



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

...

Termografia Quantitativa como
Ferramenta de Gestão de Ativos do
Sistema Elétrico de Potência

Henrique Eduardo Pinto Diniz

Belo Horizonte, 24 de Abril de 2013

Henrique Eduardo Pinto Diniz

Termografia Quantitativa como
Ferramenta de Gestão de Ativos do
Sistema Elétrico de Potência

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Calor e Fluidos

Orientador: Prof. Dr. Roberto Márcio de Andrade

Belo Horizonte
Escola de Engenharia da UFMG
2013

D585t Diniz, Henrique Eduardo Pinto.
Termografia Quantitativa como Ferramenta de Gestão de Ativos do Sistema Elétrico de Potência [manuscrito] / Henrique Eduardo Pinto Diniz. – 2013.
xvi, 127 f., enc.: il.

Orientador: Roberto Márcio de Andrade.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 120-127.

Bibliografia: f. 115-119.

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Termografia – Teses. 3. Gestão de Ativos – Teses. I. Andrade, Roberto Márcio de. II. Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

Av. Antônio Carlos, 6627 - Campus Universitário
31270-901 - Belo Horizonte - MG
Tel.: +55 31 3499.5145, Fax: +55 31 3443.3783
E-mail: cpgmec@demec.ufmg.br

**“TERMOGRAFIA QUANTITATIVA COMO FERRAMENTA DE GESTÃO
DE ATIVOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA”**

HENRIQUE EDUARDO PINTO DINIZ

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de “**Mestre em Engenharia Mecânica**”, na área de concentração de “**Calor e Fluidos**”.

Dissertação aprovada em 22 de março de 2013.

Por:

Prof. Dr. Roberto Márcio de Andrade
Orientador-Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

Eng. Dr. Cleber Esteves Sacramento
Companhia Energética de Minas Gerais S/A

Eng. Dr. Sérgio Almeida Cunha Filgueiras
Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear/CDTN

Prof. Dr. Márcio Ziviani
Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

Dedico esta conquista à minha mãe e à minha avó que, com muito amor e suor, começaram a plantá-la há mais de trinta anos; e àquelas pessoas que valorizam e procuram, a cada dia, apurar seu senso crítico, que analisam e utilizam de raciocínio inteligente para chegar a uma conclusão ou se aproximar um pouco mais da verdade.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Helio e Alcione, pelo investimento moral, afetivo e financeiro que sempre foi feito em mim e em meus irmãos, e que me permitiram este momento;

à minha avó Alaíde, de importância incalculável por toda uma vida dedicada a nós, netos, e com quem orgulhosamente divido o dia do aniversário;

à minha linda esposa Mariana, pelo amor e paciência em me ceder aos estudos e compreensão pelos feriados, viagens e passeios perdidos ou postergados;

ao meu orientador e amigo, professor Roberto, pelas valiosas discussões, pelo afiado senso crítico, pela ampla e aguçada visão e pela capacidade de realização e liderança que me inspiraram a concretizar este trabalho;

à família e amigos, e principalmente aos meus padrinhos, Marcelo e Leninha, pelos bons momentos, carinho, ensinamentos, exemplos de vida, oportunidades, desafios, reconhecimento e confiança depositada que cada um, de uma forma ou outra, me proporcionou;

ao amigo Nilton, por mostrar e facilitar o caminho com seus conselhos e encorajamento;

ao Paulo Marcio, pelo apoio como chefe, incentivo como amigo e exemplo como pessoa;

ao Herbert Geovane, por confiar-me a realização de um trabalho que ele idealizou;

aos membros da banca examinadora, Cleber, Sergio, Roberto e Ziviani, pelas valorosas críticas e inestimáveis contribuições;

ao Guilherme e Rafael, pela ajuda e por permitirem que eu utilizasse dos produtos de seus esforços na composição do meu trabalho;

à Companhia Energética de Minas Gerais e à Agência Nacional de Energia Elétrica, por fomentar esta pesquisa;

e, finalmente, à equipe do *Labterm*, Flávio, Selson, Léo, Bruno, Túlio, Vitor, Wagner e a todos os demais que desempenham um trabalho diferenciado em nossos projetos e que, de alguma forma, também participaram deste resultado.

There's nothing in this universe that can't be explained. Eventually.

Dr. Gregory House,
personagem fictício, protagonista da série americana *House, M.D.*

Resumo

A não consideração de aspectos metrológicos e o tratamento meramente qualitativo das inspeções termográficas no sistema elétrico têm levado a tomadas de decisão conservadoras ou ineficazes, em desacordo com os princípios pregados pela Gestão de Ativos. Com a finalidade de aplicar tais princípios, neste trabalho foi desenvolvido um método para estimar, sem desligamentos, a partir da termografia, o momento em que uma união elétrica poderá se romper em função da perda de resistência mecânica à tração do condutor associado. Para tanto, baseou-se na determinação da resistência elétrica de contato a partir do resultado de inspeções realizadas e, utilizando estimativas do carregamento elétrico que ocorrerá no futuro, modelos específicos de avaliação do efeito danoso da operação em altas temperaturas e considerações de incerteza, essa informação pode ser transformada em uma estratégia de gestão de ativos que contemple o risco técnico e o risco econômico de ocorrer a ruptura (falha) da conexão. Os resultados mostraram que o modo de falha estudado, “ruptura do condutor”, só tende a ocorrer após longo tempo de recozimento devido às altas temperaturas, indicando ser dominado frente a outros modos como, por exemplo, o afrouxamento do conector. Não obstante, as tratativas para cálculo do risco técnico e econômico se mantêm válidas para auxílio à tomada da melhor decisão quanto ao momento da intervenção, bastando, para refiná-las, inserir diferentes modelos (por exemplo, que descrevam os mecanismos de afrouxamento). Ao demonstrar como utilizar uma técnica relativamente barata (termografia), quantificar a incerteza dos dados através de métodos robustos, calcular a perda de vida útil de um componente elétrico e possibilitar que a definição do melhor momento para intervenção venha com antecedência, de forma preditiva, este estudo valoriza a aplicação da engenharia como ferramenta imprescindível à gestão de ativos, por conferir, aos gestores, a segurança necessária para que tomem melhores decisões, baseadas em evidências.

Palavras-chave: Termografia, Gestão de Ativos, Tomada de Decisão, Setor Elétrico, Vida Útil de Condutores, Conexões Elétricas, Risco

Abstract

Disregarding the metrological aspects and treating of thermographic inspections of power systems in a merely qualitative manner have led to conservative or ineffective decision making, not complying with the Asset Management principles. In order to apply such principles, in this work a method is developed to estimate the time an electrical joint may break due to loss of the tensile strength of the associated conductor, using thermography as a tool, so no power outages are needed. Therefore, based on the determination of the electrical contact resistance from the inspections results, uncertainty considerations and using estimates of the power loading that will occur in the future, specific models for assessing the damaging effects of this high temperature operation were used to develop an asset management strategy to address the technical risk and economic risk of a joint failure. Results showed that the failure mode evaluated, "joint breakdown", only occurs after a long time of high temperature operation due to annealing, indicating it is dominated by other modes, for example, connector loosening. Nevertheless, the technical and economic risk calculations shown remain valid for helping with the best decision making regarding the maintenance scheduling and, to refine them, one may use different models (eg, that describe the loosening mechanisms). By showing how to use a relatively inexpensive technique (thermography), quantifying the data uncertainty by robust methods, calculating the loss of life of an electrical component and enabling the upfront determination of the best time for an intervention, this study values engineering as an essential tool for the management of assets, by offering managers the confidence they need to make better decisions, based on evidence.

Keywords: Thermography, Asset Management, Decision Making, Power Systems, Conductor Life, Electrical Connectors, Risk

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivo Geral	4
1.2	Objetivos Específicos	4
2	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	5
2.1	A Energia Elétrica	5
2.2	SEP: O Sistema Elétrico de Potência	6
3	GESTÃO DE ATIVOS	12
3.1	Gestão da Manutenção	12
3.2	A PAS-55: Especificação para Gestão de Ativos	14
3.3	Tomada de Decisão	19
3.4	Gestão de Ativos em <i>Utilities</i>	20
3.5	Monitoramento de Ativos	22
4	REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	25
4.1	Conceitos Básicos sobre Regulação Econômica	25
4.1.1	Monopólio e Competição	25
4.1.2	Regulação de Serviços Públicos	27
4.2	Nova Regulamentação do Setor de Distribuição	28
4.2.1	Composição da Receita Requerida	30
4.2.2	Perdas de Energia	33
4.2.3	Sobrecontratação ou Subcontratação de Energia	36
4.2.4	Mecanismos de Atualização das Tarifas	37

5	CONDUTORES E CONECTORES ELÉTRICOS	39
5.1	Condutores Elétricos	39
5.1.1	Tipos de Cabos Usados no SEP	40
5.1.2	Forças Aplicadas aos Condutores	42
5.1.3	Processo de Falha em Condutores	45
5.2	Teoria do Contato Elétrico	48
5.3	Conectores Elétricos	52
5.3.1	Tipos de Conexões no SEP	53
5.3.2	Mecanismos de Falha em Conectores	55
5.3.3	Reparo em Conectores	59
6	TERMOGRAFIA E INCERTEZA DE MEDIÇÃO	60
6.1	Termografia	60
6.2	Temperatura	63
6.2.1	Temperatura como Resultado de um Balanço de Energia	64
6.2.2	Modelo de Medição de Temperatura com Termovisor	66
6.3	Metrologia e Incerteza de Medição	70
6.3.1	O Paradoxo da Medição	70
6.3.2	Erro e Incerteza de Medição	71
6.3.3	Fontes de Erro em Termografia	73
6.3.4	Incerteza e Custos da Qualidade	74
7	METODOLOGIA	76
8	RESULTADOS	88
8.1	Avaliação dos Termogramas	88
8.2	Temperaturas e Incertezas	92
8.3	Resistências de Contato	96
8.4	Aplicação do Histórico de Carregamento Elétrico	96
8.5	Cálculo das Perdas de Energia	99
8.6	Temperaturas Atingidas e Degradação (Condutores)	99

8.7	Cálculo das Forças Aplicadas	102
8.8	Levantamento do Risco Técnico	104
8.9	Levantamento do Risco Econômico	108
9	CONCLUSÃO	110
	Referências Bibliográficas	115
A	Relatório de Inspeção Termográfica	120
B	Interface do <i>Software</i> IMT	122
C	Leilões de Energia	124
D	Nomenclatura Utilizada nas Subestações da CEMIG	125
E	Perfil Esquemático de uma Subestação	127

Lista de Figuras

2.1	Fluxo de Energia nas Subdivisões do Sistema Elétrico	8
2.2	Perfil de uma Subestação	10
4.1	Cronologia de Atualização das Tarifas	37
5.1	Conformação de Condutores	41
5.2	Efeito da Constrição da Corrente	49
5.3	Área de contato em metais	51
5.4	Tipos de Conectores Elétricos	54
5.5	Esquema de Difusão do Óxido entre dois Metais	58
6.1	Modelo de Medição do Termovisor	68
6.2	Custos da Qualidade	75
7.1	Mapa descritivo da Metodologia empregada	77
7.2	Estimativa da curva de vida técnica de um condutor de Linha de Transmissão	84
8.1	Termogramas retirados dos relatórios de inspeção analisados 1	89
8.2	Termogramas retirados dos relatórios de inspeção analisados 2	90
8.3	Temperaturas dos conectores, recalculadas pelo modelo de Teixeira, comparadas às obtidas pela inspeção	92
8.4	Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 1	93
8.5	Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 2	94
8.6	Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 3	95

8.7	Resistências Elétricas de Contato calculadas pelo modelo de Ferreira	96
8.8	Correntes de Carga Históricas em cada circuito da Subestação - 1	97
8.9	Correntes de Carga Históricas em cada circuito da Subestação - 2	98
8.10	Perdas anuais de energia em cada Conector	99
8.11	Histogramas de Temperatura para cada Conector - 1	100
8.12	Histogramas de Temperatura para cada Conector - 2	101
8.13	Vida Residual, em função da redução de Resistência Mecânica à Tração do Conductor	102
8.14	Estimativa da evolução da perda de vida dos conectores, submetidos a aumento de carregamento	105
8.15	Faixas Críticas de vida de um cabo condutor aplicado em subestações	106
8.16	Estimativa da evolução da perda de vida dos conectores, submetidos a aumento de carregamento, considerando as faixas definidas	107
A.1	Relatório de Inspeção Termográfica	121
B.1	Interface do <i>software</i> IMT	123
C.1	Esquematização da ocorrência dos leilões.	124
D.1	Diagrama Unifilar de uma Subestação	126
E.1	Perfil detalhado de uma Subestação	127

Lista de Tabelas

2.1	Classificação do Sistema Elétrico quanto aos Níveis de Tensão	7
3.1	As diferentes categorias de Ativos	15
4.1	Composição da Receita Requerida de uma Distribuidora	30
5.1	Dados técnicos de alguns condutores SAC	42
5.2	Alguns dados técnicos dos conectores avaliados	55
7.1	Histórico de Temperaturas Ambiente	79
7.2	Custos médios por intervenção (OM) para correção de anomalias térmicas em SEs	79
8.1	Dados dos Relatórios de Inspeção Seleccionados	91
8.2	Dados dos Termogramas o Seleccionados	91
8.3	Temperaturas e Incertezas dos Termogramas o Seleccionados	95
8.4	Forças de Curto-Circuito Calculadas.	103
8.5	Forças Resultantes	103
8.6	Tempo para $RMR = \vec{F}_R$	104
8.7	Classificação das Grandezas em Faixas (Alarme)	106
8.8	Classificação quanto à Probabilidade de Perda da Função Principal	106
8.9	Tempo para RMR reduzir à 20%	108
8.10	Cálculo das parcelas referentes ao Impacto Financeiro de uma falha, em [R\$]	109
8.11	Exposição Financeira, calculada para cada Ponto Operativo em estudo	109
D.1	Letras indicativas da tensão de operação nas subestações da CEMIG	126
D.2	Números de Função para cada componente de manobra da SE	126

Lista de Símbolos e Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BETD	Subestação Betim 2
BH	Belo Horizonte
BHAD	Subestação BH-Adelaide
BHAT	Subestação BH-Atalaia
BHBN	Subestação BH-Bonsucesso
BHGT	Subestação BH-Gutierrez
BHMR	Subestação BH-Maracanã
BHPM	Subestação BH-Pampulha
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S.A.
CEMIG-GT	CEMIG Geração e Transmissão S.A.
CEMT	Subestação Contagem 3
CINC	Subestação Cinco
CMMS	<i>Computerized Maintenance Management System</i> , Sistema Computadorizado de Controle da Manutenção
DEC	Duração Equivalente de interrupção por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor
FRP	<i>Fiber Reinforced Polymer</i> , Polímero Reforçado por Fibras
GIS	<i>Geographic Information System</i> , Sistema de Informações Georreferenciadas
GUM	<i>Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement</i> , Guia para Expressão da Incerteza de Medição
IAM	<i>Institute of Asset Management</i> , Instituto de Gestão de Ativos
KPI	<i>Key Performance Indicators</i> , Indicadores-chave de Desempenho

MCM	Milhares de <i>Circular Mils</i> , ou kcmil. Um <i>circular mil</i> é a área de um círculo com diâmetro de 1/1000 de polegada. O MCM equivale à aprox. 0,5 mm^2
MVA	Mega Volt-Ampère
NAMS	<i>National Asset Management Strategy Comitee</i> , Comitê Nacional de Estratégia de Gestão de Ativos
O&M	Operação e Manutenção
OM	Ordem de Manutenção
P&D	projeto de Pesquisa & Desenvolvimento
PAS55	<i>Publicly Available Specification 55</i> , Especificação Disponível ao Público 55
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
RMN	Resistência Mecânica Nominal
RMR	Resistência Mecânica Residual
RPI	<i>Retail Price Index</i> , Índice de Preço ao Varejo
RR	Receita anual Requerida
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Aquisition</i> , Sistema Supervisório para Controle e Aquisição de Dados
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulações de Monte Carlo
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Tato é a arte de provar seu ponto de vista sem fazer um inimigo.

Isaac Newton

Setores de utilidades (energia elétrica, gás, saneamento) são normalmente conservadores, avessos ao risco, em função da forte regulamentação deste ramo de atividade, do alto custo de uma falha, dos altos investimentos envolvidos e das consequências, internas e externas, de uma escolha errada.

Empresas concessionárias de distribuição de eletricidade, basicamente, tem como missão disponibilizar recursos (instalações, equipamentos, pessoal, serviços) para o transporte e entrega da energia, de fontes geradoras até os pontos de consumo. Portanto, não se trata de empresas de produção; seus lucros advêm do tamanho do parque de ativos disponibilizado e dos custos que praticam para mantê-los, entregando os níveis de serviço regulamentados.

A experiência brasileira com a regulação de setores de infraestrutura, especialmente o elétrico, chega ao 3.º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas. A cobrança por melhor desempenho, associado a menores custos, está cada vez mais forte, impelindo as empresas a enxugarem ao máximo seus custos, mantendo a qualidade, se quiserem sobreviver.

A manutenção dos equipamentos consiste de um importante centro de custos a ser explo-

rado. No sistema elétrico, a termografia é largamente aplicada em seu aspecto qualitativo, onde as análises são focadas em interpretações visuais e comparações de temperatura entre equipamentos semelhantes. Pouca aplicação quantitativa é reportada na literatura, na qual os valores absolutos de temperatura, determinados com a incerteza associada, são utilizados para o seu diagnóstico. Em específico, as conexões elétricas – por terem baixo custo de manutenção quando comparado aos danos que causam ao falharem – são submetidas a intervenções sempre que são detectadas elevações de temperaturas superficiais. Porém, muitos diagnósticos errôneos (falso-positivo ou falso-negativo) estão sujeitos a serem gerados por não se avaliar a incerteza dos dados e informações das inspeções em campo e, mesmo quando a decisão pela intervenção é acertada, a falta de uma avaliação do melhor momento para executá-la confere um grau de ineficiência, dado pela antecipação de gastos, que redundam em uma situação não-ótima, onde os problemas se repetem, os custos continuam maiores do que deveriam ser e o desempenho é pior do que poderia ser.

O corpo gerencial precisa tomar decisões de onde aplicar os recursos e envidar os maiores esforços para atender aos anseios – conflitantes – das partes interessadas (Regulador: qualidade de fornecimento; Clientes: preço da energia; Acionistas: retorno...) e frequentemente não dispõem de dados e informações técnicas com a qualidade necessária para tanto, levando-os a basear as decisões na “experiência” ou no “instinto”. Em resumo, essas empresas não são *analíticas*, não aproveitam tudo aquilo que os dados podem fornecer para a tomada de decisão. Praticamente todas as organizações líderes em seus setores atribuem muito do seu sucesso a um excelente aproveitamento desse fato. As empresas que querem ser analíticas devem inculcar o respeito pela medição, pelos testes e pela avaliação das evidências quantitativas (DAVENPORT, 2008).

Em se tratando de termografia, pode-se citar alguns trabalhos, em áreas de aplicação diversas, de termografia quantitativa, mas tal abordagem não é predominante. Maier e Zagar (2009) utilizaram a técnica para determinar a espessura da camada de tinta em cascos de navios, com um sistema concebido para operar em estaleiros. Entretanto, a incerteza não foi quantificada, mas *assumida* em 30%. Há também um estudo da tecnologia de FRP-*Fiber Reinforced Polymer* (Polímero Reforçado por Fibras), via termografia quantitativa, aplicada

em pontes de concreto, visando a garantia da qualidade durante a instalação e posterior monitoramento contínuo em campo do desempenho (GHOSH; KARBHARI, 2011). Apesar de serem listadas algumas fontes de erro, não é evidenciado cuidado claro com a incerteza, nem é dito qual a emissividade utilizada. Marinetti e Cesaratto (2012) elaboraram um método para ajustar as emissividades de objetos sem a utilização de materiais de referência, baseando-se em respostas espectrais dos sensores infravermelhos. Conseguiram com isso determinar emissividades com incertezas na ordem de 0,05.

Na área elétrica, Dorovatovski e Liik (2005) utilizaram a termografia no diagnóstico de emendas e conectores. Apesar de abordarem o problema quantitativamente, utilizando valores de temperatura na tomada de decisão, ainda assim baseiam seu diagnóstico em comparações entre os objetos, não fazendo uso de modelos matemáticos e considerações metrológicas. Já Vlasov (2012) propõe um modelo de difusão de calor para determinar a temperatura dos enrolamentos de estator de uma máquina elétrica (a partir da temperatura superficial detectada por um termovisor) capaz de calcular a temperatura interna do estator, com erro de 5%. Entretanto, não é feita nenhuma menção quanto à emissividade utilizada, nem considerações sobre a incerteza do modelo ou da medição do termovisor (e das demais medições realizadas).

Assim, como aplicação de termografia quantitativa no setor elétrico, neste trabalho será inicialmente utilizado o modelo de Teixeira (2012) – desenvolvido dentro do P&D 235 CEMIG-ANEEL –, capaz de associar ao valor absoluto de temperatura, a sua incerteza, baseado nos métodos tradicionais (GUM) ou em simulações de Monte Carlo (SMC), quando os primeiros se mostram incapazes de produzir um bom resultado. Para diagnosticar o estado da conexão (objeto sob estudo), o ponto de partida será o cálculo da resistência elétrica do conector, aplicando o modelo de Ferreira (2013) – também desenvolvido dentro do P&D 235 – à temperatura obtida como resultado da inspeção termográfica sobre cada conector. Com os valores de resistência elétrica e carregamento, estimados dentro de uma faixa, o diagnóstico prosseguirá com a determinação das temperaturas atingidas e respectiva duração, avaliando-se, dessa forma, a perda de resistência mecânica do conjunto condutor-conector, calculada pela aplicação do modelo de Harvey (1972).

Os resultados serão analisados sob os princípios de gestão de ativos, conforme abordados pela BSI PAS-55 (2008), balizados pela regulamentação do setor elétrico (ANEEL, 2008).

1.1 Objetivo Geral

Desenvolver um método – mantendo níveis de risco técnico e econômico aceitáveis – que determine o melhor momento para se intervir em uma conexão elétrica defeituosa, detectada pela termografia, antes que a deterioração causada pelas altas temperaturas leve o condutor associado a se romper, por perda de resistência mecânica.

1.2 Objetivos Específicos

1. **Determinar a incerteza de medição** associada à temperatura de uma conexão, obtida com um termovisor.
2. **Estimar a resistência elétrica** total de uma conexão a partir da temperatura medida, considerando as incertezas.
3. Com os valores de resistência elétrica determinados, **calcular as temperaturas atingidas** pelos conectores, em função do carregamento elétrico aplicado ao longo do tempo, dentro dos intervalos de incerteza.
4. Analisar os efeitos das temperaturas sobre a **perda de resistência mecânica** dos condutores associados, estimando o momento do fim da vida útil (alta probabilidade de ruptura).
5. **Avaliar o risco técnico** (probabilidade de falha mecânica da conexão) e o impacto, ou **risco econômico** (ganhos com postergação de manutenção *versus* perdas com a ocorrência da falha, ou prejuízos com elevação de perdas técnicas de energia).
6. **Propor uma estratégia** de gestão desses ativos, considerando o ambiente regulatório de uma concessionária de energia, seus objetivos e os requisitos a que deve observar.

Capítulo 2

SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

“Ninguém é tão grande que não possa aprender, nem tão pequeno que não possa ensinar”.

Ésopo (620-560 a.C.), escritor grego

2.1 A Energia Elétrica

Na Europa, de meados do século XVIII, com o surgimento da indústria mecânica e a invenção da Máquina a Vapor, a introdução de maquinário em substituição à fabricação artesanal multiplicou o rendimento do trabalho e aumentou a capacidade de produção. Foi o nascimento da Revolução Industrial, com a aplicação da força motriz às máquinas fabris. A mecanização se difundiu na indústria têxtil e na mineração, as fábricas passaram a produzir em série e surgiu a indústria pesada. A invenção dos teares mecânicos, navios e locomotivas a vapor acelerou a circulação das mercadorias e contribuiu imensamente para o desenvolvimento do comércio por todo o mundo.

A partir da metade do século XIX, a necessidade por novas tecnologias se tornou uma demanda crescente. Com isso, o modelo industrial do século XVIII sofreu diversas mudanças e aprimoramentos. Particularmente, a partir de 1860-1870, uma nova onda tecnológica surge,

dando origem a uma fase denominada Segunda Revolução Industrial (SOUSA, 2009).

Esta segunda fase é marcada por três acontecimentos importantes:

- Desenvolvimento do aço (1856)
- Utilização da eletricidade e petróleo como forma de energia (1873)
- Invenção do motor à combustão interna (1873) por Daimler.

O petróleo, que antes somente era usado para iluminação, foi substituído pela lâmpada incandescente, inventada por Thomas Edison, em 1879, e passou a ter uma nova utilidade com a invenção do motor à combustão. Os novos motores e as máquinas elétricas, menores e mais eficientes, permitiram o desenvolvimento e distribuição de um grande número de inovações tecnológicas, a partir do nascimento de uma série de indústrias que utilizavam aço, plásticos e a energia elétrica como insumo básico. Especialmente, a indústria de utilidades domésticas, juntamente com o automóvel, constituem os maiores símbolos da sociedade moderna, e moldaram o mundo como o conhecemos atualmente¹.

Assim, pode-se afirmar que a energia elétrica está para a segunda revolução industrial assim como a máquina a vapor esteve para a primeira, pois, ao lado do petróleo, permitiu estabelecer um ritmo de produção mais acelerado, e ambos são considerados os responsáveis pelo grande salto no desenvolvimento da humanidade. O nível de consumo de energia elétrica de um país é comumente utilizado como indicador de desenvolvimento econômico, humano e social.

2.2 SEP: O Sistema Elétrico de Potência

No Brasil, a primeira cidade a receber eletrificação foi Campos dos Goytacazes, interior do Rio de Janeiro, em 1883, embora a iluminação elétrica já existisse isoladamente em alguns locais (ESCELSA EDP, 2011). Rio Claro (SP) foi a segunda cidade a contar com

¹Desde que Thomas Edison patenteou o sistema de distribuição de energia elétrica, em 1882, iluminando a parte sul da ilha de Manhattan com um sistema em 110 V_{DC} , a eletricidade tornou-se a forma de energia mais utilizada.

fornecimento de eletricidade, em 1884; Porto Alegre (RS), em 1887; e Juiz de Fora (MG) foi eletrificada em 1889, mesmo ano que a cidade de São Paulo² (GOEKING, 2010). Desde o início até os dias de hoje, o uso de eletricidade e o tamanho dos sistemas de fornecimento só aumentaram.

A energia elétrica é produzida a partir da conversão de outras formas de energia (cinética ou mecânica, potencial, química, atômica, térmica, magnética etc). Independentemente de como foi gerada, a energia elétrica passa, em seguida, por uma transformação, elevando sua Tensão Elétrica, para permitir a transmissão aos centros de consumo de forma econômica. Próximo às cidades, faz-se uma nova transformação, desta vez abaixando a tensão, para distribuição. Entregue às unidades consumidoras, a energia elétrica está pronta para utilização. A Tabela 2.1 mostra a classificação dos níveis de tensão, e na Figura 2.1 está ilustrada, de forma esquemática, as subdivisões do SEP, com as fases de Geração, Transmissão, Distribuição e Utilização da energia, em cada nível de tensão.

Tabela 2.1: Classificação do Sistema Elétrico quanto aos Níveis de Tensão

Classificação	Nível de tensão
Ultra Alta Tensão	UAT: $\geq 750\text{kV}$
Extra Alta Tensão	EAT: $230\text{kV a } < 750\text{kV}$
Alta Tensão	AT: $50\text{kV a } < 230\text{kV}$
Média Tensão	MT: $1\text{kV a } < 50\text{kV}$
Baixa Tensão	BT: $0,05\text{kV a } < 1\text{kV}$
Extra Baixa Tensão	EBT: $\leq 0,05\text{kV}$

Fonte: IEC - International Electrotechnical Commission

A transmissão da energia gerada até os locais de consumo é sujeita a perdas de potência PP por aquecimento nos condutores do circuito (o efeito Joule), função da corrente I que os percorrem e da resistência elétrica R que apresentam (Equação (2.1)). É, principalmente, por causa do efeito Joule, que é necessário elevar a tensão da energia elétrica para poder transportá-la em longas distâncias. A maior tensão permite que a corrente seja menor (para

²A Empresa Paulista de Eletricidade, responsável pelos poucos pontos de iluminação pública então existentes na capital paulista, foi organizada em 1886, mas iniciou suas atividades apenas em 1889. Isto porque a população ainda temia que as lâmpadas pudessem trazer problemas à saúde, e a empresa teve de enfrentar uma espécie de embate ideológico para conseguir implantar o serviço (GOEKING, 2010).

uma mesma potência) e, assim, menos energia é desperdiçada. Além disso, a menor corrente permite o uso de cabos de menor área de seção transversal e peso, economizando em material condutor e estruturas de sustentação.

$$PP = R \cdot I^2 \quad (2.1)$$

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é comumente dividido em Sistema de Geração, de Transmissão e de Distribuição e, no Brasil, a partir de 2005, cada divisão passou a ser de responsabilidade de uma empresa específica. Atualmente, o SEP brasileiro, também chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), consiste de uma grande rede com mais de 175 usinas, centenas de subestações de Extra-Alta Tensão, muitos milhares de *km* de linhas, levando pacotes de energia a extensos parques industriais e a subestações de Alta Tensão e, dessas, saem milhões de *km* de redes e alimentadores conectados a milhões de casas.

Particularmente, a CEMIG *Geração & Transmissão* (CEMIG-GT) possui 4.912 km de Linhas, 6.964 MW de potência instalada em 67 usinas, e cerca de 40 subestações. Na distribuição, uma concessionária de porte como a CEMIG *Distribuição* (CEMIG-D) compreende uma rede de quase 450.000 km composta por mais de 1.600 alimentadores, com uma média de cerca de 4.500 consumidores (pontos de conexão) por alimentador, 16.914 km de Linhas e mais de 370 subestações³.

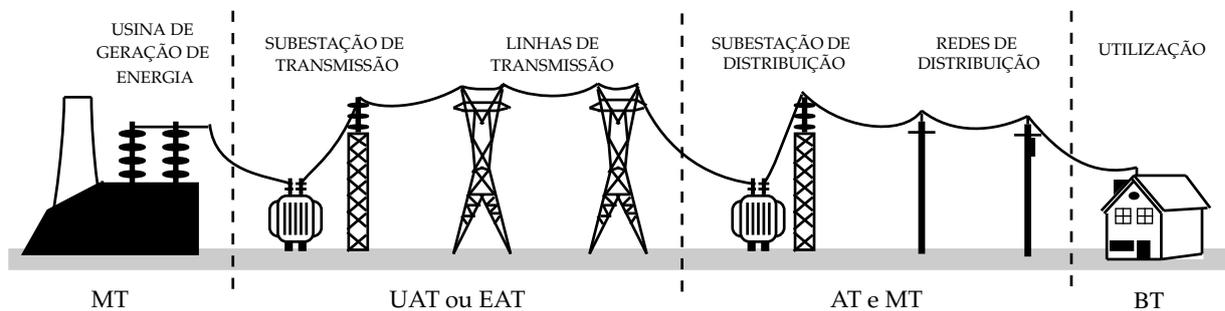


Figura 2.1: Esquemático do fluxo de energia elétrica nas subdivisões do sistema elétrico. Fonte: Adaptado de Marques (2009)

³CEMIG, Relatório “CEMIG em Números”, encarte publicado em 2012

Características do Subsistema de Geração

As principais entidades do sistema de geração são as usinas de energia, com suas máquinas rotativas (turbinas e geradores) acionadas por um fluido em movimento (água ou vapor).

Por questões de aproveitamento energético, os geradores são construídos em grandes tamanhos, e são capazes de converter grandes quantidades de energia, no nível de dezenas a centenas de MVA⁴. Porém, trabalham com MT (entre 6kV e 15kV), logo as correntes de saída são bastante altas. Gerar energia, em níveis de tensão mais altos, aumentaria em demasia seu tamanho, devido às bobinas gigantescas e à quantidade de isolamento elétrico que seriam necessárias. Para contornar este problema, o mais próximo possível da saída dos geradores, são utilizados transformadores elevadores, esses, por sua vez, conectados ao sistema de transmissão⁵.

O atrito constante entre as partes girantes e as altas temperaturas oriundas das altas correntes elétricas envolvidas (efeito Joule) levam ao desgaste dos componentes e a degradação do isolamento elétrico, além de se configurar em perdas de energia e prejuízos econômicos.

Características do Subsistema de Transmissão

O subsistema de Transmissão trabalha com nível de tensão UAT e EAT. A necessária ação de elevar a tensão da eletricidade que foi produzida pelos geradores é realizada pelos Transformadores Elevadores. Após adequar a tensão, o transporte da energia é feito através de Linhas de Transmissão, constituídas por fios condutores metálicos, unidos por emendas e conectores, e suspensos em torres por meio de isoladores cerâmicos ou de outros materiais isolantes. Na fronteira, para conectar-se ao subsistema de distribuição e suas linhas, é necessário reduzir a tensão da eletricidade transportada, para níveis de AT, utilizando transformadores com função de Rebaixadores.

É nas Subestações de Energia (chamadas somente de Subestações ou SEs), localizadas nos pontos de conexão com geradores, consumidores ou empresas distribuidoras, que se

⁴A potência de 1 MVA, em média, é suficiente para alimentar 3.000 residências

⁵Não se trata de uma regra, os transformadores podem também pertencer ao sistema de transmissão.

situam, além dos transformadores, equipamentos de seccionamento (chaves) para prover isolamento visível entre seções de circuitos, ou em manobras de manutenção e em situações de contingência; de disjuntores, capazes de interromper ou restabelecer o circuito elétrico em qualquer condição; e equipamentos com função de proteção contra surtos (pára-raios), medição de grandezas (transformadores de corrente e de potencial) e controle de tensão (capacitores e reguladores de tensão).

Todos estes equipamentos são interligados através de condutores, com suas emendas e conectores. Há ainda, na sala de controle, os relés de proteção e painéis de comando, bancos de baterias e respectivos carregadores. Na Figura 2.2 é mostrado um diagrama esquemático de uma SE e seus componentes de pátio.

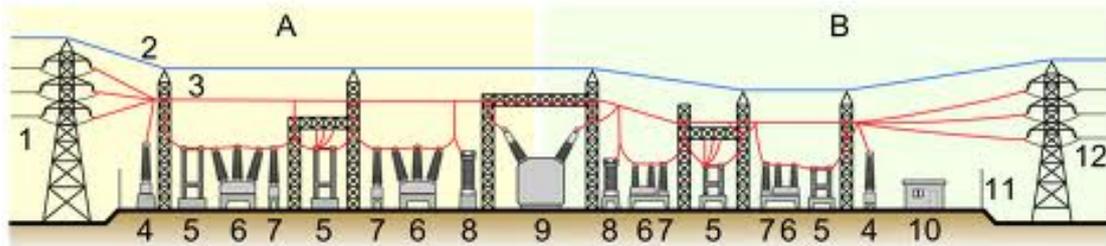


Figura 2.2: Perfil esquemático de uma SE com seus equipamentos, ver Apêndice E. Fonte: (ABRADEE, 2012)

Características do Subsistema de Distribuição

O sistema de distribuição conecta, elétrica e fisicamente, o sistema de transmissão às unidades consumidoras. Nas subestações de distribuição, o objetivo é abaixar a AT dos grandes blocos de energia que chegam através das linhas de distribuição, para valores médios de tensão – podendo assim aproximar os condutores – e distribuí-los aos pontos de consumo através de uma malha de condutores bastante ramificada, ao longo de ruas e avenidas.

Para tanto, utilizam-se também subestações compostas dos mesmos equipamentos⁶ que o sistema de transmissão. Porém, ao contrário das de transmissão, as SEs de distribuição estão localizadas nos próprios centros urbanos, já que são elas que fornecem a energia para as redes de distribuição.

⁶ Acrescente-se os Religadores, que são uma espécie de Disjuntor integrado ao relé de proteção, utilizado em Média Tensão.

Das subestações de distribuição saem, em Média Tensão, os chamados Alimentadores, que podem ser entendidos como as subdivisões das redes de distribuição. Os alimentadores são compostos dos condutores, suas emendas e conexões, dos transformadores de distribuição, dos postes e isoladores, de equipamentos de proteção (fusíveis), de manobra (relogadores e chaves de manobra) e, em alguns pontos, também existem equipamentos para controle de tensão (capacitores e reguladores).

A parte final do sistema de distribuição constitui-se da chamada Rede Secundária, onde os níveis de tensão foram reduzidos ainda mais – para fins de segurança às pessoas – pelos transformadores de distribuição, e conectados às casas, através de ramais de ligação. Incluem-se, também, os equipamentos de medição de consumo de energia, popularmente conhecidos como “padrão” ou “relógio”.

Capítulo 3

GESTÃO DE ATIVOS

Não espere por uma crise para descobrir o que é importante em sua vida.

Platão

3.1 Gestão da Manutenção

Nos últimos 30 anos, a atividade de manutenção vem sofrendo aceleradas mudanças, exigindo novas atitudes e habilidades do profissional de manutenção, e levando as empresas a exigirem maior ênfase em questões de segurança, meio ambiente, manutenção *versus* qualidade do produto, alta disponibilidade e confiabilidade aliadas à busca por redução de custos (KARDEC; NASCIF, 1998). Essas mudanças seriam advindas de:

- crescimento do número e diversidade dos itens físicos das instalações;
- maior complexidade dos projetos e concepções;
- surgimento de novas técnicas de manutenção;
- novos enfoques sobre a organização da manutenção e suas responsabilidades.

A atividade de manutenção amadureceu, ao longo do século 20, de uma cultura de correção de falhas para uma cultura de evitação, de impedimento de falhas; de uma busca

pela simples eficiência (reparo ágil) para uma maior eficácia (evitar reparo mas, quando necessário, realizá-lo em definitivo, sem retrabalho ou recorrência); e passou a ser parte fundamental das definições estratégicas das empresas competitivas.

A gestão da manutenção desenvolveu-se a partir de Sistemas Computadorizados de Controle da Manutenção (CMMS) e uma cesta de indicadores de desempenho (KPIs) adotados, similarmente, por organizações de todo o mundo, permitindo que empresas fossem capazes de comparar seus estágios de evolução na manutenção e identificar, aprender, adaptar e aplicar práticas e processos excelentes para melhorar seu desempenho. Além disso, programas como a Manutenção Produtiva Total ou Manutenção Baseada em Confiabilidade quebraram antigos paradigmas e permitiram grandes reduções de custos e aumento da qualidade, ao perceber que revisões programadas, baseadas no tempo, têm pouco efeito na confiabilidade total de um equipamento complexo, a menos que exista um modo de falha dominante. Além disso, existem muitos equipamentos para os quais não existe uma forma efetiva de manutenção programada (DIAS et al., 2011).

Kardec e Nascif (1998) definem a missão da Manutenção, neste contexto, como a de garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações, de modo a atender a um processo de produção ou serviço, com confiabilidade, segurança, conservação do meio ambiente e custo adequados, colocando a preocupação com a preservação da *função* acima da preservação do equipamento, individualmente. Entre os principais tipos de manutenção (caracterizados maneira pela qual é disparada a intervenção em equipamentos), têm-se como práticas básicas a Manutenção *Corretiva*, Manutenção *Preventiva* e Manutenção *Preditiva*. Enquanto a Corretiva procura corrigir ou restaurar as condições de funcionamento do equipamento após uma quebra, a Preventiva visa antecipar a falha pela observação de um plano previamente elaborado - com base no tempo em operação - e a Preditiva, com base na modificação de parâmetros de condição ou desempenho, sob acompanhamento sistemático.

Ao mesmo tempo em que a manutenção se consolida como função estratégica, surge entre os países do antigo império britânico uma linha de pensamento, advinda de indústrias altamente estruturadas e reguladas, como as forças armadas, companhias aéreas e setor nuclear, e posteriormente, *utilities* (concessionárias de serviço público), que estende a pene-

tração da manutenção dentro do contexto estratégico empresarial. Pioneiros como Roger Byrne e Jim Kennedy, na Austrália, ou John Woodhouse e Colin Labouchere, na Inglaterra, argumentavam que a Manutenção precisava ir além de simplesmente garantir o atendimento à demanda atual (ou disponibilidade) ao menor custo, mas considerar como esta demanda se alterará no futuro e decidir o quanto gastar agora para antecipar estas mudanças, trazendo um forte componente econômico à discussão (WALLSGROVE, 2011).

Avaliações do custo do ciclo de vida (*life cycle costing*) passam a ser encorajadas ou até exigidas quando da aquisição de novos ativos, forçando os envolvidos a tentar modelar o futuro, visando prever como possíveis mudanças podem ameaçar o cumprimento da missão da manutenção ou impactar o processo produtivo e o resultado financeiro da organização. Desse viés econômico nasce o termo Gestão de Ativos Físicos, apropriado do universo financeiro.

3.2 A PAS-55: Especificação para Gestão de Ativos

Um dos primeiros marcos da Gestão da Ativos foi a publicação, em 1993, do *Australian Asset Management Manual* pelo NAMS - *National Asset Management Strategy Comitee*, focado na gestão da infraestrutura das cidades australianas. Em 1997 é fundado o IAM - *Institute of Asset Management* - na Inglaterra, porém focado nas ferramentas de gestão da manutenção (*softwares*).

Em 1998 o NAMS publicou um manual internacional, denominado *International Infrastructure Management Manual*, que curiosamente não levava o termo Ativo por recear o comitê que haveria confusão com o contexto financeiro (WALLSGROVE, 2011). Destes manuais originou-se uma especificação de gestão de ativos de âmbito internacional, publicada em 2004 pelo BSI - *British Standards Institution* - sob a liderança do IAM, denominada PAS-55, ou *Publicly Available Specification 55 - Asset Management*, tendo sido revisada, em 2008, após diversas contribuições de mais de cinquenta instituições, empresas ou indivíduos por todo o mundo, principalmente do Reino Unido e Europa. Na Grã-Bretanha, a aderência

à especificação por parte das concessionárias de serviço público é hoje mandatória; nos Estados Unidos, sua disseminação ainda é restrita (MAKANSI; HURST, 2012).

Ativo

No contexto financeiro, o substantivo *Ativo* é definido como *item que possui valor econômico, ou qualquer coisa útil e que tenha valor, ou recursos econômicos tangíveis ou intangíveis*. Kiyosaki (2000) utiliza uma definição bastante simples: *Ativo é algo que põe dinheiro no bolso*.

Já a PAS-55 define ativo como “plantas, máquinas, propriedades, edifícios, veículos e outros itens que tenham valor distinto para a organização” (BSI PAS-55, 2008, p. 4, tradução livre). Ativos podem ser de diferentes naturezas, como demonstrado na Tabela 3.1, mas a PAS-55 deixa explícito que seu foco está nos ativos físicos, sem deixar de reconhecer a interrelação entre todas as categorias de ativos, sendo considerada sempre quando há um impacto direto na realização otimizada da gestão dos ativos.

Tabela 3.1: As diferentes categorias de Ativos

Humanos:	conhecimento e habilidade dos empregados
Financeiros:	capital, moeda, cotas societárias, ações
Informacionais:	dados e informações sobre o negócio, e sua qualidade; metodologias
Intangíveis:	reputação, imagem, marca
Físicos:	máquinas, instalações, produtos, edifícios, terrenos, estoques...

Fonte: (BSI PAS-55, 2008)

Gerir ou Gerenciar

Gerir, ou Gerenciar, significa administrar, dirigir, controlar e, finalmente, *decidir*. Desta forma, unindo esta definição com a de Ativo, pode-se entender a Gestão de Ativos como *decidir o que fazer com os ativos para que, destes, seja extraído o maior valor, segundo os objetivos de cada corporação*.

Gerenciar ativos também significa a operação de um grupo de ativos, ao longo de sua vida técnica, visando um retorno adequado e garantindo níveis de serviço e segurança definidos (SCHNEIDER et al., 2006). Para a BSI PAS-55 (2008, p. 4, tradução livre), Gestão de Ativos

“são práticas e atividades sistemáticas e coordenadas através das quais uma organização gerencia seus ativos e sistemas de ativos de forma otimizada e sustentável, considerando o desempenho, risco e despesas associadas ao seu ciclo de vida, com o propósito de cumprir seu Planejamento Estratégico Organizacional”.

Esta definição é bastante rica, e merece uma análise mais extensa.

Práticas e atividades sistemáticas e coordenadas remetem a um sistema de gestão, composto de um conjunto interrelacionado de elementos, que incluem a definição de uma estrutura organizacional, papéis e responsabilidades, planejamento, normas, sistemas de informação, práticas, processos, procedimentos, recursos etc (não por acaso, em nada diferentes dos conhecidos sistemas de gestão da qualidade ISO 9000).

A consideração de *ativos e sistemas de ativos*, ou seja, individuais ou agrupados, que interagem ou são interrelacionados, evidencia aderência aos conceitos de confiabilidade, cuja preocupação maior reside na função desempenhada dentro do negócio, ou seja, na sua contribuição para o resultado.

Gerenciar de forma otimizada e sustentável reforça a importância de que as decisões busquem o melhor resultado, reconhecendo existir conflito entre objetivos e restrições não negociáveis, necessitando aceitar um compromisso entre, por exemplo, custos e desempenho. Além disso, é imperativo se considerar os impactos futuros das decisões a serem tomadas, para que vantagens em curto prazo não se transformem em dificuldades no longo prazo.

Ao relacionar *desempenho, risco e despesas associadas ao ciclo de vida* dos ativos, a PAS-55 enfatiza práticas já adotadas por empresas líderes, mas pouco aplicadas pela grande maioria. Analisar todo o ciclo de vida implica em, por exemplo, preferir adquirir um ativo de maior valor inicial de compra, pois esse terá menores custos e melhor desempenho globais. Ou decidir por desativar um ativo que ainda tem utilidade, mas que o risco de se incorrer em prejuízos ao mantê-lo é muito maior do que o dispêndio a fazer para renová-lo.

Segundo Pfeffer e Sutton (2008), o planejamento estratégico é incapaz de causar impacto se não conduzir à tomada de decisões. Uma grande contribuição da PAS-55 está na relevância dada a *cumprir o Planejamento Estratégico Organizacional*. Com esta afirmação, a especificação coloca a Gestão de Ativos completamente inserida na estratégia das organizações, como fator crítico de sucesso. De fato, o desenvolvimento de um sistema de gestão de ativos deve nascer dentro do Planejamento Estratégico das organizações, garantindo que as decisões a serem tomadas sobre os ativos estejam alinhadas às demais estratégias da empresa, todas contribuindo para o resultado final.

Política, Estratégia, Objetivos e Planos de Gestão de Ativos

Por incentivar a estruturação de um sistema de gestão, a PAS-55 coloca, como primeiros requisitos para a gestão de ativos, que uma organização elabore e transforme em documentos, elementos denominados *Políticas, Estratégias, Objetivos e Planos de Gestão* de seus ativos. Todos estes elementos devem se originar do Plano Estratégico da organização, dado que o propósito de um sistema de gestão de ativos é suportar ou contribuir para o alcance dos objetivos estratégicos.

Numa **política de gestão de ativos** é essencial que a organização seja capaz de delimitar, com clareza, sua abordagem, princípios, regras e limites a serem seguidos, de forma a fornecer direcionamento necessário para o desenvolvimento das estratégias e planos para gerir os ativos, sempre alinhados ao Plano Estratégico. Deve ser um meio de evidenciar a posição e intenções da organização em relação à gestão de seus ativos, o seu nível de comprometimento e ser a referência para as decisões do gestor de ativos.

A **estratégia de gestão de ativos** converte os objetivos do Plano Estratégico e da Política em um plano de ação de longo prazo, estabelecendo os mecanismos pelos quais os requisitos serão cumpridos em cada atividade da empresa relacionada aos ativos. É na definição da estratégia que se pensa nos riscos existentes e futuros, como reduzi-los; em que condição se encontram cada um dos ativos; se os planos de manutenção estão e continuarão garantindo os níveis de desempenho esperados; se os critérios e métodos para determinar

os investimentos em capital ou as rotinas de operação e manutenção permitem explorar oportunidades para agregar valor; como reduzir os custos atuais mantendo ou melhorando o desempenho; etc.

Para tanto, é fundamental que a organização conheça seus ativos, ou seja, tenha posse de um conjunto de dados e informações confiáveis sobre a vida histórica de seus equipamentos e plantas, incluindo informações financeiras. Atualmente encontra-se um sistema CMMS em todas as empresas preocupadas com a manutenção de seus equipamentos, o que cumpre o requisito da existência da informação. Contudo, isso não garante a existência de um tratamento adequado dos dados, tampouco maior preocupação com a coleta dos mesmos e com o rigor metrológico.

Da elaboração da estratégia, surgem os **objetivos de gestão dos ativos** a serem alcançados. A PAS-55 reforça a importância de definir objetivos que sejam específicos, mensuráveis, alcançáveis, relevantes e com prazo determinado, podendo se referir a medidas de desempenho, disponibilidade, manutenibilidade ou confiabilidade, bem como se relacionar à satisfação do cliente, a impactos ambientais e de segurança ou à conformidade com requisitos regulatórios ou legais.

Consideração importante deve ser dada aos efeitos líquidos dos objetivos definidos, pois a gestão de ativos, por premissa, é composta por atividades interrelacionadas. Por exemplo, uma ênfase no objetivo de redução de custos de pessoal pode desviar a atenção dos possíveis impactos negativos dessa ação no desempenho da planta, nos índices de produtividade ou de acidentes com empregados.

Nos **planos de gestão de ativos** são detalhadas as tarefas a serem executadas, os responsáveis e prazos, os recursos e os objetivos que devem ser alcançados. Os diversos planos podem cobrir um mesmo ativo ou objetivo; quando isso ocorrer, a organização deve tentar fundí-los e otimizá-los, ou priorizá-los, levando em conta os impactos em desempenho, risco, recursos necessários e valor agregado.

Toda essa documentação do sistema de gestão de ativos deve ser analisada e revisada periodicamente, para assegurar que se mantém eficaz e consistente com o Plano Estratégico.

Para se implantar uma cultura de Gestão de Ativos, não é suficiente emitir a mensagem uma vez e supor que ela penetrará: “o comportamento só é modificado por meio da repetição” (CHARAN, 2008).

3.3 Tomada de Decisão

Uma mudança de atitude, que deve ser capitaneada pelo gestor de ativos, está em valorizar as decisões baseadas em evidências, em encadeamentos lógicos. A frequência das decisões tomadas quando as alternativas não foram definidas claramente, as informações corretas não foram coletadas, ou os custos e benefícios não foram avaliados com precisão, deve ser minimizada. É preciso que o gestor de ativos seja criativo ao procurar alternativas de decisão:

- Sempre enxergando um problema sob várias perspectivas. Em vez de se fixar na primeira linha de pensamento que ocorrer, tentar usar pontos de partida e abordagens alternativas.
- Sendo receptivo a novas idéias. Para ampliar o quadro de referência e para dirigir a mente a novas idéias, partir de informações e opiniões obtidas de várias pessoas.

Muitas vezes, ao decidirem o que fazer, especialistas utilizam tratamentos com os quais têm maior familiaridade, experiência e habilidade. Utilizam para isso conhecimento obsoleto, experiência pessoal, habilidades próprias, modismos, dogmas e crenças ou imitação descuidada do que fazem os executores excepcionais. Para um gestor, tais “recursos” não podem ser substitutos da melhor evidência ou justificativa para o uso raro de evidência em decisões (PFEFFER; SUTTON, 2008), é preciso dar a devida importância em se saber avaliar riscos.

As pessoas são avessas ao risco quando um problema é apresentado em termos de ganhos, porém aceitam riscos quando o problema é apresentado em termos de evitar perdas: “Às vezes, prudência demais pode ser tão perigosa quanto pouca cautela” (HAMMOND et al., 2008, p. 184).

3.4 Gestão de Ativos em *Utilities*

Wenzler (2005) aponta que as *utilities* (concessionárias de serviço público) são, inerentemente, indústrias intensivas em ativos físicos. A **atividade** das companhias de eletricidade, gás, água e outras, é a prestação de serviços de fornecimento de energia ou combustível ou água tratada, com qualidade, segurança e continuidade, entregue às portas das casas. Mas o seu **negócio** consiste em manter seus ativos operacionais, em boas condições e principalmente, **gerando valor**. Trata-se de um negócio inserido numa realidade na qual, por um lado, os Governos (através das agências reguladoras) exigem melhor desempenho em termos de segurança, confiabilidade e universalidade do fornecimento; por outro, os consumidores são mais críticos em relação às tarifas e ao nível de serviço entregue; e há ainda os acionistas, sempre desejando maior lucro, retorno para os investimentos e valor agregado. Motivados por esses requisitos (muitas vezes conflitantes), as empresas tem sido compelidas a tratar as decisões de investimentos ou despesas em manutenção numa perspectiva mais ampla, considerando impactos em diferentes níveis da organização e em diferentes momentos, sempre no intuito de otimizar a exposição a riscos, os níveis de desempenho requeridos e os custos máximos reconhecidos: uma clara rogativa por Gestão de Ativos.

A engenharia, a pesquisa e a inovação são ingredientes imprescindíveis para fazer frente aos desafios, presentes e futuros. Entretanto, o conservadorismo e as pressões e instabilidades regulatórias (que aumentam riscos de perdas e limitam a realização dos benefícios) levam justamente ao contrário: à redução na pesquisa e no quadro de engenheiros, dados os altos custos do fracasso de uma idéia (BRIDGEMAN, 2011).

As abordagens do tipo “apague o incêndio”, frequentemente vistas, não cabem mais num ambiente de gestão de ativos, assim como a recorrente preferência por inaugurar novas plantas e fábricas – o que dá maior visibilidade política do que a troca de 1.000 medidores imprecisos, a renovação de ativos existentes ou o investimento em estoques reserva. Além disso, o próprio futuro da manutenção nessas novas instalações, nem sempre, tem a devida consideração no planejamento (PARKER, 2010).

O gestor de ativos deve tomar decisões sobre os ativos, em nome do seu cliente (acio-

nista), em concordância com um conjunto pré-definido de regras e princípios (BENGTSSON; DELBECQUE, 2011). Seu papel é aproximar as noções de risco empresarial e risco do ativo, de forma a tomar as decisões corretas em relação aos ativos e à empresa como um todo. Como risco empresarial (em concessionárias de energia), pode-se citar as severas multas que as agências reguladoras do setor impõem às companhias que descumprem as metas de fornecimento. Como risco do ativo, pode-se citar interrupções e falhas nos equipamentos elétricos. Assim, uma implementação de gestão de ativos deve estar apontada para a minimização dos riscos empresariais (menores custos, maiores retornos) através da correta gestão da manutenção (maior confiabilidade e disponibilidade, capacidade, adequabilidade etc.).

Produzir retornos financeiros de forma otimizada e sustentável e, ao mesmo tempo, garantir o atendimento a níveis de serviço e critérios de segurança pré-determinados é o propósito da gestão de ativos. No setor elétrico, a mudança necessária está, por exemplo, nas tratativas quanto ao planejamento da expansão do sistema, com a escolha do melhor padrão de rede, partindo do tradicional critério de melhor qualidade e confiabilidade, mas agora somando-se preocupações, como estar ligeiramente acima do requisito regulatório para garantir o máximo de desempenho financeiro, ou redução de custos sem aumentar os riscos financeiros e de segurança, de forma significativa (WENZLER, 2005). O uso de simulações (*Asset Simulations*) para avaliar diferentes cenários tem tido aplicação crescente (WENZLER, 2005; SCHNEIDER et al., 2006; BAHADOORSINGH; ROWLAND, 2008; VELASQUEZ-CONTRERAS et al., 2011)

De forma geral, praticar Gestão de Ativos em *utilities* significa entender o negócio da concessionária, as regras regulatórias, os requisitos de seu mercado e objetivos empresariais; traduzí-los em parâmetros de desempenho, custo e risco concernentes a todo o ciclo de vida dos ativos; criar e aplicar as melhores técnicas, ferramentas e processos, documentar em procedimentos e eleger responsáveis por garantir o alcance dos objetivos e gerenciar interesses conflitantes, de forma que a busca do melhor resultado no curto prazo não se transforme em prejuízo no médio e longo prazos, e vice-versa.

A técnica focada em determinar a integridade atual, condição eletromecânica real, o rendimento operacional e outros indicadores da condição operativa das máquinas, de forma

a, com boa antecipação, prever a ocorrência de falhas e assim otimizar a manutenção dos equipamentos, é a manutenção *Preditiva*. Diversos ensaios e testes preditivos podem ser feitos nos equipamentos, visando monitorar seu desgaste e prever o tempo em que será necessário intervir. O que todo gestor de manutenção (ou de ativos) deseja é prever o momento exato de parar a máquina, antes que ela falhe, com o mínimo de custos; para atingir este nível, é preciso aumentar a frequência de realização desses testes preditivos, até o limite em que se monitora o equipamento, em funcionamento, continuamente – o chamado monitoramento *on-line*.

3.5 Monitoramento de Ativos

Em aplicações ligadas à operação do sistema elétrico, o monitoramento de grandezas objetiva dar ao operador uma visão geral, onde os componentes são partes individuais que podem ser colocadas ou retiradas de operação em função da necessidade. Além disso, as grandezas de interesse são sistêmicas (corrente, tensão, ângulo, fluxo de potência etc) e impostas ao equipamento, não dependendo, *a priori*, do estágio de degradação de suas partes internas. Enquanto não se atinge um nível de degradação suficiente para levá-lo à falha, não há uma preocupação com a condição do equipamento. Assim, este monitoramento é referido como *Supervisão do Sistema*.

Já quando o contexto é o de manutenção, necessita-se que as grandezas monitoradas tenham relação com a integridade do equipamento. Parâmetros como frequência e amplitude de vibração, temperaturas em operação, quantidade de particulado, penetração de umidade etc, são utilizados em modelos para determinar a existência de uma condição anormal, ou um processo de degração em andamento, que, se não corrigido, evoluirá para uma falha. Neste cenário, a palavra “monitoramento” ou “monitoração” faz mais sentido e é, portanto, mais utilizada.

O monitoramento nasce de uma necessidade comum à área de manutenção: cerca de um terço das atividades de manutenção preventiva (aquela disparada por tempo, ou por

número de operações) mostra-se desnecessária pois, durante a intervenção, conclui-se que havia, ainda, plenas condições do equipamento desempenhar suas funções por mais tempo, sem risco de quebra (ALMEIDA, 2009). Isso ocorre, pois o gestor da manutenção é limitado a se apoiar apenas em histórico de manutenções e estatísticas para tentar prever quando será o melhor momento para intervir.

Em sistemas elétricos, um problema muito comum é o chamado *mau contato*, oriundo da deterioração e desgaste das peças e componentes responsáveis pela continuidade elétrica em equipamentos como disjuntores, chaves, contadores, conexões, emendas etc. A resistência elétrica total vai se elevando e aumentando a geração de calor, o que pode levar à fusão, ao rompimento ou prejudicar a isolação do material, quase sempre provocando um curto-circuito. No entanto, é raro os fabricantes de equipamentos fornecerem os devidos valores de resistência elétrica de contato, nem para os componentes novos, nem para componentes mantencionados. No trabalho de Verri (1995), o autor afirma que não há evidências do uso de métodos estatísticos para determinar valores de grandezas a serem deixadas após uma manutenção, ou para comparar a qualidade de manutenção – no entanto, o uso de cartas de controle pode ser bem sucedido onde medidas de dimensões mecânicas, resistências elétricas etc são efetuadas periodicamente (ainda que com frequência menor do que na produção). Baseado na obtenção do valor padrão de resistência de contato e do maior valor aceitável, a partir da coleta dos dados de medidas de resistência de contadores da marca Brown Boveri, ao longo de 5 anos, o autor desenvolveu método análogo às cartas de controle, fornecendo ao executante uma folha com limites superior e inferior para os valores de resistência elétrica de contato.

Contudo, esta forma de controle da resistência depende de desligamentos periódicos dos equipamentos, o que obviamente procura-se postergar ao máximo. A alternativa de utilizar um sistema capaz de monitorar a evolução da resistência de contato sem desligar o equipamento atenderia tanto o aspecto técnico (controle da condição do ativo), quanto os aspectos operacional (sem desligamentos) e econômico (otimização dos custos de intervenção).

Para tanto, é imprescindível que se desenvolvam modelos que, a partir dos dados coletados, possam realizar análises que diagnostiquem a situação corrente e possibilitem prognosticar a

evolução da degradação, permitindo que se prevejam ações para gerenciar este risco. Assim, o processo de gestão de ativos, associado com o monitoramento da resistência de contato (tal como qualquer outro parâmetro de equipamentos quaisquer), pode ser então detalhado como a seguir (CIGRÈ, 2006):

1. **Monitoramento:** compreende a aquisição e armazenagem de dados, seja de resultados de inspeção ou de ensaios *off-line*¹, de sensores especiais (monitoramento da condição) ou de sensores para variáveis de processo (supervisão e controle), incluindo variáveis da proteção e dados básicos da placa de identificação (cadastro).
2. **Análise:** refere-se ao tratamento da base de dados recente e histórica, procurando evidências de anormalidade, em um primeiro nível de indicação (feita através de uma notificação ao responsável).
3. **Diagnóstico/Prognóstico:** nível onde diagnósticos da condição ou das causas de falha podem ser feitos, e prognósticos com indicação de ações a tomar podem ser determinados, a partir de métodos científicos.
4. **Análise de Risco e Gerenciamento:** compreende avaliações da análise do risco operativo, considerando não apenas o contexto técnico, mas também o econômico (inclusive no que tange ao aspecto estratégico para o negócio), resultando em recomendações de procedimentos mais adequados, a serem tomados acerca do parque de ativos como um todo.

¹*Off-line*, requer retirada do equipamento de serviço.

Capítulo 4

REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Aquela mente que se abre a uma nova
idéia jamais voltará ao seu tamanho
original.

Albert Einstein

4.1 Conceitos Básicos sobre Regulação Econômica

4.1.1 Monopólio e Competição

Um elemento essencial do regime capitalista é a competição entre firmas. Acredita-se que, quanto maior o número de firmas disputando determinado mercado, melhor será o resultado, tanto para a própria firma, quanto para seus consumidores. Para conseguí-lo, uma firma precisa, não só tentar reduzir seus custos, mas também praticar preços menores que seus concorrentes (KISHTAINY, 2012). Nesse processo, algumas firmas fracassam e vão à falência, enquanto as sobreviventes tomam uma fatia cada vez maior do mercado. A tendência é que menos e menos firmas terão o controle e obterão o chamado *poder de monopólio*, capaz de impedir que novos concorrentes adentrem o mercado, através do que Pindyck e Rubinfeld (2010) chamam de “ameaça de apreçamento predatório”. Segundo Almeida (2010, p. 1),

“o monopólio consagra uma imagem negativa, geralmente associada a um ofertante único, que dispõe assim da faculdade de impor o seu produto ou serviço aos clientes pelo valor que quiser, sem atentar para critérios de qualidade, posto que esses não disporão de alternativas no mercado”.

Porém reconhece que, em determinadas circunstâncias, alguns monopólios seriam inevitáveis, ou naturais.

Monopólio Natural

O Monopólio Natural é uma situação de mercado em que a competição livre fracassaria, pois os investimentos necessários e custos fixos são muitos elevados, os custos marginais são muito baixos e os prazos de retorno muito grandes, com bens exclusivos e com pouca ou nenhuma possibilidade de concorrência. Num monopólio natural, obrigar a firma a cobrar preços em níveis competitivos pode torná-la deficitária (KISHTAINY, 2012).

Almeida (2010) argumenta que, por esses motivos, seria impossível, ou inviável, oferecer fornecimento de água potável e de saneamento básico numa cidade, ou fornecimento de gás e energia, ou ainda estradas ou linhas ferroviárias, servindo às mesmas rotas e destinos, num regime de *livre concorrência*. Nesses mercados é desejável um monopólio, dado a enorme vantagem de custos em se ter uma única firma.

Além disso, existem outros argumentos a favor de monopólios naturais. Um monopólio terá custos menores do que o custo total de um conjunto de firmas pequenas, pois um monopolista pode fazer amplo uso de economias de escala. O custo fixo de se construir uma rede inteira de distribuição de gás, por exemplo, é muito maior do que o custo de se bombear um metro cúbico extra desse combustível (KISHTAINY, 2012).

Soluções para evitar que um monopólio natural abuse de seu poder passam pela criação de instituições reguladoras, que impõem limites para os aumentos de preços, defendendo os consumidores enquanto garantem a viabilidade econômica da indústria.

4.1.2 Regulação de Serviços Públicos

Conceitos Iniciais

O objetivo essencial da regulação é imprimir os efeitos concorrenciais de um mercado competitivo ao desempenho de uma empresa monopolista (ANEEL, 2008). A regulação é, predominantemente, exercida pelo Estado, através das agências ou entes reguladores equivalentes. Para que haja estabilidade, e que o risco percebido pelos investidores seja baixo – despertando seu interesse em explorar a atividade –, é de extrema importância garantir a independência das decisões do regulador em relação a interferências políticas do governo. Cabe a esse, definir as políticas energéticas para o país, e à agência, criar regras e procedimentos para levar a termo a política definida (NERY, 2012).

Não se pode ignorar a existência de divergência – natural – de interesses entre o regulador e as companhias. Se por um lado, as companhias objetivam maximizar o lucro, o valor de mercado, ou obter vantagens competitivas ou protecionistas (por influência política), o regulador, entre suas diversas obrigações, deve primar pela busca de tarifas módicas, criar bases para o desenvolvimento econômico do país e universalização do fornecimento.

Assimetria de Informação

Ao tentar fazer a concessionária cumprir objetivos muitas vezes distintos dos seus interesses empresariais, o órgão regulador tem uma difícil tarefa – que vai além do conhecimento técnico –, condição chamada de *Assimetria de Informação*. A assimetria de informação diz respeito¹ ao acesso às informações em quantidade e qualidade diferentes entre o agente e o regulador (VIEIRA, 2005).

ANEEL (2008, p. 7) descreve que, na relação entre concessionária e regulador,

¹A rigor, o conceito de assimetria de informação, discutido em teoria econômica, diz respeito mais especificamente às variáveis não observadas. Por exemplo, não é possível observar o nível de esforço que as empresas empregam na busca por eficiência. O grande objetivo da regulação econômica de setores que se caracterizam como monopólios naturais é prover mecanismos que induzam a empresa a buscar o nível máximo de eficiência, tendo como produto final o benefício para o consumidor (ANEEL, 2008).

“o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes, no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações, é totalmente assimétrica”.

A única maneira de conhecer todas as atividades de uma firma seria reproduzindo-as fielmente, ou seja, seria necessário simular ou duplicar a firma real.

4.2 Nova Regulamentação do Setor de Distribuição

Entende-se que as concessionárias (na condição de empresas com fins lucrativos) procuram sua efetiva rentabilidade, de modo a remunerar os investimentos efetuados no negócio. A busca de rentabilidade ocorre por vários meios, incluindo o aumento de produtividade visando à redução de custos e otimização dos investimentos. Esse comportamento ocorre a despeito das concessionárias estarem sujeitas à regulação econômica, decorrente da condição de monopólio natural vigente na distribuição de energia elétrica.

Tendo em vista os problemas apresentados pelo esquema de *preço pelo custo* do serviço e seguindo exemplos internacionais, o esquema de tarifação do setor de distribuição elétrica no Brasil foi alterado, a partir de 1993, com a publicação de novas leis (pelas quais a tarifa passou a ser fixada por concessionária, conforme características específicas de cada área de concessão), e com a criação, em 1996, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para regular o setor elétrico brasileiro.

Entre uma série de mudanças, podem ser destacadas o *status* de atividade industrial dado à geração de energia (ainda que empregue um bem público como os recursos hídricos), a desverticalização do setor (proibição de uma mesma empresa possuir o controle dos diferentes estágios do fluxo de energia elétrica), a criação de uma entidade denominada *Comercializadora*, autorizada a comprar energia dos geradores e revender para consumidores (mesmo sem realizar nenhuma produção própria de energia) e a separação desses em

categorias, chamadas de *Cientes Livres* e *Cientes Cativos*².

Price-cap

Com a publicação da Lei n.º 8.631/93, a tarifação do setor elétrico passou a ser baseada no esquema de *price-cap* (preços-tetos). O *price-cap* é um método tarifário de regra simples e transparente, que proporciona o maior grau de liberdade de gestão para as empresas em regime de monopólio natural, e facilita a ação regulatória (dispensando, entre outras coisas, controles que necessitem de informações dispendiosas). Nesse esquema, os serviços são regulados pelo preço, segundo regras cuja finalidade é a remodelação da exploração do serviço público com características de atividade privada concorrencial, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária. Portanto, no *price-cap*, a empresa tem o direito de reter quaisquer lucros gerados durante o período regulatório especificado (4 ou 5 anos), devendo também absorver as perdas. Isso preserva o incentivo à produção, pois não há restrição à maximização de lucros.

O funcionamento do *price-cap*, derivado do sistema inglês *Retail Price Index Minus X* ($RPI - X$), se dá por meio da fixação das tarifas máximas que as concessionárias podem praticar durante o período regulatório. Por meio de um fator redutor das tarifas (Fator X) as companhias também são estimuladas a se tornarem mais eficientes e competitivas (ARAÚJO; PIRES, 2000).

A partir de 1995, todas as concessionárias de energia elétrica assinaram com a União (Poder Concedente) um contrato de concessão (ANEEL, 2009)³. Nesse contrato foram fixadas as regras para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, a estrutura tarifária e os mecanismos de correção das tarifas durante cada ano do período tarifário.

²Ou seja, que não podem optar por contratar a Comercializadora que assim desejarem.

³Na ocasião da assinatura do contrato de concessão pela CEMIG, em 1997, a sua área de concessão foi dividida em quatro partes pelo Poder Concedente, pois havia expectativa de que a CEMIG D fosse privatizada e, assim, seriam vendidas as quatro empresas separadamente. Dessa forma, quatro contratos de concessão foram assinados. Se a privatização da CEMIG tivesse ocorrido, Minas Gerais teria quatro concessionárias de distribuição, a exemplo de São Paulo, Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro (ANEEL, 2009).

4.2.1 Composição da Receita Requerida

Entender as fontes de entrada (receita) e saída (custos) de recursos numa organização é o ponto de partida na busca pela ampla realização dos benefícios da Gestão de Ativos. No caso das empresas do Setor Elétrico Brasileiro, ambas as fontes estão contempladas na Receita Anual Requerida (ou simplesmente, Receita Requerida – *RR*). A *RR* é o montante que uma concessionária terá recebido, ao fim do ano, pela aplicação das tarifas de energia e uso do SEP ao consumo de seus clientes. Para as concessionárias de distribuição no Brasil, a composição de cada parcela da receita requerida é detalhada na Tabela 4.1 (prezando pela objetividade, as explicações seguintes se limitarão às componentes impactadas por este trabalho, a saber, a Compra de Energia para Revenda e os Custos de Operação e Manutenção).

Tabela 4.1: Composição da Receita Requerida de uma Distribuidora

Parcela A (custos não-gerenciáveis)	Parcela B (custos gerenciáveis)
<p>Encargos Setoriais Reserva Global de Reversão (RGR) Conta de Consumo de Combustível (CCC) Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE) Programa Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) P&D e Eficiência Energética Operador Nacional do Sistema (ONS)</p> <p>Custo com Transporte de Energia Uso das Instalações de Transmissão Uso das Instalações de Conexão Uso das Instalações de Distribuição Transporte Energia Elétrica Proveniente de Itaipu</p> <p>Compra de Energia Elétrica para Revenda Contratos Bilaterais Energia de Itaipu Contratos de Leilões</p>	<p>Custos de Operação e Manutenção Pessoal Materiais Serviços de Terceiros Despesas Gerais e Outras</p> <p>Custos de Capital Quota de Reintegração Regulatória Remuneração do Capital</p>

Conforme determina o contrato de concessão, a *RR* é dividida em duas parcelas, *VPA* (Valor da Parcela A) e *VPB* (Valor da Parcela B), como mostra a Equação (4.1).

$$RR = VPA + VPB \quad (4.1)$$

A **Parcela A** envolve os chamados “custos não gerenciáveis”, relacionados à atividade de distribuição de energia pela concessionária. Seu montante e variação escapam à vontade ou influência da empresa. É composta por custos relativos aos encargos setoriais (*CES*), encargos de transmissão ou custo com transporte de energia (*CTE*) e custo de compra da energia propriamente dita (*CE*), Equação (4.2).

$$VPA = CES + CTE + CE \quad (4.2)$$

A **Parcela B** compreende os chamados “custos gerenciáveis”, sujeitos ao controle ou influência das concessionárias. É composta pela remuneração dos investimentos prudentes (*RI*), da quota de reintegração regulatória *QRR* (recuperação do capital via depreciação) e dos custos operacionais *CO* (pessoal, material e serviços de terceiros, atividades de operação e manutenção das redes, gestão comercial, direção e administração), Equação (4.3).

$$VPB = RI + QRR + CO \quad (4.3)$$

Parcela A - Compra de Energia

Por lei, as concessionárias devem comprar, antecipadamente, 100% da energia prevista para o atendimento ao seu mercado cativo no período de cinco anos (Seção 4.2.3) e, para constituir o montante total de energia requisitada, devem ser incluídas as perdas (Seção 4.2.2). A distribuidora deve, então, calcular o *Balanço Energético* – que é a diferença entre a energia a ser comprada da geração e a energia que será faturada dos consumidores – e firmar contratos de fornecimento com agentes produtores, sendo que um percentual destes contratos deve ser necessariamente firmado com Itaipu.

Parcela B - Custos Operacionais Eficientes

Os custos operacionais tratam de atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico⁴. São determinados a partir de informações de natureza técnica e econômica levantadas junto às empresas (dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de equipamentos instalados, segregados por tipo e nível de tensão). Os seguintes itens de custo são considerados (ANEEL, 2008):

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como, por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada;

Os cálculos dos Custos unitários de Operação e Manutenção ($CO\&M_{unit}$), que surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente, são realizados considerando:

- Custos de Homens-Hora;
- Custos de Horas-Máquina;
- Atividades de manutenção, corretiva e preventiva;
- Tempos médios de execução e deslocamento;
- Frequência de manutenção, função da taxa média de falhas das instalações;
- Infra-estrutura referencial.

Os custos administrativos (CAd) são calculados, para uma estrutura de pessoal, a partir de um organograma referencial, dos níveis de salários em outras empresas similares ou referências de mercado, e estrutura física referencial de instalações.

Já certos itens de investimento, que não são incluídos na base de remuneração, são considerados como *Anuidades* e incluídos nos custos operacionais através do *CAIMI* (*Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis*). O *CAIMI* prevê cobertura para os custos de implementação, manutenção, depreciação e amortização de:

⁴Entende-se que parte das tarefas de O&M pode ser contratada com terceiros, em particular as de manutenção. A supervisão e o planejamento destas tarefas devem estar a cargo de pessoal próprio da empresa.

- Computadores pessoais e *software*, bem como os sistemas corporativos (*Softwares* SCADA e GIS⁵);
- Sistemas de Gestão de O&M e Sistemas Comerciais;
- Sistemas de rádio-comunicação, dedicados à comunicação entre os centros de controle e o pessoal de operação e manutenção em campo;
- Infra-estrutura e comunicações do *Call-Center*;
- Gastos com combustível e manutenção de veículos.

Para se definir o montante total dos custos (CT), o regulador procede à aplicação dos custos unitários calculados aos dados físicos da concessionária, Equação (4.4a), e procede ao somatório com as demais parcelas de custo, Equação (4.4b), para se obter o Custo Operacional (CO) da Parcela B:

$$CT = CO\&M_{unit} \times \text{dados físicos} \quad (4.4a)$$

$$CO = CT + CA_d + CA_{IMI} \quad (4.4b)$$

4.2.2 Perdas de Energia

Denomina-se Perdas de Energia (ou *Perdas Totais*) o somatório de *Perdas Técnicas* e *Perdas Comerciais* (também chamadas *Perdas Não Técnicas*), Equação (4.5a). *Perdas Técnicas* consistem das perdas inerentes ao transporte de energia elétrica no sistema (Equação (2.1), p. 8) e, dado que *Perdas Totais* também é a diferença entre a *Energia Injetada* na rede de distribuição e a *Energia Consumida* (o balanço energético, Equação (4.5b)), resulta que *Perdas Comerciais* (Equação (4.5c)) trata do restante dessa diferença (ANEEL, 2008).

$$Perdas\ Totais = Perdas\ Técnicas + Perdas\ Comerciais \quad (4.5a)$$

$$Perdas\ Totais = Energia\ Injetada - Energia\ Consumida \quad (4.5b)$$

$$Perdas\ Comerciais = Energia\ Injetada - Energia\ Consumida - Perdas\ Técnicas \quad (4.5c)$$

⁵SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition* sistema de supervisão; GIS - *Geographic Information System*, sistema de informações georreferenciadas.

Um nível elevado de perdas totais significa a necessidade de incrementar a geração de energia elétrica no sistema interligado, um alto custo que não se reflete em produção de riqueza, bem estar ou desenvolvimento econômico para o país.

Apesar de considerar que a concessionária não possui controle sobre os custos da Parcela A, o regulador assume que a empresa possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia comprada. No que tange às perdas técnicas, sua opinião é que o georeferenciamento⁶ da rede elétrica, as campanhas de medição de carga, as modernas técnicas de cálculo das perdas técnicas e as ferramentas de planejamento da expansão e renovação otimizadas do sistema elétrico fazem com que a concessionária tenha boa gestão sobre o nível de perdas técnicas.

Assim, com a finalidade de calcular a energia que a concessionária deve comprar, o regulador determina o nível máximo de perdas a serem admitidas, sobre as quantidades de energia elétrica que a distribuidora prevê fornecer, para atender todo o mercado de sua área de concessão. Caso a distribuidora, durante o período tarifário, for capaz de reduzir suas perdas abaixo do nível regulatório, poderá capturar a diferença. Assim, esse mecanismo constitui forte incentivo para a redução de perdas no sistema elétrico da concessionária.

No modelo *price-cap*, a cada novo ciclo tarifário, o regulador define novas metas de perdas. Conforme ANEEL (2008, p. 14),

“a definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível de regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação”

até a próxima revisão tarifária.

⁶Um sistema de georeferenciamento pode ser entendido como um banco de dados com as coordenadas geográficas, num dado sistema de referência, de todos os equipamentos da rede elétrica da concessionária, conforme conveniência ou imposição legal

Determinação das Perdas Técnicas

Calcular as perdas técnicas de energia em um único dispositivo é simples, bastando para isso aplicar a Lei de Joule, integrando a potência dissipada ao longo do tempo de interesse. Já a avaliação das perdas técnicas de energia num sistema de distribuição é muito complexa, fundamentalmente pela quantidade de elementos que constituem cada segmento que compõe o sistema e, conseqüentemente, pelo número de parâmetros necessários para sua caracterização segmentada. Ademais, outra dificuldade está no comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão do sistema elétrico, características intrínsecas à atividade de distribuição de energia.

Na prática, as perdas técnicas dos sistemas de Alta Tensão são apuradas via medição; contudo, nos sistemas de distribuição elas não podem ser medidas diretamente, portanto sua quantificação não é trivial, passando pelo cálculo das perdas de potência, para então chegar nas perdas de energia, através da aplicação de um coeficiente de perdas. Assim, na determinação das perdas de energia do sistema de distribuição, as agências reguladoras empregam metodologias para avaliação *indireta* destas perdas, baseando-se em dados do balanço energético das concessionárias, modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos oriundos de dados históricos e técnicas reconhecidas, bem como as características técnicas, particularidades construtivas e operativas de cada segmento do sistema em estudo.

Além disso, o regulador adota algumas premissas (que dificilmente se verificam na prática) para efetuar o cálculo, como:

- O Fator de Potência mínimo permitido é o regulatório (0,92)
- As cargas estão distribuídas equilibradamente na Média Tensão
- A tensão está sempre em seu valor nominal
- As perdas nos transformadores assumem os valores de norma, não os reais verificados
- As temperaturas dos condutores são fixadas em 55°C

Tais premissas tem o efeito de subestimar o valor efetivo das perdas de energia no sistema. Para tentar contornar esse problema, o regulador admite corrigir em 15% o valor

calculado para as perdas nos sistemas BT, e mais 5% sobre as *Perdas Totais* (considerando assim outras perdas, como as originadas por efeito Corona em conectores, componentes de sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, TPs e TCs, e fugas em isoladores e pára-raios).

4.2.3 Sobrecontratação ou Subcontratação de Energia

O Decreto n.º 5.163/2004 obriga as concessionárias a contratar, antecipadamente, 100% da energia prevista para o atendimento ao seu mercado, no período de cinco anos, incluindo energia para suprir as *Perdas Totais*. Ciente das dificuldades para as concessionárias definirem, com precisão, quanto de energia contratar para atender ao mercado, no período entre revisões, o Decreto permite o repasse aos consumidores, via tarifa, dos custos referentes a uma sobrecontratação, no limite de 3% acima da carga verificada, ano a ano.

Existem leilões de energia, com horizontes de 1 a 5 anos, que podem mitigar os erros nas projeções, assim como há os Leilões de Ajuste. Desta maneira, se mesmo assim ocorrer a violação do limite de 3%, as possíveis penalidades são (SILVA, 2008):

- **Penalidade por Subcontratação:** Em caso de subcontratação, ou seja, se a distribuidora contratar um montante de energia menor do que deveria para atender seu mercado, ela terá que recorrer ao Mercado de Curto Prazo, onde há grande volatilidade de preços⁷, constituindo um fator de risco de prejuízo, pois não é permitido que diferenças para mais incidam nas tarifas. Além disso, a concessionária se sujeita a uma multa por consequência deste erro de contratação.
- **Penalidade por Sobrecontratação:** Contratações superiores ao limite 103% sujeitam a distribuidora a receber penalidades, além do prejuízo por ter adquirido energia que não será revendida. Assim, inibem-se também investimentos imprudentes em expansão do setor elétrico.

⁷Mercado de Curto Prazo (mercado Spot). A energia é valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido semanalmente tendo como base o custo marginal de operação do sistema, esse limitado por um preço mínimo (custo operacional de Itaipu) e por um preço máximo (custo operacional da usina térmica mais cara do sistema).

4.2.4 Mecanismos de Atualização das Tarifas

São três os mecanismos previstos no contrato de concessão para correção das tarifas, ao longo do período tarifário: O Reajuste Tarifário Anual; a Revisão Tarifária Periódica e a Revisão Tarifária Extraordinária. Na Figura 4.1 a linha do tempo dos mecanismos de atualização das tarifas é esquematizada para o caso de uma distribuidora com ciclo de 5 anos.

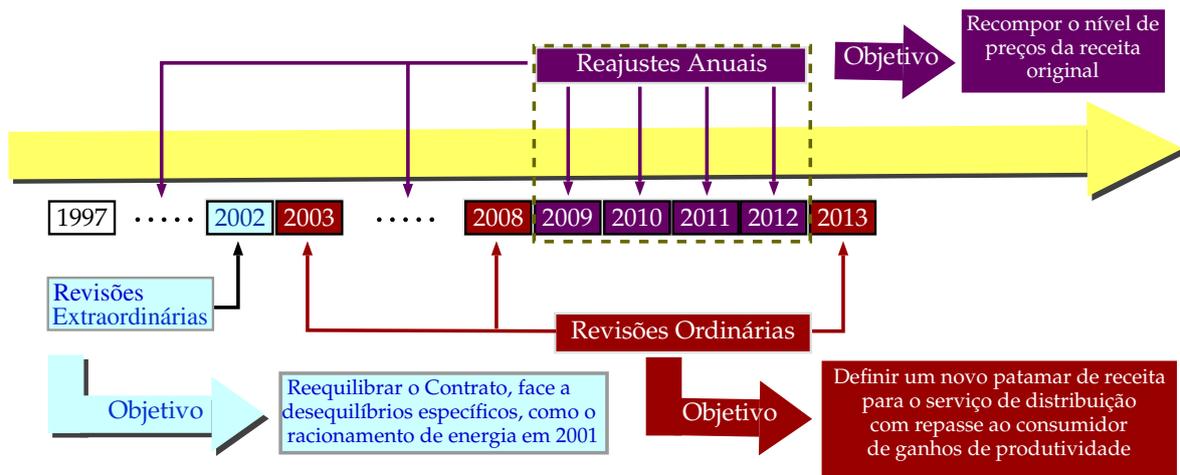


Figura 4.1: Esquema da Cronologia de Atualização das Tarifas. Fonte: (CEMIG, 2010)

O objetivo do **Reajuste Tarifário**, que acontece anualmente, é restabelecer o poder de compra da receita da concessionária e, ao mesmo tempo, repartir com os consumidores os ganhos de escala obtidos, decorrentes do crescimento do número de consumidores e do aumento do consumo de energia do mercado existente (aplicação do Fator X).

Já a **Revisão Tarifária Periódica**, que ocorre em intervalo de cinco anos, é um **reposicionamento** da tarifa, após completa análise de todos os custos, investimentos e receitas para fixar um novo patamar de tarifa, adequado à estrutura da empresa e ao seu mercado, e a definição do Fator X , a ser aplicado nos reajustes, com o objetivo de compartilhar os ganhos de produtividade.

A **Revisão Tarifária Extraordinária** destina-se a atender casos muito especiais de desequilíbrio justificado. Pode ocorrer a qualquer tempo quando algum evento imprevisível afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, como a criação de um novo encargo setorial, por exemplo (ANEEL, 2009).

Sobre o Fator X

Com a publicação do PRORET (ANEEL, 2011), a agência reguladora alterou a composição do Fator X , passando a considerar agora três componentes, destinados especificamente a retratar a *Produtividade*, *Qualidade* e a *Trajectoria* de custos eficientes, conforme a Equação (4.6):

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (4.6)$$

onde:

- P_d = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- Q = Qualidade do serviço;
- T = Trajetória de custos operacionais.

Componente P_d : determinado, nas Revisões Periódicas, em função do crescimento do mercado, estima os ganhos potenciais de produtividade da Parcela B, de modo a garantir a manutenção do equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido pela revisão tarifária.

Componente Q : determinado, a cada Reajuste Tarifário, tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade (DEC e FEC). Caso a distribuidora atinja os requisitos de qualidade definidos, terá as tarifas elevadas, e, por outro lado, para as empresas com mau desempenho quanto à qualidade, as tarifas serão reduzidas.

O Componente T , determinado também nas Revisões Tarifárias, é utilizado para implementar uma trajetória de custos operacionais de modo a permitir uma transição segura entre metodologias de cálculo de custos eficientes.

Conforme dito, ainda que a aplicação do Fator X se dê nos Reajustes Tarifários, a definição do seu valor se dá no momento da Revisão Tarifária. Os cálculos detalhados de cada componente do Fator X podem ser encontrados no PRORET (ANEEL, 2011).

Capítulo 5

CONDUTORES E CONECTORES ELÉTRICOS

“Há três métodos para ganhar sabedoria: primeiro, por reflexão, que é o mais nobre; segundo, por imitação, que é o mais fácil; e terceiro, por experiência, que é o mais amargo”.

Confúcio

5.1 Condutores Elétricos

A revolução trazida pela energia elétrica, com seus avanços e facilidades, não seria possível sem a invenção e o desenvolvimento dos *fios* e *cabos* elétricos. Os fios são compostos por um metal cilíndrico, flexível e maciço e podem ser fabricados com, ou sem, isolamento. Quando agrupados – sendo este conjunto revestido por uma cobertura protetora ou não – são chamados de cabos.

Utilizados para conduzir, com o mínimo de perdas, a energia (ou corrente) elétrica de um ponto a outro, em um aparelho ou circuito, eles são, muitas vezes, chamados simplesmente

de *condutores* – o que na realidade é a sua finalidade –, mas serão tratados dessa forma neste texto, à despeito de, a rigor, o termo *condutor* se referir apenas à parte interna, metálica, desses produtos.

Os condutores são feitos, em sua grande maioria, de cobre ou alumínio, por serem metais de ótima condutividade elétrica e preço bastante acessível.

Os cabos, por sua flexibilidade, apresentam vantagens frente aos fios de seção equivalente, facilitando a instalação e a acomodação em curvas, pois necessitam de menor esforço de puxamento e apresentam menor probabilidade de sofrer danos. No SEP, devido às altas correntes, as seções necessárias para os condutores são significativas, o que implica o uso apenas de cabos.

5.1.1 Tipos de Cabos Usados no SEP

Dentre os diversos tipos de cabos, os principais utilizados em aplicações do sistema elétrico são listados a seguir, com destaque para os dois primeiros:

- SAC** *Solid Aluminum Conductor* ou **AAC** – *All Aluminum Conductor*; em português, **CA** – Condutor de Alumínio;
- ACSR** *Aluminum Conductor, Steel Reinforced*; em português, **CAA** – Condutor de Alumínio com Alma de Aço;
- AAAC** *All Aluminum Alloy Conductor*; em português, **CAL** – Condutor de Alumínio Liga;
- ACAR** *Aluminum Conductor, Alloy Reinforced*; em português, **ACAR** – Condutor de Alumínio Reforçado com Alumínio Liga.

O cabo SAC (Figura 5.1.b, .f) é composto de uma ou mais camadas concêntricas, torcidas helicoidalmente, de fios de alumínio 1350/H19, também conhecido como “Alumínio EC” (*Electric Conductor*), possuindo 99,5% de pureza (FONSECA, 2009a). Tem uma alta relação peso-condutividade, a mais alta entre todos os condutores utilizados no SEP, sendo recomendado para o uso em áreas urbanas com limitações de espaço, onde vãos curtos e alta condutividade são necessários. As subestações, em geral, se enquadram nesse caso, o que

reduz a necessidade de cabos com alta resistência mecânica. Nesses locais, os cabos SAC são os mais utilizados (FONSECA, 2009b).

O condutor ACSR (Figura 5.1.a, .e, .g) é feito de uma ou mais camadas de fios de alumínio 1350/H19, ao redor de um ou mais (dependendo da dimensão deste condutor) fios de aço galvanizado, chamada de “alma”. São possíveis diversas combinações de fios de alumínio e aço, a fim de se obter a melhor relação entre capacidade de transporte de corrente e resistência mecânica para cada aplicação (ALUBAR, 2010). Tem maior capacidade de transporte para a mesma seção de condutor (medida em área de seção transversal de alumínio, desconsiderando-se o aço), sendo recomendado para o uso em linhas de transmissão em áreas rurais onde os vãos são maiores¹. O aço, porém, aumenta em cerca de 15% do peso do cabo (FONSECA, 2009b).

O cabo AAAC (Figura 5.1.c) é um condutor composto de uma ou mais camadas de fios de liga 6201-T81. Preenche a necessidade de um condutor para aplicação aérea, onde é requerida uma maior resistência mecânica do que a obtida com o condutor de alumínio SAC, e maior resistência à corrosão que a alma de aço galvanizado do cabo ACSR. Os condutores de liga 6201-T81 são mais duros, portanto, resistem melhor à abrasão que os condutores de alumínio 1350-H19 (ALUBAR, 2010). As conformações dos cabos AAAC são semelhantes àquelas dos cabos SAC.

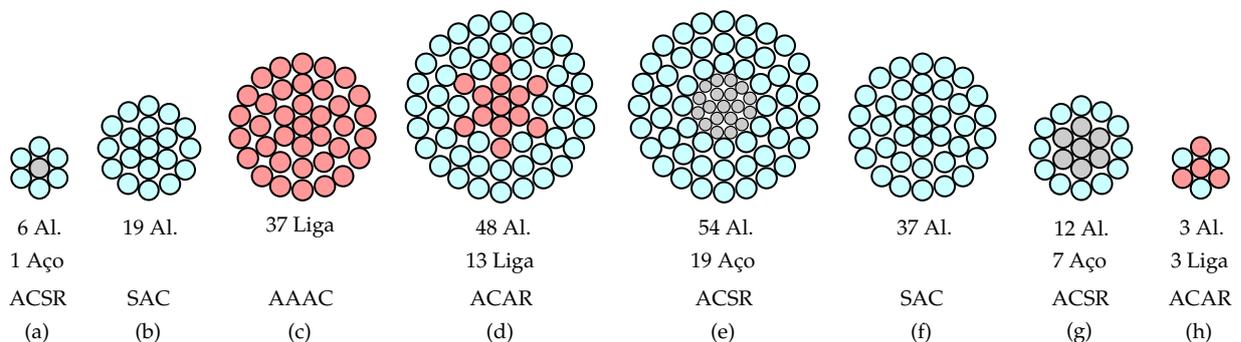


Figura 5.1: Exemplo da Conformação de Condutores. Fonte: Adaptado de Alubar (2010)

¹Devido à presença do núcleo de aço, o condutor ACSR se deforma menos sob ação da gravidade do que outros condutores, produzindo menos flecha para uma mesma dada tensão nos cabos. Portanto, a temperatura máxima de operação do condutor pode ser aumentada. O cabo ACSR também tem menos probabilidade de romper ao ser atingido por objetos (FONSECA, 2009b)

O cabo ACAR (Figura 5.1.d, .h) é um condutor encordado concêntrico, composto de uma ou mais camadas de fios de alumínio 1350/H19, reforçado por um núcleo de alumínio liga 6201-T81. Costuma ser usado em substituição ao ACSR, em aplicações onde o peso máximo é relevante.

A nomenclatura empregada para identificar os condutores SAC ou ACSR segue padrões internacionais, com os cabos SAC sendo conhecidos por nomes de flores e os cabos ACSR por nomes de pássaros, em inglês. Na Tabela 5.1, são apresentados dados técnicos dos condutores usados nas subestações de interesse deste trabalho, e, na Figura 5.1, exemplos de conformações dos cabos citados.

Tabela 5.1: Dados técnicos de alguns condutores SAC

Cabo	MCM	Área [mm ²]	Conformação, núm. e diâmetro dos fios [# × mm]	Diâmetro nom. do cabo [mm]	Massa linear [kg/km]	Resistência mec. calculada [kN]
Peony	300,0	151,85	19 x 3,19	15,95	418,7	24,29
Tulip	336,4	170,48	19 x 3,38	16,90	470,0	27,27
Cosmos	477,0	241,15	19 x 4,02	20,10	664,9	37,01

Fonte: Alubar (2010)

5.1.2 Forças Aplicadas aos Condutores

A Força Resultante, \vec{F}_R , aplicada a um condutor é a composição vetorial das seguintes parcelas (Equação (5.1)),

$$\vec{F}_R = \vec{F}_P + \vec{F}_A + \vec{F}_{CC} \quad [\text{N}] \quad (5.1)$$

onde:

\vec{F}_P = Força Peso próprio, em [N];

\vec{F}_A = Força de Arraste do vento, em [N];

\vec{F}_{CC} = Força do Curto-Circuito, em [N].

Força Peso Próprio

A Força Peso próprio, \vec{F}_P , Equação (5.2), pode ser calculada, simplesmente, multiplicando a massa por unidade de comprimento m' (dada na Tabela 5.1, p. 42) pela aceleração da gravidade \vec{g} e comprimento total do condutor l :

$$\vec{F}_P = m' \cdot \vec{g} \cdot l \quad [\text{N}] \quad (5.2)$$

Força de Arraste

Para se determinar \vec{F}_A serão adotados os métodos previstos na norma ABNT NBR 6123 (1988), que diz ser preciso, primeiramente, determinar a velocidade básica do vento V_o (velocidade de uma rajada de 3 s, excedida na média uma vez em 50 anos, a 10 m acima do terreno, em campo aberto e plano) na região de interesse; no caso, 35 m/s. V_o deve ser multiplicada pelos fatores S_1 , S_2 e S_3 , que consideram a influência da topografia e da rugosidade do terreno e das dimensões da edificação em estudo, obtendo a velocidade característica V_k , Equação (5.3),

$$V_k = V_o \times S_1 \times S_2 \times S_3 \quad [\text{m/s}] \quad (5.3)$$

onde:

S1=1,00 *Topografia do terreno:*

-perfil topográfico plano, ou terreno fracamente acidentado;

S2=0,90 *Rugosidade do terreno:*

-Edificação cuja maior dimensão horizontal ou vertical não exceda 20 m – Classe A,

-Terrenos cobertos por obstáculos numerosos e pouco espaçados, em zona florestal, industrial ou urbanizada – Categoria IV,

-Altura da edificação (z) – 15m;

S3=0,85 Edificações e instalações industriais com baixo fator de ocupação (depósitos, silos, construções rurais, etc).

Em seguida, é preciso determinar o coeficiente de arraste C_a do cabo. Para tanto, determina-se o número de Reynolds através de $Re = 70.000 \cdot V_k \cdot d$ e verifica-se a tabela correspondente à razão correta *raio dos fios/diâmetro do cabo* (r'/d), obtendo-se $C_a = 0,9$.

Há ainda o coeficiente q , pressão dinâmica do vento, correspondente à velocidade característica V_k , em condições normais de pressão (1 atm) e de temperatura (15°C), dado por $q = 0,613 \cdot V_k^2$.

Finalmente, a força de arraste do vento será determinada, para um comprimento l do condutor e incidência normal à sua superfície, pela Equação (5.4):

$$\vec{F}_A = C_a \cdot q \cdot l \cdot d \quad [\text{N}] \quad (5.4)$$

Força Dinâmica de Curto-Circuito

O curto-circuito é um caminho de baixa impedância² entre dois pontos com níveis de tensões diferentes. No SEP, podem ocorrer devido a um toque acidental entre condutores (fases), ou um condutor e uma parte aterrada (fase-terra), causado por diversos motivos. Num curto, as correntes geradas são de elevada intensidade, em geral 10 a 20 vezes superiores à corrente de carga nominal do circuito (SILVA, 2009).

Do eletromagnetismo, sabe-se que dois condutores, através dos quais circulam cargas elétricas, geram campos magnéticos em seu redor (Lei de Biot-Savart) que, ao interagirem, criam forças de atração ou repulsão (força de Lorentz) entre si, dadas pela Lei de Ampère, Equação (5.5),

$$\vec{F} = \frac{\mu_o}{2\pi s} \cdot l \cdot \vec{I}_1 \times \vec{I}_2 \quad [\text{N}] \quad (5.5)$$

onde:

μ_o = permeabilidade magnética no vácuo, $4\pi \times 10^{-7}$ [N/A²],

s = distância de separação entre condutores, em [m],

\vec{I}_x = correntes circulando em cada condutor, em [A],

l = comprimento dos condutores, em [m].

Com o curto-circuito, as forças se intensificam e, caso os condutores não estejam adequadamente suportados, eles podem sofrer deformações, tocarem-se ou até mesmo romperem-se.

²A Impedância Z é a oposição que um circuito elétrico em corrente alternada faz à passagem dessa corrente. Z é composta pela *Resistência* e pela *Reatância* do circuito: $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$.

Da teoria de circuitos polifásicos, o valor máximo da corrente dependerá do instante de tempo em que o curto ocorre e da relação entre reatâncias e resistências do circuito (X/R) no local do curto (FONSECA, 2009b), dado por um fator chamado *fator de assimetria da corrente*, κ , podendo ser obtido pela Equação (5.6):

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{(-3\frac{R}{X})} \quad (5.6)$$

Considerando o fator κ , a corrente máxima de curto circuito I_{max} , função da corrente de curto subtransitória I''_k , é obtida através da Equação (5.7):

$$I_{max} = \kappa\sqrt{2}I''_k \quad [\text{A}] \quad (5.7)$$

Assim, a força dinâmica de curto circuito pode ser calculada pela aplicação da Lei de Ampère para o condutor central, considerando curto-circuito trifásico (pior caso), resultando na Equação (5.8):

$$\begin{aligned} \vec{F}_{CC} &= \frac{\mu_o}{2\pi S} \cdot l \cdot \vec{I}_{e,max} \times \vec{I}_{c,max} \quad [\text{N}] \\ \vec{F}_{CC} &= \frac{\mu_o}{2\pi S} \cdot l \cdot \kappa\sqrt{2}I''_k \cdot \kappa\sqrt{2}I''_k \cdot \sin(120^\circ) \quad [\text{N}] \end{aligned} \quad (5.8)$$

onde:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{e,max} &= \text{corrente máxima de curto do condutor externo, em [A]} \\ \vec{I}_{c,max} &= \text{corrente máxima de curto do condutor central, em [A]} \\ 120^\circ &= \text{ângulo entre os vetores de corrente de cada fase num sistema trifásico} \end{aligned}$$

5.1.3 Processo de Falha em Condutores

A resistência mecânica dos condutores deriva das propriedades metalúrgicas do metal e do trabalho a frio a que os fios são submetidos, durante o processo de fabricação do cabo. O trabalho a frio provoca o alongamento dos grãos do metal e eleva o número de deslocamentos, aumentando a resistência mecânica à tração do fio.

Os materiais dos condutores são projetados para operar em temperatura ambiente,

ou próxima a ela. Temperaturas altas, acima de aproximadamente 93°C para o alumínio, levam a uma série de fenômenos, entre eles o chamado *Annealing* (Recozimento) – processo metalúrgico onde altas temperaturas permitem a relaxação das tensões internas criadas durante o trabalho a frio, que resulta em amolecimento e perda de resistência mecânica do metal –, culminando com a perda de resistência à tração de todo o condutor. A extensão desta perda é função da composição do material, sua temperatura e do tempo acumulado em que ficou submetido a esta temperatura³. A perda de resistência mecânica de um núcleo de aço em um condutor ACSR só tem início acima de 200°C (IEEE STD. 1283, 2004).

Além da perda de resistência mecânica citada, os efeitos da operação de condutores em altas temperaturas incluem:

- Aumento da flecha dos condutores resultando em alturas de segurança reduzidas;
- Redução da vida útil e integridade de conectores;
- Aceleração do envelhecimento de componentes;
- Aumento das perdas de energia;
- Potenciais danos aos equipamentos conectados.

Modelos de Predição de Perda de Resistência Mecânica

Existem modelos na literatura (FONSECA, 2009a) para o cálculo da resistência mecânica remanescente de condutores. A maioria destas equações contemplam a dependência do tempo e temperatura sobre a perda de resistência mecânica, mas não deixam de ser aproximações empíricas sobre uma série de processos que ocorrem simultaneamente, tendendo a simplificar um fenômeno complexo (IEEE STD. 1283, 2004). Não obstante, a precisão das previsões obtidas pelos modelos são equivalentes, ou até melhores, que as previsões, cálculos ou medições de temperatura que podem ser realizados em condutores de linhas de transmissão (HARVEY, 1972).

³O aquecimento devido à ocorrência de curtos circuitos influi na perda de resistência mecânica dos condutores. Entretanto, o tempo total de circulação das correntes de falta é geralmente muito pequeno, relativamente aos períodos de operação do condutor e, portanto, seu efeito sobre a vida do condutor é ignorado.

Entre os principais modelos, destacam-se o modelo de Harvey (1972) e o modelo de Morgan (1996), ambos derivados a partir de dados experimentais, com diversos cabos em várias temperaturas⁴. Enquanto o primeiro derivou equações parabólicas para descrever os fenômenos para cada tipo principal de condutor (Seção 5.1.1), o segundo, procurando descrever equações mais gerais, chegou a equações logarítmicas, dependentes de diversos coeficientes.

O modelo que será utilizado neste trabalho é o de Harvey, pela sua rapidez e simplicidade no cálculo, não tendo sido emitido juízo de valor quanto aos dois modelos citados.

O modelo de Harvey

Os testes realizados por Harvey demonstraram que o efeito danoso da exposição aleatória a altas temperaturas são acumulativos, levando à necessidade de se conhecer o histórico térmico do condutor em estudo, ou seja, as temperaturas e as durações em cada temperatura a que o condutor ficou submetido. Por conveniência, e sem muita perda de exatidão, a determinação do histórico pode ser feita dividindo-se em grupos ou incrementos os valores de temperaturas obtidos, e então somando-se os tempos de duração de cada temperatura.

Ajustando curvas aos dados experimentais obtidos, Harvey derivou um modelo matemático que prediz a perda de resistência mecânica para cabos SAC, Equação (5.9),

$$RS = \begin{cases} (-0,24 \cdot T + 134) \cdot t^{(95-T) \cdot 0,0001/d} \\ 100 \cdot t^{(95-T) \cdot 0,0001/d}, \end{cases} \quad \text{qdo } (-0,24 \cdot T + 134) > 100 \quad (5.9)$$

onde:

- RS = resistência mecânica remanescente do condutor em relação à inicial, em [%]
- T = valor da Temperatura de exposição, em [°C]
- t = soma do tempo de exposição à temperatura T , em [h]
- d = diâmetro de um fio do condutor, em [pol.]

⁴Harvey trabalhou com resultados de 110 experimentos realizados nos laboratórios da ALCOA, enquanto Morgan baseou-se em dados publicados por terceiros.

Para aplicar seu modelo, Harvey sugere o seguinte método:

1. Calcular RS_1 para o primeiro intervalo de temperatura T_1 e duração t_1 ;
2. Calcular o tempo t'_2 necessário para, à temperatura T_2 , ocorrer a mesma perda de resistência RS_1 ;
3. Somar o tempo t'_2 à duração t_2 e calcular a RS_2 à temperatura T_2 e duração $t'_2 + t_2$;
4. Calcular o tempo t'_3 necessário para, à temperatura T_3 , ocorrer a mesma perda de resistência RS_2 ;
5. Somar o tempo t'_3 à duração t_3 e calcular a RS_3 à temperatura T_3 e duração $t'_3 + t_3$;
6. Repetir estes passos para todos os intervalos de temperatura, até se obter a RS_n final.

O resultado será o percentual de resistência remanescente do condutor após a aplicação deste ciclo térmico em específico. Caso se saiba o valor residual de resistência à tração do cabo, é possível prever, com este modelo, a condição futura de um condutor, a partir de um perfil térmico de interesse, o que constitui o foco desta pesquisa.

5.2 Teoria do Contato Elétrico

A oposição que o condutor faz à passagem da corrente elétrica, numa determinada tensão, é denominada *Resistência Elétrica* R , função de uma característica de cada material denominada *Resistividade* ρ , e de parâmetros geométricos. A união de dois condutores de resistência R_1 e R_2 pode ser encarada como sendo a criação de um novo condutor, com um novo valor de resistência R_3 . O novo valor de R_3 , a rigor, não é simplesmente a soma das resistências de cada condutor, pois é preciso considerar também a *Resistência de Contato* R_c , estabelecida na interface entre os dois elementos, resultando na Equação (5.10):

$$R_3 = R_1 + R_2 + R_c \quad [\Omega] \quad (5.10)$$

A resistência de contato é definida como a resistência à circulação de corrente elétrica através da interface de contato entre dois materiais condutores. J. C. Maxwell demonstrou que, quando dois eletrodos infinitos, de resistividades ρ_1 e ρ_2 , se tocam em um único ponto

circular de raio a (conhecido como a -spot), a corrente fluirá por esta reduzida área, compondo a real resistência de contato daquela montagem, referida comumente como *resistência de constricção*. A resistência de contato R_c é dada pela Equação (5.11) (BRYANT; JIN, 1991):

$$R_c = \begin{cases} \frac{\rho_1}{4a} + \frac{\rho_2}{4a} \\ \frac{\rho}{2a} \end{cases}, \text{ quando } \rho_1 = \rho_2 = \rho \quad (5.11)$$

Entretanto, quando houver vários a -spots suficientemente próximos (Figura 5.3, p. 51), existirá uma interação entre os campos eletromagnéticos, gerados pelo fluxo de corrente que os atravessam, forçando as linhas de corrente a se concentrarem ainda mais (Figura 5.2), criando o chamado efeito de proximidade, ou “resistência mútua”, elevando os valores de R_c como mostrado na Equação (5.12) (HOLM, 1929 apud BOYER et al., 1991),

$$R_c = R_{par} + R_m \quad [\Omega] \quad (5.12)$$

onde:

R_{par} = resistência dos n a -spots em paralelo, em $[\Omega]$

R_m = resistência mútua entre a -spots, em $[\Omega]$

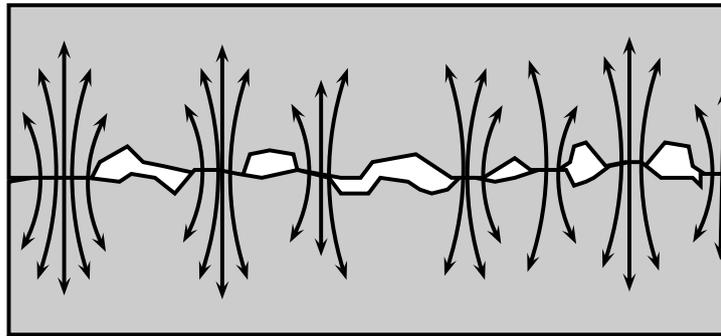


Figura 5.2: Linhas de Corrente se constringindo ao atravessar os pontos de contato.

Greenwood (1966) derivou uma equação capaz de determinar o valor de R_c nesta situação, Equação (5.13),

$$R_c = \rho \left(\frac{1}{2 \sum a_i} + \frac{1}{\pi n^2} \sum_{i \neq j} \sum \frac{1}{s_{ij}} \right) \quad [\Omega] \quad (5.13)$$

onde:

a_i = raio do *a-spot* i

n = número de *a-spots*

s_{ij} = distância de separação entre *a-spots*

Boyer (2001) mostra que, ao se considerar que os n *a-spots* possuem o mesmo diâmetro d e estão uniformemente distribuídos numa área equivalente a um disco de diâmetro D , chega-se à fórmula de Holm (Equação (5.14))

$$R_c = \rho \left(\frac{1}{nd} + \frac{1}{D} \right) \quad [\Omega] \quad (5.14)$$

Na prática, várias condições relacionadas aos materiais envolvidos, e à maneira como esses são empregados, determinam o valor apresentado pela resistência de contato, sendo quatro as principais condições (WINDRED, 1940):

- a. O formato das superfícies de contato;
- b. A condição das superfícies de contato;
- c. O tipo de material de cada elemento de contato;
- d. A pressão mecânica agindo sobre os contatos.

a. Formato das Superfícies

Independentemente do grau de esmero na fabricação ou da perfeição que a superfície de um material aparente, haverá sempre imperfeições ou rugosidade em nível microscópico. É nas regiões onde as ondulações superficiais se tocam que é estabelecido o contato mecânico, Figura 5.3. Assim, quando duas superfícies são unidas fisicamente, a área real de contato mecânico será sempre uma fração da área total aparente (BINGHAM et al., 1988).

Como regra geral, uma superfície muito lisa apresentará resistência de contato superior ao de uma superfície equivalente, porém ligeiramente mais rugosa, pois estatisticamente apresentará uma quantidade menor de pontos de contato para uma dada pressão de contato.

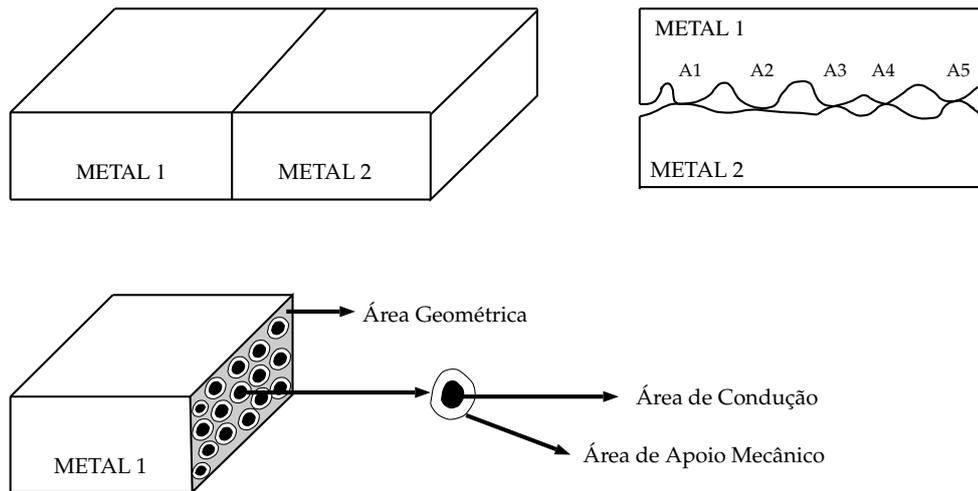


Figura 5.3: Esquemática da área de contato entre dois metais, mostrando os *a-spots*. Fonte: Adaptado de CEMIG (1985)

b. Condição das Superfícies

Somente metais preparados cuidadosamente, sob alto vácuo, podem ser considerados de superfície puramente metálica, livres de películas de óxido. A interface de um contato metálico real está sujeita ao ingresso de oxigênio e outros contaminantes, através de suas porosidades, que vão reagir com os átomos do metal e formar películas de um óxido isolante nas superfícies. Isto reduz ainda mais a área que efetivamente constitui um contato metálico, capaz de conduzir a corrente elétrica. A película formada em condutores de cobre é relativamente condutora, mas a maioria das películas de óxido apresentam resistividades da ordem de $10^4 \Omega \cdot m$, e podem suportar valores apreciáveis de tensões elétricas (WINDRED, 1940).

c. Materiais Constituintes

Na temperatura ambiente, o material melhor condutor elétrico é a prata, com condutividade⁵ cerca de 8% superior ao cobre, 50% superior ao ouro e 80% superior ao Alumínio. Desta forma, o contato estabelecido pela prata seria de melhor qualidade. Porém, o ouro possui a menor taxa de oxidação ao ar livre entre os metais, resultando numa elevada durabilidade do bom contato elétrico, e o alumínio o pior material, pois oxida rapidamente e a

⁵A condutividade, medida em Siemens (S), ou em Mho ($\bar{\Omega}$), é o inverso da resistividade do material.

película formada é altamente isolante. É muito comum encontrarem-se cabos condutores de cobre com os plugues de contato revestidos em ouro, e a melhor situação seriam condutores de cobre conectados através de solda em prata. Em sistemas elétricos de potência, entretanto, por questões de custo e peso, os condutores de alumínio são largamente empregados, aplicando-se as técnicas adequadas para minimização de suas desvantagens (CEMIG, 1985).

d. Pressão Mecânica

À medida em que se aumenta a pressão aplicada para unir dois elementos metálicos, os pontos onde as ondulações de cada superfície se tocam são deformados, devido à ductibilidade do material, o que resulta no aumento de suas áreas e, também, no estabelecimento de novos pontos de contato pela aproximação das superfícies, diminuindo R_c . A força de aperto promove, além disso, a expulsão do oxigênio presente nos espaços vazios dessa interface, causador de oxidação. Entretanto, a pressão mecânica aplicada não deve ser excessiva pois, se essa superar os limites de escoamento, pode causar a fratura da microestrutura e o aparecimento de fissuras no material, que irão levar à sua ruptura (CEMIG, 1985).

5.3 Conectores Elétricos

Conectores (também denominados segundo sua funcionalidade: conexões) se referem a dispositivos, percorridos por corrente, que unem mecânica e eletricamente dois ou mais condutores, ou um condutor e terminais de equipamentos (IEEE STD. 1283, 2004). Devem garantir também uma pressão que possibilite o agarramento mecânico necessário para a fixação dos mesmos aos pontos devidos (CEMIG, 1985), seja pelo aperto de parafusos ou molas, seja pela aplicação de uma ferramenta de compressão (BINGHAM et al., 1988).

O volume e as dimensões dos conectores devem ser compatíveis com a capacidade de condução de corrente elétrica, a dissipação térmica dos condutores e suportabilidade às cargas mecânicas a que estarão submetidos, tanto pela pressão de contato quanto pelas forças de tração, tipicamente encontradas nos vãos de linhas de transmissão ou oriundas

das forças dinâmicas de curtos-circuitos.

No SEP, conectores são geralmente usados para (CEMIG, 1985):

- emenda de condutores
- *jumper* e conexão ao vão ou barramento
- conexão a equipamentos
- aterramento
- iluminação pública
- ramais de ligação e de entrada (entrada de serviço)

5.3.1 Tipos de Conexões no SEP

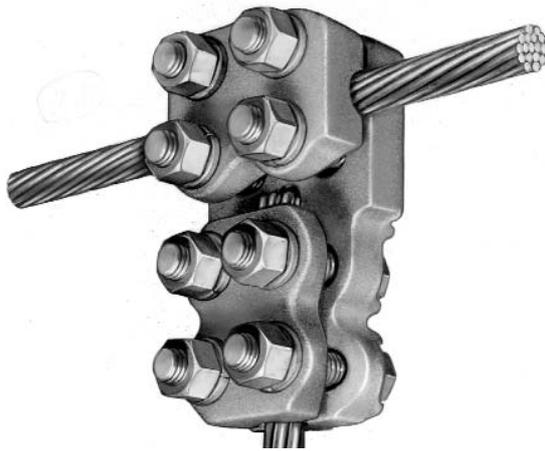
São os seguintes os principais tipos de conectores utilizados em concessionárias de energia:

- conexão tipo aperto (ou aparafusada), Figura 5.4a
- conexão para terminais, de uma lado aperto, do outro à compressão, Figura 5.4b
- conexão à compressão, Figura 5.4c
- conexão tipo cunha, Figura 5.4d
- conexão tipo pré-formada, Figura 5.4e

Conectores tipo aperto mantém o contato entre sua superfície e a do condutor por meio de um conjunto de parafusos, porcas e arruelas de pressão. As ferramentas necessárias para a instalação são: a chave ajustável, alicate e torquímetro. Estes conectores são reutilizáveis.

Conectores a compressão realizam a ligação através da deformação plástica do conector, resultante de forte compressão por ferramenta apropriada. Podem ter o formato de perfis que acomodam os condutores em suas ranhuras, ou ter o formato de luvas. As ferramentas utilizadas são o alicate compressor, mecânico ou hidráulico. Os conectores à compressão não permitem reutilização, por serem deformados quando da instalação na rede.

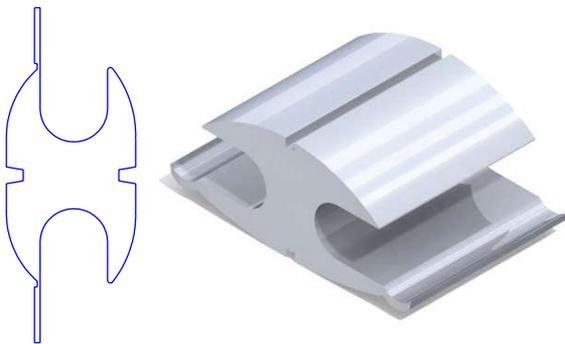
Nos conectores tipo cunha a pressão de contato entre conector e condutores é exercida por um efeito de mola, originado do formato do conector e seu processo de fabricação. É



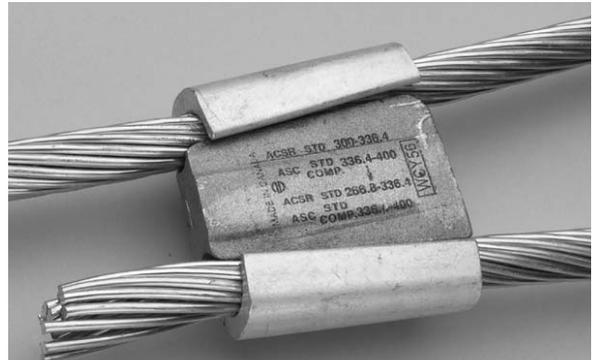
(a) Conector formato T, Aperto



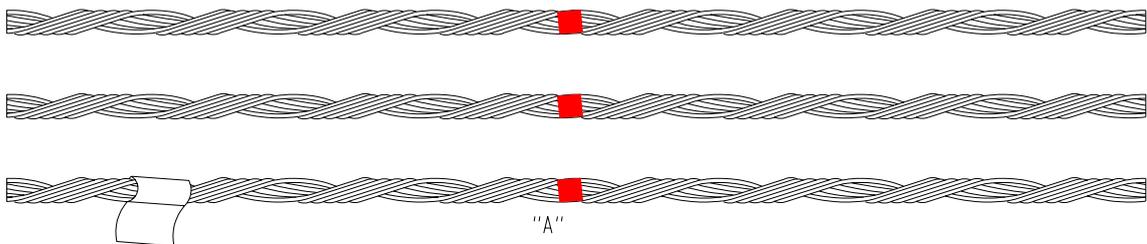
(b) Conector Cabo-Barra, Compressão-Aperto



(c) Conector tipo H, Compressão



(d) Conector tipo Cunha



(e) Emenda Pré-formada

Figura 5.4: Exemplos de Tipos de Conectores Elétricos. Fonte: Catálogo Burndy

constituído de duas peças, uma em forma de “C” e outra em forma de cunha. O ferramental necessário para instalação de conectores tipo cunha é constituído de uma ferramenta própria, espoletas e extratores (utilizados para se fazer a desconexão, se necessário). Os conectores tipo cunha, em teoria, podem ser livremente reutilizados. Porém, é recomendada a sua reutilização apenas uma vez, pois as travas, que são feitas para prender a cunha na sua posição, se deformam, não garantindo mais a resistência mecânica original.

As emendas pré-formadas são varetas condutoras em formato helicoidal que são aplicadas enrolando-as sobre os condutores. Aplicam uma força de agarramento uniforme e bem distribuída, devido à força de mola e à utilização de material abrasivo em seu revestimento interno. Não necessitam de qualquer tipo de ferramenta especial, e não devem ser reutilizadas novamente, conforme orientação dos fabricantes.

Os dados dos conectores avaliados nesta pesquisa estão compilados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Alguns dados técnicos dos conectores avaliados.

Tipo/ Formato	Aplicação	Instalação	Código [†]	Área Superf. [mm ²]	Diâmetro ext. médio [mm]	Massa [g]
H	Cabo-Cabo	Compressão	H-CC-C	324,00	96,0	150
J	Cabo-Barra	Aperto	J-CB-A	237,74	44,5	485
T	Cabo-Tubo	Aperto	T-CT-A	440,78	44,1	1.246
T	Cabo-Cabo	Aperto	T-CC-A	374,66	59,1	880

[†] Para identificação neste texto

5.3.2 Mecanismos de Falha em Conectores

Mesmo sendo alto o custo da manutenção de conectores frente ao seu custo de aquisição, as concessionárias de energia procuram evitar falhas em conexões elétricas, pois elas trazem as seguintes implicações (com custos bem maiores):

- prejuízo aos índices de qualidade (DEC, FEC etc);
- queda excessiva de tensão elétrica;
- aumento das perdas de energia;
- risco à segurança devido ao rompimento de condutores;
- lucros cessantes;
- custos crescentes de manutenção corretiva, efetuadas em condições de emergência (sem programação);
- imagem empresarial negativa perante à opinião pública.

O conceito geral de falha em conectores é de caráter térmico, ou seja, definida para quando sua temperatura de operação exceder a temperatura do condutor ao qual está ligado, e não quando o conjunto condutor/conector se rompe, interrompendo a continuidade elétrica. A justificativa é que conectores que apresentam falhas são difíceis de serem detectados em campo antes de evidenciarem falha térmica, e a operação neste estado de falha térmica é usualmente um precursor do rompimento iminente do condutor. A sequência de eventos do mecanismo de falha em conectores é descrita a seguir (IEEE STD. 1283, 2004):

1. Falha Elétrica de Conector

Envelhecimento avançado do conector, onde seus pontos superficiais, disponíveis para estabelecimento de contato elétrico e fluxo de corrente, estão essencialmente exauridos. As altas densidades de corrente são capazes de romper alguns dos filmes de óxido formados ao longo do tempo, restabelecendo a resistência de contato inicial. Entretanto, quando esta capacidade do conector se esgota, as correntes não tem outra alternativa senão percorrer os pontos restantes; diz-se que o conector atingiu um estado de falha elétrica.

2. Falha Térmica de Conector

Envelhecimento avançado do conector, onde a temperatura de operação do conector é maior que a temperatura de operação do condutor ao qual está ligado. Com a redução dos pontos de contato disponíveis, o aumento da densidade de corrente levará a um aumento da temperatura de serviço do conector; diz-se que o conector está em falha térmica. Os conectores em falha térmica podem atingir temperaturas de operação que ultrapassam o limite onde o processo de recozimento do metal tem início.

3. Falha Mecânica do Conector

Envelhecimento avançado do conector, onde sua temperatura de operação é alta o suficiente para recozer, amolecer e eventualmente romper o condutor adjacente. O recozimento do metal tem o efeito de relaxar as tensões internas reduzindo sua suportabilidade à tra-

ção. Esta redução pode atingir níveis em que o conector não mais consegue manter sua integridade (resistir à tração a que é submetido, ou manter unidos dois trechos de cabos), e termina por soltar-se ou provocar a ruptura do condutor; diz-se que o conector atingiu falha mecânica.

As falhas em conectores podem acontecer devido à ocorrência individual ou concomitante (caso mais comum) dos seguintes fatores:

- deficiência de projeto,
- problemas de fabricação,
- má qualidade do material,
- ação nociva do meio ambiente (vento, poluição, umidade),
- operação a temperaturas elevadas,
- instalação inadequada.

Para Bingham et al. (1988), os principais modos de falha em conectores são:

- a corrosão do metal,
- o afrouxamento do conector,
- a ruptura dos fios do condutor.

Nesta pesquisa será verificado se, e quando, o condutor associado a um conector, em falha térmica, terá seus fios rompidos – pela ação das forças a que está submetido – por perda de resistência mecânica, ignorando os outros modos. Deficiências de projeto, de fabricação ou no material, bem como erros na instalação, apenas potencializam os problemas.

Efeito da umidade, poluentes e do vento

Em presença de umidade, a combinação química de elementos ácidos existentes no ar, devido à poluição, podem provocar a deterioração dos materiais dos conectores, levando à corrosão e oxidação dos mesmos. Além disso, pós e poeiras podem aderir à superfície do conector, prejudicando a dissipação térmica. As conexões tipo aperto são em geral bem

suscetíveis à ação nociva do meio ambiente, devido à sua concepção de projeto, com muitas reentrâncias e saliências no corpo dos conectores (CEMIG, 1985).

Já as rajadas de vento produzem vibrações dos condutores e conectores associados, ocasionando afrouxamento e até a fadiga do material. Nos conectores de aperto, mesmo com a existência de arruelas de pressão, essas frequentemente não conseguem impedir o afrouxamento de maneira satisfatória.

Efeito da variação da temperatura de trabalho

Com a variação cíclica da temperatura do conector, ocorrem a dilatação e contração dos materiais do condutor e do conector, tanto radial quanto axialmente, fazendo com que as superfícies se reacomodem, rompendo e oxidando os pontos de contato estabelecidos. Frequentemente, refletem no aumento da resistência elétrica e, conseqüentemente, na temperatura de operação, realimentando o processo de degradação (BINGHAM et al., 1988). A correta instalação de conectores deve criar pressão interna suficiente para prevenir a movimentação destes pontos de contato.

Mesmo quando operados em baixos carregamentos elétricos e temperaturas (dilatação e contração desprezíveis), os agentes oxidativos e corrosivos atacam constantemente as periferias de cada ponto de contato individual por um processo de difusão, que provoca o crescimento da película de óxido isolante em direção ao interior do ponto de contato (BRYANT; JIN, 1991; VISLENEV; KUZMIN, 1990). Este crescimento leva à redução gradativa da área metálica, fazendo com que a resistência de constricção seja cada vez maior. Eventualmente, o óxido cobrirá toda a área disponível, suprimindo aquele ponto de contato (Figura 5.5).

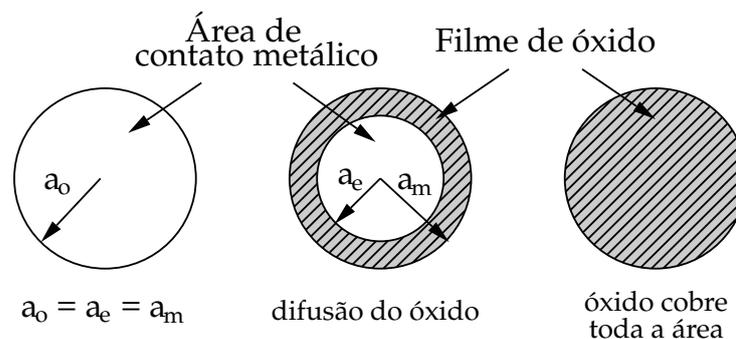


Figura 5.5: Esquematização da difusão do óxido dentro área de contato entre dois metais. Fonte: Adaptado de Bryant e Jin (1991)

A maioria dos conectores de alumínio (particularmente os à compressão) emprega um composto viscoso na interface conector-condutor, chamado de *pasta anti-oxidação*. O principal propósito é criar uma barreira que impeça a penetração de umidade e contaminantes. Numerosas excursões em altas temperaturas podem degradar o composto interfacial através da sua evaporação ou expulsão do interior da interface. O resíduo da evaporação não é capaz de preencher os espaços, deixando livre o caminho para a entrada de umidade. A presença de umidade e contaminantes na junção vai acelerar o processo de envelhecimento do conector e reduzir sua vida útil (CEMIG, 1985).

5.3.3 Reparo em Conectores

O reparo de conectores sob falha, onde houve o rompimento do condutor, envolve a remoção do conector e o trecho de condutor recozido, a limpeza cuidadosa das extremidades não afetadas do condutor e a instalação de novos conectores. Quando conectores são encontrados em falha mas não houve ainda rompimento do condutor (normalmente com o uso de algum dispositivo de termovisão), o reparo será o mesmo que no caso de condutor rompido (remoção do conector falhado e instalação de novo conector) para os tipos à compressão. As conexões aparafusadas podem ser reaproveitadas em muitos casos.

Capítulo 6

TERMOGRAFIA E INCERTEZA DE MEDIÇÃO

Mede o que é mensurável e torna
mensurável o que não o é.

Galileu Galilei

6.1 Termografia

Termografia é a técnica de sensoriamento remoto que possibilita a obtenção de imagens térmicas a partir da medição da radiação infravermelha emitida pelos corpos. Pode ser dividida em *Qualitativa*, onde as análises são focadas em interpretações visuais e comparações dos campos superficiais de temperatura entre equipamentos semelhantes, ou *Quantitativa*, na qual os valores de temperatura determinados para cada ponto da superfície do equipamento são utilizados para o seu diagnóstico. A termografia qualitativa encontra seus limites na capacidade do inspetor, pois a detecção de pequenos defeitos será tão boa quanto for a qualidade do seu treinamento, sua experiência e sua paciência (SHEPARD et al., 2007). A termografia quantitativa, por outro lado, requer maior dedicação ao desenvolvimento de modelos *causa-e-efeito* e no controle das fontes de incerteza que influenciam a medição.

A termografia pode ser aplicada de forma *Ativa*, quando estimula-se termicamente uma amostra e registra-se a sua resposta, ou de forma *Passiva*, necessitando que haja diferença natural de temperatura entre a amostra e o ambiente (MALDAGUE, 2000 apud TEIXEIRA, 2012). No campo da manutenção, a termografia passiva é fortemente empregada, aproveitando-se de que equipamentos eletromecânicos tendem a apresentar elevação anormal de temperatura, quando próximos da falha (TEIXEIRA, 2012).

A medição por contato é superada pela radiometria em aplicações ou circunstâncias onde realizar medições sem contato físico com a instalação (um requisito de segurança) e verificar equipamentos em pleno funcionamento (sem interferência na produção) são desejáveis ou até mandatórios (como no caso do SEP). Ao se optar pela termografia é possível, ainda, inspecionar grandes superfícies em pouco tempo (alto rendimento), estendendo as vantagens da radiometria.

Entretanto, a termografia possui suas desvantagens que, uma vez não conhecidas ou corretamente avaliadas, podem levar a erros de diagnóstico e conseqüente descrédito da técnica. Por ser baseada em medição de radiação, há muitos fatores que vão interferir no sinal capturado pelo instrumento utilizado – o termovisor –, tanto propriedades do próprio material, quanto influências do ambiente circunvizinho (Seção 6.2.2). Além disso, é fundamental que o inspetor seja versado na técnica de inspeção e conheça as características dos materiais que compõem o equipamento e seu funcionamento.

Inspeções Termográficas na CEMIG

A aplicação da termografia, para fins de manutenção na CEMIG, existe desde a década de 80, sendo conhecida, à época, por: *o Termovisão* (CEMIG, 1985). Os equipamentos eram caros, grandes, pesados e de baixa autonomia; entretanto, entregavam as vantagens prometidas, sendo utilizados como principal ferramenta de predição de manutenção em redes primárias urbanas, anualmente (nas demais redes, vigorava a abordagem corretiva) (CEMIG, 1985).

Com a evolução da tecnologia, os preços de termovisores tiveram redução e a qualidade melhorou, permitindo a difusão dos equipamentos. Atualmente, cada equipe de manutenção

regional possui pelo menos uma unidade. Em linhas de transmissão, inspeções anuais são feitas através de um helicóptero, equipado com termovisor e câmera visível, percorrendo todo o percurso ao longo das linhas. Também nas subestações e redes, a termografia se tornou praticamente a única técnica de predição de manutenção em grande parte dos equipamentos, com periodicidade variando de trimestral a semestral.

No Apêndice A encontra-se um relatório de inspeção utilizado atualmente pela concessionária para o registro da termografia em subestações.

Pesquisas em Termografia, realizadas pela Empresa

Começando em 2001, numa primeira fase de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) fomentados pela ANEEL, a concessionária levantou o estado da arte dos pára-raios de subestações e provou ser possível obter boa predição da condição de pára-raios com a utilização da termografia. O projeto em questão era conhecido por P&D 021: *Novas técnicas de manutenção preditiva em pára-raios*.

Para obter mais benefícios com a técnica, era preciso entender como o sinal medido pelo termovisor se transformava em um campo de temperaturas, mostrado no software que acompanhava o equipamento. Este foi o propósito do P&D 169, de 2006, intitulado *Tecnologia de Processamento de Imagens Termográficas para Aplicação em Ambientes de Subestações de Energia*, que teve como produto final um software livre, capaz de processar o sinal e analisar as imagens oriundas do termovisor, com a mesma qualidade que o software do fabricante.

Por volta do mesmo período, mais avanços foram obtidos no sentido de desenvolver um protótipo para a aquisição totalmente automatizada de imagens de pára-raios e realizar o seu diagnóstico, aproveitando os resultados de mais de mil medições em campo, realizadas durante o P&D 021. O sistema foi desenvolvido sob o P&D 170, de 2007, intitulado *Protótipo para Monitoramento e Diagnóstico Automático de Falhas em Pára-raios, incluindo os de Carboneto de Silício, utilizando Técnicas de Sistemas de Infravermelho*.

Mesmo com todos os avanços, persistia o caráter qualitativo de aplicação da termografia na companhia. Porém, em 2010, inicia-se o P&D 235, intitulado *Metodologia para Melhoria da Confiabilidade da Termografia em Sistemas de Distribuição*, cujo objetivo consiste na quantificação das incertezas associadas com a medição de temperatura via radiação, contribuindo para que a análise dos resultados passe a ser baseada nos valores absolutos medidos, que podem então ser correlacionados à condição física do dispositivo, dentro de um certo intervalo de confiança. O presente trabalho de pesquisa se originou do P&D 235.

6.2 Temperatura

A temperatura é associada à agitação ou movimento das partículas (átomos ou moléculas) que compõe um corpo ou substância. Seu valor é dado em função da energia interna apresentada pelo corpo ou substância e se altera em função de trocas de calor e trabalho com a vizinhança. Logo, a temperatura de um objeto pode ser determinada pelo resultado de um balanço de energias.

Mecanismos de Troca de Calor

Incropera e DeWitt (2008) definem Fluxo de Calor como energia térmica em trânsito, devido à uma diferença espacial de temperatura. Os três mecanismos básicos para fluxo de calor são *Condução*, *Convecção* e *Radiação*.

Condução é a transferência de energia por difusão através de um material sólido, por consequência da diferença de temperaturas entre regiões deste sólido (ou entre sólidos diferentes que foram colocados em contato físico).

Convecção é a troca de energia característica em fluidos, onde camadas de massa se movimentam devido a diferentes densidades, função da diferença de temperaturas.

Radiação é transferência de energia através de ondas eletromagnéticas, emitidas ou absorvidas por um corpo, sendo que todo material que apresente temperatura absoluta não nula emite radiação térmica.

6.2.1 Temperatura como Resultado de um Balanço de Energia

De acordo com a primeira lei da termodinâmica, o *Balanço de Energia*, num volume de controle, é dado pela Equação (6.1) (INCROPERA; DeWITT, 2008):

$$E_a = E_{in} - E_{out} + E_g \quad (6.1)$$

onde:

E_a = energia armazenada no volume,
 E_{in} = fluxo entrante de energia no volume,
 E_{out} = fluxo de energia saindo do volume,
 E_g = geração de energia interna ao volume.

No caso de conexões elétricas, estas energias se tornam:

$$E_a = 0 - E_{dis} + E_g \quad (6.2)$$

onde:

$E_{in} = 0$, pois o fluxo entrante de energia pode ser desprezado frente aos demais,
 E_{dis} = fluxo de energia saindo do volume, via dissipação térmica.

O termo de geração é dado pela Lei de Joule (Equação (2.1), p. 8); o termo de dissipação englobará apenas efeitos radiativos e convectivos pois, em função das dimensões reduzidas e da alta condutividade térmica dos conectores (número de Biot $< 0,1$), pode-se desprezar gradientes internos de temperatura; e o termo de armazenamento será função das propriedades do material em questão, resultando em uma formulação para o balanço de energia, num conector, dada pela Equação (6.3),

$$Ri^2 - hA_{sup}[T_s - T_\infty] = mc_p \frac{\delta T_s}{\delta t} \quad (6.3)$$

onde:

h = o coeficiente de transferência de calor, $h = h_{conv} + h_{rad}$, em $[W/(m^2 \cdot K)]$,
 A_{sup} = área da superfície do conector, em $[m^2]$,

T_s = temperatura superficial, em $[K]$,
 T_∞ = temperatura ambiente à uma longa distância do objeto, em $[K]$,
 m = massa do conector, em $[kg]$ e,
 c_p = calor específico do material do conector, em $[J/(kg \cdot K)]$.

O Modelo de Ferreira

Ferreira (2013) estudou como cada parcela da Equação (6.3) influi na determinação da temperatura instantânea do conector, através de simulações matemáticas e correlações com dados experimentais de aquecimento e resfriamento, obtidos em túnel de vento. Seu objetivo foi o de estimar o valor da resistência elétrica R do conector que, submetido a um carregamento i , apresentaria a temperatura T_s numa determinada situação ambiental.

Ciente de que a resistência elétrica de um metal tem relação direta com a sua temperatura (Equação (6.4a)), Ferreira discretizou a Equação (6.3) e pode derivar um modelo iterativo, Equação (6.5), que ajusta o valor de R , em função das condições impostas (i, h, T_∞), até fechar o balanço de energia.

$$R = R_o e^{\alpha(T-T_o)} \quad [\Omega] \quad (6.4a)$$

$$\alpha = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_o} + T} \quad [K^{-1}] \quad (6.4b)$$

onde:

R_o = resistência elétrica, à temperatura de referência T_o ,
 α_o = coeficiente de temperatura, a T_o .

$$R = \left\{ \frac{m c_p}{\Delta t} [T_s^{n+1} - T_s^n] + h A_{sup} [T_s^n - T_\infty] \right\} \frac{1}{i^2} \quad [\Omega] \quad (6.5)$$

onde:

n = índice que representa a temperatura no instante t ,
 $n + 1$ = índice que representa a temperatura no instante $t + \Delta t$.

6.2.2 Modelo de Medição de Temperatura com Termovisor

Todo corpo, a uma temperatura superior a zero Kelvin, emite energia sob a forma de radiação eletromagnética, chamada *Radiação Térmica Infravermelha*. A radiação térmica, em sólidos opacos, pode ser tratada como um fenômeno de superfície (INCROPERA; DeWITT, 2008).

Max Planck derivou uma expressão para a Emitância E , ou fluxo radiativo emitido pela superfície de um corpo ideal (chamado de *corpo negro*, aquele que absorve toda a radiação térmica que nele incide), em função do comprimento de onda da radiação, dada pela Equação (6.6),

$$E(\lambda, T) = \frac{2\pi hc^2 \lambda^{-5}}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1} \quad [W/m^2 \cdot m] \quad (6.6)$$

onde:

λ = comprimento de onda da radiação emitida, em [m],
 T = temperatura, em [K],
 $E(\lambda)$ = Emitância para cada comprimento de onda,
 $h = 6,63 \times 10^{-34}$ [J.s] é a constante de Planck,
 $c = 3,00 \times 10^8$ [m/s] é a velocidade da luz no vácuo,
 $k = 1,38 \times 10^{-23}$ [J/K] é a constante de Boltzmann.

Em princípio, seria necessário detectar primeiramente em qual comprimento de onda reside a maior emissão de radiação, para então se determinar sua temperatura. Mas, ao se integrar a Lei de Planck entre $\lambda = 0 \cdots \infty$, obtém-se a Lei de Stefan-Boltzmann, Equação (6.7), que permite calcular a energia total emitida por um corpo ideal, em função apenas de sua temperatura T :

$$E_b(T) = \sigma T^4 \quad (6.7)$$

onde:

$\sigma = 5,67 \times 10^{-8}$ [W/m²K⁴] é a constante de Stefan-Boltzmann;
 $E_b(T)$ = emitância de um corpo negro (corpo ideal).

A radiação emitida por um corpo real é sempre uma fração da radiação emitida por um corpo ideal, à mesma temperatura. A relação entre essas intensidades é uma propriedade denominada *emissividade*, Equação (6.8), e depende da própria temperatura, da direção, da faixa espectral, do formato e da textura da superfície do corpo cinzento, com valores variando entre 0 e 1 (PERIN, 2009 apud TEIXEIRA, 2012):

$$\varepsilon(\lambda, \theta, \phi, T)_{\lambda, \theta} = \frac{I_{\lambda, e}(\lambda, \theta, \phi, T)}{I_{\lambda, b}(\lambda, T)} \quad (6.8)$$

onde:

$\varepsilon_{\lambda, \theta}$ é a emissividade espectral, direcional;

θ, ϕ são as direções,

$I_{\lambda, e}$ é a intensidade de emissão no corpo real, na direção e comprimento de onda dados,

$I_{\lambda, b}$ é a intensidade de emissão no corpo negro.

Devido a esses diversos fatores de dependência, formalmente se definem diversos tipos de emissividades para o mesmo objeto. Porém, conforme afirma Teixeira (2012), a determinação de seus valores é muitas vezes complexa e específica. Assim, adota-se a chamada *emissividade total hemisférica*, definida como a relação entre a Emitância do corpo cinzento e aquela do corpo negro, na Equação (6.9), resultando numa expressão cujo valor *independe* tanto da direção quanto do comprimento de onda.

$$\varepsilon(T) = \frac{E(T)}{E_b(T)} \quad (6.9)$$

Portanto, considerando a emissividade na Equação (6.7), é possível derivar uma expressão para enfim determinar a temperatura de um corpo cinzento a partir da radiação emitida, Equação (6.10):

$$E(T) = \varepsilon \sigma T^4 \quad (6.10)$$

Sinal Captado pelo Termovisor

A radiação captada pelo termovisor W_{tot} é dada pela Equação (6.11). Para se realizar corretamente a medição de temperatura por radiação, é preciso levar em conta que no sinal de radiação captado há diversas influências presentes, como demonstrado no esquema da Figura (6.1). Um objeto real à temperatura T_{obj} emite uma energia radiante εW_{obj} . Além disso, este corpo reflete uma parte da energia que o atinge, vinda de outros objetos que o cercam, $(1 - \varepsilon)W_{refl}$, dado ser um corpo cinzento. Estas duas radiações viajarão pelo meio circundante em direção ao termovisor, mas não sem antes serem atenuadas pelos gases atmosféricos, com transmissividade suposta τ , se transformando respectivamente em $\varepsilon\tau W_{obj}$ e $(1 - \varepsilon)\tau W_{refl}$. Por fim, os gases atmosféricos, possuindo temperatura absoluta não nula, emitirão sua própria radiação térmica, representada por $(1 - \tau)W_{atm}$ (MANUAL FLIR, 2011).

$$W_{tot} = \varepsilon\tau W_{obj} + (1 - \varepsilon)\tau W_{refl} + (1 - \tau)W_{atm} \quad (6.11)$$

Essa energia irá excitar os detectores do termovisor, gerando um sinal elétrico proporcional, relacionado à radiação incidente, dado por (TEIXEIRA, 2012):

$$S = \varepsilon\tau S_{obj} + (1 - \varepsilon)\tau S_{refl} + (1 - \tau)S_{atm} \quad (6.12)$$

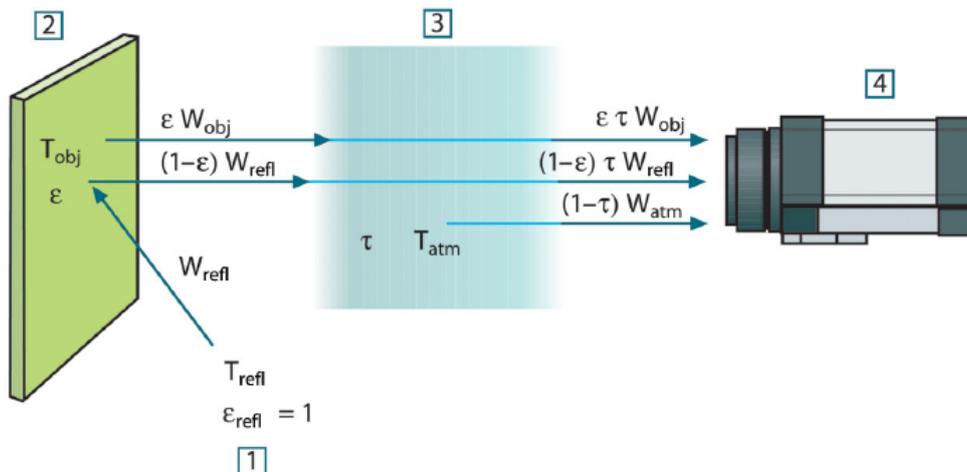


Figura 6.1: Esquemática das influências presentes em uma medição utilizando Termovisor. Fonte:(MANUAL FLIR, 2011)

assumindo que

$$S \propto W_{tot}, \quad S_{obj} \propto W_{obj}, \quad S_{refl} \propto W_{refl}, \quad S_{atm} \propto W_{atm} \quad (6.13)$$

O modelo que descreve o sinal emitido pelo objeto é obtido isolando S_{obj} na Equação (6.12):

$$S_{obj} = \frac{S}{\varepsilon\tau} - \left[\frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon} S_{refl} + \frac{(1-\tau)}{\varepsilon\tau} S_{atm} \right] \quad (6.14)$$

Para relacionar o sinal com a temperatura do objeto, Minkina e Dudzik (apud TEIXEIRA, 2012), baseando-se na Lei de Planck, mostraram ser possível derivar a relação entre o sinal S e a temperatura T , da seguinte forma:

$$S_{obj} = \frac{R}{\exp\left(\frac{B}{T_{obj}}\right) - F} \quad (6.15a)$$

$$S_{refl} = \frac{R}{\exp\left(\frac{B}{T_{refl}}\right) - F} \quad (6.15b)$$

$$S_{atm} = \frac{R}{\exp\left(\frac{B}{T_{atm}}\right) - F} \quad (6.15c)$$

onde as constantes R, B e F são específicas de cada termovisor e respectivos filtros e lentes.

Por fim, assumindo na Equação (6.14) um modelo para a transmitância atmosférica, $\tau(d)$, e aplicando a Equação (6.15a), a temperatura do objeto medida pelo termovisor fica determinada:

$$T_{obj} = \frac{B}{\ln\left(\frac{R}{S_{obj}}\right) + F} \quad (6.16a)$$

$$T_{obj} = f(\varepsilon, d, T_{refl}, T_{atm}, S) \quad (6.16b)$$

A Equação (6.16b) evidencia que a qualidade da medição de temperatura via radiação será, no máximo, tão confiável quanto for a medição das suas grandezas de entrada. Conforme

afirma Albertazzi e Sousa (2008), para se obter uma medição que resulte em informação confiável, é necessário existir um *Procedimento*, ou seja, uma sequência de ações definidas conforme um método, e conhecimentos aprofundados sobre o Sistema e o Processo de medição empregados. Daí se depreende que a *Medição* de uma grandeza, seja ela temperatura ou outra qualquer, requer muito mais do que a simples obtenção de uma indicação, de um número.

6.3 Metrologia e Incerteza de Medição

6.3.1 O Paradoxo da Medição

Por mais refinados ou perfeitos que sejam os sistemas de medição, jamais será possível obter o valor exato de uma grandeza. Ramos (2008) destaca que o ato de medir intrinsecamente provoca perturbações na grandeza sob medição, independentemente de qualquer processo de medida. Além disso, não é possível garantir que certos tipos de mensurando¹ se mantiveram perfeitamente estáveis (ou invariáveis) durante o processo de medição.

A toda medição existe um erro associado. Uma vez que não se pode evitar a modificação introduzida pelo instrumento de medição ou as possíveis variações do mensurando, nunca se obterá o valor exato da grandeza, a avaliação sempre será imprecisa. O melhor que se pode fazer é conhecer e considerar uma faixa provável dentro da qual deve situar-se o valor verdadeiro associado ao mensurando. Essa faixa, denominada *incerteza do resultado de medição*, ou simplesmente *incerteza*, é determinada pela consideração minuciosa de todas as fontes de erro que podem influir no resultado da medição. Em outras palavras, ela exprime a “dúvida” existente a respeito de determinada medição (ALBERTAZZI; SOUSA, 2008).

Portanto, a solução para o *Paradoxo da Medição* consiste em reconhecer que *sempre se incorrerá em erros na medição*, mas desde que se possa quantificar a **dimensão da dúvida** quanto ao valor verdadeiro, cria-se a possibilidade de se gerenciar esta deficiência e de se tomar decisões. Desta forma, é imperativo que se exprima o resultado de uma medição, não

¹Objeto ou Grandeza específica submetida à medição (INMETRO, 2009)

apenas por uma indicação (um número) e uma unidade, mas também por uma faixa de valores, Equação (6.17):

$$\text{Resultado da Medição} = (\text{Indicação} \pm \text{Incerteza}) [\text{unidade}] \quad (6.17)$$

O conceito de risco sempre esteve associado à incerteza dos resultados. O termo pode ser usado para qualquer situação que apresente incerteza do resultado, tanto positivo quanto negativo (loteria). O gerenciamento de riscos, então, objetiva maximizar resultados positivos e minimizar negativos (DIAS et al., 2011). Com a Termografia não é diferente: melhores decisões podem ser tomadas ao se investigar a incerteza dos resultados das inspeções realizadas.

6.3.2 Erro e Incerteza de Medição

Erros são provocados pela ação, isolada ou combinada, de vários fatores que influenciam o processo de medição. Envolvem o sistema de medição: o procedimento de medição, a ação de grandezas de influência e o próprio operador do instrumento. Erro de medição E é definido como a diferença entre o valor indicado I pelo instrumento e o valor verdadeiro do mensurando VV , isto é, $E = I - VV$ (ALBERTAZZI; SOUSA, 2008). Para melhor análise e avaliação do erro, é possível extratificá-lo em:

$$E = E_s + E_a + E_g \quad (6.18)$$

onde:

E_s = erro sistemático

E_a = erro aleatório

E_g = erro grosseiro

Ressalta-se que, na prática, estes diferentes elementos de erro aparecem superpostos. Porém, existem técnicas que permitem delimitar o erro total a uma faixa bem caracterizada: se originam do conceito de *Incerteza*. Formalmente, define-se incerteza como: “parâmetro, associado com o resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão de valores que

podem razoavelmente ser atribuídos ao mensurando” (INMETRO, 2009). A incerteza está associada ao resultado da medição, não correspondendo ao erro aleatório do sistema de medição (embora esse também irá compô-la). É representada usualmente pelo símbolo u .

Para estimar u , deve-se identificar as fontes de erro e o que mais pode influenciar o resultado da medição e modelar, corretamente, o fenômeno físico e o processo de medição.

Incerteza Padrão u

O Guia para Expressão da Incerteza de Medição (INMETRO, 2003), divide a incerteza e a categoriza em dois tipos, denominados **A** e **B**. Estas categorias se aplicam ao método de avaliação da incerteza e não tem relação com as palavras “aleatório” ou “sistemático”. Exemplo de avaliação da incerteza do tipo **A** consiste no cálculo do desvio padrão da média de uma série de observações feitas aproximadamente sob as mesmas condições. Em contraste com a incerteza do tipo **A**, os procedimentos para estimar a incerteza do tipo **B** são um pouco mais elaborados e exigem levar em consideração todo o conhecimento disponível a respeito do sistema de medição e da propriedade ou do fenômeno em estudo, como por exemplo:

- Dados de medições anteriores;
- Especificações dos fabricantes;
- Conhecimento do comportamento e das propriedades dos materiais;
- Experiência prévia na utilização e no comportamento do instrumento com o tempo;
- Estimativa *a priori* da distribuição de probabilidades que seja adequada para descrever a variação de cada componente de incerteza;
- Dados dos certificados de calibração ou outros ensaios;

Independentemente da forma como a incerteza for obtida, seja por um procedimento estatístico do tipo **A** ou de informações *a priori* do tipo **B**, ela sempre será interpretada como um desvio padrão. Portanto, neste ponto, ela é conhecida como Incerteza Padrão, representada por u_i , onde o subscrito i se relaciona a cada componente de incerteza avaliado (exemplificando: u_1, u_2, u_{ap}, u_f).

Incerteza Combinada u_c

Após as contribuições, associadas a cada componente de incerteza do processo de medição, terem sido identificadas e quantificadas em Incertezas Padrão, é necessário combiná-las, a fim de prover um único valor de incerteza. A incerteza combinada u_c de um processo de medição é estimada considerando a ação simultânea de todas as fontes de incerteza, e ainda corresponde a um desvio padrão da distribuição resultante.

Incerteza Expandida $U_{95\%}$

Em aplicações práticas ou nas áreas da engenharia, como pondera Albertazzi e Sousa (2008), é comum trabalhar com níveis de confiança maiores que um desvio padrão ($\sim 68\%$). Especialmente onde a segurança é fator crucial, a incerteza padrão combinada é multiplicada por um fator de abrangência, de forma a fornecer um intervalo maior dentro do qual existe uma alta probabilidade de conter o valor verdadeiro do mensurando, maior que 95%. Quase nunca é possível realizar um grande número de medições para se atingir esse nível de confiança. Portanto, deve-se aplicar um coeficiente numérico, derivado da distribuição t de Student.

O coeficiente de Student, também chamado de fator de abrangência $k_{95\%}$, é determinado em função do número de graus de liberdade² efetivos ν_{ef} associados à Incerteza Combinada (INMETRO, 2003). Determinado ν_{ef} , verifica-se em uma tabela o valor de $k_{95\%}$ e estima-se a Incerteza Expandida $U_{95\%}$ conforme Equação (6.19):

$$U_{95\%} = k_{95\%} \times u_c \quad (6.19)$$

6.3.3 Fontes de Erro em Termografia

Em termografia, as fontes de erro podem ser divididas em intrínsecas, próprias dos componentes internos do instrumento, e extrínsecas, associadas aos parâmetros radiométricos

²Grau de liberdade é, em estatística, o número de determinações independentes (dimensão da amostra) menos o número de parâmetros estatísticos a serem avaliados na população.

do mensurando e das condições ambientais (CHRZANOWSKI, 2001 apud TEIXEIRA, 2012).

As fontes intrínsecas, relacionadas à conversão da radiação incidente para um sinal de medição S , são atribuídas ao erro gerado por ruído (NGE), à estabilidade da temperatura (TS), à repetitividade (RE), à resolução digital da temperatura (DRT), ao mínimo erro (ME), à resolução espacial da medição (MSR) e à uniformidade da medição (MU).

Já as fontes extrínsecas ($\varepsilon, d, T_{refl}, T_{atm}$) foram evidenciadas na Equação (6.16b), p. 69.

6.3.4 Incerteza e Custos da Qualidade

Aceita-se que, na produção de peças e produtos, imperfeições sempre estarão presentes, por mais tecnológico ou avançado que seja o processo de produção. Porém, desde que não comprometam a função dos mesmos, é perfeitamente possível *tolerar* tais defeitos. Tolerância, no contexto de controle de qualidade, pode ser entendida como os limites aceitáveis para a variação, em torno das especificações nominais, dos parâmetros de determinados produtos ou processos.

Uma etapa do processo de controle de qualidade da manutenção consiste em medir determinada grandeza (relativa a um objeto, peça produzida, parâmetro da máquina etc) e comparar o resultado com a respectiva tolerância, classificando-se o resultado como *aprovado* ou *reprovado*, se esse obedecer à tolerância ou não. Para garantir que este procedimento seja viável, sabendo-se que toda medição apresenta erros, é indispensável a consideração da incerteza.

Uma empresa onde não se investe em qualidade, de maneira geral, está mais sujeita a prejuízos devidos a, por exemplo (ANDRADE, 2010):

- Desperdício de energia, matéria-prima e mão de obra;
- Rejeição de produtos de boa qualidade;
- Aprovação de produtos fora das especificações;
- Atrasos na produção;
- Custos com retrabalho de produtos defeituosos;

- Indenizações por perdas e danos a pessoas e ao meio ambiente;
- Recall de produtos para troca ou conserto (gratuita);
- Perda de clientes para a concorrência;
- Prejuízo na imagem da empresa.

Assim, investir em melhoria da qualidade pode trazer enormes benefícios. Porém, estes benefícios demandarão:

- Investimentos com a aquisição de novos sistemas de medição para o controle de qualidade.
- Elevação de custos com inspeções mais frequentes e demoradas.
- Elevação de custos com mais pessoas envolvidas na área de qualidade.
- Imobilização de capital com os equipamentos e salas de medição.
- Elevação de custos com a manutenção e calibração de instrumentos.

Portanto, existirá um ponto ótimo onde maiores gastos em busca de qualidade não contribuirão para a redução dos custos totais, tendo, pelo contrário, o efeito de aumentá-los (Figura 6.2). É vital que o programa de qualidade adotado seja bem planejado e acompanhe a evolução das áreas da empresa em busca do ponto ótimo.

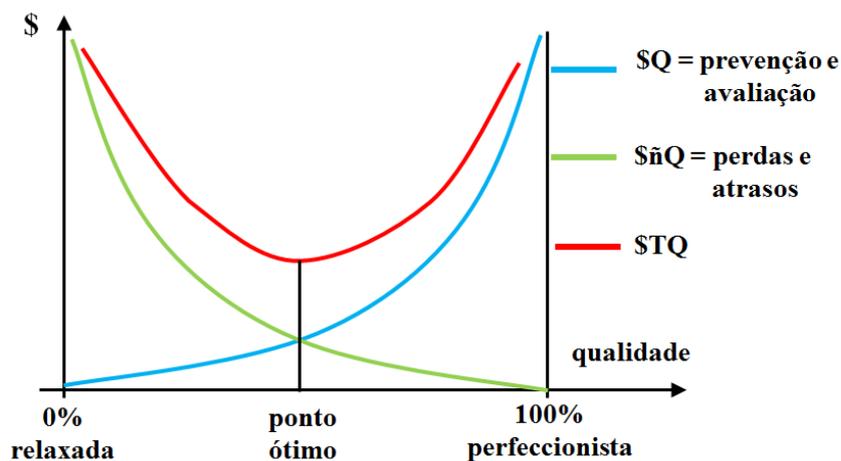


Figura 6.2: Custos da Qualidade. Fonte: (ANDRADE, 2010)

Capítulo 7

METODOLOGIA

Nós somos aquilo que fazemos
repetidamente. Excelência, então, não
é um modo de agir, mas um hábito.

Aristóteles

A Figura 7.1 sintetiza a metodologia empregada neste trabalho. A primeira etapa consistiu na avaliação do banco de dados disponibilizados pela concessionária. Esse banco de dados é composto por Relatórios de Inspeções Termográficas (exemplo no Apêndice A), no período de 2010 a 2012, preenchidos pelos técnicos que realizam inspeções em subestações da CEMIG-D, na região metropolitana de Belo Horizonte. Procurou-se selecionar, nesse banco, sem a aplicação de nenhuma técnica estatística de amostragem, os registros de anomalias térmicas que contivessem as informações mais completas e coerentes, e que representassem situações típicas do ambiente das subestações da região de interesse.

Partiu-se de uma quantidade inicial de 40 relatórios de inspeção, sendo analisadas a qualidade e completude dos dados referentes: à localização do conector (em termos de vão ou circuito), à corrente de carga – no instante da medição e máxima do circuito –, à qualidade do termograma e à possibilidade de identificar o tipo de conector (se de aperto ou compressão), à respectiva aplicação (para união Cabo-Barra, Cabo-Tubo ou Cabo-Cabo) e ao valor mais coerente para a emissividade da superfície do material.

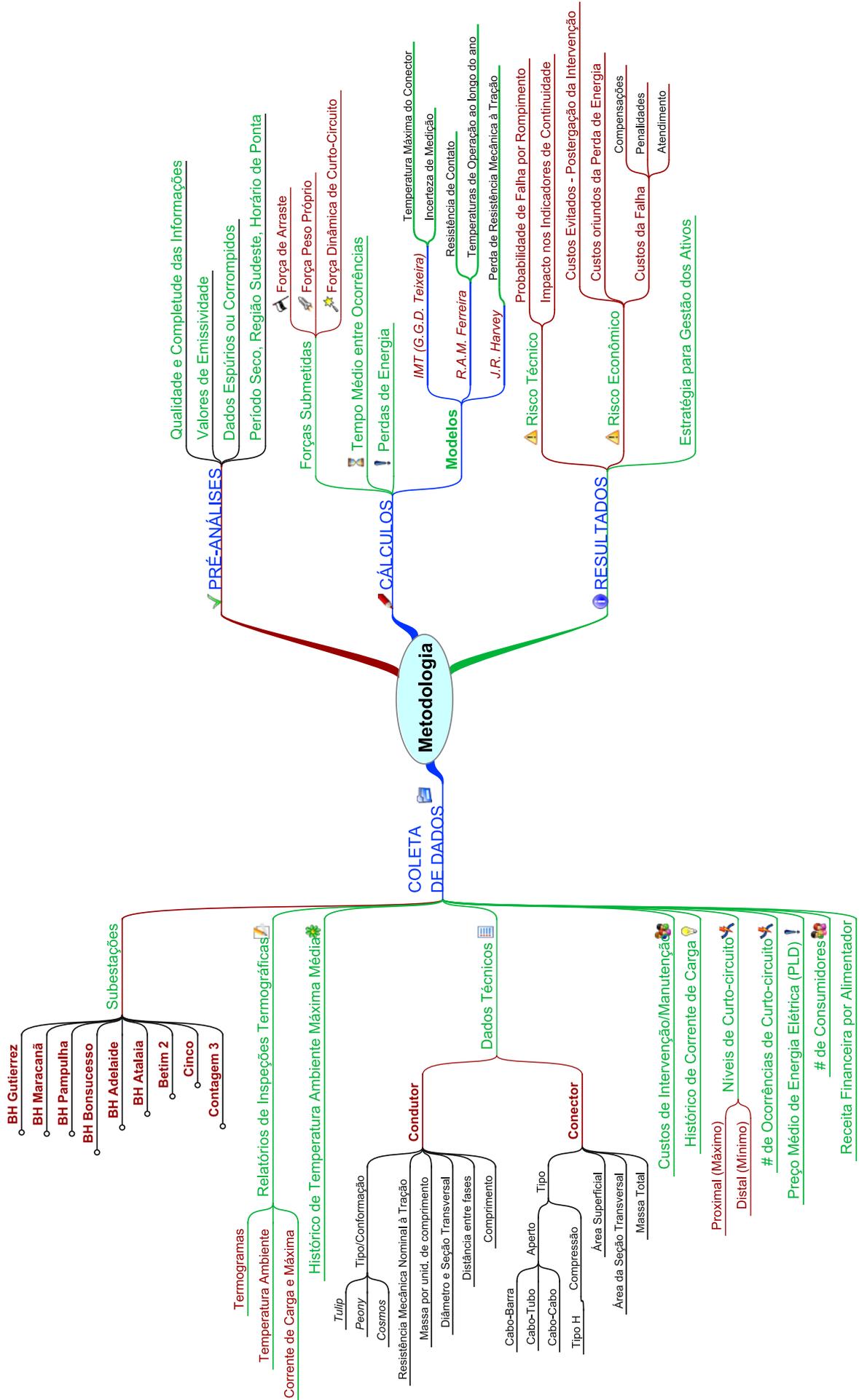


Figura 7.1: Mapa descritivo da Metodologia empregada.

Quando um mesmo **termograma** indicava anomalia em mais de um componente, optou-se por analisar aquele de temperatura mais elevada, por ser naturalmente o que motivará a futura intervenção. Outra condição importante é que o diagnóstico constante no relatório indicasse pela intervenção. Também era necessário que os dados históricos de corrente de carga estivessem disponíveis e não apresentassem valores espúrios ou corrompidos, o que inviabilizaria as análises pretendidas.

Os termogramas originais foram exportados pelo *software* **Flir Thermacam Researcher 9** em formato *.MAT*, adequado para ser tratado pelo sistema IMT¹ – que implementa o modelo de Teixeira para avaliação de incertezas.

Os dados **históricos de temperatura ambiente** máxima média, em intervalos horários, separados por cada estação do ano, foram obtidos de estudos estatísticos da distribuidora, utilizados para cálculos de potência admissível de equipamentos, a partir de informações coletadas por estações meteorológicas na região metropolitana de Belo Horizonte, nos últimos cinquenta anos. Estes dados serão utilizados, no modelo de estimativa da resistência de contato, para melhor caracterizar a temperatura de operação atingida pelo componente em cada momento do dia e em cada condição de carregamento elétrico.

Para ser possível correlacionar os valores de temperatura ambiente (disponíveis a cada hora) com os valores de **corrente de carga** (disponíveis a cada quarto de hora), optou-se por criar valores intermediários de temperatura, iguais aos da hora correspondente, que eram repetidos nos intervalos de quinze minutos, Tabela 7.1.

Os dados técnicos referentes aos **condutores** e **conectores** foram obtidos de consultas a catálogos de fabricantes (ALUBAR, 2010; BURNDY, 2010) e de projetos e desenhos técnicos das subestações da concessionária. A compilação destes dados foi apresentada na Tabela 5.1, p. 42 e na Tabela 5.2, p. 55.

Por razões logísticas e de eficiência operacional, as intervenções para correções de anomalias térmicas procuram sempre ser programadas agrupando-se mais serviços numa mesma instalação. Assim, com um único **custo** de preparação, deslocamento e manobras para des-

¹A interface do programa pode ser vista no Apêndice B

Tabela 7.1: Histórico de Temperaturas Ambiente

Data, Hora	Temp. Ambiente [°C]
12/01/2012 13:00	26,2
12/01/2012 13:15	26,2
12/01/2012 13:30	26,2
12/01/2012 13:45	26,2
12/01/2012 14:00	26,7
12/01/2012 14:15	26,7
12/01/2012 14:30	26,7
12/01/2012 14:45	26,7
12/01/2012 15:00	26,4
12/01/2012 15:15	26,4
12/01/2012 15:30	26,4
12/01/2012 15:45	26,4

Fonte: CEMIG-D

ligamento dos circuitos, podem ser realizadas manutenções em diversos pontos afetados. Os montantes gastos nessas intervenções, referentes ao período entre 2010 e 2012 na regional Centro, estão mostrados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2: Custos médios por intervenção (OM) para correção de anomalias térmicas em SEs

Ano	Custo Médio [R\$]	Quantidade de OM	Custo Total [R\$]
2010	2.809	280	786.572
2011	2.871	272	780.940
2012	3.966	137	543.306
Médias	3.215	230	703.606

Fonte: CEMIG-D

Porém, visando melhor adequar a distribuição dos custos entre os processos, ao longo do período de análise a concessionária praticou alterações na sua forma de apuração e classificação, resultando num aumento de cerca de 40% no valor médio dos custos imputados às correções de anomalias térmicas. Assim, foram analisados os 30 últimos registros de OMs (cerca de 20% do total do ano) para a determinação do **custo médio de manutenção por conexão**, e derivado o valor de R\$ 2.245.

Do banco **histórico de carregamento** da empresa foram coletados os dados de corrente de carga, que circula pelos componentes em análise, registrados em intervalos de quinze

minutos, referentes ao período de um ano (2012). A análise desses valores de corrente levou ao expurgo de registros de anomalias, cuja carga, no ano em questão, apresentou quantidade considerável (mais de 15%) de dados corrompidos (seja por valores atípicos, seja porque oscilavam entre patamares injustificáveis, devido à possíveis problemas nos transdutores ou canais de comunicação).

A escolha pelo período de apenas um ano se justifica pelos procedimentos vigentes de inspeção – que é trimestral – e de tratamento de conectores detectados como defeituosos – que dita um prazo máximo de 4 meses para se realizar a correção, dependendo da severidade do problema. Isto permite assumir que, antes da data da primeira detecção, o conector tenha sofrido, no máximo, 3 meses de sobreaquecimento, partindo de uma condição de “tão bom quanto novo”, não importando o seu tempo prévio em operação. A partir dessa primeira detecção é que será estimado o momento mais provável de ocorrer a ruptura, objetivo desta pesquisa.

Os **níveis de curto-circuito** são calculados anualmente pela área de Engenharia de Operação, ou quando de obras e alterações na topologia da rede/equipamentos. Os valores foram divididos em curto-circuito proximal e distal. Quando o curto ocorre próximo a subestação, o valor da corrente que circula é máximo. À medida em que se distancia da subestação, a impedância do circuito aumenta, fazendo com que a corrente de curto diminua. O ponto distal foi definido como o local onde o próximo dispositivo de proteção da rede se situa, sendo esse ajustado para a corrente de curto máxima, daquele ponto em diante.

Ao longo do ano, ocorrem diversas **interrupções numa rede elétrica** devidas a curtos-circuitos causados por vários agentes. O pior caso é quando esses eventos acontecem próximos à subestação, provocando a abertura dos dispositivos de manobra e interrompendo a alimentação de todos os clientes conectados a determinado alimentador. Tais eventos merecem atenção e tratamento especiais da concessionária, dado seus impactos significativos. Assim, foram colhidos do banco de dados de ocorrências, aquelas que se localizavam entre a subestação e o primeiro dispositivo de proteção na rede, para assim caracterizar as ocorrências mais severas, do ponto de vista de nível de curto-circuito.

Para determinar o **preço da energia elétrica** a ser utilizado nos cálculos de perda, deve-se atentar para que, conforme descrito na Seção 4.2.3, a concessionária deve contratar 100% da energia necessária para atender ao seu mercado, incluindo as perdas e o crescimento esperado do consumo nos cinco anos seguintes. Quando esta previsão falha, para adquirir energia a empresa terá que recorrer aos leilões² A-5, A-3 A-1 ou, no pior caso, ao mercado de curto prazo (também chamado de mercado *spot*), pagando o preço PLD³.

O PLD varia ao longo do ano, em função da variação da oferta de cada fonte de geração de energia. Normalmente, os valores do PLD se elevam no chamado *período seco*, quando os reservatórios das grandes hidrelétricas estão mais vazios, e a geração extra só pode ser atendida por usinas térmicas, de maior custo. O período seco se estende de Abril a Novembro. O PLD também é função da região de interesse, e do respectivo horário em questão. Assim, considerando que o momento para compensar a falta de energia é exatamente quando ocorre o maior consumo com menor oferta, foi levantado o valor do PLD para o período seco, horário de ponta, na região sudeste (onde se localiza a distribuidora pesquisada).

O **número de consumidores** de cada subestação e alimentador analisado foi obtido dos bancos de dados da CEMIG-D, bem como a **receita financeira** total anual obtida com cada instalação. Para se determinar a receita oriunda de cada alimentador, foi necessário calcular a receita média individual de cada consumidor conectado à subestação, e aí estimar a receita total de cada alimentador pela multiplicação deste valor com o número de consumidores do alimentador.

A partir dos dados do relatório de inspeção e dos valores de temperatura máxima do componente, reavaliados pelo IMT, estimou-se o valor da **resistência elétrica de contato** do conector, através do **modelo de Ferreira**, tanto para o valor central da faixa (T_{med}) quanto para os extremos de temperatura (T_{max} e T_{min}). Como premissa para o cálculo, foi considerado que a temperatura foi obtida com o sistema em regime permanente, ou seja, se não houvesse nenhuma mudança nas condições atmosféricas ou de carregamento, seu valor

²Ver Apêndice C

³A energia é valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido semanalmente tendo como base o custo marginal de operação do sistema, esse limitado por um preço mínimo (custo operacional de Itaipu) e por um preço máximo (custo operacional da usina térmica mais cara do sistema).

não se alteraria. Os valores obtidos de resistência média (R_{med}), máxima (R_{max}) e mínima (R_{min}) foram utilizados no mesmo modelo – agora como variáveis de entrada, aplicando-se também valores correspondentes de temperatura T_{∞} em cada horário – para se estimar as temperaturas de operação que seriam atingidas em seus respectivos cenários, considerando a variação da temperatura ambiente ao longo das estações do ano. Para tanto, é feito o rearranjo do modelo descrito pela Equação (6.5), p. 65, resultando na Equação (7.1):

$$T_s^{n+1} = \frac{\Delta t}{mc_p} Ri^2 - hA_{sup}[T_s^n - T_{\infty}] + T_s^n \quad (7.1)$$

Para a aplicação do **modelo de Harvey** foram construídos histogramas, em incrementos de 10°C, para os valores de temperaturas estimados ao longo de um ano, referentes a cada componente em estudo e, por sua vez, a cada valor de resistência de contato considerada. Na sequência, a duração acumulada em cada patamar de temperatura foi introduzida nesse modelo, a fim de se determinar a **perda de resistência mecânica** à tração do condutor avaliado (Equação (5.9), p. 47).

A **força de arraste** a que o condutor está submetido pela ação do vento foi calculada considerando os métodos e critérios técnicos descritos na ABNT NBR 6123 (1988), Equação (5.4), p. 44.

A partir dos dados de catálogo dos condutores e dos comprimentos dos condutores, foi determinada a **força do peso próprio** a que ficam submetidos cada condutor instalado nas subestações, pela multiplicação da massa por unidade de comprimento e do comprimento total do condutor (Equação (5.2), p. 43).

Para se calcular a **força dinâmica de curto-circuito** a que estão sujeitos os condutores, foram aplicadas as equações conforme Seção 5.1.2, p. 44, considerando as distâncias entre fases, comprimento dos condutores, níveis de curto-circuito proximal e distal, e relação $\frac{X}{R}$ do circuito (Equação (5.8), p. 45).

A **força resultante** a que o condutor está sujeito advém da soma vetorial das forças às quais está submetido, Equação (5.1), p.42.

O cálculo das **perdas anuais de energia** é aproximado, de forma discreta, realizando o somatório da potência dissipada na resistência de contato para cada intervalo de $\frac{1}{4}$ de hora, quando se consideram todos os parâmetros invariantes. Como no intervalo seguinte, o que varia é apenas a corrente I , tem-se a Equação (7.2):

$$Perdas_{i,k} = \left(R_k \times 10^{-6} \right) \times \left(PLD \times 10^{-6} \right) \times 0,25 \times \sum_{j=1}^N I_i^2(j) \quad [\text{R\$}] \quad (7.2)$$

$max,$
 $med,$
 $min.$

onde:

- $Perdas_{i,k}$ = Total de perdas no alimentador i , na condição k ,
- R_k = Resistência Elétrica de Contato do alimentador i , em $[\mu\Omega]$
- $k = \{max, med, min\}$
- PLD = Preço de Liquidação de Diferenças, em $[\text{R\$/MWh}]$
- $I_i(j)$ = Corrente de Carga, no instante j , do alimentador i , em $[\text{A}]$

O **risco técnico** é a avaliação das consequências ou impactos de um evento indesejado, medidos em termos de parâmetros técnicos. Será avaliado levando-se em conta que os condutores tem uma vida útil de 30 anos (FONSECA, 2009a). Considerando que os efeitos da exposição dos condutores a altas temperaturas são acumulativos, Harvey desenvolveu seu modelo de forma a determinar uma perda de resistência mecânica *percentual* do condutor (Seção 5.1.3). A aplicação sucessiva da Equação (5.9) resulta em uma curva de comportamento exponencial negativo, com um fator de decaimento θ , a ser determinado. Tal fator depende, naturalmente, das condições de exposição à temperatura dos condutores, que dificilmente são constantes. Porém, para fins de estimativa, é possível assumir uma condição estática e, a partir de análises de regressão sobre os dados calculados, estimar o fator θ a ser utilizado para cálculo da resistência mecânica remanescente (RS') após ciclo de carregamento de t anos, Equação (7.3).

$$RS' = 100 e^{-\theta t} \quad [\%] \quad (7.3)$$

As linhas de transmissão ou distribuição, normalmente, são tracionadas à 50% da resistência mecânica nominal dos condutores. Assim, quando se analisam essas linhas, uma

redução para valores próximos a 70% do nominal resultam em recomendação⁴ para substituição do cabo (FONSECA, 2009a). Em condições normais, espera-se que tal valor só ocorra após o fim da vida útil técnica do condutor. Essas premissas permitem traçar uma curva geral, como a da Figura 7.2. O comportamento em caso de degradação acelerada também é mostrado.

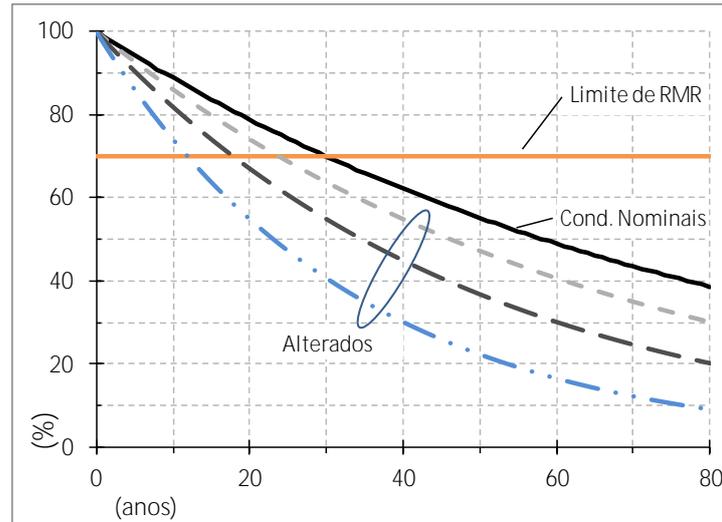


Figura 7.2: Estimativa da curva de vida técnica de um condutor de Linha de Transmissão

Alterações nas condições de carregamento do condutor ou de resistência de contato do conector levam à elevação da temperatura de operação, incorrendo em novas curvas de vida, fazendo com que o limite seja atingido mais rapidamente.

A Equação (7.3) também permite estimar o tempo até que a resistência mecânica do condutor decaia a um valor de interesse, bastando obter a sua inversa (Equação (7.4)).

$$t = -\frac{1}{\theta} \ln \frac{RS'}{100} \quad [\text{anos}] \quad (7.4)$$

Para a determinação do **Risco Econômico**, será adotada a abordagem de *Exposição Financeira*, que funciona da seguinte forma: dada uma probabilidade p_j de um risco j se materializar, com determinado impacto financeiro associado IF_j (positivo ou negativo), a

⁴Este critério não é válido para o caso de SEs: suas exigências para tracionamento serão bem menores.

exposição financeira (EF) correspondente, caso se aceite o risco, é dada por:

$$EF = \sum_j^N p_j \cdot IF_j \cdot (1 + i) \quad [\text{R\$}] \quad (7.5)$$

onde:

i = taxa unitária de desconto, para considerar o valor do dinheiro no tempo

No caso específico deste estudo, a proposta é decidir entre realizar a manutenção ou não, aceitando um risco de falha p . Se a manutenção for adiada, o impacto financeiro é a economia de C_{man} com uma probabilidade $(1 - p)$, pois esta é a probabilidade do conector *não falhar*. Caso a falha aconteça, o impacto será um custo incorrido C_f , negativo. As perdas $Perd$ são sempre negativas e com probabilidade 1. Além disso, foi considerado que as perdas aumentam a uma taxa $m = 3\%$, referente ao crescimento de mercado. A taxa unitária de desconto será $i = 7,5\%$, que corresponde à taxa de retorno sobre o capital do setor elétrico. Pode-se assim reescrever a Equação (7.5) como:

$$EF = [(1 - p)C_{man} - pC_f - Perd \times (1 + m)^{(N-1)}] (1 + i)^{(N-1)} \quad (7.6)$$

onde:

N = período de tempo, em anos.

Há que se considerar que o custo da falha C_f , quando da ocorrência de uma interrupção no sistema elétrico, é composto de:

- Custo do atendimento à ocorrência (recomposição do sistema e custo do *call-center*),
- Custo do reparo propriamente dito, ou descarte do equipamento avariado,
- Custo do não faturamento de energia, ou lucro cessante,
- Custo advindo de penalidades regulatórias (multas, compensação a consumidores e redução na tarifa),
- Custo com a perda da remuneração referente ao ativo, caso venha a ser descartado,
- Custo de gestão e engenharia (dedicação de executivos para contingenciar a falha, análise da falha, arranjos de emergência, sobreavisos etc.),

- Custo à imagem da empresa (implica gastos com campanhas, propaganda, gastos com projetos excepcionais etc.), com perda de valor de mercado.

Tais custos, usados para derivar a Equação (7.7), serão detalhados em seguida.

$$C_f = \textit{Atend.} + \textit{Rep.} + \textit{LC} + \textit{Penal.} + \tilde{N}\textit{Rem.} + \textit{G\&E} + \textit{Imag.} \quad (7.7)$$

Os custos de *call-center* são determinados, considerando que 5% dos consumidores afetados irão recorrer ao atendimento, ao custo de R\$ 1,62 por 1,5 minutos de ligação por consumidor afetado, considerando uma proporção 40-60% de ligações de fixo-celular, com custo R\$ 0,36-1,56, para o número 0800. Estes custos foram obtidos em *sites* de empresas prestadoras do serviço, à época desta pesquisa.

Para recompor o sistema, o Centro de Operação da Distribuição precisará dispor de um técnico de controle (de custo horário estimado em R\$ 32), e de uma dupla de eletricitas (ao custo de R\$ 20 a hora, cada) para realizarem, em meia hora, as manobras necessárias na rede e, após sanada a falha, mais meia hora para retorno à configuração normal.

Para o reparo ou descarte do equipamento, deve-se considerar os custos do material empregado e das taxas administrativas (20%) afetas. Para os conectores à compressão, o valor unitário de material total a ser considerado será R\$ 38,60 e R\$ 62,34 para os conectores de aperto, conforme dados de CEMIG (1985), atualizados pelo índice de inflação IGP-DI. Os custos da mão-de-obra de instalação são equivalentes aos custos de manutenção, obtidos de planilhas de custo da CEMIG-D, ao valor médio de R\$ 2.245 por conexão.

Para determinação do **lucro cessante**, será assumido que a duração da interrupção de energia, causada pela falha, será de 0,5h, ou seja, a concessionária será capaz de restabelecer o fornecimento aos consumidores nesse tempo. Durante este período, será considerado o montante de energia que deixou de ser consumido na proporção média das classes de consumidores da CEMIG, no horário de maior consumo (Residencial: 89,4%, R\$ 507/MWh – Comercial: 10,6%, R\$ 436/MWh)⁵. É preciso ainda, considerar um fator de 0,35 para se obter a parcela que efetivamente vai para a distribuidora (ANEEL, 2008).

⁵CEMIG, Relatório “CEMIG em Números”, encarte publicado em 2012

Para o cálculo do custo com **compensação a consumidores**, será considerado que as interrupções verificadas para aquele alimentador já estavam no limite das metas individuais. Consequentemente, uma falha implicará em ressarcimento aos consumidores pelo tempo sem fornecimento de energia. Há ainda a possibilidade da aplicação de penalidades pela violação de indicadores coletivos de continuidade. Para esse caso, será considerado também que os indicadores estarão no limite das metas e utilizado o valor de R\$ 29.300 por hora de violação como base para os cálculos. Tal valor foi determinado a partir da multa aplicada à Cemig por violação do DEC, em 2009, no valor de R\$ 6,5 milhões – atualizada para 2012, resultando em R\$ 8 milhões – dividido pelo número de conjuntos⁶ da empresa (273).

A determinação do impacto financeiro da perda de remuneração de um conector individual não se justifica, por ser muito pequeno; já custos de gestão & engenharia e imagem são difíceis de serem apurados; portanto, neste trabalho não serão avaliados mas, se disponíveis, bastariam ser somados ao Impacto Financeiro *IF* calculado.

⁶Conjuntos são agrupamentos de consumidores, normalmente todos aqueles vinculados à uma SE.

Capítulo 8

RESULTADOS

O homem superior atribui a culpa a si próprio; o homem comum aos outros.

Confúcio

8.1 Avaliação dos Termogramas

A avaliação do banco de dados de inspeções resultou na seleção de 13 (treze) termogramas de conectores para serem analisados neste trabalho, referentes a 9 (nove) subestações distintas da região metropolitana de BH. As informações relevantes a este estudo, retiradas dos relatórios, são mostradas na Tabela 8.1.

Há uma certa variabilidade de tipos de condutores e conectores, em configurações e tamanhos diversos, mostrada nos respectivos termogramas, Figuras 8.1 e 8.2.

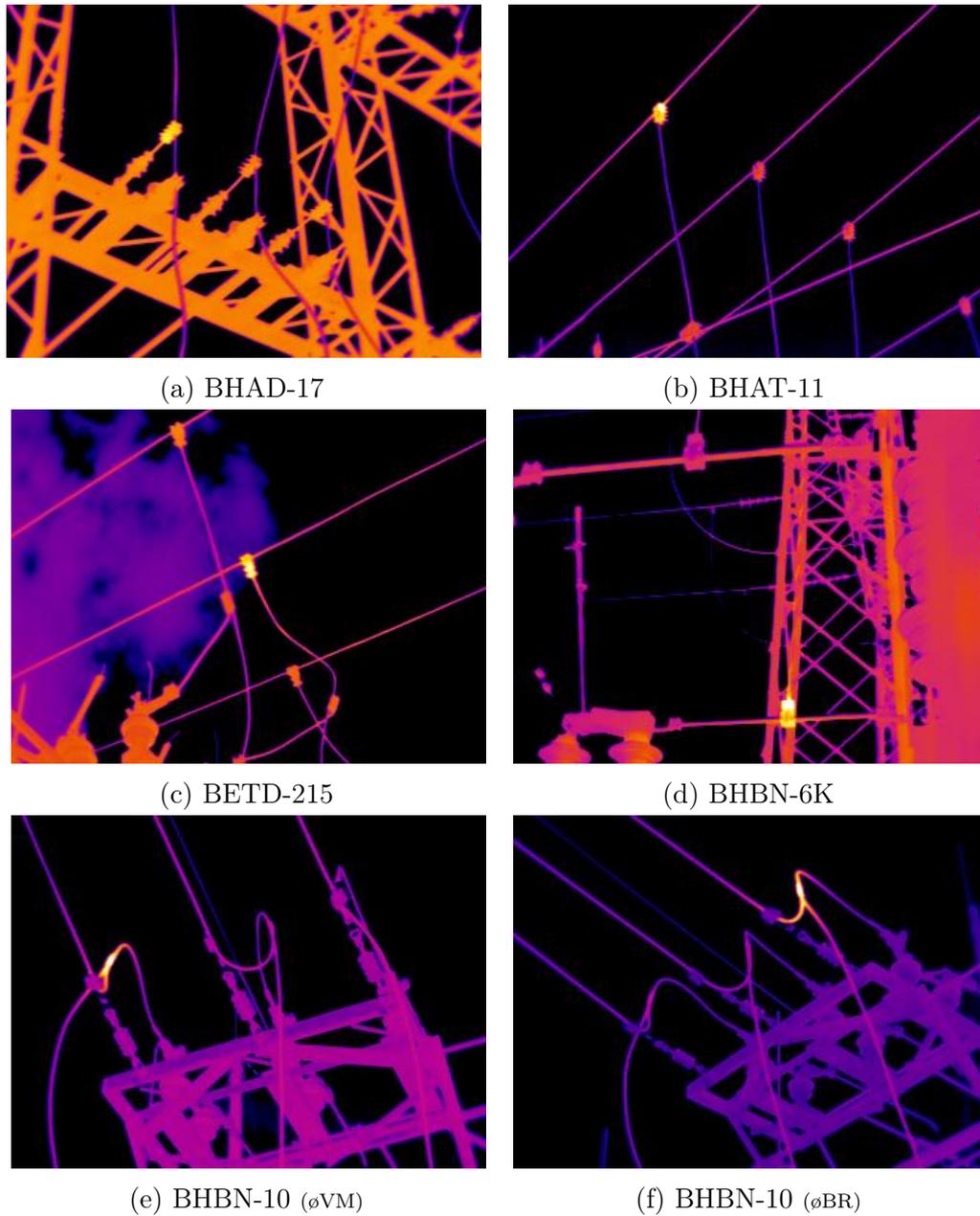


Figura 8.1: Termogramas retirados dos relatórios de inspeção analisados 1

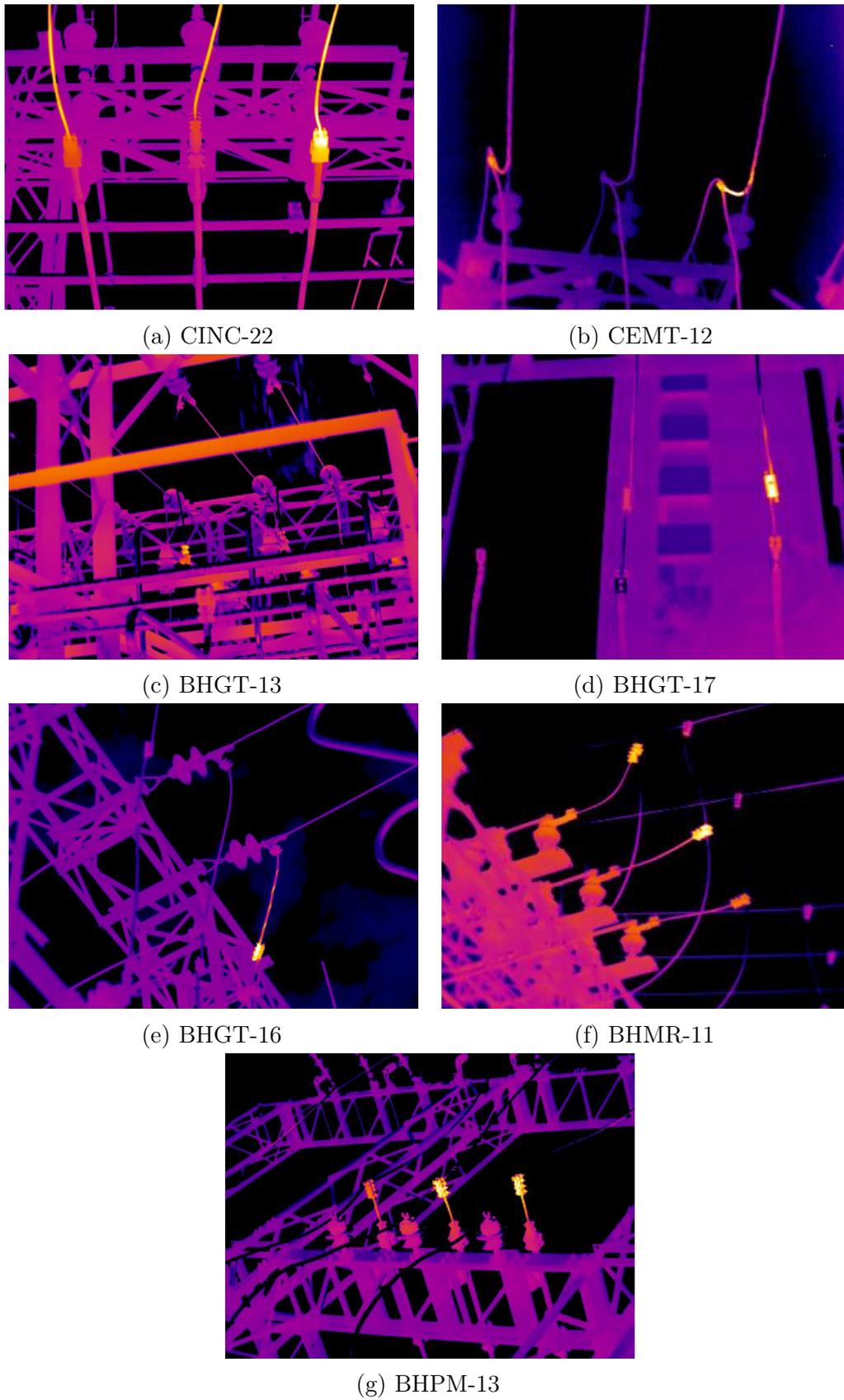


Figura 8.2: Termogramas retirados dos relatórios de inspeção analisados 2

Tabela 8.1: Dados dos Relatórios de Inspeção Selecionados.

Nome da Subestação	Ponto Operativo	Tipo do Condutor [†]	Tipo do Conector*	Dist. entre fases [cm]	Compr. do cabo [m]
BH-Adelaide	BHAD-17	Tulip	T-CC-A	60	3,0
BH-Atalaia	BHAT-11	Tulip	T-CC-A	60	3,0
Betim 2	BETD-215	Cosmos	T-CC-A	60	1,7
BH-Bonsucesso	BHBN-6K	Cosmos	T-CT-A	300	4,0
BH-Bonsucesso	BHBN-10 (ϕ VM)	Peony	H-CC-C	60	4,0
BH-Bonsucesso	BHBN-10 (ϕ BR)	Peony	H-CC-C	60	4,0
Cinco	CINC-22	Tulip	J-CB-A	60	1,5
Contagem 3	CEMT-12	Cosmos	H-CC-C	60	4,0
BH-Gutierrez	BHGT-13	Tulip	T-CC-A	60	3,0
BH-Gutierrez	BHGT-17	Tulip	H-CC-C	60	3,0
BH-Gutierrez	BHGT-16	Tulip	H-CC-C	60	1,8
BH-Maracanã	BHMR-11	Tulip	T-CC-A	60	1,0
BH-Pampulha	BHPM-13	Cosmos	T-CC-A	60	3,0

[†] Tabela 5.1, p. 42

* Tabela 5.2, p. 55

Tabela 8.2: Dados dos Termogramas Selecionados.

Ponto Operativo	Classe de Tensão	Temperatura Ambiente [°C]	Emissiv. Utilizada [†]	Emissiv. Adequada [‡]	Carregam. Elétrico* [%]
BHAD-17	MT	27	0,75	0,30	60
BHAT-11	MT	21	0,75	0,30	22
BETD-215	MT	32	0,75	0,30	53
BHBN-6K	AT	30	0,75	0,30	-
BHBN-10 (ϕ VM)	MT	30	0,75	0,90	38
BHBN-10 (ϕ BR)	MT	25	0,75	0,90	37
CINC-22	MT	23	0,75	0,30	62
CEMT-12	MT	22	0,75	0,90	27
BHGT-13	MT	27	0,75	0,30	56
BHGT-17	MT	27	0,75	0,30	53
BHGT-16	MT	28	0,75	0,30	44
BHMR-11	MT	20	0,75	0,30	27
BHPM-13	MT	23	0,75	0,30	71

[†] Esse valor de emissividade é utilizado em todas as inspeções, segundo procedimento operacional padrão

[‡] Emissividade considerada para as análises deste trabalho

* Percentual de carga no instante da medição

8.2 Temperaturas e Incertezas

As temperaturas de cada conector foram recalculadas, segundo o modelo de Teixeira, utilizando o software IMT. Os resultados, mostrados na Figura 8.3, apontam para uma subestimativa, dada por uma diferença aproximada de 20°C entre os valores medidos na inspeção ($T.Relat.$) e aqueles determinados pelo software ($T.IMT$), fora inclusive da faixa de incerteza da medição. Tal diferença era esperada, dado que, na maioria dos casos, o valor de emissividade ε , considerado no relatório original, é maior do que o real. Entretanto, a sua magnitude é significativa, o quê impacta nos critérios atuais de decisão da concessionária.

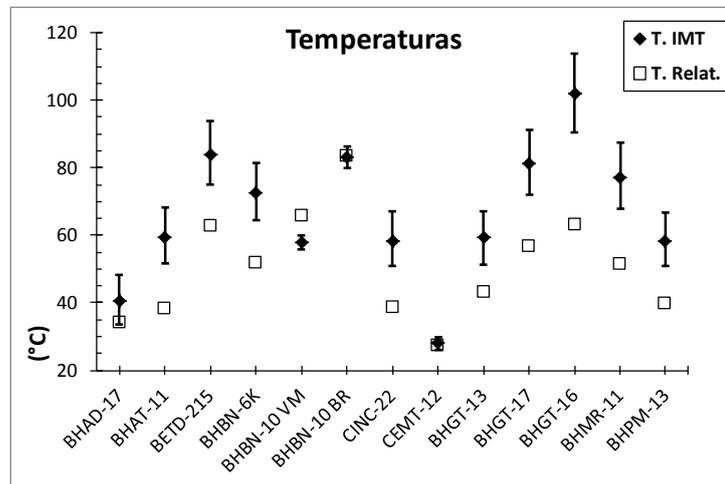


Figura 8.3: Temperaturas dos conectores, recalculadas pelo modelo de Teixeira, comparadas às obtidas pela inspeção

A análise dos componentes de incerteza que mais influíram na determinação de cada temperatura é vista nas Figuras 8.4 e 8.5. De forma geral, esses resultados também concordam com a expectativa de ser, a emissividade, o principal fator influente (TEIXEIRA, 2012). No caso onde a temperatura do conector estava mais próxima da T_{amb} , a incerteza na determinação desse componente foi mais importante do que as demais (Figura 8.4a). E, nos casos onde a emissividade era elevada, devido ao uso de cobertura no conector (modificação da superfície), as incertezas intrínsecas ($Intr$) do instrumento tiveram relevante participação (Figuras 8.4e e 8.4f), inclusive sendo o fator preponderante, no caso da Figura 8.5b. Cabe ressaltar que as menores faixas de incerteza obtidas correspondem justamente a esses casos.

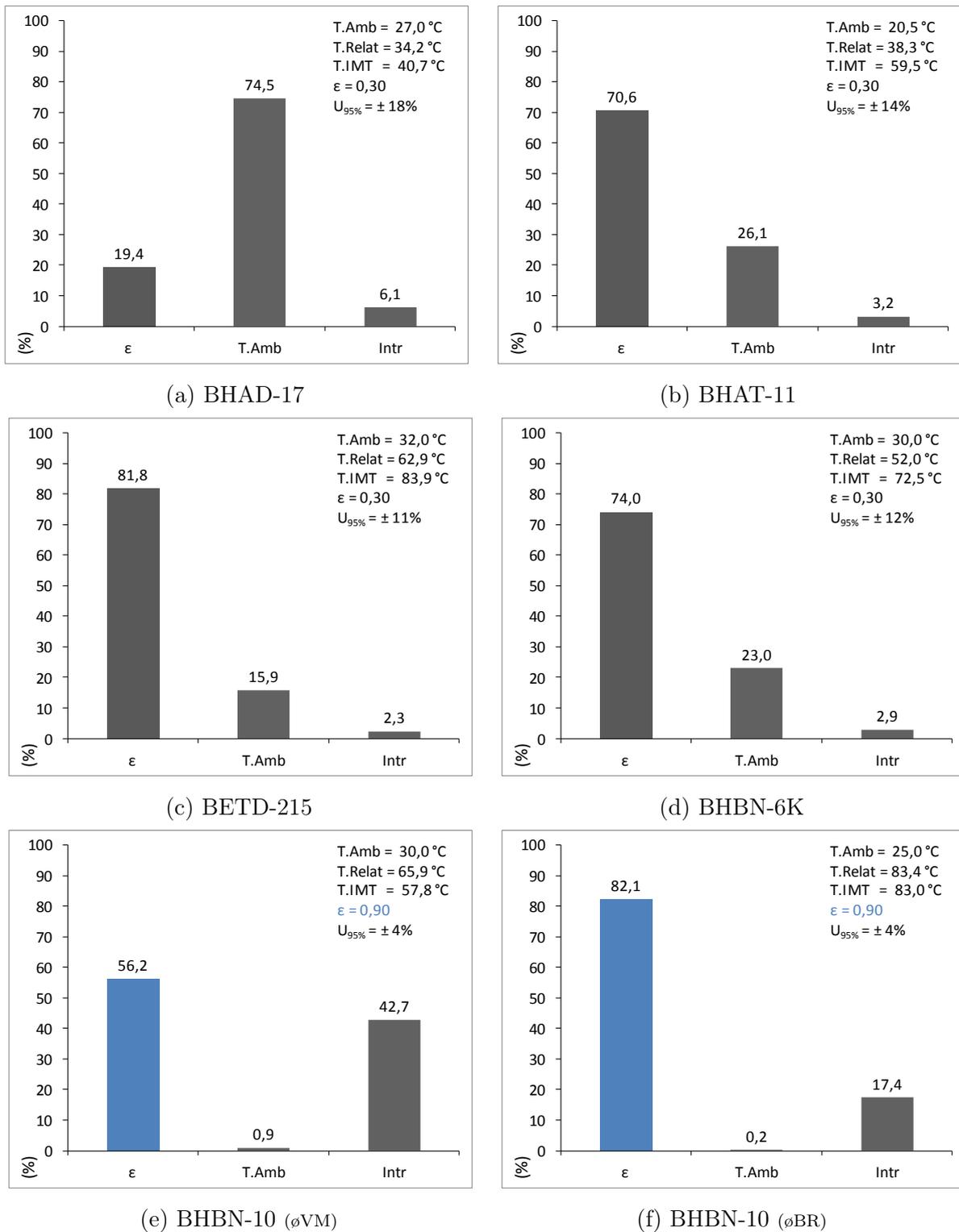


Figura 8.4: Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 1

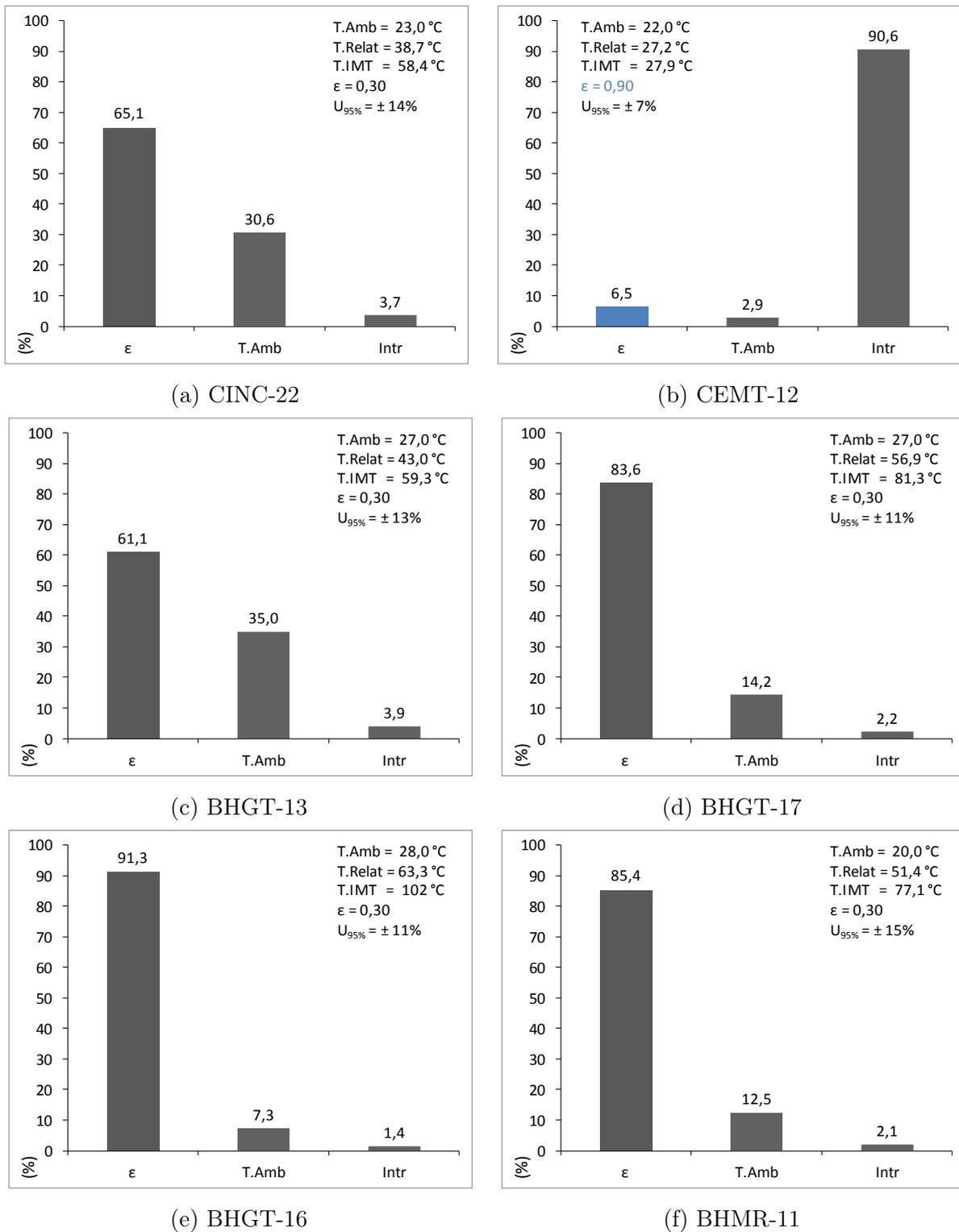
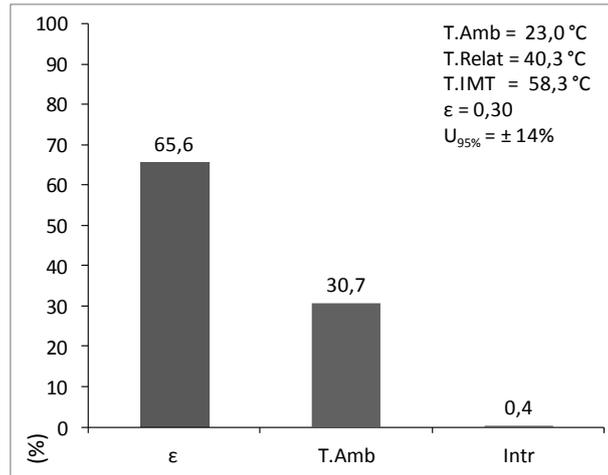


Figura 8.5: Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 2



(a) BHPM-13

Figura 8.6: Contribuição de cada componente de incerteza para a incerteza total das temperaturas medidas 3

De acordo com a Equação (6.16b), p. 69, existem os componentes temperatura refletida T_{refl} e distância d além dos que foram mostrados nas Figuras 8.4, 8.5 e 8.6. Entretanto, suas influências nunca foram superiores a 0,3% para a incerteza total, evidenciando serem desprezíveis nas condições de medição praticadas e foram, portanto, omitidos dos gráficos. A Tabela 8.3 resume os dados numéricos dos gráficos citados e permite comparar os valores absolutos determinados para a incerteza de medição, mostrando que, nas superfícies nuas ($\epsilon=0,30$), a incerteza média foi de 9°C, e onde havia cobertura ($\epsilon=0,90$), foi 4× menor.

Tabela 8.3: Temperaturas e Incertezas dos Termogramas o Seleccionados.

Ponto Operativo	Temp. Ambiente [°C]	Temp. Relatório [°C]	Temp. IMT [°C]	Emissiv. Adequada	Incerteza Determinada [°C]
BHAD-17	27	34,2	40,7	0,30	$\pm 7,3$
BHAT-11	21	38,3	59,5	0,30	$\pm 8,3$
BETD-215	32	62,9	83,9	0,30	$\pm 9,1$
BHBN-6K	30	52,0	72,5	0,30	$\pm 8,4$
BHBN-10 (ϕ VM)	30	65,9	57,8	0,90	$\pm 2,1$
BHBN-10 (ϕ BR)	25	83,4	83,0	0,90	$\pm 3,3$
CINC-22	23	38,7	58,4	0,30	$\pm 8,1$
CEMT-12	22	27,2	27,9	0,90	$\pm 1,9$
BHGT-13	27	43,0	59,3	0,30	$\pm 7,9$
BHGT-17	27	56,9	81,3	0,30	$\pm 9,3$
BHGT-16	28	63,3	102,0	0,30	$\pm 11,5$
BHMR-11	20	51,4	77,1	0,30	$\pm 11,5$
BHPM-13	23	40,3	58,3	0,30	$\pm 8,0$

8.3 Resistências de Contato

Os resultados da estimativa das resistências de contato dos conectores, calculadas pela Equação (6.5), p. 65, estão mostrados na Figura 8.7, com as respectivas faixas de incerteza.

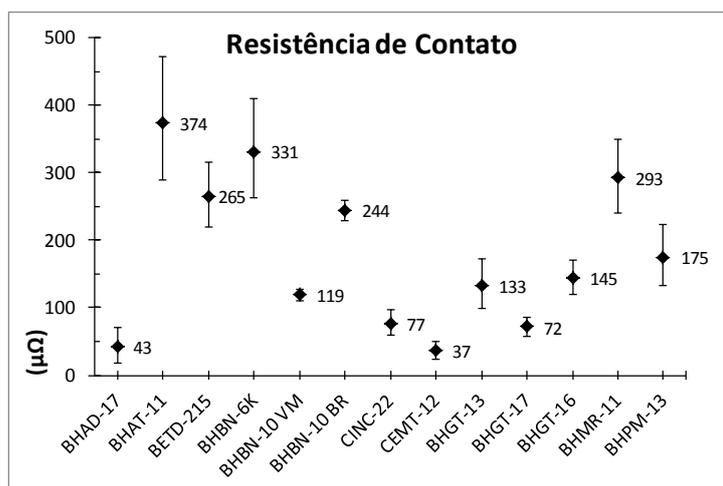
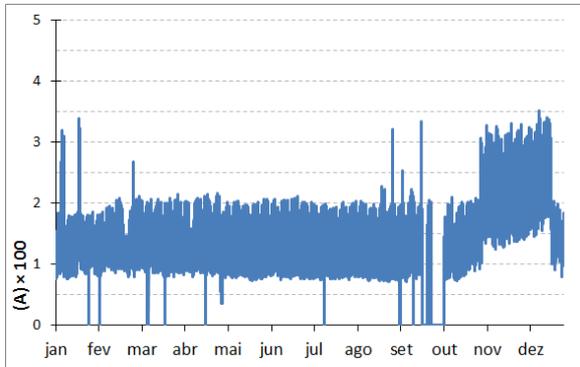


Figura 8.7: Resistências Elétricas de Contato calculadas pelo modelo de Ferreira

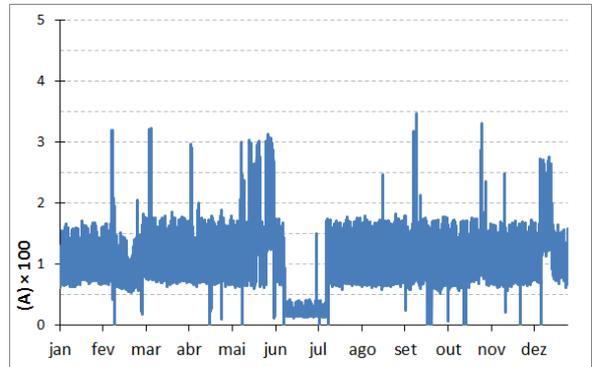
8.4 Aplicação do Histórico de Carregamento Elétrico

Com as resistências de contato determinadas, é possível agora estimar as temperaturas que o conector virá a atingir, dada a corrente elétrica imposta ao mesmo. As respectivas curvas anuais de corrente elétrica (carregamento) circulante em cada conector são mostradas nas Figuras 8.8 e 8.9, tendo sido obtidas das medições reais de corrente armazenadas, de 15 em 15 minutos, no banco de dados histórico da empresa. Notam-se alguns picos nas curvas; não é possível, sem uma investigação detalhada, determinar se os picos podem ser atribuídos a sobrecargas momentâneas, ou a ruídos nos sistemas de medição (intrínsecos ou extrínsecos). Como sua duração, frente ao tempo total, é muito pequena, o efeito na temperatura calculada não é capaz de causar desvios importantes, portanto, pode-se considerá-los se tratando apenas de sobrecargas eventuais. Observam-se também alguns períodos significativos de carga baixa (ou até nula) nas Figuras 8.8a, 8.8b, 8.9e e 8.9f, que podem ser atribuídos a transferências de carga feitas nos circuitos, por motivos de obras ou outras

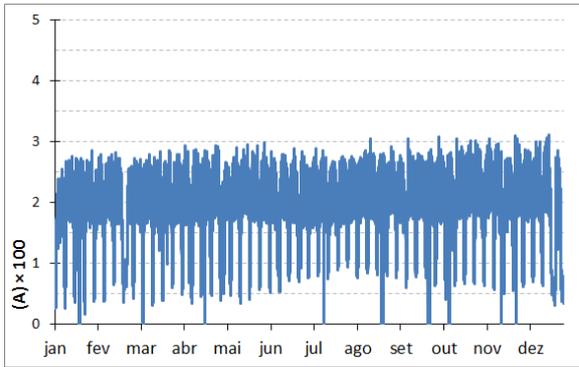
contingências, evidenciando o caráter dinâmico das configurações do sistema elétrico. Não obstante, a duração de tais eventos foram inferiores a 15% do total, portanto, os resultados ainda podem ser considerados válidos.



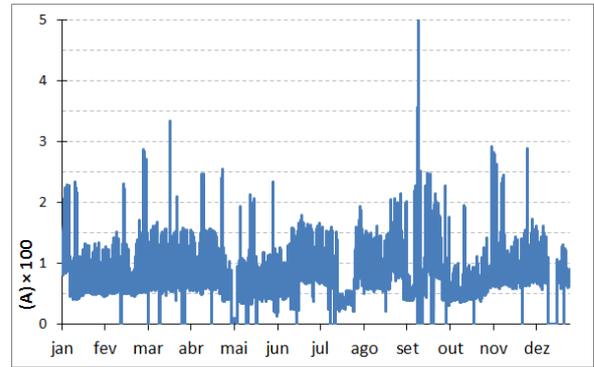
(a) BHAD-11



(b) BHAT-11



(c) BETD-215



(d) BHBN-6K

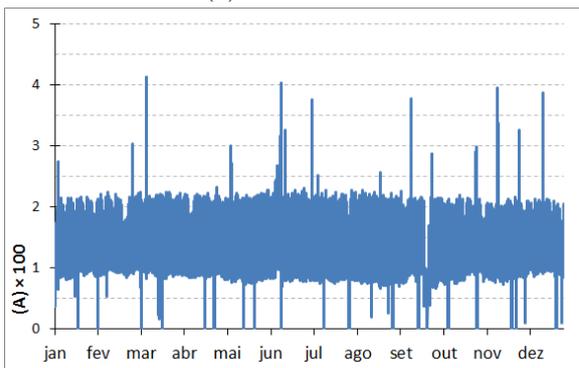
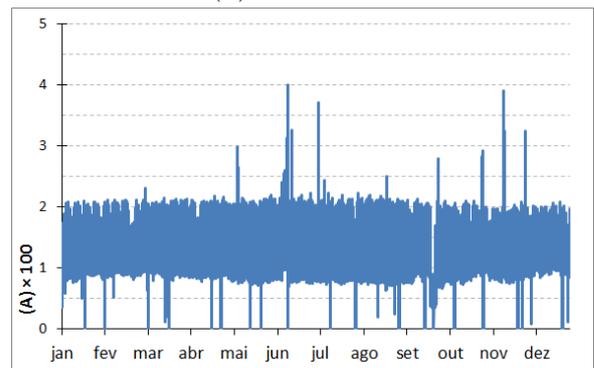
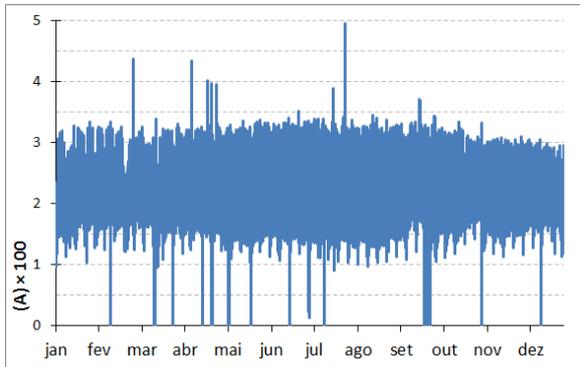
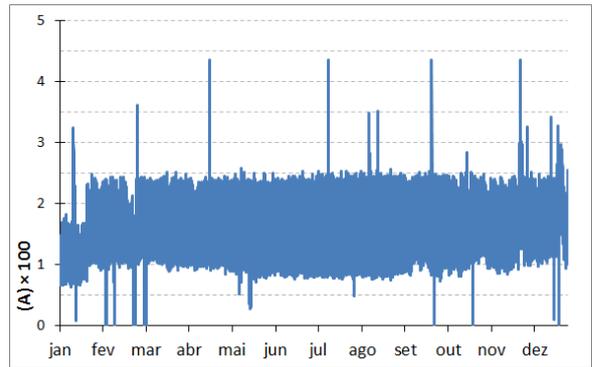
(e) BHBN-10 (ϕ VM)(f) BHBN-10 (ϕ BR)

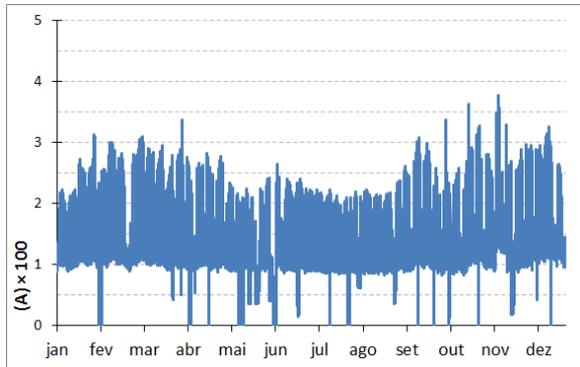
Figura 8.8: Correntes de Carga Históricas em cada circuito da Subestação - 1



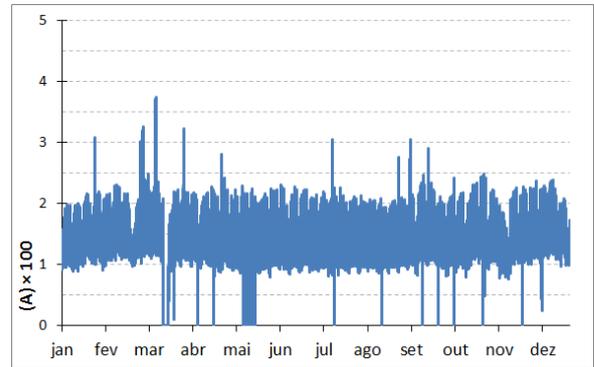
(a) CINC-22



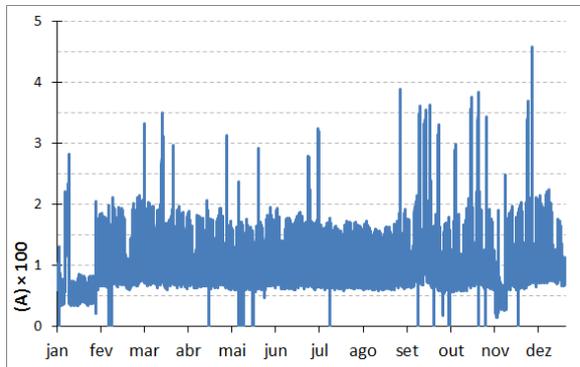
(b) CEMT-12



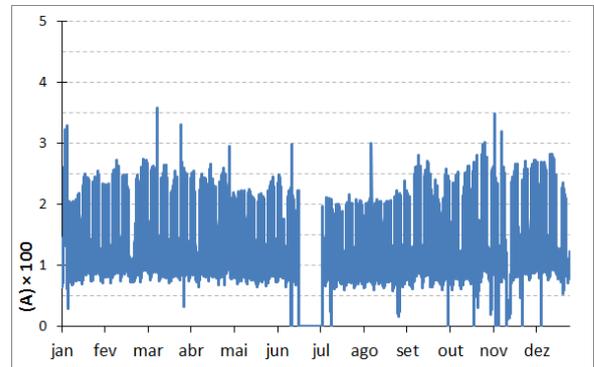
(c) BHGT-13



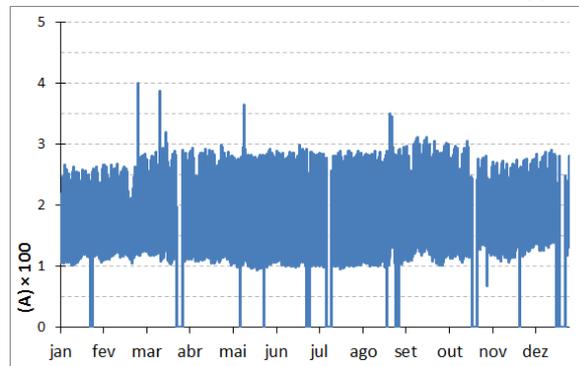
(d) BHGT-17



(e) BHGT-16



(f) BHMR-11



(g) BHPM-13

Figura 8.9: Correntes de Carga Históricas em cada circuito da Subestação - 2

8.5 Cálculo das Perdas de Energia

As curvas de corrente de carga foram aplicadas aos conectores com resistência elétrica determinada, e assim as perdas por efeito Joule puderam ser calculadas, e o valor em R\$ determinado pela aplicação da Equação (7.2), com o resultado mostrado de forma gráfica na Figura 8.10. Os valores se mostram desprezíveis em cada conector para o período de um ano, muito menores que os custos de reparo, devido aos baixos valores de resistência elétrica, inerentes aos materiais. O caso de BETD-215 diverge dos demais, por ter um valor maior de resistência elétrica de contato e carregamento médio mais elevado, devido às características de demanda de carga dos seus consumidores.

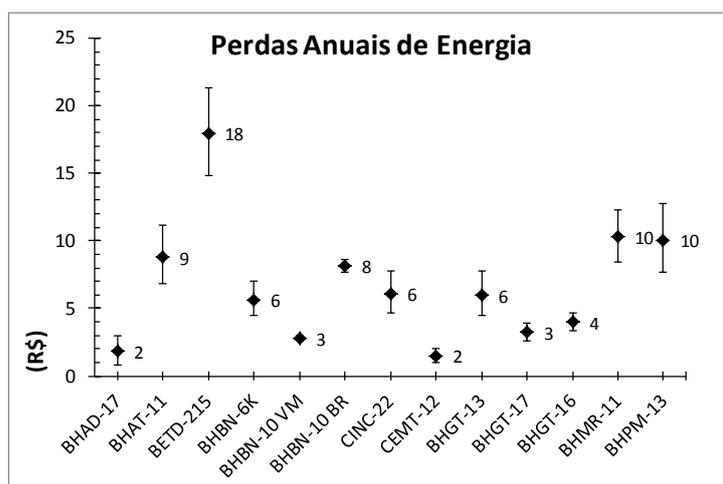
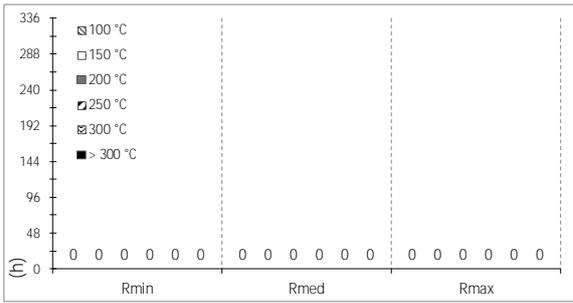


Figura 8.10: Perdas anuais de energia em cada Conector

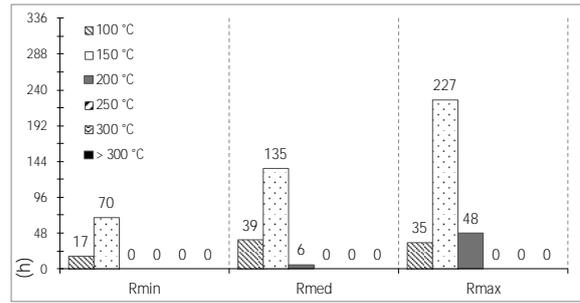
8.6 Temperaturas Atingidas e Degradação (Condutores)

A exposição (Figuras 8.11 e 8.12)¹ dos resultados das temperaturas atingidas é feita através de histogramas (em acordo ao modelo de Harvey), que detalham a duração de tempo em que, no período analisado, o conector apresentou temperatura dentro de cada respectiva banda, para os extremos da faixa de incerteza e seu valor médio, a partir de 100°C.

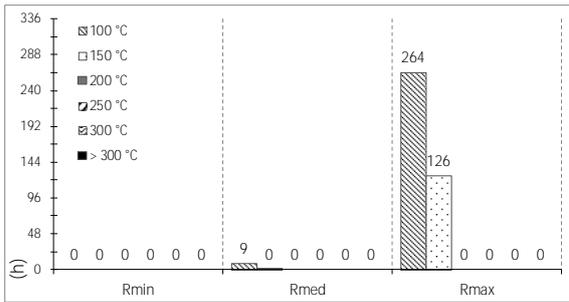
¹Na versão digital deste documento, os gráficos são melhor visualizados com o software Adobe Reader.



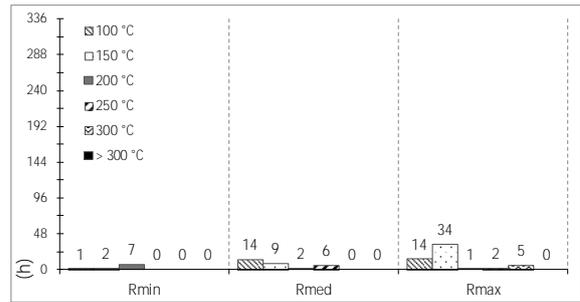
(a) BHAD-17



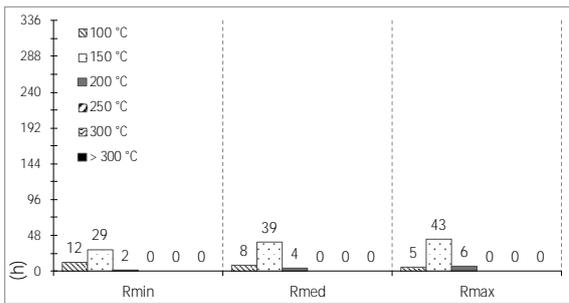
(b) BHAT-11



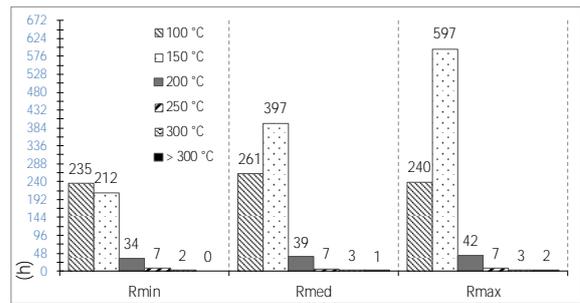
(c) BETD-215



(d) BHBN-6K

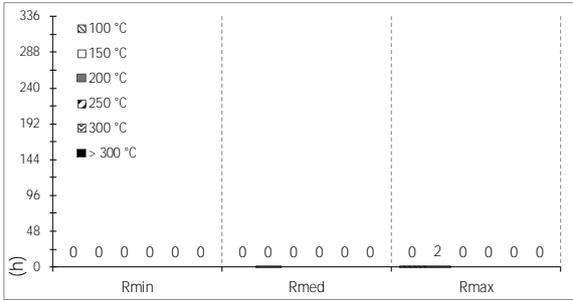


(e) BHBN-10 (øVM)

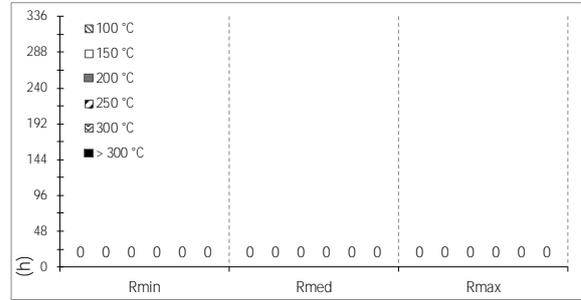


(f) BHBN-10 (øBR)

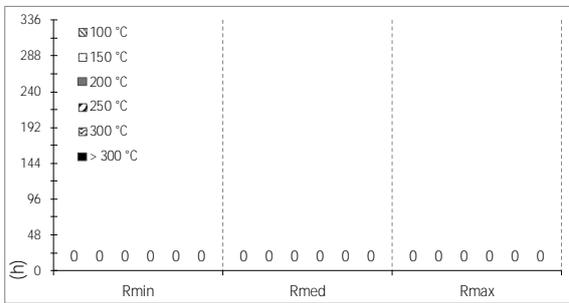
Figura 8.11: Histogramas de Temperatura para cada Conector - 1



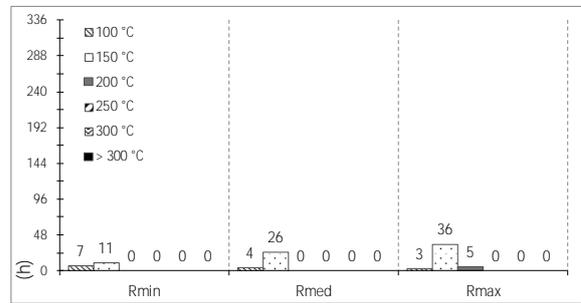
(a) CINC-22



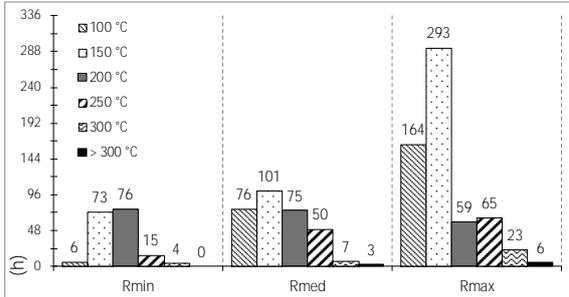
(b) CEMT-12



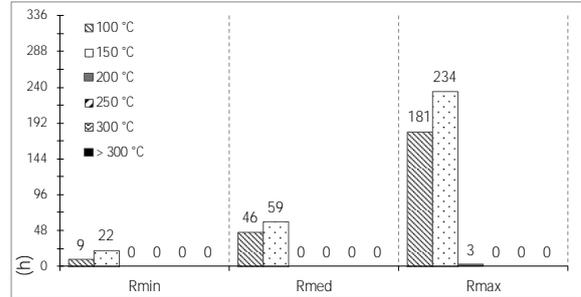
(c) BHGT-13



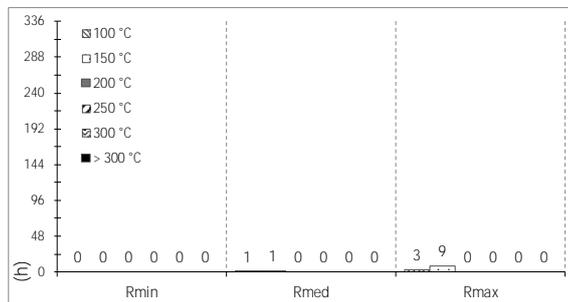
(d) BHGT-17



(e) BHGT-16



(f) BHMR-11



(g) BHPM-13

Figura 8.12: Histogramas de Temperatura para cada Conector - 2

O cálculo da perda de resistência mecânica do condutor, em função da exposição à temperatura, resultou no gráfico da Figura 8.13, que mostra que a maioria dos condutores não tem redução apreciável da resistência à tração, após esses níveis de solicitação. Em se mantendo o mesmo patamar de carregamento, e assumindo-se que as suas resistências de contato não venham a se alterar, a estimativa de fim de vida útil resulta em décadas (Tabela 8.6). Para os quatro casos onde a perda de resistência à tração foi apreciável (BHAT-11, BHBN-6K, BHBN-10BR e BHGT-16), uma análise específica será realizada (Seção 8.8).

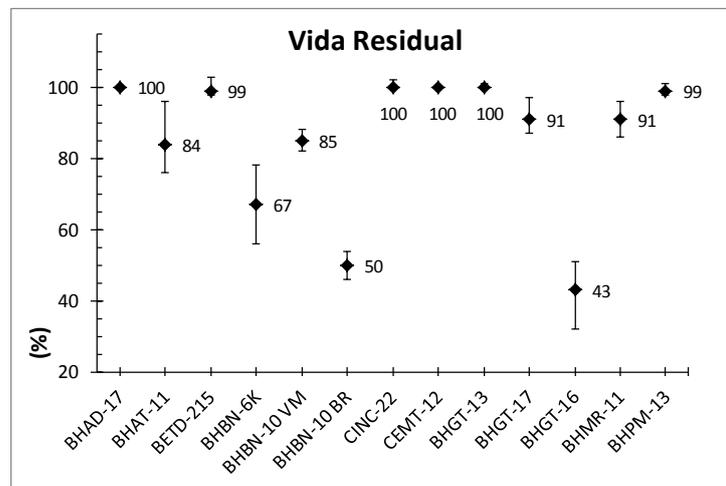


Figura 8.13: Vida Residual, em função da redução de Resistência Mecânica à Tração do Condutor

8.7 Cálculo das Forças Aplicadas

O cálculo das forças de curto-circuito estão compilados na Tabela 8.4. As magnitudes dessas forças, quanto comparadas à resistência mecânica dos cabos, resultam bastante pequenas, devido a concepções de projeto, utilizadas em subestações, que limitam as potências de curto-circuito naqueles pontos. Quando somadas às demais parcelas, a Força Resultante aplicada continua pequena, com relações inferiores a 3% (Tabela 8.5).

Tabela 8.4: Forças de Curto-Circuito Calculadas.

Ponto Operativo [†]	I_{cc} [A] prox.	I_{cc} [A] distal	Relação X/R	Fator κ	I_{pk} [A] prox.	I_{pk} [A] distal	\vec{F}_{CC} Max [N]	\vec{F}_{CC} Min [N]
BHAD-17	7.000	4.800	573	1,99	19.748	13.542	390,0	183,4
BHAT-11	10.000	3.792	41	1,93	27.306	10.355	745,6	107,2
BETD-215	10.000	4.434	143	1,98	27.997	12.414	444,2	87,3
BHBN-6K	13.000	13.000 [‡]	17	1,84	33.855	33.855 [‡]	305,6	305,6
BHBN-10 (ϕ VM)	5.000	2.740	572	1,99	14.106	7.730	265,3	79,7
BHBN-10 (ϕ BR)	5.000	2.740	572	1,99	14.106	7.730	265,3	79,7
CINC-22	7.000	2.778	82	1,96	19.450	7.719	189,2	29,8
CEMT-12	6.000	2.508	41	1,93	16.384	6.848	357,9	62,5
BHGT-13	10.000	5.245	17	1,84	26.042	13.659	678,2	186,6
BHGT-17	5.000	4.570	191	1,98	14.034	12.827	197,0	164,5
BHGT-16	10.000	5.250	90	1,97	27.828	14.610	464,7	128,1
BHMR-11	9.000	4.464	30	1,91	24.269	12.037	196,3	48,3
BHPM-13	5.000	3.295	71	1,96	13.855	9.131	192,0	83,4

[†] Para o nome da Subestação, ver Tabela 5.1, p. 42

[‡] Ao contrário dos demais pontos, BHBN-6K não se refere a um alimentador, mas sim a um ponto da Subestação que pode ser considerado concentrado. Portanto, falar em curto proximal ou distal não faz sentido.

Tabela 8.5: Forças Resultantes.

Ponto Operativo	\vec{F}_P [N]	\vec{F}_V [N]	\vec{F}_R Max [N]	\vec{F}_R Min [N]	RMN [†] [N]	\vec{F}_R /RMN Max [%]	\vec{F}_R /RMN Min [%]
BHAD-17	13,8	25,1	428,9	222,3	27.282	1,6	0,8
BHAT-11	13,8	25,1	784,5	146,1	27.282	2,9	0,5
BETD-215	11,1	16,9	472,2	115,3	37.059	1,3	0,3
BHBN-6K	26,1	39,8	371,5	371,5	37.059	1,0	1,0
BHBN-10 (ϕ VM)	16,5	31,6	313,3	127,7	24.340	1,3	0,5
BHBN-10 (ϕ BR)	16,5	31,6	313,3	127,7	24.340	1,3	0,5
CINC-22	6,9	12,5	208,6	49,2	27.282	0,8	0,2
CEMT-12	26,1	39,8	423,8	128,4	37.059	1,1	0,3
BHGT-13	13,8	25,1	717,1	225,5	27.282	2,6	0,8
BHGT-17	13,8	25,1	235,9	203,4	27.282	0,9	0,7
BHGT-16	8,3	15,0	488,0	151,4	27.282	1,8	0,6
BHMR-11	4,6	8,4	209,3	61,3	27.282	0,8	0,2
BHPM-13	19,6	29,8	241,4	132,8	37.059	0,7	0,4

[†] Resistência Mecânica Nominal

8.8 Levantamento do Risco Técnico

Avaliando-se as forças resultantes a que os condutores estão submetidos, fica evidente que, mesmo considerando a redução da resistência mecânica por recozimento, ainda assim as solicitações de tração são muito menores do que a resistência mecânica residual. Para estimar o tempo necessário para que o condutor esteja suscetível ao rompimento pelas forças resultantes – considerando carga constante, situação de perda máxima de resistência mecânica e \vec{F}_{Rmax} –, onde a resistência mecânica residual se iguala às solicitações, aplica-se a Equação (7.4), obtendo-se a Tabela 8.6.

Tabela 8.6: Tempo para a Resistência Mecânica Residual se igualar à Força Resultante aplicada aos Condutores ($RMR = \vec{F}_R$).

Ponto Operativo	Tempo [anos]
BHAD-17	>100
BHAT-11	12,7
BETD-215	87,3
BHBN-6K	10,5
BHBN-10 (ϕ_{VM})	24,2
BHBN-10 (ϕ_{BR})	8,1
CINC-22	>100
CEMT-12	>100
BHGT-13	>100
BHGT-17	31,7
BHGT-16	6,2
BHMR-11	34,8
BHPM-13	>100

A maioria dos cálculos indicam um período longo, alguns além de 100 anos, para os níveis de resistência mecânica residual se tornarem críticos. Uma investigação dos casos que resultaram próximos a 10 anos (BHAT-11, BHBN-6K, BHBN-10 (ϕ_{BR}) e BHGT-16), simulando agora um aumento do carregamento de 3% a.a., por quatro anos, para se determinar o efeito acumulado da perda de resistência mecânica, resulta na Figura 8.14. Nota-se haver uma redução do tempo até se aproximar do limite da \vec{F}_R , dada pela linha reta próxima ao eixo- x , resultando numa expectativa em torno de 4 a 5 anos para BHBN-10(ϕ_{BR}) e BHGT-16, porém ainda maior que 7 anos para BHAT-11 e BHBN-6K.

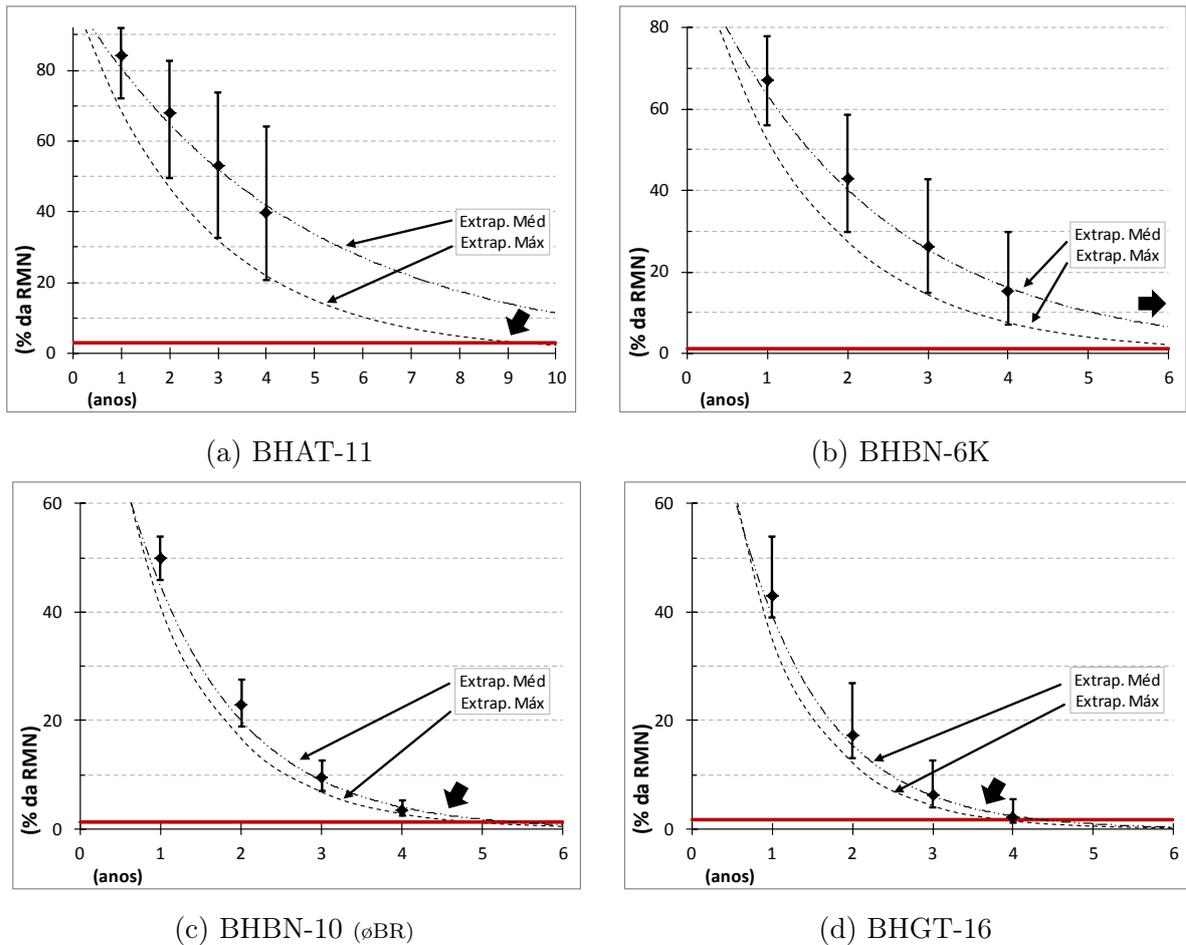


Figura 8.14: Estimativa da evolução da perda de vida dos conectores, submetidos a aumento de carregamento

Ao contrário das Linhas de Transmissão, nas Subestações, onde as exigências de tracionamento são menores, não há um parâmetro que balize o fim da vida útil do condutor, em termos de sua resistência mecânica. Assim, considerando as incertezas das estimativas assumidas, os resultados encontrados em torno de 3% para ocorrência de ruptura e um fator de segurança, para fins deste trabalho irá se considerar que o fim da vida do condutor ocorrerá quando sua resistência mecânica à tração se reduza para 20% do valor inicial. Orientando-se por tabelas de confiabilidade, ao avaliar o percentual de perda de resistência mecânica do condutor, é possível classificar a condição do cabo de acordo com a Tabela 8.7. Para cada faixa da grandeza, pode-se associar uma probabilidade de falhas, conforme mostra a Tabela 8.8.

Com essas premissas, e orientado pela Equação (7.3) ao extrapolar os dados, é possível traçar faixas que representem diferentes fases da vida do condutor (Figura 8.15).

Tabela 8.7: Classificação das Grandezas em Faixas (Alarme)

CONDIÇÃO	DESCRIÇÃO	FAIXA
Normal	Valores da grandeza próximos a parâmetros de novo.	60 a 100%
Alterada	Grandeza apresenta piora leve, envelhecimento normal. Acompanhar evolução confirme rotina.	20 a 59%
Degradada	Grandeza indica que existe defeito ou o equipamento/ componente aproxima-se do fim de vida útil. Programar intervenção.	10 a 19%
Crítica	Grandeza indica que existe defeito grave, que em curto tempo evoluirá para falha. Realizar correção urgente.	0 a 9%

Tabela 8.8: Classificação quanto à Probabilidade de Perda da Função Principal

Improvável p=5%	Nenhuma grandeza está fora de limites, nem apresenta tendência de violação. Ativo em boa condição
Remota p=20%	Uma ou mais grandezas apresentam tendência de violação de limites, porém encontram-se abaixo dos limites. Pequenos defeitos que podem aguardar correção na próxima manutenção de rotina.
Provável p=50%	Uma ou mais grandezas violaram os limites e continuam com tendência de agravamento. Defeitos importantes que requerem manutenção programada fora da rotina.
Certa p=95%	O nível de violação da grandeza é crítico, requerendo ações imediatas. Defeitos graves que requerem manutenção urgente ou retirada do equipamento de serviço.

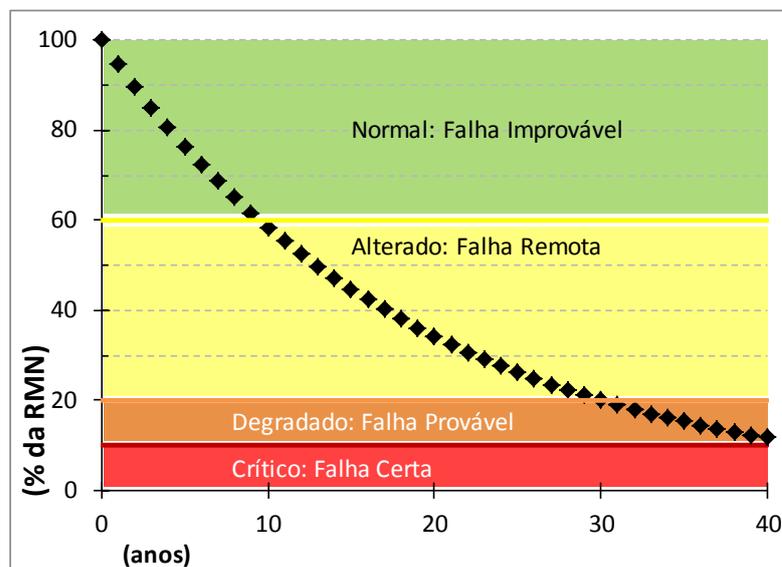


Figura 8.15: Faixas Críticas de vida de um cabo condutor aplicado em subestações

No primeiro terço de vida, mesmo que haja redução da resistência mecânica, o comportamento do condutor é tão bom quanto um novo. A partir de um limite de 60%, considera-se o condutor em envelhecimento apreciável, sendo necessário o acompanhamento preventivo rotineiramente conduzido pela empresa. A condição para substituição seria disparada quando o condutor entrasse na faixa laranja, correspondente a 20%. E a faixa crítica, que recomenda intervenção urgente, corresponderia a menos de 10%, considerando um fator de segurança devido às simplificações do modelo.

Reavaliando os quatro casos anteriores, levando-se em consideração as faixas discutidas, teria-se o resultado mostrado na Figura 8.16, e o tempo para fim de vida útil seria dado pela Tabela 8.9.

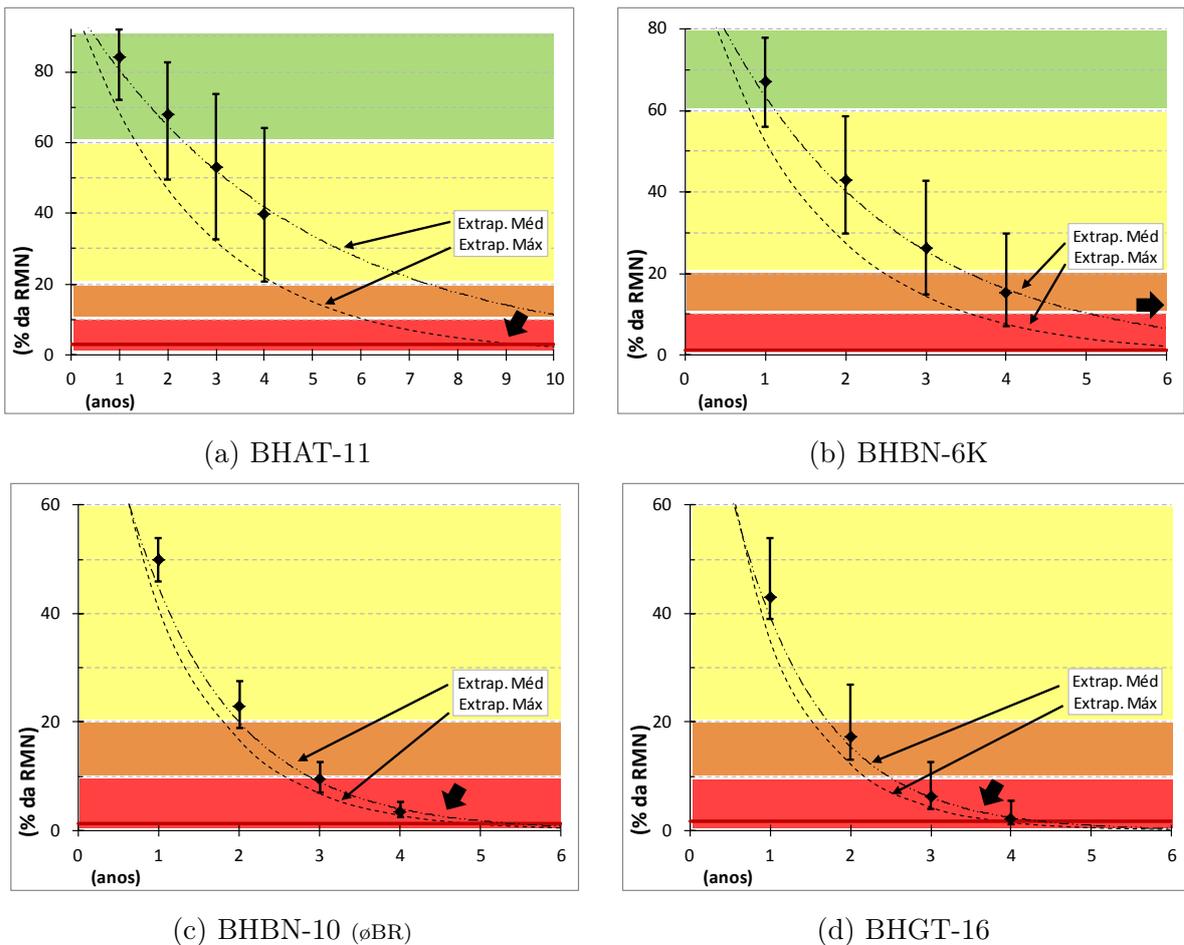


Figura 8.16: Estimativa da evolução da perda de vida dos conectores, submetidos a aumento de carregamento, considerando as faixas definidas

Tabela 8.9: Tempo para a Resistência Mecânica Residual reduzir à 20%

Ponto Operativo	Tempo [anos]
BHAD-17	40
BHAT-11	4,2 [†]
BETD-215	32,2
BHBN-6K	2,5 [†]
BHBN-10 (ϕ VM)	8,9
BHBN-10 (ϕ BR)	1,8 [†]
CINC-22	40
CEMT-12	40
BHGT-13	40
BHGT-17	10,7
BHGT-16	1,5 [†]
BHMR-11	11,5
BHPM-13	40

[†] Valores calculados considerando crescimento de carga. Para os demais, carga considerada constante.

8.9 Levantamento do Risco Econômico

O impacto financeiro das falhas em cada um dos alimentadores, associados aos conectores em estudo, resultou nos valores apresentados na Tabela 8.10. De forma geral, o custo da falha gira em torno de 2 a 3 vezes mais que o custo de R\$ 2.245 para se realizar a manutenção.

Trabalhando na Equação (7.5), da *Exposição Financeira*, com o caso onde o condutor está prestes a entrar na faixa *Degradado*, a probabilidade p a ser utilizada é igual a 0,2. O resultado obtido está mostrado na Tabela 8.11

Em todos os casos, a exposição financeira é positiva, significando que é, financeiramente, interessante postergar a intervenção, até o condutor atingir a região de degradação. Vale destacar que, se o resultado da Exposição Financeira fosse negativo, significaria um risco de prejuízo, indicando que os custos de falha justificam uma intervenção antes do esgotamento da vida útil do condutor. Para identificar esse momento bastaria manipular a Equação (7.6).

Tabela 8.10: Cálculo das parcelas referentes ao Impacto Financeiro de uma falha, em [R\$]

Ponto Operativo	Material	Atendimento	Reparo	Lucro Cessante	Penalidades	Total
BHAD-17	-62	-510,0	-2.307	-133	-379	-4.400
BHAT-11	-62	-487,4	-2.307	-122	-349	-4.656
BETD-215	-62	-150,2	-2.307	-29	-82	-2.984
BHBN-6K	-62	-80,0	-2.307	0	0	-2.387
BHBN-10 (ϕ VM)	-39	-646,1	-2.284	-164	-470	-5.401
BHBN-10 (ϕ BR)	-39	-646,1	-2.284	-164	-470	-5.401
CINC-22	-62	-623,3	-2.307	-199	-568	-6.014
CEMT-12	-39	-580,1	-2.284	-150	-428	-5.274
BHGT-13	-62	-379,4	-2.307	-112	-321	-4.260
BHGT-17	-62	-549,8	-2.307	-177	-504	-5.325
BHGT-16	-39	-450,7	-2.284	-139	-398	-4.682
BHMR-11	-39	-293,8	-2.284	-70	-200	-3.677
BHPM-13	-62	-644,2	-2.307	-138	-394	-4.934

Tabela 8.11: Exposição Financeira, calculada para cada Ponto Operativo em estudo

Ponto Operativo	Exposição Financeira [R\$]
BHAD-17	15.217
BHAT-11	1.201
BETD-215	10.931
BHBN-6K	1.589
BHBN-10 (ϕ VM)	1.264
BHBN-10 (ϕ BR)	815
CINC-22	9.542
CEMT-12	12.334
BHGT-13	15.433
BHGT-17	1.467
BHGT-16	951
BHMR-11	2.230
BHPM-13	12.904
Média	6.606

Capítulo 9

CONCLUSÃO

Em Deus confiamos. Todos os outros
devem trazer dados.

Barry Beracha, ex-CEO da Sara Lee
Bakery Group (DAVENPORT, 2008)

O presente trabalho apresentou uma metodologia para definição de uma estratégia de gestão de ativos focada no desempenho de conexões elétricas. Baseando-se em modelos disponíveis da literatura e em dados obtidos com a concessionária CEMIG Distribuição S.A., foi possível medir, com uma incerteza metrológica definida, as temperaturas de operação de conectores elétricos e estimar a resistência de contato associada. Esse dado foi então utilizado para se prever as temperaturas que seriam atingidas pelo conector, ao ficar submetido às usuais correntes de operação (carregamento elétrico) e, por consequência, os efeitos danosos de perda de resistência mecânica à tração sofrida pelo condutor associado. Com essa informação, a estimativa do momento mais provável para o fim de vida do componente (alta probabilidade de ruptura) pôde ser feita.

Pelo fato do aquecimento do componente ser função da corrente elétrica imposta (que varia ao longo do dia), nem sempre o inspetor é capaz de detectar o momento de ocorrência da maior temperatura. Assim, as temperaturas de operação previstas pelo modelo, em alguns casos, superaram em muito os limites para início dos processos metalúrgicos de recozimento-

recristalização-recuperação, evidenciando conectores em estágios de falha térmica, segundo normas pertinentes (IEEE STD. 1283, 2004).

No Capítulo 3 foi discutido que o primeiro passo no desenvolvimento de uma estratégia para gestão de ativos consiste em traduzir os objetivos do planejamento estratégico em objetivos – relacionados a desempenho, custo e risco – para os ativos. Contudo, o planejamento estratégico da CEMIG (naturalmente) é uma informação reservada, estando disponíveis, apenas, os direcionadores estratégicos que servem de base para a elaboração do Plano Diretor da empresa. Entre estes direcionadores, pode-se citar (CEMIG, 2012, p. 26):

- (...)
- Buscar eficiência operacional na gestão de ativos;
- Ser referência em gestão e governança corporativa;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para seus negócios;
- (...)

Assim, estratégia aqui proposta, ao atender a esses direcionadores, conforme discussão em seguida, se alinha aos princípios da PAS-55.

Em vista dos resultados, como primeira ação, é importante que a concessionária **mantenha as rotinas de inspeção termográfica**, pois se mostram uma forma eficiente de investigação sobre a condição dos condutores e conectores, e **mantenha o procedimento de intervenção conjunta** nas conexões pois, com isso, ganha-se em otimização de custos.

Entretanto, foi mostrado que nas inspeções (como atualmente praticadas), diferenças em torno de 20°C foram encontradas ao se considerar, na análise realizada sobre os termogramas, valor mais adequado para a emissividade da superfície metálica polida (0,30) do que aquele padronizado nas inspeções (0,75). Se for agregada recomendação para utilizar com maior critério os valores de emissividade, em função da superfície sendo inspecionada, os diagnósticos serão mais exatos, porém menos precisos, devido à incerteza de medição aumentada. Assim, é importante procurar **reduzir a influência das fontes de incerteza**, na origem, para haver maior segurança nos diagnósticos, permitindo a redução do risco. Isto

pode ser conseguido com um planejamento específico para aquela inspeção, com horários, instrumentos e procedimentos específicos.

Outra forma de se conseguir a redução da incerteza é aumentar a emissividade pelo uso de cobertura ou modificação da superfície dos conectores nus, como mostraram Gomes Jr. et al. (2011), onde, com a simples aplicação de uma camada de tinta, os autores obtiveram a elevação da emissividade superficial do conector e a redução, em $10\times$, da incerteza da medição. Há também a possibilidade de se aumentar a frequência das inspeções, conseguindo a redução da incerteza pelo aumento da quantidade de medições. Realizar essa tarefa, sem aumentar os custos de pessoal, requer investimento em inovação, como um sistema autônomo instalado permanentemente na subestação, por exemplo, que efetuará as inspeções segundo programação prévia.

As perdas de energia elétrica em uma única conexão, devido à elevação da resistência de contato, se mostraram insignificantes frente aos custos de manutenção ou de falha, consequência de decisões de projeto voltadas para apresentar resistências intrinsecamente baixas. Não obstante, foram incluídas no modelo, para contemplar possíveis variações no custo de energia que possam vir a aumentar sua relevância, no futuro. Desta forma, deve fazer parte da estratégia **o reforço na fiscalização das obras**, para garantir que as montagens sejam feitas utilizando material, ferramental e mão de obra adequados, para manter as perdas inerentemente baixas e reduzir a probabilidade de defeitos de instalação, que irão evoluir para a falha prematura do componente.

Um método de cálculo do risco técnico de ruptura do condutor e os custos incorridos em caso desse risco se materializar foi derivado, evidenciando ganhos significativos caso se opte pela postergação da intervenção, sem elevação da probabilidade de ruptura acima do desejável, considerando as premissas estabelecidas. Os resultados indicam, de forma geral, um longo tempo até o limite crítico ser atingido ao se considerar apenas o modo de falha *rompimento do condutor* e comparar as forças impostas ao condutor com a sua perda de resistência mecânica. Isto é um indício de que este modo de falha não é o modo dominante no caso de subestações, onde as forças de tração são muito inferiores à resistência mecânica dos cabos. Não obstante, tal atestamento é uma importante contribuição. Para esse modo, os

resultados mostram ser mais eficiente **postergar os prazos de intervenção** atualmente praticados, mesmo nos casos onde a incerteza foi elevada.

Ao realizar a análise e traçar a curva de degradação (vida técnica) do condutor, obtém-se uma previsão sobre o melhor momento para a intervenção, em se mantendo as condições atuais. Como os prazos, determinados pelo modelo desenvolvido neste trabalho, são mais longos que os intervalos de inspeção, recomenda-se que, a cada nova inspeção, **a previsão a respeito do componente seja atualizada** com as informações mais recentes obtidas. Deve haver, ainda, preocupação com a modificação na configuração do sistema (novos transformadores, novas linhas de transmissão ou alimentadores), que pode alterar os níveis de curto circuito, impactando nas faixas de risco. Estas ações contribuem para melhorar o diagnóstico e verificar se os critérios e métodos estão contribuindo para atingir os níveis de desempenho esperados. Futuramente, a segurança trazida pelas estimativas do modelo permitirão o espaçamento do intervalo entre inspeções, e a captura desses custos evitados.

Algumas das recomendações sugeridas implicam em custos, naturalmente. Portanto, é interessante se estimar o potencial de economia com a eliminação de intervenções desnecessárias (pelo menos no ano corrente) segundo os resultados deste estudo. Dentre os treze conectores avaliados, seis não tiveram perda de vida ao longo do ano, superior a 1%, podendo-se considerá-los falso-positivos, seguramente (Figura 8.13, p. 102). Assim, partindo-se de um número médio de 230 intervenções anuais, em uma das 7 regionais da empresa, ao custo médio de R\$ 2.245, assume-se que a mesma proporção (50% das intervenções que seriam normalmente realizadas) de manutenções serão canceladas ou, no mínimo, postergadas para o ano seguinte. O cálculo resulta numa economia efetiva de $230 \times 0,5 \times R\$ 2.245 = R\$ 258.175$, aproximadamente 0,5% dos custos totais de manutenção em subestações.

Com a redução de custos, obtida pela postergação de intervenção, é possível investir em aquisição de mais equipamentos de termovisão, na refinação do treinamento no procedimento de inspeção e no tratamento das imagens termográficas, bem como no desenvolvimento de sistemas autônomos para inspeção. Com essas medidas, pode-se conseguir reduções ainda maiores nos custos.

Por fim, ao demonstrar como utilizar uma técnica relativamente barata e que não requer desligamentos, quantificando a incerteza dos dados através de métodos robustos, calculando a perda de vida útil de um componente elétrico e possibilitando que a definição do melhor momento para intervenção venha com antecedência, de forma preditiva e não mais corretiva, este estudo valoriza a aplicação da engenharia como ferramenta imprescindível à gestão de ativos, por conferir aos gestores nas empresas do setor a segurança necessária para que inovem e tomem melhores decisões.

Proposta de Continuidade

Para maior robustez dos resultados possíveis de serem obtidos com a aplicação da metodologia apresentada, sugere-se estender o estudo dos modos de falha em conectores elétricos desenvolvendo-se modelos que considerem tanto o processo de afrouxamento quanto de corrosão do metal constituinte dos conectores. No mesmo sentido, os patamares de probabilidade de falha utilizados neste trabalho podem ser melhorados por uma avaliação intensiva de históricos de falhas em conectores e suas causas raízes.

Dado o interessante potencial de economia do método e aplicabilidade como ferramenta para gestão de ativos, acredita-se que, associado ao estudo dos demais modos de falha, uma aprofundada investigação dos custos

Além disso, foi visto que a emissividade adotada nas medições termográficas é o fator que contribui mais fortemente para a amplitude da faixa de incertezas. No entanto, não se encontram na literatura listagens de valores para a emissividade dos materiais, abrangentes o suficiente, para serem utilizadas pelos inspetores e assim melhorar o resultado da medição e o diagnóstico. Desta forma, um estudo amplo de determinação das emissividades superficiais dos materiais empregados no Sistema Elétrico de Potência seria uma importante contribuição.

Referências Bibliográficas

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6123: Forças Devidas ao Vento em Edificações**. Rio de Janeiro, BRA, jun. 1988. 66 p.

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Redes de Energia Elétrica**. [S.l.], 2012. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>. Acesso em: 26 dez. 2012.

ALBERTAZZI, A.; SOUSA, A. R. d. **Fundamentos de Metrologia Científica e Industrial**. 1a. ed. Brasil: Manole, 2008. ISBN 978-8-5204-2116-1.

ALMEIDA, M. T. **Manutenção Preditiva : Confiabilidade e Qualidade**. Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2009.

ALMEIDA, P. R. d. Competição e Monopólios (naturais ou não): Como Definir e Decidir? **OrdemLivre.Org**, jul. 2010. Disponível em: <http://www.ordemlivre.org/2010/07/competicao-e-monopolios-naturais-ou-nao-como-definir-e-decidir/>. Acesso em: 17 nov. 2012.

ALUBAR. Catálogo Técnico, **Condutores Elétricos de Alumínio**. [S.l.]: Alubar Cabos S/A - Grupo Alubar, abr. 2010.

ANDRADE, R. M. d. Notas de Aula, **Avaliação de Incerteza do Resultado de Medição através de Termovisores**. Belo Horizonte, BRA: [s.n.], 2010.

ANEEL. Nota Técnica n. 92/2008-SRE/ANEEL, **Segunda Revisão Tarifária Periódica da CEMIG Distribuição S.A.** 2008.

_____. Cartilha, **Por dentro da Conta de Luz da CEMIG-D**. Brasília, BRA: Assessoria de Comunicação e Imprensa, 2009.

_____. Procedimentos de Regulação Tarifária, **PRORET - Submódulo 2.5 - Fator X**. Brasília, BRA: Rev. 1.0, 2011.

ARAÚJO, H. C. d.; PIRES, J. C. L. Regulação e Arbitragem nos Setores de Serviços Públicos no Brasil: Problemas e Possibilidades. **Revista de Administração Pública**, v. 34, n. 5, 2000.

BAHADOORSINGH, S.; ROWLAND, S. A Framework Linking Knowledge of Insulation Aging to Asset Management. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 24, n. 3, p. 38–46, maio 2008. ISSN 0883-7554.

- BENGTSSON, E.; DELBECQUE, B. Revisiting the European Asset Management Industry. **Financial Markets, Institutions & Instruments**, v. 20, n. 4, p. 163–190, 2011. ISSN 1468-0416.
- BINGHAM, A.; LAMBERT, F.; MONASHKIN, M.; DeLuca, C.; SHAW, T. An Accelerated Performance Test of Electrical Connectors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 2, p. 762–768, abr. 1988. ISSN 08858977.
- BOYER, L. Contact Resistance Calculations: Generalizations of Greenwood’s Formula Including Interface Films. **IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies**, v. 24, n. 1, p. 50–58, mar. 2001. ISSN 1521-3331.
- BOYER, L.; NOEL, S.; HOUZE, F. Constriction Resistance of a Multispot Contact: an Improved Analytical Expression. **IEEE Transactions on Components, Hybrids, and Manufacturing Technology**, v. 14, n. 1, p. 134–136, mar. 1991. ISSN 01486411.
- BRIDGEMAN, J. Water Industry Asset Management in England and Wales: Successes and Challenges. **Water and Environment Journal**, v. 25, n. 3, p. 318–326, 2011. ISSN 1747-6593.
- BRYANT, M.; JIN, M. Timewise Increases in Contact Resistance due to Surface Roughness and Corrosion. In: **Proceedings of the Thirty-Sixth IEEE Holm Conference on Electrical Contacts**. [S.l.]: IEEE, 1991. p. 635–645.
- BSI - BRITISH STANDARDS INSTITUTION. **PAS-55: Asset Management**: Specification for the Optimized Management of Physical Assets. Londres, ING, 2008.
- BURNDY. **Bolted Connectors for Substations**. [S.l.]: Burndy Industries LLC, 2010.
- CEMIG. **Estudo de Distribuição - Conexões Elétricas**. Belo Horizonte, BRA: CEMIG, 1985.
- _____. **Apresentação, Visão e Ação On-line - Reajuste e Revisão de Tarifas**. Belo Horizonte, BRA: CEMIG, 2010.
- CEMIG. **Relatório Anual e de Sustentabilidade 2011**. Belo Horizonte, BRA, 2012. 151 p.
- CHARAN, R. Vencendo uma Cultura de Indecisão. In: **Decisões mais Inteligentes/Harvard Business Review**. 2a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier/Harvard Business Press, 2008. v. 1, p. 141–162. ISBN 978-8-5352-2933-2.
- CIGRÈ - COMITÊ NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **GT A2.23 - Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores**. Rio de Janeiro, BRA, mar. 2006. 80 p.
- DAVENPORT, T. H. Competindo com Base na Análise Matemática. In: **Decisões mais Inteligentes/Harvard Business Review**. 2a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier/Harvard Business Press, 2008. v. 1, p. 95–118. ISBN 978-8-5352-2933-2.
- DIAS, A.; CALIL, L. F. P.; RIGONI, E.; SAKURADA, E. Y.; OGLIARI, A.; KAGUEI-AMA, H. A. **Metodologia para Análise de Risco - Mitigação de Perda de SF6 em Disjuntores**. 1a. ed. Florianópolis: Editora Blumenau, 2011. ISBN 978-8-5981-2842-9.

DOROVATOVSKI, N.; LIIK, O. Results of Thermographic Diagnostics of Electric Grid Contact Junctions and Generators of Oil Shale Power Plants. **Oil Shale**, v. 22, n. 2, p. 243+, jun. 2005. ISSN 0208189X. 243.

ESCELSA EDP. **História da Energia Elétrica no Brasil**. 2011. Disponível em: http://www.edpbr.com.br/energia/pesquisadores_estudantes/energia_eletrica/historia_energia_eletrica/historia_energia_eletrica.asp. Acesso em: 10 nov. 2012.

FERREIRA, R. A. M. **Avaliação do Processo de Aquecimento de Conexões Elétricas Utilizadas em Redes de Distribuição**. Monografia (Bacharelado em Engenharia Mecânica) — UFMG, Belo Horizonte, BRA, jan. 2013.

FLIR. **User's Manual: FLIR SC6xx**. Wilsonville, EUA, out. 2011.

FONSECA, B. Q. d. A. **Avaliação da Vida Útil de Cabos Condutores de Alumínio com Alma de Aço utilizados em Linhas Aéreas**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — UFMG, Belo Horizonte, BRA, out. 2009.

FONSECA, C. M. **Dimensionamento de Barramentos em Subestações**. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) — UFRGS, Porto Alegre, BRA, dez. 2009.

GHOSH, K. K.; KARBHARI, V. M. Use of Infrared Thermography for Quantitative Non-Destructive Evaluation in FRP Strengthened Bridge Systems. **Materials and Structures**, v. 44, n. 1, p. 169–185, jan. 2011. ISSN 1359-5997, 1871-6873.

GOEKING, W. Eletricidade e Desenvolvimento. **Revista O Setor Elétrico**, 2010. Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/web/a-revista/edicoes/232-eletricidade-e-desenvolvimento.html>. Acesso em: 17 nov. 2012.

GOMES JR., S.; TEIXEIRA, G. G. D.; FERREIRA, R. A. M.; ANDRADE, R. M. d.; DINIZ, H. E. P. Avaliação da Influência das Cores na Emissividade de Superfícies no Espectro Infravermelho. In: **Anais da XIII Semana de Engenharia da UFF**. Niterói, RJ: [s.n.], 2011. v. 1, p. 270.

GREENWOOD, J. A. Constriction Resistance and the Real Area of Contact. **British Journal of Applied Physics**, v. 17, n. 12, p. 1621–1632, dez. 1966. ISSN 0508-3443.

HAMMOND, J. S.; KEENEY, R. L.; RAIFFA, H. As Armadilhas Ocultas na Tomada de Decisões. In: **Decisões mais Inteligentes/Harvard Business Review**. 2a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier/Harvard Business Press, 2008. v. 1, p. 163–187. ISBN 978-8-5352-2933-2.

HARVEY, J. Effect of Elevated Temperature Operation on the Strength of Aluminum Conductors. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-91, n. 5, p. 1769–1772, set. 1972. ISSN 0018-9510.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **IEEE Std. 1283: Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories**. New York, EUA, 2004.

INCROPERA, F. P.; DeWITT, D. P. **Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa**. [S.l.]: LTC, 2008. ISBN 978-8-5216-1584-2.

INMETRO. **Guia para Expressão da Incerteza de Medição**: (Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement - ISO GUM). Rio de Janeiro, BRA, 2003.

_____. **Vocabulário Internacional de Metrologia**: Conceitos Fundamentais e Gerais e Termos Associados. Rio de Janeiro, BRA, 2009.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção - Função Estratégica**. 2a. ed. Rio de Janeiro, BRA: QUALITYMARK, 1998. ISBN 978-8-5730-3323-6.

KISHTAINY, N. **The Economics Book**. 1a. ed. New York, EUA: DK Publishing, 2012. ISBN 978-0-7566-9827-0.

KIYOSAKI, R. T. **Pai Rico Pai Pobre**. 50a. ed. Rio de Janeiro, BRA: Campus, 2000.

MAIER, F.; ZAGAR, B. Measurement of Paint Coating Thickness by Thermal Transient Method. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 58, n. 6, p. 1958–1966, jun. 2009. ISSN 0018-9456, 1557-9662.

MAKANSI, J.; HURST, T. Comprehensive Asset Management for Nuclear Plants. **Power**, v. 156, n. 2, p. 26–30, fev. 2012. ISSN 00325929.

MARINETTI, S.; CESARATTO, P. G. Emissivity Estimation for Accurate Quantitative Thermography. **NDT & E International**, v. 51, n. 0, p. 127–134, out. 2012. ISSN 0963-8695.

MARQUES, G. Estadão.com.br, **Não se sabe causa do blecaute, diz deputado após ver Lobão**. nov. 2009. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/noticias/cidades,nao-se-sabe-causa-do-blecaute-diz-deputado-apos-ver-lobao,464875,0.htm>. Acesso em: 30 dez. 2012.

MINKINA, W.; DUDZIK, S. Simulation Analysis of Uncertainty of Infrared Camera Measurement and Processing Path. **Measurement**, v. 39, n. 8, p. 758–763, out. 2006. ISSN 0263-2241.

MORGAN, V. Effect of Elevated Temperature Operation on the Tensile Strength of Overhead Conductors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 345–352, jan. 1996. ISSN 08858977.

NERY, E. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. 1a. ed. Rio de Janeiro, BRA: Cigré, 2012.

PARKER, J. **Assets in the Developing World**. nov. 2010. Disponível em: <http://theiam.org/magazine/november-2010/luxury-assets>. Acesso em: 28 set. 2012.

PFEFFER, J.; SUTTON, R. I. Administração Baseada em Evidência. In: **Decisões mais Inteligentes/Harvard Business Review**. 2a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier/Harvard Business Press, 2008. v. 1, p. 23–52. ISBN 978-8-5352-2933-2.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 7a. ed. Brasil: Prentice Hall, 2010.

RAMOS, L. A. M. Notas de Aula, **A Sensibilidade e a Incerteza dos Instrumentos Elétricos Básicos**. Cascavel: [s.n.], 2008. Disponível em: http://www.inf.unioeste.br/~reginaldo/informatica/lab/lab_17abril.pdf. Acesso em: 17 nov. 2012.

- SCHNEIDER, J.; GAUL, A. J.; NEUMANN, C.; HOGRAFER, J.; WELLBOW, W.; SCHWAN, M.; SCHNETTLER, A. Asset Management Techniques. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 9, p. 643–654, nov. 2006. ISSN 0142-0615.
- SHEPARD, S. M.; HOU, J.; LHOTA, J. R.; GOLDEN, J. M. Automated Processing of Thermographic Derivatives for Quality Assurance. **Optical Engineering**, v. 46, n. 5, p. 051008–051008, maio 2007. ISSN 0091-3286.
- SILVA, L. B. d. **Metodologia para Otimização da Contratação de uma Distribuidora através de Leilões de Energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, BRA, out. 2008.
- SILVA, S. H. d. M. e. **Barramento de Subestações: um Estudo de Caso com Condutores Rígidos**. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) — UPE, Recife, maio 2009.
- SOUSA, R. **Segunda Revolução Industrial - Brasil Escola**. abr. 2009. Disponível em: <http://www.brasilecola.com/historiag/segunda-revolucao-industrial.htm>. Acesso em: 26 dez. 2012.
- TEIXEIRA, G. G. D. **Confiabilidade Metrológica em Termografia Aplicada em Sistemas Elétricos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — UFMG, Belo Horizonte, BRA, fev. 2012.
- VELASQUEZ-CONTRERAS, J. L.; SANZ-BOBI, M. A.; ARELLANO, S. G. General Asset Management Model in the Context of an Electric Utility: Application to Power Transformers. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 11, p. 2015–2037, nov. 2011. ISSN 0378-7796.
- VERRI, L. A. **Gerenciamento pela Qualidade Total na Manutenção Industrial: Aplicação Prática**. Dissertação (Mestrado em Qualidade) — Unicamp, Campinas, BRA, dez. 1995.
- VIEIRA, J. P. **Energia Elétrica como Antimercadoria e sua Metamorfose no Brasil: a Reestruturação do Setor e as Revisões Tarifárias**. Tese (Doutorado em Energia) — USP, São Paulo, BRA, 2005.
- VISLENEV, Y. S.; KUZMIN, P. P. Evaluation of Contact Service Life of Electrical Connections. In: **Proceedings of the Thirty-Sixth IEEE Holm Conference on Electrical Contacts**. [S.l.]: IEEE, 1990. p. 521–523.
- VLASOV, A. B. Estimation of the Heat State of an Electric Machine with the use of Quantitative Thermography. **Russian Electrical Engineering**, v. 83, n. 3, p. 132–137, mar. 2012. ISSN 1068-3712, 1934-8010.
- WALLSGROVE, R. Ensaio, **Asset Management - Where does the phrase come from in the first place?** 2011. Disponível em: https://www.amqi.com/index.php/sam/doc_download/354-amhf-summary. Acesso em: 27 ago. 2012.
- WENZLER, I. Development of an Asset Management Strategy for a Network Utility Company: Lessons from a Dynamic Business Simulation Approach. **Simulation & Gaming**, v. 36, n. 1, p. 75–90, mar. 2005. ISSN 1046-8781, 1552-826X.
- WINDRED, G. **Electrical Contacts**. 1a. ed. Londres, ING: Macmillian and Co., 1940.

Apêndice A

Relatório de Inspeção Termográfica

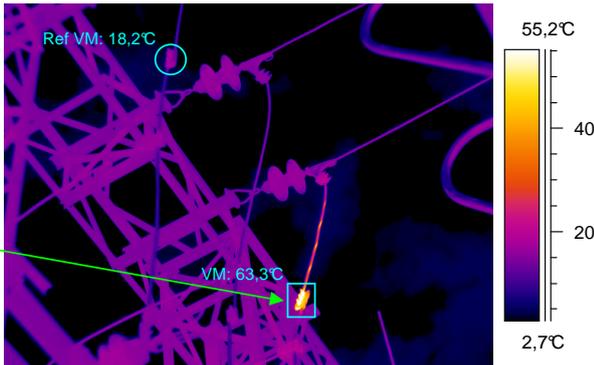
Relatório de Inspeção Termográfica - RT				SO/SE MARÇO/2012	
Identificação					
SE:	GUTIERREZ	Equipamento:	LD BHGT-16		
Identificação de Operação:	LD BHGT-16	Vão/Circuito:	SAÍDA LD BHGT-16		
Data de Elaboração do Relatório:	14/03/2012	Termografista:	WAGNER C		
Descrição e Localização da Anomalia Térmica					
Ø Vm no conector paralelo de emenda do jumper de saída da LD BHGT-16.					
Condições					
I medido(A):	200	I máx.(A):	450	T Amb.:	28,0°C
		Umidade:	41%	Hora/Data Inspeção: 18:00:11 - 13/03/2012	
Medições					
					
Dist. alvo	ε	Nº Serial	Termograma		
4,0 m	0,75	404003891	lr_0238.jpg		
Condições					
Conexões	Monometálica	1			
	Bimetálica	2	X		
	Aparafusada	2	X		
	Prensada	4			
	Em jumper > 3m	2			
	Em jumper ≤ 3m	1	X		
	Na horizontal	1			
	Na vertical	2	X		
Chave Seccionadora	Articulação	6			
	Contato principal	8			
Equipamento	Parte ativa (Corpo)	21			
Cabos		12			
Diferença de Temperatura ΔT (Ref.)	ΔT até 25°C	3			
	25°C < ΔT < 40°C	9			
	40°C < ΔT < 60°C	12	X		
	ΔT > 60°C	16			
Tensão de Operação do Objeto	Abaixo de 69 kV	1	X		
	69 kV e 138kV	2			
	161kV e 230kV	3			
	345kV e 500kV	4			
Inspeção Visual	Sinais visíveis de fusão	20			
Somatório dos índices indicados					20
Tabelas		Técnica			
Somatório dos Índices		Prazo (Dias)			
Acima de 24		Imediato			
22 a 24		10			
19 a 21		30			
16 a 18		60			
13 a 15		90			
10 a 12		120			
Abaixo de 10		Monitorar			
Prazo Intervenção:		Programado para:			
30 dias					
Objeto Ø	T. Aparente	T. Ref.	ΔT (Ref.)	ΔT (Amb.)	ΔT Corrigido
VM	63,3°C	18,2°C	45,1°C	35,3°C	152,1°C
AZ	-	-	*	*	*
BR	-	-	*	*	*
Outros	-	-	*	*	*
Manutenção					
Limpeza e reaperto	<input type="checkbox"/>	Sim	<input type="checkbox"/>	Não	
Peça foi substituída?	<input type="checkbox"/>	Sim / por:	<input type="checkbox"/>	Similar	
	<input type="checkbox"/>	Não	<input type="checkbox"/>	Igual	
Características da Peça	Substituída	Fabricante			
		Tipo			
	Substituída	Fabricante			
		Tipo			
Resistência de Contato (μΩ)	Encontrada	ØVM			
		ØAZ			
		ØBR			
	Deixada	ØVM			
		ØAZ			
		ØBR			
Torque aplicado:					kgf.m
Outros serviços:					
Causas prováveis do defeito:					
Estado em que foi encontrada a anomalia:					
Executado por: _____ Data / /					
Aprovado por: _____ OM Nº: _____					

Figura A.1: Exemplo de Relatório de Inspeção Termográfica. Fonte: CEMIG-D

Apêndice B

Interface do *Software* IMT

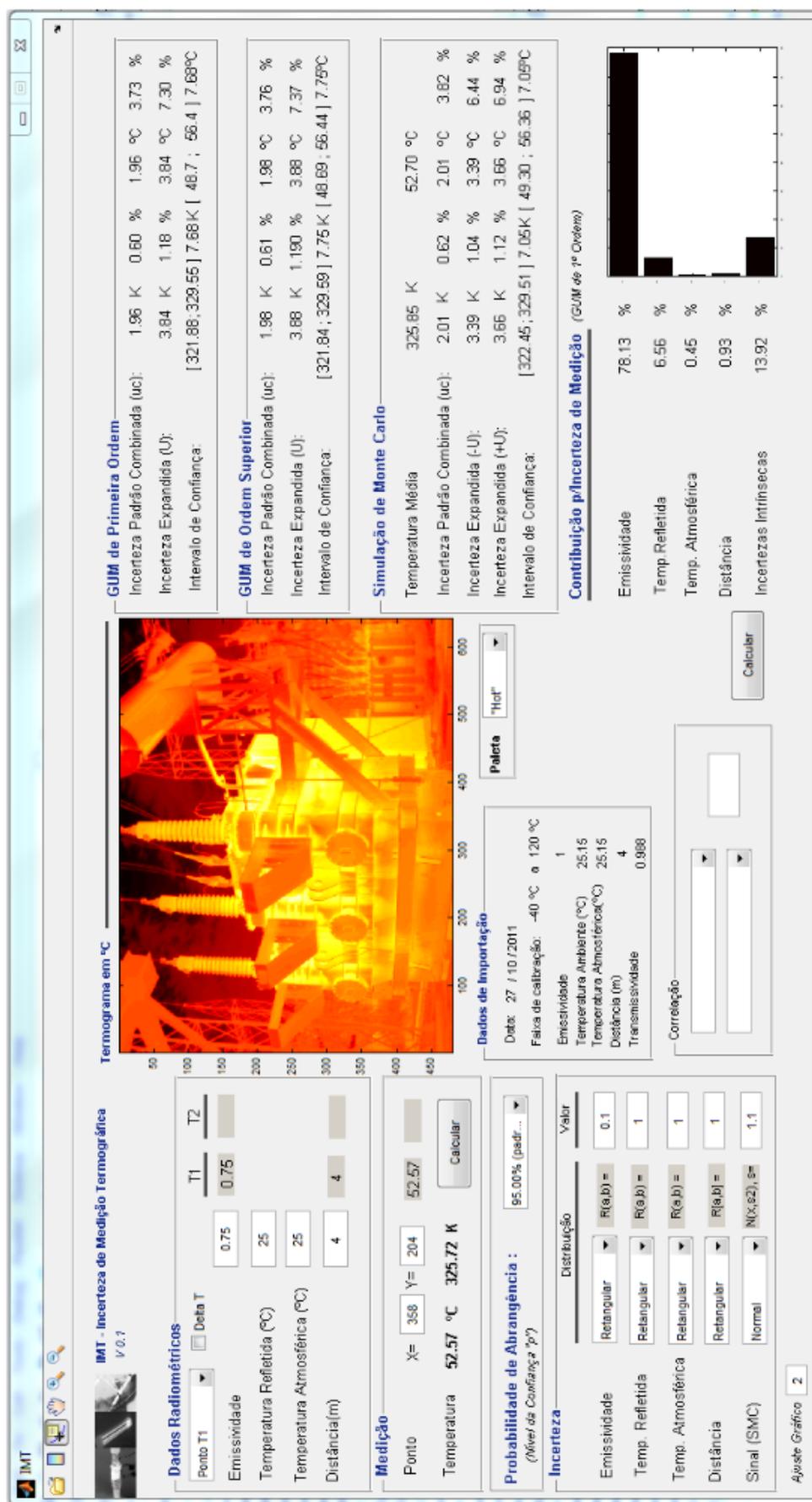


Figura B.1: Interface do *software* IMT- Incerteza em Medições Termográficas. Fonte: (TEIXEIRA, 2012)

Apêndice C

Leilões de Energia

Segundo as regras regulatórias, a demanda de energia a ser contratada pelas distribuidoras precisa ser próxima do mercado realizado, ou seja, não deve haver nem excesso nem falta de energia para atender a todo o seu mercado. É através dos leilões de energia que os agentes distribuidores compram e os agentes geradores vendem a energia elétrica no mercado brasileiro.

Existem dois tipos principais de leilões: os leilões de empreendimentos existentes, exclusivamente para atender à demanda atual, e os leilões de “energia nova”, destinados a atender à expansão do mercado. Podem ser realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia (A-1), três anos antes (A-3) ou cinco anos antes (A-5) do início da entrega de energia, conforme mostra a Figura C.1.

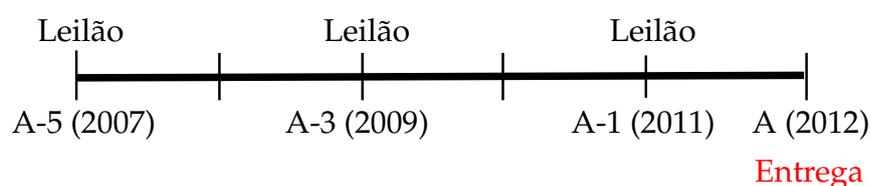


Figura C.1: Esquematização da ocorrência dos leilões até o ano de entrega. Fonte: (SILVA, 2008)

Além disso, existem ainda os Leilões de Ajuste para complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Mais informações podem ser obtidas em Silva (2008).

Apêndice D

Nomenclatura Utilizada nas Subestações da CEMIG

Para diferenciar as três fases do sistema elétrico, a CEMIG utiliza um código de cores, representado por um par de letras da seguinte forma:

- AZ**: Fase Azul
- BR**: Fase Branca
- VM**: Fase Vermelha

Os equipamentos são identificados, nos barramentos, por um código do tipo:

AAABY

onde:

- AAA* = número de ordem do circuito, de um até três caracteres
- B* = letra indicativa da tensão de operação
- Y* = número de função

As letras indicativas da tensão seguem o critério da Tabela D.1. Os números de função são descritos na Tabela D.2.

Tabela D.1: Letras indicativas da tensão de operação nas subestações da CEMIG

A:	inferior a 11kV
F:	de 11 a 20kV
H:	de 22 a 46kV
J:	69kV
K:	138kV
L:	161kV
M:	230kV
P:	de 269 a 345kV
U:	500kV

Tabela D.2: Números de Função para cada componente de manobra da SE

0 (zero):	Seccionador de Barra
1 (um):	Seccionador ligado à Barra Principal n° 1
2 (dois):	Seccionador ligado à Barra Principal n° 2 (quando for o caso)
3 (três):	Seccionador de disjuntor, eletricamente mais próximo da barra
4 (quatro):	Disjuntor, religador ou interruptor
5 (cinco):	Seccionador de disjuntor, eletricamente mais afastado da barra
6 (seis):	Seccionador de passagem auxiliar (\emphby-pass)
7 (sete):	Seccionador de Isolamento da chave de aterramento
8 (oito):	Seccionador de Linha
9 (nove):	Chave Fusível

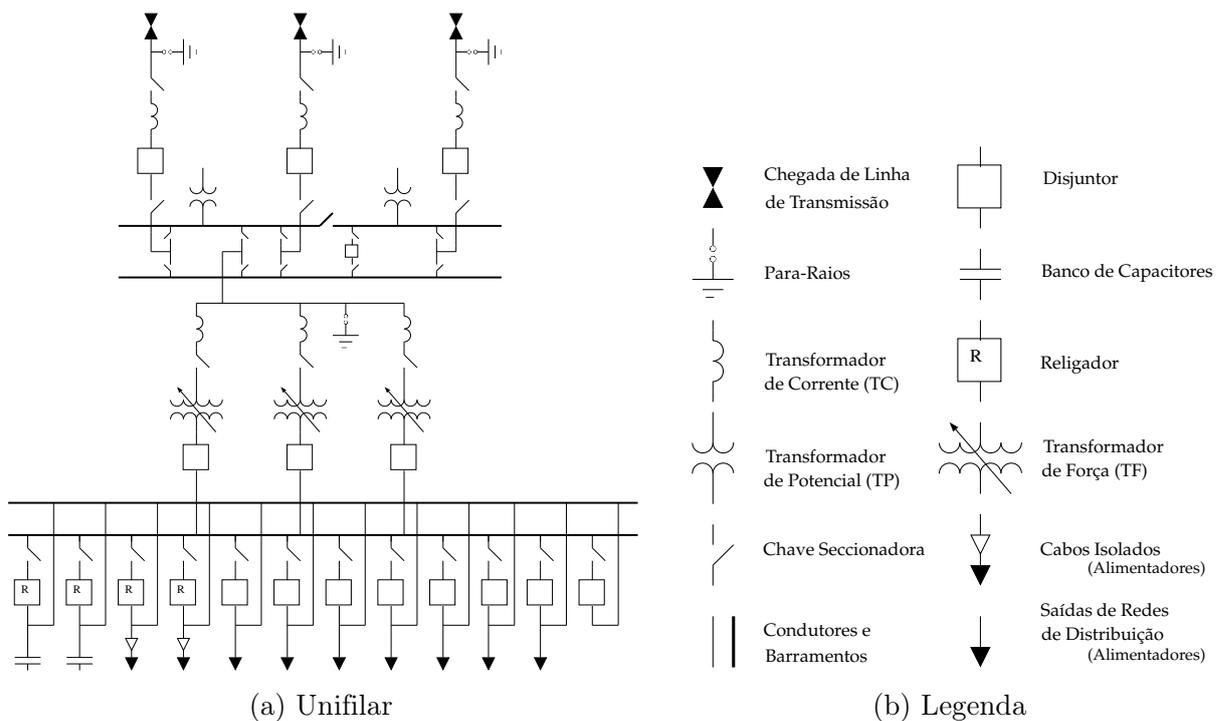


Figura D.1: Diagrama Unifilar de uma Subestação

Apêndice E

Perfil Esquemático de uma Subestação

As subestações de energia tem a função de elevar o nível de tensão da energia elétrica gerada (lado A) para centenas de milhares de Volts para conexão aos sistemas de geração, ou rebaixar os níveis de tensão (lado B) para dezenas de milhares de Volts, para conexão com consumidores ou sistemas de distribuição.

Dentro da subestação, o equipamento responsável tanto pela elevação como pela redução da tensão elétrica é chamado de transformador (9). Além do transformador, a subestação conta com equipamentos de seccionamento (chaves, 5) para manobras de manutenção e de situações de contingência, além de disjuntores (6) e equipamentos de medição e proteção do sistema, como medidores de tensão (8), corrente (7) e para-raios (4) (ABRADEE, 2012). Há ainda uma sala de controle (10) que concentram os painéis e demais sistemas auxiliares da subestação, protegida por muros ou cercas (11).

Conectadas às subestações, estão os fios condutores (3) suportados por estruturas ou torres de transmissão (1, 12) e protegidos de descargas atmosféricas pelo cabo guarda (2).

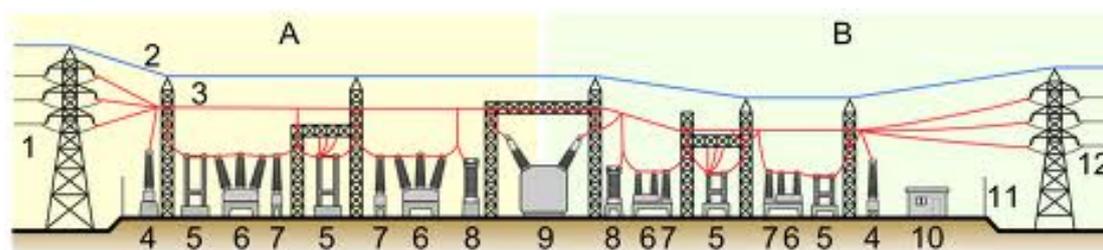


Figura E.1: Perfil Esquemático de uma SE com seus equipamentos. Fonte: (ABRADEE, 2012)