potência;
- c) Os TCs pertencentes disjuntor 28 do vão GZ da subestação de Marabá, a fase V apresenta condição de controle para a fator de potência;

Os retestes foram realizados em 2017 para os TCs do VCDJ7-10/TC7-AX e em 2018 para os TCs do MBDJ7-26/TC7-GX, MBDJ7-27/TC7-GY1 e GY2 e MBDJ7-28/TC7-GZ.

Tabela 5.10 - Resultados Comparativos Comissionamento, Inspeção Quinquenal e Reteste TCs 500kV – Fabricante A

Inspeção Quinquenal							
	Data	FP%			Cap. (pF)		
		FA	FB	FV	FA	FB	FV
MBDJ7-26 / TC7-GX	22/08/2014	0,2128	0,3102	0,2959	1113,84	1090,42	1104,36
MBDJ7-27 / TC7-GY1	23/03/2015	0,1681	0,0925	0,0724	1204,56	1215,88	1193,07
MBDJ7-27 / TC7-GY2	23/03/2015	0,1122	0,1188	0,1199	1221,88	1202,02	1208,9
MBDJ7-28 / TC7-GZ	29/04/2016	0,132	0,106	0,11	1233,36	1202,97	1198
VCDJ7-10 / TC7-AX	20/04/2016	0,25875	0,22297	0,21189	963,55	973,34	953,13

Comissionamento							
	Data	FP%			Cap. (pF)		
		FA	FB	FV	FA	FB	FV
MBDJ7-26 / TC7-GX	25/03/2010	0,09	0,09	0,09	1219,4	1193,9	1234,2
MBDJ7-27 / TC7-GY1	25/03/2010	0,08	0,1	0,09	1204,2	1236,3	1206,9
MBDJ7-27 / TC7-GY2	01/04/2010	0,11	0,11	0,11	1233,9	1204,2	1214,8
MBDJ7-28 / TC7-GZ	05/04/2010	0,06	0,05	0,05	1227,3	1206,9	1200,4
VCDJ7-10 / TC7-AX	18/11/2009	0,08	0,07	0,08	916	910	910

Reteste							
	Data	FP%			Cap. (pF)		
		FA	FB	FV	FA	FB	FV
MBDJ7-26 / TC7-GX	25/04/2016	0,092	0,09	0,114	1211,87	1193,69	1233,03
MBDJ7-27 / TC7-GY1	18/01/2018	0,12	0,13	0,16	1201,44	1225,56	1198,93
MBDJ7-27 / TC7-GY2	18/01/2018	0,19	0,14	0,16	1229,84	1207,67	1221,2
MBDJ7-28 / TC7-GZ	10/01/2018	0,17	0,12	0,20	1217,007	1195,268	1199,392
VCDJ7-10 / TC7-AX	24/03/2017	0,168	0,21	0,203	965,69	977,17	958,25

Os gráficos 5.13 e 5.14 representam o fator de potência e capacitância alterados deste universo de TCs.

Gráfico 5.13. Representação de fator de potência

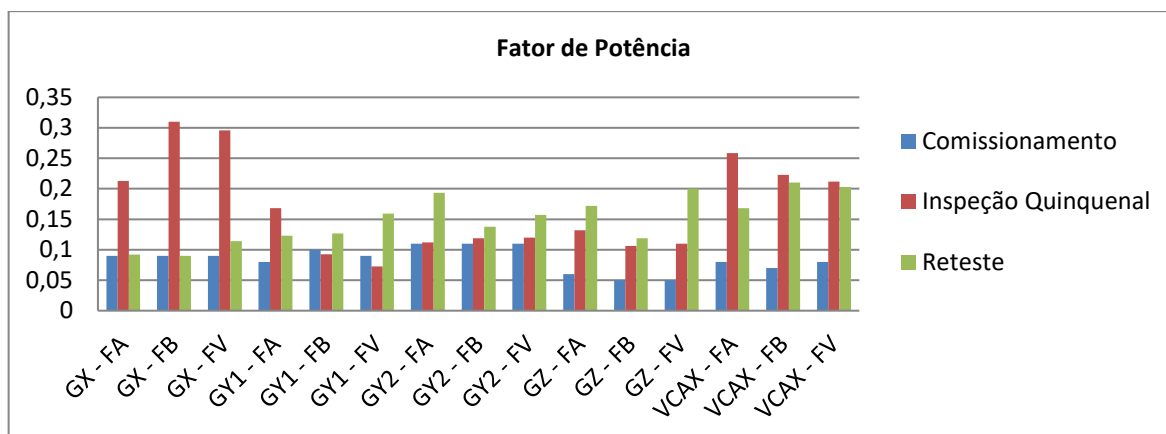
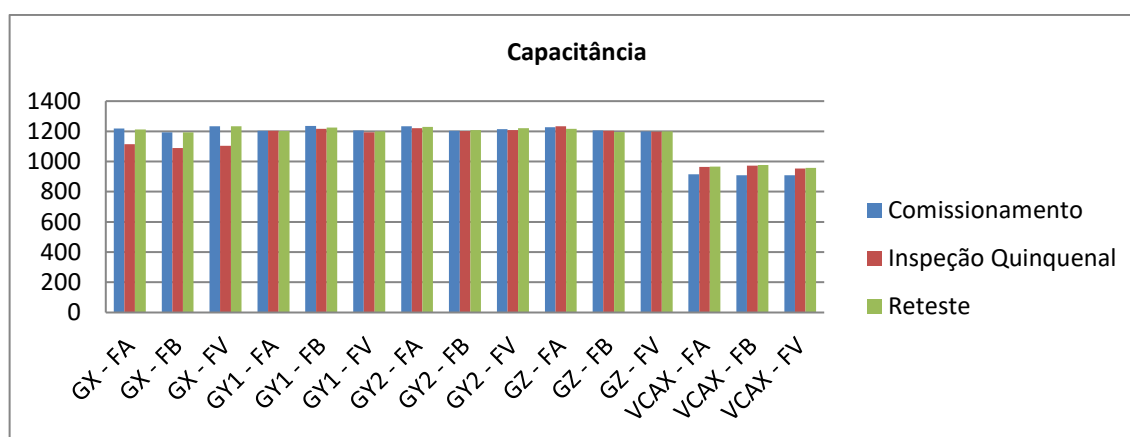


Gráfico 5.14. Representação de capacitância



Após a análise destes resultados pela equipe de Engenharia local e com a ocorrência de mais uma explosão no SEB deste tipo de TC (Fabricante A e tipo CTH 500) no ano de 2017, foram solicitadas às subestações de Marabá e Vila do Conde outros testes comprobatórios como: análise de isolante e novos testes de fator de potência e capacitância. Onde ficou comprovado:

- Alteração de parâmetros elétricos - TCs fase B e V do disjuntor VCDJ7-10/TC7-AX (Vila do Conde) e TC da fase V do disjuntor MBDJ7-28/TC7-GZ (Marabá)
- Presença de gases explosivos - TCs fase B e V do disjuntor VCDJ7-10/TC7-AX (Vila do Conde) e TC da fase V do disjuntor MBDJ7-28/TC7-GZ (Marabá)

A decisão encontrada foi a retirada destes equipamentos de operação destas instalações.

Ganhos tangíveis, foi evitado:

- a) Uma atuação de emergência em caso de explosão, cujo tempo de atuação e normalização da condição pelas equipes de manutenção local poderiam variar de 4 a 6h;

- b) O pagamento de PV equivalente a 4h de indisponibilidade, seria aproximadamente R\$38.604,11 para 1(um) reator de 500kV da subestação de Marabá e R\$60.664,74 reais para o reator de 500kV da subestação de Vila do Conde, afora outras despesas com logística e horas extras, em caso de sinistro ocorrer fora de horário comercial;
- c) É possível indisponibilidade dos circuitos Reator de 500kV nº4 – Vila do Conde e Reator de 500kV nº11 e nº12 – Marabá, todos reatores de barra, ocasionando perda de carga onde poderia levar a condição de instabilidade do sistema e causando possível desconexão do eixo Norte –SIN.

Para os TPs a subestação escolhida foi Belém, nesta análise engloba todas as famílias existentes de TP instalados nesta subestação a nível de tensão de 230kV.

As tabelas 5.11 e 5.12 são os resultados obtidos através da coleta de dado de medições online de tensão realizadas nas barras, saídas de transformadores e linhas de transmissão, através do programa Sistema de Gerenciamento de Energia – SAGE.

Estes dados foram tratados aplicando a condição abaixo para o cálculo do valor médio e desvio padrão e avaliação da condição, para possível tomada de decisão:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_m - 2\delta \text{ e } V_m + 2\delta \rightarrow \text{Defeituoso} \\ V_m - \delta \text{ e } V_m + \delta \rightarrow \text{Controle} \\ V_m - \delta < V_m < V_m + \delta \rightarrow \text{Normal} \end{array} \right.$$

Os valores de tensão apresentados devem obedecer aos submódulos 6.5 e 12.2 dos Procedimentos de Redes – ONS [29], que enfatiza que a tensão medida nas saídas de barras e funções de transmissão ligadas ao SIN (níveis de tensão em 230kV e 500kV) não devem ultrapassar 3% do valor nominal.

O universo de TPs escolhidos para demonstração final desta dissertação foram os TPs de 230kV da subestação de Belém. As medições comparam as mesmas funções em períodos semelhantes de anos distintos.

Tabela 5.11 Medição TPs 230kV – Subestação Belém

MEDIÇÃO EFETUADA NA SE GUAMÁ EM 17/05/2016.					
Medição no secundário		Tensões (SAGE) KV	Avaliação	Avaliação por fase	Avaliação por fase II
Função	FASE				
GMBR6 01	"B"	227	CONTROLE	NORMAL	NORMAL
GMBR6 02	"B"	228	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMVC LT6 01	"AB"	229	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	233	CONTROLE	NORMAL	NORMAL
	"VA"	231	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMVC LT6 02	"AB"	229	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	230	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"VA"	229	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMUG LT6 01	"AB"	229	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	233	CONTROLE	NORMAL	NORMAL
	"VA"	233	CONTROLE	CONTROLE	CONTROLE
GMUG LT6 02	"AB"	228	NORMAL	NORMAL	CONTROLE
	"BV"	230	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"VA"	228	NORMAL	NORMAL	CONTROLE

Durante a primeira coleta de dados foram encontrados resultados de medições em algumas funções que indicavam condição controle. Após a análise destes resultados pela equipe de Engenharia local foi solicitado à subestação:

- A verificação in loco das caixas de secundários e de interligação destes TPs quanto a conservação, limpeza e fiação;
- Realização de testes de injeção de tensão para comprovação de possível alteração;
- Realização de inspeção termográfica em caixas de secundários para comprovação de possíveis pontos quentes; e
- Check em continuidade de fiações e emendas nos secundários e caixas de interligação.

Foram encontrados secundários com ligações invertidas e parâmetros elétricos inconsistentes para as unidades lógicas de sistema (UCD's) das linhas. Efetuado pela equipe de manutenção local a intervenção nestes equipamentos para correções dos defeitos apresentados e solicitada nova coleta de dados das medições de tensão, após término de atividades. Resultados comprobatórios de correção de defeitos são apresentados na tabela 5.8.

Tabela 5.12 Medição de TPs 230kV – Subestação Belém Após Correções

MEDIÇÃO EFETUADA NA SE GUAMÁ EM 17/06/2017.					
Medição no secundário		Tensões (SAGE) KV	Avaliação	Avaliação por fase	Avaliação por fase II
Função	FASE				
GMBR6 01	"B"	230,9	CONTROLE	NORMAL	NORMAL
GMBR6 02	"B"	233,6	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMVC LT6 01	"AB"	233,6	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	234,6	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"VA"	234,5	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMVC LT6 02	"AB"	234,4	NORMAL	NORMAL	CONTROLE
	"BV"	234,9	NORMAL	NORMAL	CONTROLE
	"VA"	234,6	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMUG LT6 01	"AB"	233,29	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	234,39	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"VA"	234,28	NORMAL	NORMAL	NORMAL
GMUG LT6 02	"AB"	233,29	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"BV"	234,39	NORMAL	NORMAL	NORMAL
	"VA"	234,06	NORMAL	NORMAL	CONTROLE

Nota-se que os resultados para este universo foram:

- 1) Corroboração de condição de controle na fase B para o GMBR6-01;
- 2) Normalização de medição para as linhas GMVC-LT601 e GMVC-LT602, ressaltando que para a linha GMVC-LT602 há uma anormalidade ainda não detectada pelas equipes de manutenção local, quanto ao controle de tensão das fases AB e BV
- 3) Corroboração de condição de controle da medição da fase VA da linha GMUG-LT602.

Ganhos tangíveis, foi evitado:

- a) A continuidade de falsos alarmes e falsas medidas de tensão para as linhas GMVC-LT601 e GMVC-LT602, o que poderia levar a uma atuação indevida do SPCS em virtude de fiação invertidas e/ou parametrizações que se encontravam erradas, respectivamente;
- b) Uma possível atuação indevida das equipes de manutenção em horários fora do expediente comercial, o que poderia implicar em gastos com mão de obra em finais de semana e madrugada, onerando folha de pagamento com horas extras desnecessárias;

Possibilitou:

- a) O mapeamento dos pontos reais de interversão para saneamento de defeitos, possibilitando uma assertividade quanto a normalização do equipamento (TPs);

- b) A garantia de atuação devida do SPCS;
- c) A facilitação quanto a visualização dos pontos de defeito, auxiliando em tomadas de decisão relativo a intervenção no equipamento (TP), para realização de outros ensaios e medições que corroborem o possível defeito e evite uma futura falha, evitando prejuízos para a Concessionária de Transmissão e interrupção de carga para a Distribuidora e/ou um cliente Eletro-intensivo.

5.4 Conclusões do Capítulo

Os resultados apresentados pela distribuição de probabilidade Normal, enfatizando a técnica de desvio padrão do valor médio foram considerados satisfatórios por sua rápida visualização e localização de pontos de defeitos, facilitando uma possível tomada de decisão, pela equipe de manutenção local, quanto:

- 1- A retirada de equipamento ou seu controle por outros meios de inspeção, como termografia, análise de meio isolante e descargas parciais para ambos os equipamentos para confirmação de resultados;
- 2- Antecipação quanto a possível falha de um equipamento, evitando danos materiais às instalações e pessoais, evitando acidentes com colaboradores em caso de possível explosão;

Danos evitados com a utilização da metodologia:

- 3- Danos causados por impactos sociais como: deixar de ‘alimentar’ a distribuidora local e em consequência ocasionando ilhamentos para a distribuidora e até blecautes para a Transmissora;
- 4- Danos ambientais em caso de explosões pelos meios isolantes dos TCs e TPs, seja por derramamento de óleo e ou por vazamentos de gás SF₆ (hexafluoreto de enxofre).

Estudos ainda estão sendo realizados nesta empresa para melhoramento do seu banco de dados, afim possibilitar a celeridade no processo de aquisição de dados. Assim como a consistência da veracidade destes dados para possíveis análises, seja por sua equipe de Engenharia local, Gerência local, Sede ou acesso externo (possíveis auditorias ANEEL/MME).

Uma possível falha em TIs pode levar desde a prejuízos financeiros para a concessionária, tanto de Transmissão quanto a de Distribuição, por medição indevida de tensão e corrente até indisponibilidade de uma FT para o SIN. Em caso de indisponibilidade de uma

FT, seja por explosão de um TI (TC ou TP) ou por atuação indevida do SPCS por informação errada deste TI, pode incorrer em prejuízos financeiro de no mínimo R\$ 1.500,00/min, dependendo da FT, caso esta indisponibilidade ultrapasse o limite de 1 (um) min previsto na ReN729/2016 – ANEEL [1]. E por essa indisponibilidade de FT pode acarretar em possíveis blecautes seja para a capital ou interiores do Estado, assim como desconexão do Eixo Norte do Sistema Interligado, desligamentos de grandes blocos de cargas para as empresas de eletro-intensivos da região, ocasionando instabilidade de tensão. Além de afetar a imagem da empresa, levando ao descrédito por seus clientes, o ONS, a ANEEL e o MME, acarretando aplicação de multas por esses órgãos e até perda de concessão para os serviços de transmissão, como previsto no Contrato de Prestação de Serviços para a Transmissão-CPST, assinado por esta empresa junto a ANEEL.

Capítulo 6 Conclusão

A presente dissertação objetivou desenvolver e aplicar uma metodologia para controle de ativos baseado em probabilidade e estatística, afim de colaborar com antecipação de diagnósticos de possíveis falhas e/ou defeitos para equipamentos elétricos de potência, para este trabalho em específico foram os TIs (TCs e TPs). Para a base de cálculos matemáticos foi aplicada a distribuição probabilística Normal (Gaussiana), cujo cálculo é baseado no desvio padrão do valor médio e variâncias de um universo de espécimes de variáveis aleatórias.

A distribuição Normal foi escolhida por apresentar resultados satisfatórios à sua aplicação e por ser amplamente utilizada em estudos de confiabilidade para o SEP.

O fluxograma descrito no capítulo anterior sobre a metodologia utilizada para Controle de TIs com aplicação da Distribuição Normal, descreve a contribuição científica desta dissertação. No detalhamento dos passos apresentados no Fluxograma, desde o mapeamento dos espécimes até o resultado final encontrado, visa dar suporte técnico e científico para auxílio em decisões gerenciais como: avaliar se o espécime pode ser retirado de operação de imediato ou acompanhar a evolução do problema até o melhor tempo de parada, sem risco de danos para o sistema em que este equipamento está conectado, através de uma visualização rápida em um mapa descritivo.

Mais contribuições científicas:

- 1- Aplicação e comprovação de que a metodologia desenvolvida nesta dissertação, com aplicação da distribuição de probabilidade Normal (Gaussiana), com foco em confiabilidade é válida para o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, envolvendo Rede Básica é útil, confiável e pode ser replicada para diversas situações e equipamentos.
- 2- Levantamentos de dados consistentes e verídicos para tratamento, tanto para o presente trabalho quanto uso em outros possíveis trabalhos futuros, podendo ser utilizado outras técnicas para sua análise, aplicando técnicas de inteligência computacional.
- 3- Rastreabilidade desses dados.

Contribuições técnicas:

- 1- As formas de apresentação dos resultados obtidos, por este trabalho, foram consideradas satisfatórias por sua rápida visualização e localização de pontos de defeitos, facilitando uma possível tomada de decisão, pela equipe de manutenção local;

- 2- Ainda se faz necessário outras técnicas comprobatórias para ratificação dos resultados encontrados para descarte de falsos positivos, como termografia, descargas parciais e análise de óleo;
- 3- Mas é vista com bons olhos por auxiliar na antecipação de diagnóstico quanto a possível falha de um equipamento, evitando danos materiais às instalações e pessoais (acidentes com colaboradores em caso de possível explosão);
- 4- Justamente por este controle ser pró-ativo, pois antecipa um diagnóstico para indicação de possíveis falhas/defeitos, isto pode evitar danos causados por impactos sociais, deixando de ‘alimentar’ a distribuidora local, em caso de blecautes;
- 5- E pode evitar danos ambientais que possam vir a ser causados pelo meio isolantes destes TIs com: em caso de explosões, por derramamento de óleo, e ou vazamentos de gás SF₆ (hexafluoreto de enxofre).

E o principal resultado perseguido nesta dissertação, foi considerado alcançado, que era o reunir informações comprobatórias para subsidiar diagnósticos complementares de ensaios preventivos e apoiar o planejamento da manutenção, com o intuito de reduzir não somente o impacto financeiro negativo causado por aplicação de Parcelas Variáveis (PVs) intempestivas e/ou restrições operativas, mas também em permitir a continuidade de Transmissão de Energia Elétrica para o SEP com confiabilidade.

Foi mostrado em resultados que a metodologia aplicada evitou para esta empresa, Eletronorte – PA, no ano de 2018, possíveis explosões de TCs que compunham FT de grande relevância para o SIN, pois foram retirados de operação após comprovação de diagnóstico de alteração de parâmetros elétricos. Pois no caso de um possível sinistro em um dos TCs apontados, este poderia levar a uma instabilidade de tensão grande que haveria desconexão do Eixo de Transmissão Norte, ocasionando possível blecaute, afora os prejuízos financeiros causados pela interrupção na transmissão de energia e ainda poderia haver danos materiais causados a outros equipamentos elétricos, por estilhaços de porcelanas, às subestações apontadas aqui neste trabalho.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Nos estudos realizados para esta empresa foi constatado que há a necessidade de melhoramento do acesso ao seu banco de dados, afim possibilitar a celeridade no processo de aquisição e seleção destes dados relacionados, neste caso relacionado ao tema deste trabalho. Assim como dar consistência a veracidade destes dados para possíveis análises, não só para a

aplicação da metodologia descrita, mas outras possíveis análises de dados a serem realizados com o intuito de apoio a diagnóstico de resultados, conservação de ativos e outros, seja por sua equipe de Engenharia local, Gerência local, Sede ou acesso externo (possíveis auditorias ANEEL/MME).

As sugestões para tratamento dos dados, neste caso em específico, poderiam ser:

- ✓ Trabalhos relacionando técnicas de inteligência computacional;
- ✓ Métodos de mineração de dados;
- ✓ Utilização de programas inteligentes, para “confeção” de possível estimador de estados e outros.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL nº. 729 de 28 de junho de 2016;
- [2] Artigo 2º - Item VII da Resolução Normativa nº. 191 de 12 de dezembro de 2005, da ANEEL.
- [3] Resolução Normativa nº. 782 de 19 de setembro de 2017, da ANEEL;
- [4] LIMA VIANNA, E.A. - *Priorização da Manutenção em Subestações com foco na Confiabilidade e na Remuneração da Função Transmissão* – Santa Maria, RS - 2016;
- [5] <http://g1.globo.com/se/sergipe/noticia/2016/08/apagao-no-norte-e-nordeste-atingiu-sergipe.html>, Ago/2016;
- [6] <http://www.acritica.com/channels/cotidiano/news/>, Mar/2016;
- [7] PERIM, André G.L., Cascalho, Joao Daniel A., Monteiro, Andreia Maia - *Estatística de Taxa de Falhas de Transformadores de Instrumento no Sistema Elétrico brasileiro associado à vida útil dos equipamentos* – XXIII SNPTEE – Foz do Iguaçu – PR -2015;
- [8] Documento do CIGRÈ - “Final Report of the 2004 – 2007 - International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment” – Part 4 – Instrument Transformers”.
- [9] Resolução Normativa Nº 643, 06 de dezembro de 2014 – ANEEL - <http://www.aneel.gov.br>
- [10] BARBOSA, J., Santos, R., Romero, J., Asano, P. e Camargo Jr., J. B. - *A New Methodology for Probabilistic Short-Circuit Evaluation With Applications in Power Quality Analysis* - *Transactions on Power Systems* – IEEE 2015;
- [11] BILLINTON, R. and Allan, R. N (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. 2nd ed., Plenum Press;
- [12] BILLINTON, R. and Allan, R. N (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd ed., Plenum Press;
- [13] BILLINTON, R. and Li, W (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Plenum Press;
- [14] ALBUQUERQUE, Rodrigo, Rodrigues, Anselmo, G. da Silva, Maria – *Cálculo de índices de Confiabilidade em Sistemas de Geração de energia usando um algoritmo genético modificado* - X Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, setembro 2011 - São João del-Rei - MG - Brasil;
- [15] Resolução Normativa Nº 270 de 26 de junho de 2007, da ANEEL;
- [16] PEREIRA, Felipe E. L., Prada, Ricardo B., Meloy, Albert C. G. de, Rodrigues, Anselmo e G. da Silva, Maria- *Determinação do intervalo de Manutenção Programada da Proteção de Linhas de Transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade* - *Revista Controle & Automação/Vol.22 no.5*– 2011
- [17] FERREIRA, Gustavo D. - *Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída* – Porto Alegre – RS -2013
- [18] PAULINO, M. “Capítulo XI: Avaliação da condição de transformadores de potência determinação da Condição de Transformadores de Potência para Avaliação da Vida Útil” – www.osetoreletrico.com.br - 2015
- [19] MONTGOMERY, D. C. *Introdução ao controle estatístico da qualidade*. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2004. 513 p.
- [20] LIN, Y. C.; CHOU, C. Y. *On the design of variable sample size and sampling intervals X charts under non-normality*. *International Journal of Production Economics*, n. 96, p. 249-261, 2004.
- [21] MARTINS, Gilberto de Andrade, *Sobre Confiabilidade e Validade, Contabilidade da FEA/USP, FEV-2006*, págs. 3 -4
- [22] NASCIMENTO, J. A.; Braga, P.R. - *Aperfeiçoamento de Metodologia para Medir a Temperatura de Pára-Raios de 69kV A 500kV por Termovisão nas Subestações da Eletronorte* - XX SNPTEE – Recife/ PE – 2009;

- [23] O'CONNOR, P. D. T.; KLEYNER, A. *Practical Reliability Engineering. Fifth Edition*, A John Wiley & Sons, Ltd., Publication, 2012.
- [24] *Manual e Controle Patrimonial do Sistema Elétrico*, Rev.2, 2014, p. 2012 a 2019 - ANEXO a RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 674/2015, DE 11 DE AGOSTO DE 2015
- [25] OLESKOVICZ, Mário. *Qualidade da Energia – Fundamentos Básicos*. Disponível em: <http://www.sel.eesc.sc.usp.br/pos/disciplinas/sel5749/Apost_QEE_2006>.
- [26] BONATTO, B.; MERTEUS, E.; FERNANDES, F. *Diagnóstico da Qualidade de Energia Elétrica em Clientes Industriais*. In: *Anais III SBQEE - Seminário Brasileiro sobre a Qualidade de Energia Elétrica*, Brasília, 1999.
- [27] HEYDT, G., JEWELL, W. *Pitfalls of Electric Power Quality Indices*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, no.2, p. 570-578, 1998.
- [28] BRONZEADO, H. et al. *Uma Proposta de Nomenclatura Nacional de Termos e Definições Associados à Qualidade de Energia Elétrica*. In: *Anais II SBQEE-Seminário Brasileiro da Qualidade da Energia Elétrica*, Itajubá, Brasil, 1997
- [29] *Qualidade do fornecimento de energia elétrica: confiabilidade, conformidade e prestação* - Instituto Acende Brasil Edição n° 14 / 2014
- [30] *Direitos e Deveres do Consumidor de Energia Elétrica – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel - 2010 – atualizado em 2016
- [31] *Nota Técnica n° 100/2012 – SRD/ANEEL (Discussão da regulamentação que trata da classificação de interrupções de energia elétrica ocasionadas por situações adversas e que poderiam ser tratadas de forma diferenciada)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [32] *Procedimentos de REDE ONS 2018* - <http://www.ons.org.br>
- [33] *Prodinst, módulo 8, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – Prodinst – ANEEL -2018*
- [34] *Capacidade Instalada no SIN 2016-2021*- <http://www.ons.org.br>.
- [35] *Indicadores de Desempenho do SIN - ONS | abril de 2018* - <http://www.ons.org.br>
- [33] *Nota Técnica n° 005/2013 – SRC-SMA (Regulamentação da metodologia e das metas para os indicadores de qualidade comercial DER – Duração Equivalente de Reclamação e FER – Frequência Equivalente de Reclamação)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [36] *Resolução Normativa n° 270/2007 (Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [37] *Resolução Normativa n° 583 (Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
- [38] *Resolução Normativa n° 688/2003 (Aprova as Regras do Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação Energia – MRE)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [39] *Regras de Comercialização – Módulo de Medição Contábil, Anexo I*. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - 2017
- [40] *Ofício Circular n° 308/2012 – SFG/ANEEL (Regulamentos para Assegurar Segurança de Barragens)*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel Ofício Circular 308/2012-SFG/ANEEL.
- [41] *PUCRio – Cap. 2 e Cap. 4. Análise da confiabilidade em sistemas de potência*, Pontifícia Universidade Católica Rio de Janeiro, ABR/2003- RJ

- [42] O'CONNOR, P. D. T. *Practical Reliability Engineering*. John Wiley & Sons, 2002 – 4th Edition.
- [43] C.L.T.BORGES, “Avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência em ambientes computacionais paralelos,” Tese de Doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, 1998.
- [44] ANDRADE, Waltencir dos S., “Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-transmissão considerando Geração Distribuída” – UFRJ – RJ – 2007
- [45] CAMARA, João M. - *Cap. 11 Noções de Confiabilidade* – UFRN - 2003
- [46] LI, W.; KORCZYNSKI, J. A Reliability-Based Approach to Transmission Maintenance Planning and Its Application in BC Hydro System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 0885-8977, v. 19, n. 1, january 2004.
- [47] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade: IEC 50 (191): CB-03 – Comitê Brasileiro de Eletricidade, CE-03:056.01 – Comissão de Estudo de Confiabilidade**. Rio de Janeiro, 1994.32p.
- [48] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. Springer Science+Business Media, LLC, Second Edition, ISBN: 978-1- 4899-0687-8, DOI 10.1007/978-1-4899-0685-4, 1992.
- [49] CHOWDHURY, A. A.; GLOVER, B. P. *Analysis of High Voltage Transmission Equipment Reliability Performance*. 0-7803-9193-4/06 IEEE, 2006. 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Pages: 774 - 780, DOI: 10.1109/TDC.2006.1668594 IEEE Conference Publications.
- [50] PRASAD, P. V. N.; RAO, K. R. M. *Reliability Models of Repairable Systems Considering the Effect of Operating Conditions*. *Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium, IEEE*, 2002.
- [51] ENDRENYI, J.; ABORESHEID, S.; ALLAN, R. N.; ANDERS, G. J.; ASGARPOOR, S.; BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N.; DIALYNAS, E. N.; FIPPER, M.; FLETCHER, R. H.; GRIGG, C.; McCALLEY, J.; MELIOPOULOS, S.; MIELNIK, T. C.; NITU, P.; RAU, N.; REPPEN, N. D.; SALVADERI, L.; SCHNEIDER, A. and SINGH, Ch. *The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 4, p. 0885-8950, nov. 2001.
- [52] PALMEIRA, J. N.; TENÓRIO, F. G. *Flexibilização Organizacional: Aplicação de um modelo de produtividade total* – Rio de Janeiro: Editora FGV: ISBN 8522504024, 9788522504022, 2002. 276p.
- [53] TODINOV, M. *Reliability and Risk Models: Setting Reliability Requirements*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN 0-470-09488-5, Copyright 2005.
- [54] ENDRENYI, J.; ABORESHEID, S.; ALLAN, R. N.; ANDERS, G. J.; ASGARPOOR, S.; BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N.; DIALYNAS, E. N.; FIPPER, M.; FLETCHER, R. H.; GRIGG, C.; McCALLEY, J.; MELIOPOULOS, S.; MIELNIK, T. C.; NITU, P.; RAU, N.; REPPEN, N. D.; SALVADERI, L.; SCHNEIDER, A. and SINGH, Ch. *The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 4, p. 0885-8950, nov. 2001.
- [55] BESNARD, F.; BERTLING, L. *An Approach for Condition-Based Maintenance Optimization Applied to Wind Turbine Blades*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 1, n. 2, july. 2010.
- [56] KUMAR, K. S.; JAYABARATHI, T. *Power System Reconfiguration and Loss Minimization for an Distribution Systems Using Bacterial Foraging Optimization Algorithm*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, [S. l], v. 36, n. 1, p. 13-17, Mar. 2012.
- [57] BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. *Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [S. l], v. 11, n. 3, p. 1646- 1651, Jul. 1996.

- [58] CHOWDHURY, A. A.; GLOVER, B. P. *Analysis of High Voltage Transmission Equipment Reliability Performance*. 0-7803-9193-4/06 IEEE, 2006. 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Pages: 774 - 780, DOI: 10.1109/TDC.2006.1668594 IEEE Conference Publications.
- [59] GE, H.; ASGARPOOR, S. *Reliability and Maintainability Improvement of Substations With Aging Infrastructure*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 4, p. 1868-1876, october 2012. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2198672.
- [60] SHORT, T. *Electric Power Distribution Handbook*. Boca Raton, Florida: CRC Press LCC, 2004. 762 p.
- [61] BROWN, R. E.; FREEMAN, L. A. A. *Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation*. In: *2001 Power Engineering Society Summer Meeting, 2001a, Vancouver, Canada. Proceedings*. Vancouver, Canada: 2001a. p. 1013-1018.
- [62] Resolução Aneel n.º 083, de 20 de setembro de 2004 (Diário Oficial de 24 set. 2004, seção 1, p. 126)
- [63] Resolução Normativa n.º 024, de 27 de janeiro de 2000 (Diário Oficial de 28 jan. 2000, seção 1, p. 23). Republicada (Diário Oficial de 13 mar. 2003, seção 1, p. 54) - ANEEL;
- [64] SOUDI, F; TOMSOVIC, K. *Optimal distribution protection desigh: Quality os solution and computational analysis*. *International Journal on Eletric Power and Energy Systems*. 21, pp 327-335, 1999
- [65] FERREIRA, Gustavo D., dissertação “Otimização da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras”, UFSM – SM, RS - 2009
- [66] GAUSS, M. C., “Cronologia de Alguns Conceitos e Fatos Importantes da Estatística” Associação Brasileira de Estatística- ABE - 2002
- [68] ZALESKI, Paulo M.; Marazotti, D. – “Análise De Confiabilidade Aplicada À Indústria Para Estimações De Falhas E Provisionamento De Custos”, UFPR -PR - 2010
- [69] D.C.MONTEGOMERY and G.C.RUNGER, “Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros, ” Segunda Edição, LTC, 2003.
- [70] C.C.B.CAMARGO, “Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica, ” LTC/ELETRONBRAS/FEESC, 1981.
- [71] J.S.ROHATGI and V.NELSON, “Wind characteristics - an analysis for generation of wind power,” 1 ed., West Texas, Alternative Energy Institute, 1994.
- [72] P.C.SILVA, “Otimização dos parâmetros da distribuição de weibull, ” Coletânea de Artigos - Energias Solar e Eólica - Volume 1, CRESESB-CEPEL, 2003.
- [73] PMP TC-301-ELN - Programa de Manutenção Planejada Periódica Transformador De Corrente ≥ 69 kV - Revisão Geral atendendo Resolução Normativa 669/ANEEL - 2017
- [74] ABNT NBR – 6856 Transformadores de corrente: especificação e ensaios - 2015
- [75] ABNT NBR – 6855 Transformadores de potencial indutivos -2009
- [76] Relatório Técnico N° RT007202012, Eletronorte, 2012, pág. 6.
- [76] Procedimentos de Rede – ONS - submódulo 2.8 sobre gerenciamento dos indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica – Rev.2, pág. 4; pág. 9; pág. 24 - <http://www.ons.org.br>
- [78] Resolução Normativa 669 14 de julho de /2015 - ANEEL

ANEXO 1

ANEXO à RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 729 DE 28 DE JUNHO DE 2016.
Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp

FT	Familia de FT	Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp	
MG	(*)	não possui	150	10	
LT	≤ 5km(*)	1	150	10	
	>5km e ≤50Km(*)	1			
	>50km - 230kV	3			
	345kV	2			
	440kV	2			
	500kV	2			
	750kV	3			
	Cabo Isolado(*)	não possui	50	2,5	
TR	Trifásico (*)	1	50	5,0	
	≤345kV	1	150	10	
	>345kV	1			
CR	REA	≤345kV	150	10	
		>345kV			1
	CRE	(*)	3	150	7,5
	CSI	(*)	3	50	2,5
	BC	(*)	3	100	5,0
	CSE	(*)	3	150	7,5

(*). Qualquer nível de tensão.

LEGENDA:

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Controle de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

2. Percentil de 25% da Duração de Desligamentos (valor da duração de Desligamentos Programados e de Outros Desligamentos, correspondente à posição do primeiro quartil da distribuição estatística da duração de desligamentos das FT)

FT	Familia de FT	Percentil de 25% da Duração de Desligamentos		
		Desligamentos Programados (hora/ano)	Outros Desligamentos (hora/ano)	
LT	≤ 5km(*)	0	0	
	>5km e ≤50Km(*)	1,64	0	
	>50km - 230kV	1,19	0,02	
	345kV	0,06	0,03	
	440kV	0,85	0	
	500kV	2,69	0	
	750kV	6,7	0,36	
TR	Cabo Isolado(*)	6,51	0	
	≤345kV	1,49	0	
CR	>345kV	3,69	0	
	REA	≤345kV	2,21	0
		>345kV	2,12	0
	CRE	(*)	13,64	2,23
	CSI	(*)	49,14	0,56
	BC	(*)	3,85	0
	CSE	(*)	0,15	0,1

(*). Qualquer nível de tensão.