

Avaliação dos Atributos no Segmento de Transmissão e seus Impactos nos Custos de Operação & Manutenção



Preparado para:



Outubro de 2018

THYMOS ENERGIA

Rua Surubim, 577 12º andar – Cidade Monções – 04571-050 - São Paulo – SP – Brasil

Tel.: (11) 3192-9100

TÍTULO	<i>Avaliação dos Atributos no Segmento de Transmissão e seus Impactos nos Custos de Operação & Manutenção</i>
CLIENTE:	ISA CTEEP
ATENÇÃO	<i>Dr. Rafael Falcão Noda – Diretor de Relações Institucionais</i>
RESUMO:	<p><i>A ANEEL abriu a Audiência Pública nº. 041/2017 (AP 41/17) para obter subsídios no aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAPs das instalações de transmissão, quanto aos temas de custos operacionais e investimentos em melhorias de pequeno porte.</i></p> <p><i>A AP 41/17 foi dividida em 3 fases e no momento está em conclusão a sua 3ª fase, oferecendo aos agentes os resultados obtidos nas fases anteriores.</i></p> <p><i>A Thymos Energia está apoiando a ISA CTEEP na caracterização de atributos do segmento transmissão, e aqueles específicos da empresa ISA CTEEP, em seus custos de operação & manutenção (O&M), de forma a distingui-los de forma correta na aplicação da metodologia de cálculo de eficiência do DEA (Data Envelopment Analysis).</i></p> <p><i>A Thymos Energia como consultor independente realiza este trabalho com dados comparativos internacionais e coleta de dados realizados na própria empresa, com o objetivo de encontrar os indicadores adequados para comparações com atributos próprios da ISA CTEEP.</i></p>
DATA	<i>São Paulo, 11 de outubro de 2018.</i>
AUTORES	<i>João Carlos Mello, Daniela Souza, Evelina Neves e Thais Prandini</i>

Responsável pelo Relatório:



João Carlos Mello

jmello@thymosenergia.com.br

Índice

1	OBJETIVO	7
2	A METODOLOGIA ANEEL – CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS	8
3	CUSTOS DE O&M TRANSMISSÃO - ATRIBUTOS DO ESPECÍFICOS ISA CTEEP	11
4	IMPACTO DA IDADE DOS ATIVOS NO O&M	14
4.1	Análise Qualitativa	14
4.2	Análise Quantitativa	22
4.2.1	<i>Experiência ISA CTEEP</i>	22
4.2.2	<i>Experiência Internacional</i>	24
4.2.3	<i>Análise Estatística nos Ativos da ISA CTEEP</i>	29
5	DIFERENÇAS NO O&M DE CIRCUITOS SIMPLES E DUPLOS	34
5.1	Análise Qualitativa	34
5.2	Análise Quantitativa	35
5.2.1	<i>Experiência ISA CTEEP</i>	35
5.2.2	<i>Experiência Internacional - FERC – Estados Unidos</i>	35
5.2.2.1	<i>Estudos O&M FERC</i>	36
5.2.2.2	<i>Aplicabilidade dos Índices do FERC</i>	37
5.2.2.3	<i>Aplicação na Relação Circuito Simples e Duplo</i>	38
6	A REALIDADE DO O&M NOS ATIVOS DE REDE BÁSICA E DITs	39
6.1	Análise Qualitativa	39
6.1.1	<i>Histórico das DITs - Regulação</i>	40
6.1.2	<i>A Realidade das Intervenções de O&M nas DITs</i>	42
6.1.3	<i>O Impacto da Migração de Aves no O&M das DITs</i>	46
6.1.4	<i>A Importancia das DITs nos Negócios da ISA CTEEP</i>	60
6.2	Análise Quantitativa	62
6.2.1	<i>Experiência ISA CTEEP com Dados Internacionais</i>	62
7	CRITÉRIOS DE O&M NAS SUBESTAÇÕES E LINHAS ESTRATÉGICAS	64
7.1	Análise Qualitativa	64
7.1.1	<i>Definição da Subestações e Linhas Estratégicas</i>	64
7.1.2	<i>Práticas de O&M</i>	65
8	IMPACTO NO O&M NA RELAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA NAS SUBESTAÇÕES	68
8.1	Análise Qualitativa	68
9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71

10	RECOMENDAÇÕES.....	72
	Bibliografia	75

ANEXO

1	Introdução	77
2	Conceitos Básicos e Definições Preliminares	77
2.1	Definição da Função-Teste	79
3	Estudo de Caso – Transformadores ISA CTEEP.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variáveis Seleccionadas no 1º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)	8
Tabela 2 – Parâmetros de Eficiência ISA CTEEP - 1º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)	8
Tabela 3 – Variáveis Exógenas - 2º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)	9
Tabela 4 – Vida Média dos Ativos da ISA CTEEP (AP 41/17 ANEEL).....	14
Tabela 5 – Principais Fatores de Aumento dos Custos de O&M.....	18
Tabela 6 – Recursos O&M por LT de 440 kV Circuito Duplo de Diferentes Idades (ciclo 2015-2017).....	22
Tabela 7 – O&M médio/km para LT de 440 kV Circ.Duplo de Diferentes Idades (ciclo 2015-17)	23
Tabela 8 – Estimativa Vida Operativa – Equipamento de Transmissão (CIGRÉ).....	25
Tabela 9 – Conjunto de Módulos na ISA CTEEP – ciclo 2017-18.....	30
Tabela 10 – Custo Relativo das Atividades de O&M.....	32
Tabela 11 – Índices de O&M por km de linha e SEs por MVA do FERC - base: set/18	38
Tabela 12 – Relação Custos de O&M - Circuito Simples e Duplo – FERC.....	38
Tabela 13 – Custo O&M das Intervenções por Classe de Tensão	39
Tabela 14 – Informações sobre Ocorrências e Proteções Instaladas	58
Tabela 15 – Instalações das Proteções	59
Tabela 16 – Rede Básica e DITs – ISA CTEEP	61
Tabela 17 – Ocorrências nas ISA CTEEP – 2013/17.....	62
Tabela 18 – Subestações Estratégicas ISA CTEEP – E1, E2 e E3	65
Tabela 19 – Tipo E4 - ISA CTEEP	66
Tab_Anexo 1 – Indisponibilidades dos transformadores	81
Tab_Anexo 2 – Distribuição de Probabilidade Falhas por Idade do Conjunto de Transformadores.....	83
Tab_Anexo 3 – Custo Relativo das Atividades de O&M.....	85
Tab_Anexo 4 – Valor Esperado do Custo Futuro de O&M – Transformadores Rede Básica.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Padrões Diferentes para Linhas de Transmissão da ISA CTEEP	11
Figura 2 – Algumas Subestações da ISA CTEEP	12
Figura 3 – Alguns Equipamentos das Subestações da ISA CTEEP	12
Figura 4 - Curva da Banheira	17
Figura 5 – Número de Falhas nos Disjuntores e Idade dos Ativos – ISA CTEEP	23
Figura 6 – Número de Falhas nos Transformadores e Idade dos Ativos – ISA CTEEP	24
Figura 7 – Indisponibilidade nos Transformadores e Idade dos Ativos – original CIGRÉ.....	27
Figura 8 – Padrões dos Ciclos de Manutenção Preventiva e Falhas por Idade – original CIGRÉ	28
Figura 9 – Gráficos ilustrando o Cálculo dos Custos Atuariais.....	29
Figura 10 – Indisponibilidade dos Transformadores e Idade – Ref. CIGRÉ.....	31
Figura 11 – Número de Transformadores em Falha por Ano com a Idade – RB ISA CTEEP	32
Figura 12 – Custo Futuro O&M com a Idade – Transformadores RB ISA CTEEP.....	33
Figura 13 – Atividades de Risco no entorno das DITs	43
Figura 14 – Ênfase do Programa “Amigos da Energia”	44
Figura 15 – Formas de Comunicação com Público atendido pelo Programa “Amigos da Energia”	45
Figura 16 - Curicacas sobre estruturas das DITs	47
Figura 17 - Cadeia de isoladores contaminados com excrementos de curicacas.....	47
Figura 18 – Chapéu – Instalação sobre o Isolador Superior.....	48
Figura 19 – Espinheira confeccionada com cabo de Alumínio - Local para ninho das Curicacas	48
Figura 20 – Espetos – Afasta as Curicacas.....	48
Figura 21 – Espanta Pássaro Sonoro - Sistema Digital Microcontrolado – Produto P & D	49
Figura 22 – Meia esfera evitando pouso das Curicacas + Prato + Repelente Pastoso.....	49
Figura 23 – Poleiros para acomodar as Curicacas fora da projeção dos condutores e fora das estruturas.....	50
Figura 24 – Repelente Pastoso nas Mísulas	50
Figura 25 – Fixação de Anel Equalizador com Repelente Pastoso na Extremidade da Mísula.....	51
Figura 26 – Cones de Instalação nas Pontas das Mísulas	51
Figura 27 – Espanta Pássaro Eólico – Cata Vento	52
Figura 28 – Disco de Isolador com Diâmetro Expandido	52
Figura 29 – Espinheira (Ouriço) com Cabo de Aço – Rígido.....	53
Figura 30 – ATILINHAS – Inibidor de Pouso de Aves – Desenvolvimento Externo	54
Figura 31 – Espiras com Arame de Aço	55
Figura 32 – Curicaca “Theristicus Caudatus”	56
Figura 33 – Desligamentos Ocorridos na ISA CTEEP devido Curicacas	57

Figura 34 – Protetores na ISA CTEEP - Curicacas	57
Figura 35 – Locais de Preferência das Curicacas.....	59
Fig_Anexo 1 - Modelo a Dois Estados de Markov.....	79
Fig_Anexo 2 - Exemplo para Demonstração da Utilização da Função-Teste.....	80

1 OBJETIVO

A ANEEL abriu a Audiência Pública nº. 041/2017 (AP 41/17) para obter subsídios no aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAPs das instalações de transmissão, quanto aos temas de custos operacionais e investimentos em melhorias de pequeno porte.

A AP 41/17 foi dividida em 3 fases e no momento está em conclusão a sua 3ª fase, oferecendo aos agentes os resultados obtidos nas fases anteriores.

A Thymos Energia está apoiando a ISA CTEEP na caracterização de atributos do segmento transmissão, e aqueles específicos da empresa ISA CTEEP, em seus custos de operação & manutenção (O&M), de forma a distingui-los de forma correta na aplicação da metodologia de cálculo de eficiência do DEA (Data Envelopment Analysis).

A Thymos Energia como consultor independente realiza este trabalho com dados comparativos internacionais e coleta de dados realizados na própria empresa, com o objetivo de encontrar os indicadores adequados para comparações com atributos próprios da ISA CTEEP.

2 A METODOLOGIA ANEEL – CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS

O cálculo dos custos operacionais regulados das empresas de transmissão considera os custos realizados pela transmissora nos exercícios anteriores e se efetua uma análise de eficiência histórica comparada com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

A estimativa da eficiência das empresas no que diz respeito a custos de operação e manutenção é feita em duas etapas. A primeira etapa (1º estágio) consiste em estimar parâmetros de eficiência aplicando o modelo DEA (Data Envelopment Analysis).

De forma geral para todas as concessionárias de transmissão foram selecionadas a variáveis de 1º estágio, conforme a Tabela 1, obtida da Nota Técnica nº 126/2018 – SRM/ANEEL.

Tabela 1 – Variáveis Selecionadas no 1º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede com tensão inferior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão inferior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Extensão de Rede com tensão igual ou superior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão igual ou superior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Potência aparente total, em MVA, de equipamentos de subestação.	Soma das potências de transformadores e conversoras (MVA)
Potência reativa total, em Mvar, de equipamentos de subestação.	Soma das potências de reatores, banco de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros (Mvar)
Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais com tensão inferior a 230 kV e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão inferior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Módulos de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade	Média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

Com base nas variáveis de 1º estágio, a metodologia DEA selecionada pela ANEEL e aplicada na ISA CTEEP encontrou os seguintes parâmetros de eficiência considerados na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros de Eficiência ISA CTEEP - 1º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)

Empresa	Ano	Eficiência
ISA CTEEP	2013	89,56%
	2014	96,08%
	2015	95,87%
	2016	88,04%

Na segunda etapa (2º estágio) são estimadas, numa análise de regressão, as variáveis que afetam os custos médios e marginais das transmissoras, e posteriormente se corrige o parâmetro de eficiência para contemplar as especificidades de cada empresa. A Tabela 3 apresenta as variáveis exógenas consideradas no 2º estágio.

Tabela 3 – Variáveis Exógenas - 2º estágio (NT 126/2018 - SRM/ANEEL)

Variável	Descrição
Idade média dos ativos	Idade média dos ativos sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Declividade média	Declividade média do terreno por onde passam as linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Densidade média de descargas	Densidade média das descargas atmosféricas incidentes nas proximidades (envoltória de 1 km) das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão.
Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação	Relação entre a área de intersecção entre a envoltória (1 km) dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a área de Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais e Terras Indígenas e área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Altura média de vegetação	Altura média da vegetação presente na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Percentual de vegetação alta	Soma dos percentuais de vegetação de altura de 5 a 20 m, 20 a 30 m e 30 a 50 m na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Precipitação acumulada anual média	Precipitação acumulada média anual na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Incidência de queimadas	Quantidade média de focos de calor por km ² da área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Quantidade de acessos de estradas	Quantidade de acessos de estradas, Federais e Estaduais, pavimentadas e não pavimentadas, por km ² da área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Área de intersecção com estradas	Relação entre a área de intersecção entre a envoltória (1 km) dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a envoltória de 1 km do traçado de rodovias Federais e Estaduais, pavimentadas e não pavimentadas, e área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora.
Adensamento de rede	Relação da extensão total de linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária e área da menor circunferência que as circunscribe. ⁶
Coincidência de traçados	Relação entre a extensão das linhas de transmissão que compartilham traçado com outras linhas de transmissão de uma mesma concessionária com a extensão total de linhas de transmissão desta concessionária.

No caso do 2º estágio com tratamento alternativo (ajustes com a adversidade operativa), as correções para ISA CTEEP não foram substanciais e permaneceram praticamente as mesmas.

Esta descrição acima é apenas uma síntese da metodologia aplicada pela ANEEL na revisão tarifária das transmissoras.

Este trabalho da Thymos Energia visa analisar atributos importantes do segmento transmissão na aplicação da metodologia DEA, com foco naqueles mais específicos para a ISA CTEEP, e busca dar uma visão independente sobre a proposta da ANEEL.

Não é objetivo do trabalho discutir os princípios básicos da metodologia DEA considerada pela ANEEL na revisão tarifária, e sim levantar a sua aplicação no caso da ISA CTEEP.

3 CUSTOS DE O&M TRANSMISSÃO - ATRIBUTOS DO ESPECÍFICOS ISA CTEEP

Dentre os principais fatores que impactam o desempenho e o custo da manutenção do segmento de transmissão, é possível destacar os seguintes: (i) Localização e acesso; (ii) Ocupação do solo; (iii) agressividade corrosiva do ambiente; (iii) nível de poluição; (iv) quantidade de circuitos; (v) disposição do circuito na estrutura (horizontal, vertical, triangular); (vi) nível de tensão; (vii) idade do ativo.

De modo geral, os custos relativos à manutenção dos ativos da ISA CTEEP podem ser divididos entre: Custos de manutenções preventivas (limpeza de faixa - poda e roçada) e inspeção terrestre e aérea; e Custos de manutenções corretivas (tratamento anticorrosivos e diversos - substituição de placas de identificação, instalação de parafusos faltantes, instalação/substituição de peças das estruturas, substituição de isoladores, espaçadores danificados, realização de reparos nos cabos condutores e para-raios, entre outros).

A operação dos ativos também sofre com estes fatores em diferente escala, sendo que a localização e a importância para o sistema interligado são aquelas que mais influenciam nas medidas operativas mais frequentes. A Figura 1 ilustra os diferentes padrões de linhas da ISA CTEEP.



Figura 1 – Padrões Diferentes para Linhas de Transmissão da ISA CTEEP

Da Figura 1 observa-se a diversidade de padrões de linhas de transmissão da ISA CTEEP, onde é possível notar diferenças em classe de tensão, uso da faixa, perfis de torre distintos, áreas

urbanas, travessia de rios, e idade. As Figura 2 e Figura 3 ilustram a diversidade de arranjos de subestação da ISA CTEEP e o conjunto de equipamentos adotadas nestas. Também é possível notar que existem grandes diferenças em classe de tensão, arranjos, localização em áreas remotas e urbanas, padrão dos equipamentos e idade.



Figura 2 – Algumas Subestações da ISA CTEEP



Figura 3 – Alguns Equipamentos das Subestações da ISA CTEEP

Esta diversidade dos ativos da ISA CTEEP é um reflexo da história do desenvolvimento da rede no estado de São Paulo ao longo dos anos desde o século passado e ocasiona diferentes padrões de O&M para ISA CTEEP, o que em suma encarece bastante o O&M da concessionária.

Dos atributos levantados na AP 41/17 da ANEEL para aplicação do DEA (seja no 1º ou no 2º estágio), alguns muito específicos da ISA CTEEP e com impacto para o custo de O&M da empresa serão investigados qualitativamente e quantitativamente neste trabalho, e foram selecionados conforme lista abaixo:

- Impacto da Idade dos Ativos no O&M
- Diferenças no O&M de circuitos simples e duplos
- A realidade do O&M nos ativos classificados como Rede Básica e aquelas observadas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT)
- Critérios de O&M nas subestações estratégicas
- Impacto no O&M na Relação da Potência Ativa e Reativa nas Subestações

Estes atributos claramente estão muito relacionados com as características da rede de transmissão existente da ISA CTEEP no estado de São Paulo, e cabe aqui uma análise específica de cada um destes. Sempre que possível serão utilizadas referências internacionais em relação à percepção destes atributos e seu peso nos custos operacionais das empresas.

Uma análise qualitativa de cada um dos atributos selecionados é desenvolvida nos itens a seguir do trabalho. Sempre que possível também é desenvolvida um levantamento quantitativo de alguns dos fatores selecionados junto com referências internacionais.

4 IMPACTO DA IDADE DOS ATIVOS NO O&M

4.1 Análise Qualitativa

A idade dos ativos nos custos de O&M tem um impacto enorme. As concessionárias que foram licitadas nos leilões públicos de concessão da ANEEL depois do ano 2000, evidentemente possuem uma idade menor que aquelas já existentes, como a ISA CTEEP. Ambas concessionárias exercem a mesma atividade, entretanto a idade média de seus ativos e características, incluindo padrão dos equipamentos, projetos e processos construtivos, são bastante diferentes. Estas diferenças resultam em custos diferenciados de O&M.

O contrato de concessão da ISA CTEEP (059/2001) possui uma idade média de seus ativos, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Vida Média dos Ativos da ISA CTEEP (AP 41/17 ANEEL)

Idade Média (anos)					
2013	2014	2015	2016	2017	2018
23,19	23,68	24,01	24,42	24,86	25,52

A vida útil regulatória no final de 2013 dos ativos da ISA CTEEP era de 31,16 anos, ou seja, após 5 cinco anos com a idade média de 25,52 anos em 2018 (ver Tabela 4), a vida real dos ativos está cada vez mais próxima da vida útil regulatória.

Isto indica claramente que a vida média dos ativos da ISA CTEEP é bem alta, o que implica num envelhecimento gradual com o passar dos anos e em custos maiores de O&M, conforme constatações de empresas internacionais e da própria ISA CTEEP, como será discutido na análise quantitativa.

A extensão da vida dos ativos está atrelada aos investimentos ou custos planejados ou realizados que podem ser classificados como CAPEX ou OPEX. Estes desembolsos são frutos das ações definidas a partir de uma análise causa/efeito. O custo de uma manutenção que envolva a substituição de um item que pode ser incorporado ao ativo imobilizado deve ser classificado como CAPEX, caso contrário deve ser classificado como OPEX.

O artigo 6º da Lei 8.987/95 preconiza que toda concessão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, sendo que serviço adequado é aquele que satisfaz as

condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, dentre outros. Ainda a referida lei estabelece que a atualidade compreenda a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço, salvo em casos de interrupção por razões emergenciais ou previamente comunicadas.

Pode-se afirmar, portanto, que a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica está atrelada à garantia de cumprimento dos indicadores da ANEEL, devendo ser executado de forma segura e empregando as melhores práticas de O&M.

Como mencionado, a qualidade de um ativo físico pode comprometer a qualidade do serviço e/ou do produto, no curto, médio e longo prazos. Portanto, no âmbito desse trabalho, a mensuração da qualidade do ativo físico está atrelada pela disponibilidade, confiabilidade, rentabilidade, etc., ou seja, um ativo tem sua qualidade física comprometida se a falha identificada representar um risco à qualidade do serviço e do produto da empresa no curto, médio e longo prazo. A qualidade aqui é definida pelo valor do risco que a falha representa para a empresa propriamente dita e para o sistema. Assim, entendeu-se que na avaliação do risco da falha deve ser considerada a indisponibilidade total ou parcial, a perda de confiabilidade e a criticidade da mesma.

A determinação da qualidade de vida de um ativo físico não é simples, tendo em vista que ativos iguais mantidos de maneira diferentes terão uma qualidade de vida operacional distinta.

Fato é que à medida que o tempo vai passando falhas se tornam mais frequentes quando se aproxima a vida útil. Logo, a qualidade da manutenção influencia na vida operativa normal e na vida remanescente do equipamento após o reparo, de forma que do ponto de vista econômico, há um momento a partir do qual essas ações de manutenção não são viáveis (trade-off), quando se determina a necessidade de troca e melhoria do ativo.

Na referencia (Incentive Regulation of Distributing Utilities Using Yardstick Competition, January/February 2001) se levanta este tema do padrão de vida operacional dos ativos das concessionárias sugerindo contabilizar o impacto da idade do sistema no custo total da concessionária para os clientes. Num estudo de caso com 81 distribuidoras em Ontário com a variável tempo de vida (idade do ativo) se conclui que com a modelagem aplicada (Incentive Regulation of Distributing Utilities Using Yardstick Competition, January/February 2001), as concessões com novos ativos vão requerer custos de manutenção mais baixos ao contrário

daquelas com envelhecimento mais acentuado dos seus ativos, e o tratamento dessa variável idade dos ativos depende de como a liberação dos custos de capital para reforços e melhorias é regulada.

Com relação ao envelhecimento do ativo físico há um consenso a respeito da falha e da idade dos ativos em operação (Brown, et al., 2007):

- A probabilidade de ocorrência de falhas aumenta com o envelhecimento do ativo.
- O custo de manutenção tende a aumentar com a idade do ativo.
- Equipamentos antigos tornam se obsoletos e incompatíveis com o sistema.
- Peças de reposição tornam se difíceis de encontrar e seus preços se elevam com o tempo.

As causas que levam os equipamentos a sair de operação (baixa física no controle patrimonial) podem ser classificadas por:

- Condição física dos bens: a baixa decorre do envelhecimento ou deterioração natural dos ativos, que culmina em falha ou na alta probabilidade de ocorrência da mesma.
- Obsolescência: a baixa ocorre da inadequação tecnológica ou dos altos custos de manutenção do ativo em condições adequadas de confiabilidade.
- Irrecuperabilidade: a baixa ocorre quando os custos originados pela permanência em serviço do bem superam os benefícios obtidos com a mesma ou há alternativas mais econômicas.

Das causas citadas, observa se que apenas a condição física tem relação com a área de engenharia e com o envelhecimento dos equipamentos, tendo as outras duas causas origem de natureza econômica e de utilização do ativo.

O termo “envelhecimento dos ativos” tem como base conceitos de áreas distintas como engenharia, economia e contabilidade. Assim, para equipamentos e instalações são diferentes os termos vida útil física, técnica, econômica, contábil e regulatória (El Hage, et al., 2015).

O modelo teórico mais conhecido para determinação da vida útil é o da “Curva da Banheira” (ver Figura 4) que apresenta as seguintes características:

- Período de falhas prematuras ou mortalidade infantil apresenta taxa de falha¹ decrescente, principalmente devido a defeitos de instalação, falhas de projeto, falhas na fabricação e componentes inadequados.
- Período de vida útil ou de maturidade apresenta taxa de falha aproximadamente constante, embora possam ocorrer falhas aleatórias, que não comprometem a viabilidade do negócio ou a função do ativo.
- Período de mortalidade senil ou fim de vida apresenta taxa de falha crescente. Inicialmente observa-se o período envelhecimento prematuro seguido de envelhecimento acentuado e o fim de vida. A função com este parâmetro representa exclusivamente as falhas por desgaste que ocorrem neste período.

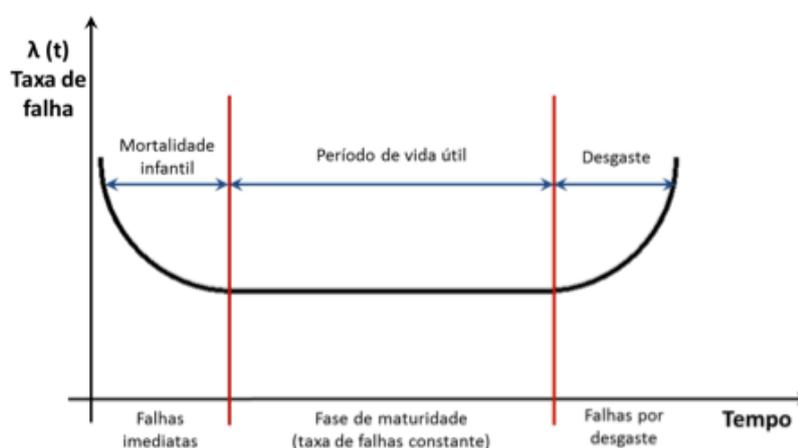


Figura 4 - Curva da Banheira

Na área de confiabilidade, o período de vida operativa do equipamento, também chamado de período de uso normal, é definido como período de tempo em que a taxa de falha é constante.

A idade em que a taxa de falha começa a crescer e ultrapassa a taxa constante padrão marca o limite da vida operativa padrão e o envelhecimento do ativo.

Nota se que qualquer tipo de falha pode ocorrer a cada ano, nas devidas proporções. Logo são separadas em modos de falha, a princípio, reparáveis e não reparáveis. Entretanto, não se conhece este modo de falha antes de conhecer a curva da banheira. Assim, os tempos de falha de ambos os modos de falhas são analisados inicialmente juntos para depois serem quantificadas as

¹ Número de falhas ocorridas em um determinado período

contribuições de cada fase dentro do horizonte de vida esperado. Outra explicação é que não há uma informação precisa do modo de falha que permita separar os tempos de falha a fim de proceder a uma análise estatística para cada uma das fases da vida usando diretamente o método paramétrico, compondo as taxas de cada fase para formar a curva da banheira.

No âmbito desse trabalho, a vida operativa de um ativo de transmissão pode ser definida como o período no qual é mantida uma determinada capacidade operacional que viabiliza economicamente sua operação. A capacidade operacional é afetada pela disponibilidade e confiabilidade de todos os componentes do ativo, envolvendo estruturas civis, elétricas e mecânicas.

A vida operativa da concessão de transmissão supera em muito o período estabelecido no contrato de concessão, desde que seja projetada, construída, operada ou mantida empregando as melhores práticas, muito embora eventos adversos possam ocorrer acarretando sua redução ou o aumento dos custos para manter ou prolongar sua vida operativa.

As taxas de falhas são bem diferenciadas em cada período do Figura 4, o que implica em intervenções com maior frequência nas falhas por desgaste no final da vida, além disto, os custos de O&M são diferenciados, uma vez que no início do ciclo de vida existem fatores que minimizam o impacto, como garantia do fabricante, disponibilidade de peças, tecnologia mais moderna, enquanto que no final de vida operativa ocorre o inverso, com a existência de fatores que maximizam o impacto, como tecnologia desatualizada, falta de suporte do fabricante e pouca disponibilidade de peças de reposição.

A influência da idade dos ativos na probabilidade de falha e aumento dos custos de O&M dos mesmos é objeto de diversos estudos. Os autores em (Willis, et al., 2013) levantam que alguns fatores principais contribuem para envelhecimento problemas da infraestrutura e aumento dos custos de O&M, que estão inter-relacionados nos sistemas existentes.

Tabela 5 – Principais Fatores de Aumento dos Custos de O&M

Fator	% do Problema.	Descrição
Envelhecimento dos equipamentos	20% - 40%	Equipamentos mais antigos têm taxas de falha mais elevadas, podendo levar a um nível taxas de interrupção superiores. Este ponto cria maiores custos de manutenção e inspeção,

		além de custos mais inesperados de O&M, devido à reparação e restauração que este fator cria, trazendo incertezas tanto nos resultados operacionais como nos negócios da corporação. Em resumo, a frequência de interrupções destes equipamentos aumenta, os custos de reparo e restauração são mais altos, e mais inspeções e testes são necessários.
Sistema com layouts obsoletos	25%- 30%	Áreas mais antigas do sistema muitas vezes estão com necessidade de estruturas adicionais nas subestações e mais faixas de passagem que não podem mais ser obtidas. O concessionário deve “conviver” com o que foi alcançado décadas atrás. O resultado é um sistema, onde o atendimento à demanda e confiabilidade deve conviver com básico que já havia sido projetado para infraestrutura. Este efeito acelera o envelhecimento dos equipamentos, redundância limitada, e custos mais altos de operação (de 10 a 20%) pelo uso inadequado dos equipamentos.
Engenharia ultrapassada	12% - 25%	Os instrumentos tradicionais de fornecimento de energia e engenharia são ineficazes em reconhecer e corrigir alguns dos problemas que resultam do uso de equipamentos de idade mais avançada, sistemas obsoletos de layouts, e com os modernos padrões de níveis de carga. Isto causa o aumento de falhas parciais em partes dos equipamentos, baixo nível de redundância baseado apenas no critério N-1, o que aumenta a severidade da perda, complexidade da configuração, alta sensibilidade com a previsão de carga.
Distribuição de não-ideal	5% - 15%	A tecnologia da indústria de energia, tanto no campo de equipamento e manutenção do sistema, e nos escritórios de engenharia e suporte avançou por décadas, desde os sistemas foram projetados. Eles ainda continuam com o mesmo layout básico do projeto concebido originalmente. Estes projetos não são aqueles limitados por condições obsolescência. A revisão do layout e uso de equipamentos inteligentes pode ser usado para fornecer alguma “imunidade” aos efeitos negativos dos envelhecimentos equipamentos. O principal efeito deste fator é o uso não adequado das capacidades mais modernas, criando uma capacidade oculta que não é utilizada.
Valores culturais ultrapassados	5% - 50%	Planejamento, engenharia e operação podem estar usando conceitos e procedimentos que funcionavam bem nas estruturas verticalmente integradas da indústria de energia elétrica, que podem exacerbar os problemas quando aplicado no contexto da desregulamentação. A mudança nos padrões culturais da corporação é o principal custo a ser enfrentado.

A Tabela 5 resume cinco fatores que contribuem para o envelhecimento de uma infraestrutura de fornecimento de energia. A importância do gerenciamento dos sistemas de transmissão é não só manter os equipamentos antigos, mas também bons equipamentos antigos com práticas eficientes de O&M. Em resumo, a “idade do equipamento” é um sinal simples, porém existe uma série de outros gerenciamentos dos ativos mais velhos que encarecem os custos do O&M da concessionária.

A Tabela 4 identifica claramente uma idade mais avançada dos equipamentos na base de ativos da ISA CTEEP, e os fatores da Tabela 5 demonstram que estes se tornam uma convivência rotineira mais ampla na ISA CTEEP e nos seus custos de O&M.

O fato é os processos de inspeção da ISA CTEEP são diferentes para equipamentos mais antigos. A ISA CTEEP tem ativos de 20 a 30 anos bem como ativos com mais de 40 anos. Apesar de serem aplicados os mesmos procedimentos corretivos, na ocorrência de eventos específicos, os projetos mais antigos demandam necessidade maior de manutenção e aumentam a necessidade de inspeções mais específicas. Os projetos das linhas antigamente levavam em conta outros critérios que os atualmente vigentes - condições ambientais, condições do solo, condição climática, segurança, dentre outros.

O espírito da manutenção é manter a saúde dos ativos, face ao envelhecimento natural, e as suas condições operativas, evitando motivos descontrolados. Em tese manutenções das condições operativas devem manter a saúde dos equipamentos com margens de operação adequadas. Por exemplo, as linhas de transmissão antigas necessitam alterar sua rotina de operação com margens mais amplas de modo a acomodar o seu envelhecimento. No entanto, é necessário também inspecionar o envelhecimento ("fretting") dos cabos e a eventual troca do sistema pára-raios. Os pára-raios tem um envelhecimento mais acelerado, pois se os modos de falhas não são controlados, o que se materializa numa inevitável troca.

A manutenção com base no efeito da agressividade do ambiente é outro ponto de atenção. A relação que se quer abordar são os efeitos da agressividade do ambiente com o passar do tempo. Atualmente na ISA CTEEP existem os Níveis 1, 2 e 3. Quanto maior mais agressivos estes níveis, com o passar do tempo se observa o crescimento do gasto em função dos níveis de corrosão, que chega

a ser exponencial. Por exemplo, as manutenções têm como objetivo controlar a corrosão dos equipamentos de nível 2 para não atingirem o nível 3. Muitas vezes os custos atingem 50 vezes mais, quando se faz necessário a substituição mecânica. Dependendo da localização se demora anos e em outros, como a região litorânea, com mais umidade e mais poluição salina, pode-se chegar a 5 anos a manutenção corretiva.

A base da ISA CTEEP é ter sua filosofia de manutenção constantemente atualizada, em função da modernização dos novos e saúde dos antigos. Décadas atrás a filosofia e o projeto de manutenção utilizavam recursos humanos para manter o recurso de manutenção. Por exemplo, para um Disjuntor 345 kV são necessárias 6 pessoas para os disjuntores antigos, enquanto que para os disjuntores mais novos se utiliza de 3 a 4 pessoas. Isto ocorre devido ao tamanho do equipamento, necessidade de ensaio, acesso ao local, dentre outras diferenças. Outro exemplo é a pintura, cujo preço é 80 reais o metro. É crítica quando se faz necessário pintar em \approx 10 anos. Em outras regiões a necessidade só ocorre em 30 anos. (Regido pela NBR 9226).

Em termos de idade dos equipamentos e tecnologia mais moderna, os disjuntores é caso emblemático. Os disjuntores SF6 mais modernos convivem na ISA CTEEP com os disjuntores a óleo, que estão sendo substituídos paulatinamente, mas a ISA CTEEP ainda tem alguns. A manutenção de disjuntores a óleo exige tratamento do óleo ou em alguns casos extremos à troca do óleo

As subestações blindadas à SF6 mais antigas, por exemplo, no Centro da cidade de São Paulo, apresentam mais problemas de vazamento decorrente de necessidade de manutenção/substituição da junta entre os compartimentos. Com isso tem mais paradas para manutenção. Além disto, essas subestações antigas também têm cabos isolados a óleo, em que a reposição é mais cara.

No caso da operação, os sistemas mais antigos necessitam de intervenção inclusive do sistema de proteção para viabilizar a manobra do equipamento. Instalações mais modernas necessitam de menos intervenção. Na troca de fase de transformador de reserva, os sistemas antigos necessitam inclusive mexer na cablagem, enquanto os sistemas mais recentes tudo é automatizado. Nos equipamentos de comando e controle, o relé eletromagnético demanda mais

tempo de intervenção do que os digitais, além do acesso local aos dados para fazer as análises. Na operação também a questão do telecomando nas subestações (SEs) evidencia mais custos no caso de ativos mais antigos. Nas SEs mais novas, com metodologia mais moderna, se tem o telecomando até mesmo desassistido ou com menos pessoas. Nas SEs antigas, mesmo sendo implantado o telecomando mais novo, tem que ter a confirmação em loco, pois os equipamentos não foram projetados e a adaptação não é tão confiável.

4.2 Análise Quantitativa

A idade dos ativos está diretamente relacionada à probabilidade de ocorrência de perturbações e consequente necessidade de manutenção uma vez que os mesmos se aproximam do final de sua vida operativa. Como já evidenciado a vida útil regulatória dos ativos usualmente é algo em torno de 30 anos, no entanto a ISA CTEEP tem em suas instalações alguns ativos que iniciaram sua operação antes dos anos 1970, ou seja, com aproximadamente 50 anos.

4.2.1 Experiência ISA CTEEP

Para ilustrar a experiência da CTEEP com seus ativos e o impacto da idade foram elencadas algumas linhas de transmissão do parque instalado da ISA CTEEP e avaliados os recursos de O&M destinados a estas linhas no ciclo de 2015-2017, conforme Tabela 6. Neste caso, foram avaliadas as LTs de 440 kV, que são predominantes no parque instalado da ISA CTEEP. A fim de avaliar apenas a questão de idade dos ativos, nesta análise foram elencadas LTs que estão em uma mesma região, de forma a equiparar as questões de localização e acesso, ocupação do solo, agressividade do ambiente, nível de poluição e tipo de circuito.

Tabela 6 – Recursos O&M por LT de 440 kV Circuito Duplo de Diferentes Idades (ciclo 2015-2017)

Anos	ILSUMIR2 4402	MIR2ARAR 4402	GETUBAUR 4402	ILSUBAUR 4402
2015	R\$ 248.430	R\$ 442.921	R\$ 307.929	R\$ 706.400
2016	R\$ 236.014	R\$ 266.148	R\$ 121.167	R\$ 81.292
2017	R\$ 185.642	R\$ 525.250	R\$ 363.027	R\$ 899.604
Consolidado (2015-17)	R\$ 670.086	R\$ 1.234.319	R\$ 792.123	R\$ 1.687.296

Na Tabela 7 são apresentados valores médios por km dos circuitos apresentados na Tabela 6. Percebe-se o aumento significativo do custo médio de O&M para as LTs com idade mais avançada. Lembrando que estes circuitos estão na mesma região e sofrem das mesmas intempéries da natureza e o mesmo padrão de O&M por parte da ISA CTEEP.

Tabela 7 – O&M médio/km para LT de 440 kV Circ.Duplo de Diferentes Idades (ciclo 2015-17)

Dados	ILSUMIR2 4402	MIR2ARAR 4402	GETUBAUR 4402	ILSUBAUR 4402
Entrada em Operação	31/10/1976	12/11/1973	19/06/1969	31/10/1976
Idade	42	45	50	45
Extensão	212	167	90	325
Custo médio anual / km	R\$ 1.054	R\$ 2.479	R\$ 2.934	R\$ 1.736

Outro exemplo da relação Idade do equipamento versus o custo de O&M é o dos disjuntores, onde a maiorias das ocorrências registradas são associadas aos equipamentos com idade superior a 25 anos, ocasionando maiores custos com inspeção, ensaios, manutenção e reparos emergenciais. A Figura 5 apresenta uma estatística de falhas interessante com 2932 disjuntores da ISA CTEEP.

Idade do ativo x nº falhas

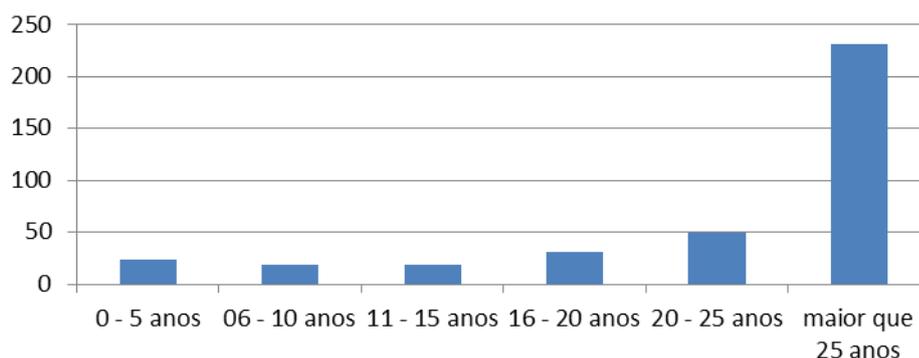


Figura 5 – Número de Falhas nos Disjuntores e Idade dos Ativos – ISA CTEEP

Nos transformadores a relação Idade do equipamento versus o custo de O&M é similar e a maiorias das manutenções não programadas estão associadas aos equipamentos com idade superior a 25 anos. A Figura 6 apresenta a estatística de manutenções 582 transformadores da ISA CTEEP.

Evidentemente estas falhas ocorrem devido ao padrão do equipamento mais antigo e ao seu desgaste natural, apesar do padrão de O&M de excelência da ISA CTEEP, que busca a manutenção da vida operativa do ativo.

Total de Manutenções Não Programadas para Transformadores

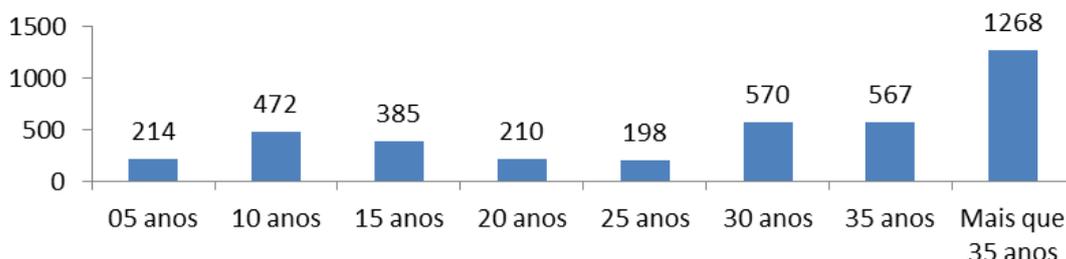


Figura 6 – Número de Falhas nos Transformadores e Idade dos Ativos – ISA CTEEP

4.2.2 Experiência Internacional

A comunidade técnica internacional tem tratado do “envelhecimento” dos ativos de forma muito intensa. A principal razão é que os sistemas existentes de transmissão cresceram muito em vários países nas décadas de 60 e 70 com a ampliação das redes face ao grande crescimento do mercado nestas décadas. Em outras palavras existem vários ativos com idade avançada (> 50 anos) em todo o mundo.

O grande tema é discussão é o chamado “gerenciamento de ativos” que leva em conta a idade dos ativos e o balanço adequado das ações necessárias como extensão da vida operativa, e todos seus custos associados de O&M e melhorias, ou a modernização do ativo, com potencial troca completa. Este é um ponto importante em vários países desenvolvidos pelo grande volume de ativos com idade avançada e o regulador tendo que monitorar de perto as ações mais adequadas para o custo final dos consumidores (Transmission Asset Risk Management, 2010).

A troca dos ativos ou extensão de vida operativa é um problema não só para o regulador, mas também para planejador, que necessita entender em detalhe a expansão do sistema (CIGRÉ - WG 37-27 Ageing of the System - Impact on Planning, December 2000). Por exemplo, para os transformadores existem várias referencias discutindo sua vida operativa e seus custos associados (CIGRÉ - Study Committee 12.5, 1988), (CIGRÉ - Working Group A2.37, December 2015) (Reliability Problems with Large Power Transformers and Shunt Reactors - Typical Failure Modes and Failure Causes, 2005).

A Tabela 8 apresenta um sumário da estatística da vida operativa de vários equipamentos de transmissão (CIGRÉ - WG 37-27 Ageing of the System - Impact on Planning, December 2000). As estatísticas foram de equipamentos com tensão acima de 110 kV de 13 países representados no Grupo de Trabalho do CIGRÉ. Os dados coletados cobrem mais de 180.000 quilômetros de circuitos de linhas aéreas e mais de 300.000 ativos de subestações.

O momento da decisão sobre a substituição de ativos é crítico. A substituição de ativos muito cedo resultará em um desperdício de investimento já que existe uma vida operativa remanescente. Substituir os ativos muito tarde resultará em baixa confiabilidade e aumento nos custos associados de O&M. Uma abordagem estruturada para lidar com substituição de ativos envelhecidos é, portanto, necessária para aperfeiçoar o tempo de substituição. Em suma, os custos associados de O&M na vida operativa de ativos envelhecidos é uma variável importante na gestão da base de ativos.

Com os dados da Tabela 4 – Vida Média dos Ativos da ISA CTEEP (AP 41/17 ANEEL) é possível perceber que grande parte dos ativos da ISA CTEEP está na margem ou dentro da banda da estatística internacional da vida operativa apresentada na Tabela 8.

Isto significa que, o fato da idade dos ativos estar próxima do final da sua vida operativa tem uma influência muito importante nos custos de O&M, como já foi comprovado em várias concessionárias de transmissão mundo afora.

A literatura internacional já levantou a questão do aumento das taxas de falha como o envelhecimento dos ativos (Transmission Asset Risk Management, 2010), (Asset Management of Transmission Systems and Associated CIGRE Activities, 2006).

Tabela 8 – Estimativa Vida Operativa – Equipamento de Transmissão (CIGRÉ)

Tipo Equipamento	Tensão (kV)	Média e Banda da Estimativa da Vida Operativa (Anos)	Desvio (Anos)	Razões para a Dispersão na Estimativa da Vida Operativa
Disjuntores				
Ar	110-199 200-275 ≥ 345	41 (30 to 50) 41 (30 to 50) 40 (30 to 50)	6 6 6	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem
Óleo	110-199 200-275 ≥ 345	42 (30 to 50) 41 (30 to 50) 38 (30 to 45)	6 6 5	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem
Gás	110-199 200-275 ≥ 345	43 (30 to 50) 42 (30 to 50) 42 (30 to 50)	6 6 6	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem, visto como “menos robustos”, preocupação ambiental com SF 6
Componentes dos Bays				
Chaves	≥ 110	42 (30 to 50)	8	Requisitos de capacidade, custos manutenção, corrosão, desgaste mecânico
TC - Óleo	≥ 110	39 (30 to 50)	7	Fragilidade do desenho, blindagem
TC - Capacitor	≥ 110	39 (30 to 50)	7	Ingresso de umidade, contaminação por PCB do óleo
Transformadores	≥ 110	42 (32 to 55)	8	Projeto, carregamento, degradação do papel isolante & óleo, falhas do sistema, peças de reposição, requisitos de capacidade, alta temperatura, níveis de umidade
Subestações Blindadas (GIS)	≥ 110	42 (30 to 50)	8	Requisitos de capacidade, alterações das falhas, Custos de manutenção, obsolescência de peças, Problemas mecânicos de desgaste, segurança, vedação Preocupação ambiental com SF6
Proteção Eletromecânica	-	32 (20 to 45)	9	Desgaste, erosão dos contatos, verdigris (pigmentação verde), Confiabilidade, temperaturas extremas, capacitação mão de obra, peças de reposição, funcionalidade, mudanças no projeto de proteção
Linhas Aéreas com Cabos ACSR				
“Normal”	≥ 110	54 (40 to 80)	14	Clima, ambiente, corrosão, níveis de graxa condutora stress, fadiga mecânica, falhas dos isoladores, vento, precipitação, carregamento de gelo, níveis de poluição, qualidade do material, altas temperaturas devido ao carregamento, juntas, design
“Poluição”	≥ 110	46 (30 to 70)	15	
Torres				
Treliça de aço	≥ 110	63 (35 to 100)	21	Clima, ambiente, corrosão, manutenção, galvanização pobre, condições do solo, fragmentação de concreto, corrosão do solo, junção aço / concreto
Madeira	≥ 110	44 (40 to 50)	4	Tratamento de preservação, podridão, pica-paus, insetos, vento, precipitação
Cabos				
Isolados à Óleo	≥ 110	51 (30 to 85)	20	Preocupações ambientais (vazamentos de óleo), preenchimento, corrosão difusa (fita de reforço do óleo), estresse elétrico / termomecânico, carregamento, cristalização difusa nos chumbamento

No caso dos transformadores este levantamento é mais amplo ainda (CIGRÉ - Study Committee 12.5, 1988) (CIGRÉ - Working Group A2.37, December 2015), (Reliability Problems with Large Power Transformers and Shunt Reactors - Typical Failure Modes and Failure Causes, 2005),

(Guide on Economics of Transformer Management, 2004). Na Figura 7 são apresentadas 2 curvas similares que mostram o aumento da indisponibilidade com o envelhecimento dos equipamentos, que foram retiradas das citadas referências do CIGRÉ.

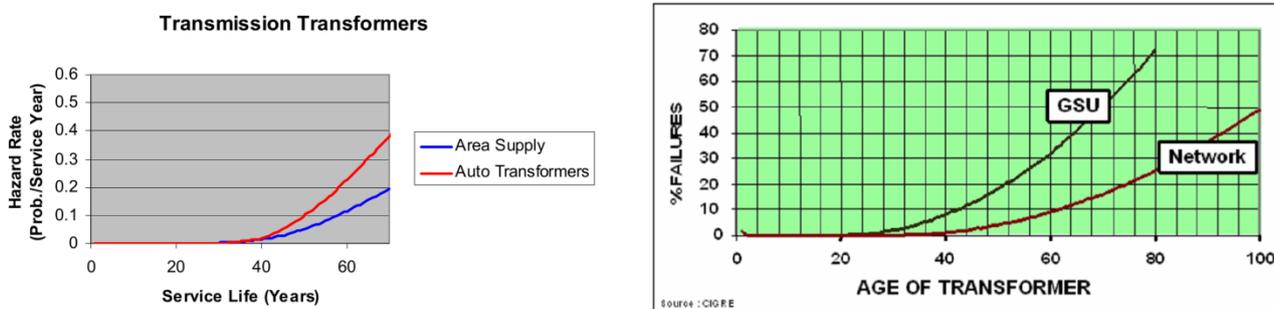


Figura 7 – Indisponibilidade nos Transformadores e Idade dos Ativos – original CIGRÉ

A preocupação com o envelhecimento dos ativos de transmissão e seu aumento de custo na base de ativos (troca e melhorias de equipamentos) e também nos custos de O&M é uma realidade na comunidade internacional.

A questão das práticas de O&M é uma preocupação das concessionárias e o padrão de manutenção com o envelhecimento dos ativos é ponto de debate internacional (Transmission Asset Risk Management, 2010).

A Figura 8 mostra uma comparação do comportamento estimado do envelhecimento em três cenários como função do ciclo de serviços de manutenção (ciclos de 8, 10 e 12 anos). A função S8 é ilustrada como o cenário de referência com um ciclo de serviço de manutenção de 8 anos e é derivado de ocorrências de falhas históricas (Transmission Asset Risk Management, 2010). O comportamento de envelhecimento no cenário S10 deixa claro que, apesar das estimativas piores, a ocorrência de falhas é apenas ligeiramente aumentada. Em comparação com o cenário, um aumento mínimo maior na probabilidade de falha pode ser esperado aqui de uma idade de funcionamento de aproximadamente 20 anos. Se o ciclo de serviço de manutenção for, no entanto, adiado por 4 anos no futuro (cenário S12), esta influência é caracterizada por um aumento altamente exponencial na probabilidade de falha de equipamento encurtando sua idade em 15 anos para o mesmo padrão de falhas do cenário S8. Notar então que os custos de O&M associados aos planos de manutenção preventiva dos equipamentos são vitais, considerando a vida operativa

dos equipamentos, o que demonstra inegavelmente a importância da idade dos equipamentos com os custos de O&M.

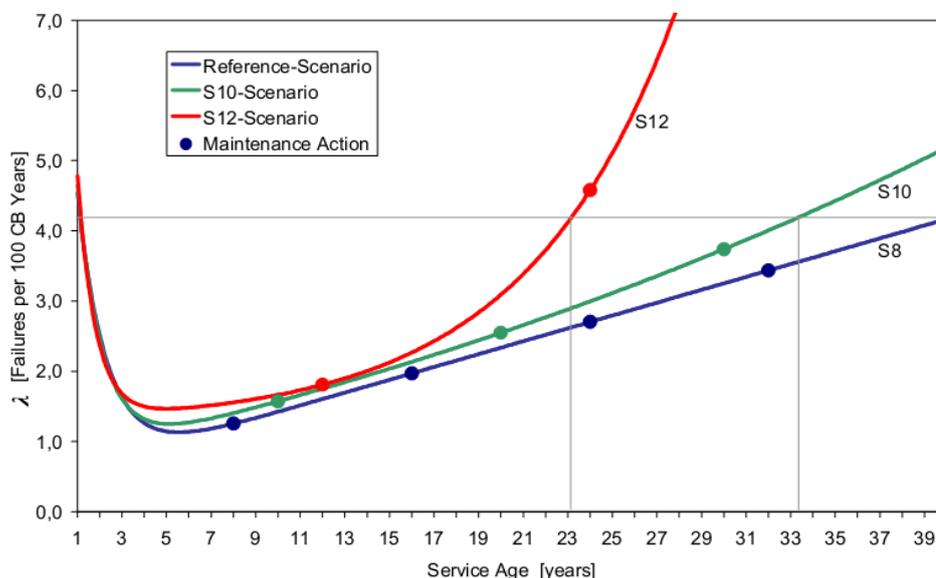


Figura 8 – Padrões dos Ciclos de Manutenção Preventiva e Falhas por Idade – original CIGRÉ

Até mesmo processos atuariais são utilizados no gerenciamento de ativos com o envelhecimento da rede. A questão das práticas de O&M e seus custos para a concessionária devem ser monitorados para o controle de risco do negócio. Considerando que as concessionárias de transmissão são atuarialmente neutras, assumindo que a empresa não é um tomador de risco nem um gestor agressivo de risco por serem regulados, os custos com e sem monitoramento com a idade são determinados pela multiplicação dos respectivos custos pela probabilidade de impactos. A economia de custos anual é determinada pela subtração do soma do diferencial do OPEX com o monitoramento e o custo atuarial com monitoramento, a partir do custo atuarial sem acompanhamento. O valor presente líquido da redução de custos é a soma dos valores presentes ao longo dos 70 anos do período de vida operativa. Na Figura 9, um exemplo de cálculo atuarial com a vida operativa dos equipamentos.

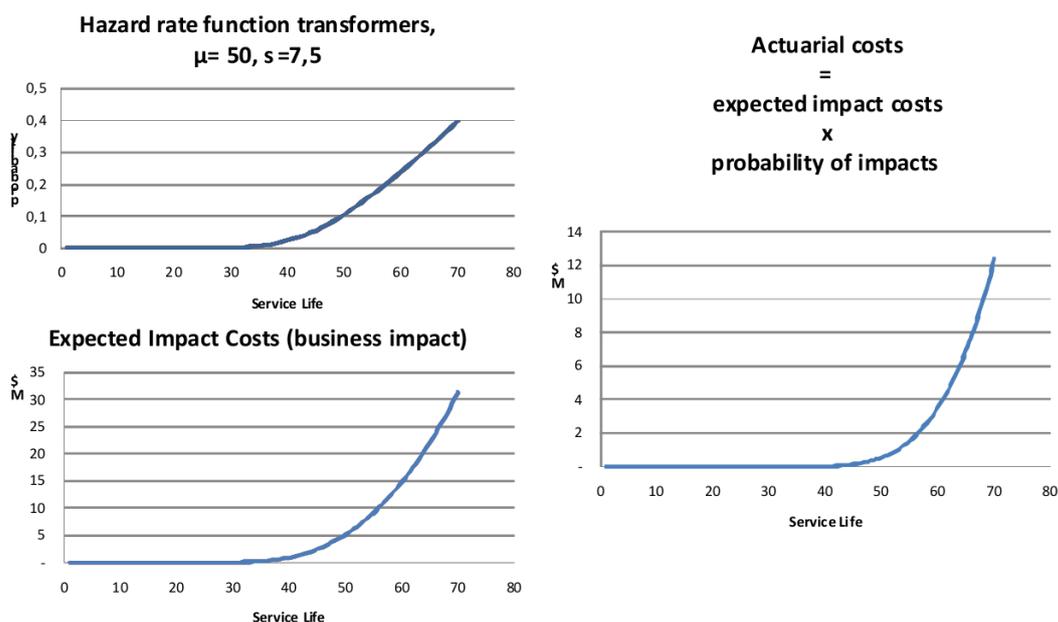


Figura 9 – Gráficos ilustrando o Cálculo dos Custos Atuariais

Uma análise estatística dos custos de O&M com a idade dos equipamentos é necessária em função do potencial término da vida operativa (ver Tabela 8) e os custos de inspeção maiores com o envelhecimento e também pelo aumento do número de falhas e respectivo aumento da manutenção corretiva dos equipamentos.

4.2.3 Análise Estatística nos Ativos da ISA CTEEP

Uma análise estatística do aumento de falhas com a idade dos equipamentos é um cálculo necessário para demonstrar o aumento dos custos de O&M e o padrão da curva de custos futuros de O&M (ver ANEXO com maiores detalhes).

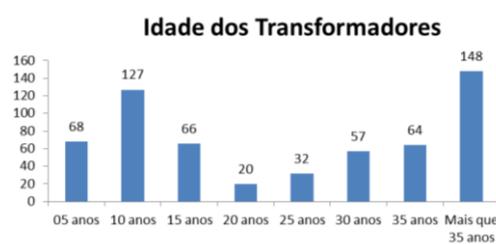
O universo de módulos da ISA CTEEP que estão sujeitos a falhas, e conseqüentemente aos custos de O&M, estão listados na Tabela 9, conforme base de dados da ISA CTEEP, disponibilizada na 2ª fase da AP 41/17. Notar que são 5947 módulos no ciclo 2017-2018, sendo que aqueles de maior peso para efeito de custos de O&M são os transformadores e linhas de transmissão, apesar de não ser o de maior número na Tabela 9.

Tabela 9 – Conjunto de Módulos na ISA CTEEP – ciclo 2017-18

Tipo de Módulo	Classificação		
	DIT	Rede Básica - RB	Rede Básica Fronteira - RBF
BC - Banco de Capacitores	162	5	-
CS - Compensador Síncrono	-	4	-
IB - Interligação de Barramentos	238	243	-
EL - Entrada de Linha	1563	409	-
LT - Linha de Transmissão	572	297	-
MG - Módulo Geral	116	175	-
MC - Módulo de Conexão	635	112	-
RTB - Reator de Barra	-	33	-
RTL - Reator de Linha	-	40	-
TR - Transformador	348	62	835
TT - Transformador Aterramento	97	-	-
Total Módulos	3732	1380	835
	5947		
Receita Ciclo 2017/18 (milhões)	R\$ 661	R\$ 1.411	R\$ 494
	R\$ 2.566		

Um estudo de caso com a ISA CTEEP pode ser realizada com o conjunto de transformadores da Rede Básica na Tabela 9.

Admitindo como levantado pela ISA CTEEP que todo o universo deste conjunto tenha hoje uma idade média de 25 anos de operação² (ver figura ao lado de uma amostra do conjunto da ISA CTEEP) é possível levantar o custo esperado do O&M com o envelhecimento.



Uma consideração importante para a análise é a curva de falhas dos transformadores com a idade, que foi obtida das citadas referencias internacionais. A Figura 10 ilustra curva com as taxas de indisponibilidade dos transformadores com o avanço da idade obtida da composição das citadas

² O conjunto possui idades variadas de vida operativa, no entanto a hipótese de considerar uma vida média de 25 anos (1993-2018) para todos não vai alterar a comprovação do que quer mostrar que é o padrão da curva de custos futuros de O&M.

referencias CIGRÉ. A ilustração nada mais é do que um similar da “Curva da Banheira” com dados reais.

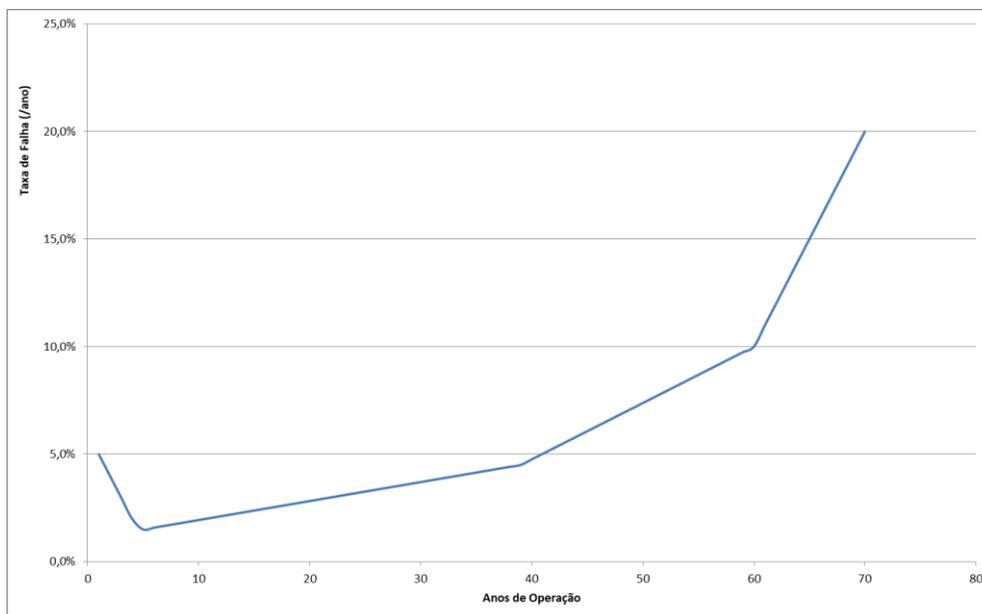


Figura 10 – Indisponibilidade dos Transformadores e Idade – Ref. CIGRÉ

Considerando a independência estatística das falhas no conjunto de transformadores da Rede Básica a ISA CTEEP (62 unidades) é possível aplicar a distribuição binomial nas falhas de cada unidade e agregá-las de forma combinatória. Desta forma levanta-se a probabilidade do número de equipamentos em falha por ano com o avanço do envelhecimento do conjunto. A Figura 11 ilustra a distribuição de probabilidade do número de transformadores com falha em cada ano conforme a idade, para o conjunto da Rede Básica (RB) da ISA CTEEP.

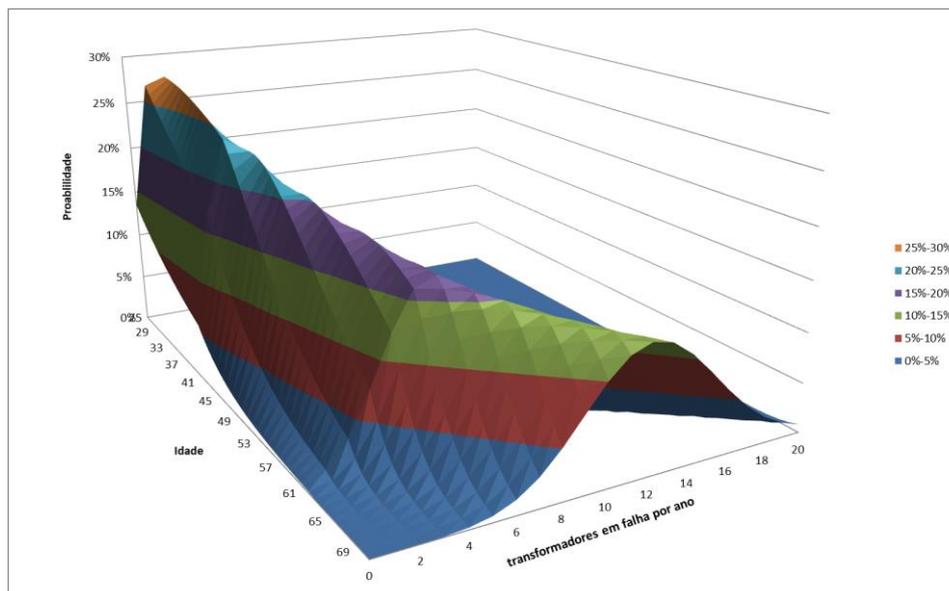


Figura 11 – Número de Transformadores em Falha por Ano com a Idade – RB ISA CTEEP

Outra informação necessária para compor o custo futuro do O&M é a comparação do custo relativo³ das atividades de O&M – manutenção & reposição de peças com a idade do ativo. Com base na experiência de diversas concessionárias a comparação relativa demonstra que as atividades de O&M acabam ficando mais onerosas com o envelhecimento dos ativos⁴.

Tabela 10 – Custo Relativo das Atividades de O&M

Idade	manutenção & reposição peças
0 a 5 anos	0,2
5 a 10 anos	1,0
10 a 20 anos	1,2
20 a 30 anos	1,5
maior que 30 anos	2,0

Com base na composição de todas as informações levantadas e a estatística de confiabilidade aplicada é possível levantar a curva de custo futuro do O&M com a idade do ativo, como apresentado na Figura 12.

³ O custo de referencia é o de manutenção & reposição de peças no período de 5 a 10 anos

⁴ O custo de operação e inspeção varia pouco com a idade e foi aqui considerado fixo

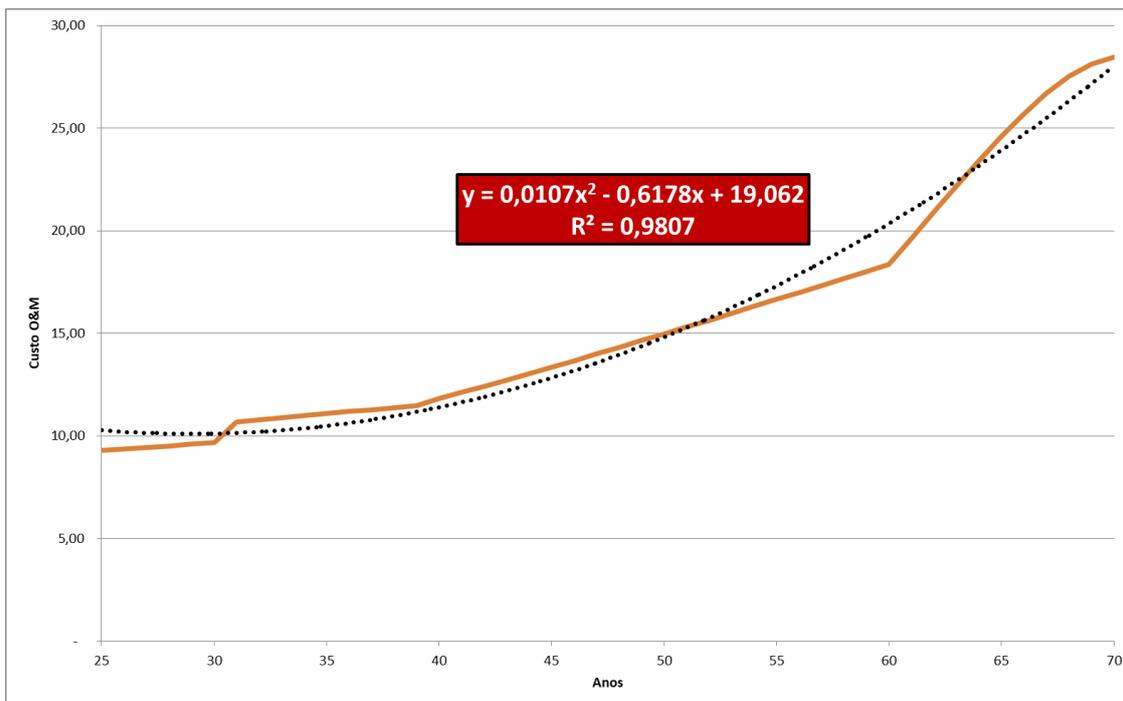


Figura 12 – Custo Futuro O&M com a Idade – Transformadores RB ISA CTEEP

Notar que a melhor regressão que acomoda a curva de custo futuro de O&M com a idade dos equipamentos (transformadores) é a quadrática.

Quando se levanta curvas similares (“curva de banheira”) para outros equipamentos do sistema de transmissão (linhas, disjuntores, torres, dentre outros) é possível encontrar resultados similares (Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques , 2018), (Guidelines for Increased Utilization of Existing Overhead Transmission Lines, 2008).

Em outras palavras existe o efeito dos anos de operação no custo de O&M de todos os equipamentos da ISA CTEEP com maior e menor grau de impacto, entretanto é possível afirmar que os custos futuro de O&M de cada conjunto de equipamentos segue uma relação quadrática com a idade.

5 DIFERENÇAS NO O&M DE CIRCUITOS SIMPLES E DUPLOS

5.1 Análise Qualitativa

O tipo de circuito, simples ou duplo, tem fundamental importância para a composição dos custos associados à manutenção das linhas de transmissão, pois as linhas de transmissão com circuito duplo possuem o dobro de cadeias de isoladores, ferragens de cabos condutores, comprimento dos cabos condutores, espaçadores quando comparadas com aquelas de circuito simples.

Deste modo, a probabilidade de ocorrência de uma falha envolvendo uma das fases em uma das linhas de circuito duplo é bem mais alta do que em uma linha circuito simples, que possui apenas um circuito. Em adição, existe a chamada “falha de modo comum”, que por um fator externo comum (exemplo – ventos fortes na faixa) atinge a estrutura da torre, ou mesmo, o arranjo de isolamento da cabeça de torre, ocasionando a perda dos dois circuitos. Isto amplifica o impacto sistêmico da ocorrência, o que implica em mais urgência no reparo, numa situação muito desfavorável para equipe de manutenção, que lida com um processo mais complexo da restauração da infraestrutura.

Além disto, as estruturas de circuito duplo possuem uma maior que uma estrutura de circuito simples instalada em condições similares, o que acarreta em um aumento considerável do tempo de execução da inspeção, principalmente relacionado à escalada das estruturas.

Conjuntamente, a utilização de estruturas de maior porte acarreta na necessidade de faixas de servidão mais largas, sendo no caso da ISA CTEEP utilizadas faixas de 60m para as LTs de 440kV em circuito duplo, enquanto que as LTs de circuito simples tem 40m ou 50m conforme a disposição das cadeias. Vale ressaltar que os custos associados à manutenção da faixa de servidão são proporcionais à área e largura das mesmas.

5.2 Análise Quantitativa

5.2.1 Experiência ISA CTEEP

A ISA CTEEP possui experiência na questão dos custos de O&M de circuitos simples e duplos. A quantidade de circuitos duplos na ISA CTEEP é muito grande em comparação com outras concessionárias.

Observa-se na ISA CTEEP que a alocação de recursos tem relação direta com o tipo de circuito, sendo que em média, aquelas de circuito duplo tiveram uma alocação de recurso bem superior do que aquelas de circuito simples. Existem explicações para tal composição de custos maior nos circuitos duplos: (i) O custo de operação é por circuito relacionado com o número de “bays”; (ii) A faixa de servidão de uma linha com circuito duplo é maior em alguns níveis de tensão; (iii) A manutenção em LTs com circuito duplo (CD) é mais difícil, dado que um dos circuitos está sempre energizado; (iv) A inspeção em LTs CD é mais demorada.

5.2.2 Experiência Internacional - FERC – Estados Unidos

O “Federal Energy Regulatory Commission (FERC)” é o regulador federal responsável pela aplicação e implantação do “Federal Power Act (FPA)”. As concessionárias públicas que inclui qualquer empresa com atuação na transmissão, conforme definições do FPA estão sujeitas a jurisdição do FERC.

Todas as concessionárias “públicas” devem preencher os requisitos tarifários do FERC de ser “justas e razoáveis”. Caso exista um parecer de uma tarifa que viole estes dois princípios básicos, poderá haver uma reposição das perdas no período em análise. A forma de análise destes dois princípios não segue uma metodologia e possui um amplo poder discricionário que considera vários fatores.

No final de 1999, o FERC editou a “FERC Order 2000” encorajando as concessionárias proprietárias de ativos de transmissão de colocar a disposição o controle operacional de seu sistema de transmissão, até o final de 2001, para as organizações regionais de transmissão – RTO⁵ que foram criadas. Esta medida visa aumentar a segurança operacional do sistema americano no regime de competição e uso aberto da transmissão. Os RTO serão responsáveis pela coordenação

⁵ Regional Transmission Organizations

operacional de grandes áreas elétricas e pelo planejamento da transmissão de forma otimizada para atender as necessidades destas áreas.

De certa forma o FERC, com intervenção do governo americano preocupado com a segurança, reconheceu a necessidade de uma operação coordenada, mesmo sob um regime de competição. O sistema americano sempre operou de forma individualizada, e quando se introduziu o acesso aberto à transmissão, o que se viu foi uma total incapacidade de se lidar com situações operacionais não previstas.

5.2.2.1 Estudos O&M FERC

Baseando-se num relatório da agência reguladora do Setor Elétrico nos EUA antecessora ao FERC, elaborado na década de 1960, é possível estabelecer uma métrica internacional de comparação com o O&M. Cabe ressaltar que a avaliação a seguir é um exemplo ilustrativo, consequência dos melhores esforços empenhados em encontrar uma métrica internacional de avaliação para a realidade brasileira.

O estudo publicado pela agência americana foi baseado num universo de 265 empresas com atividade de transmissão. O relatório mostra que a operação e manutenção do sistema de transmissão destas empresas não eram automatizadas, perfil semelhante à realidade do sistema no Brasil hoje.

Apesar de serem índices formulados na década de 60, os dados de custo de O&M elaborados pelo FERC e atualizados pelo CPI são razoavelmente aplicáveis à realidade brasileira.

No ano de 2004, em duas ocasiões esta aplicabilidade pode ser comprovada. Durante aquele ano, a ANEEL contratou estudo comparativo de O&M de instalações de transmissão utilizando a base de dados do FERC atualizada pelo CPI, como será feito neste trabalho.

No caso da privatização da CTEEP, no “data-room” disponibilizado aos interessados, os resultados encontrados a partir das métricas definidas pelo FERC e atualizadas pela inflação americana foram consistentes com os custos de O&M da ISA CTEEP naquele momento, inclusive com proposição de redução com o novo dono privado (J.Mello, 2005).

Em todos os casos – orçamentos reais e projetados pelo FERC – a relação custo de O&M/ Ativo Imobilizado Bruto manteve-se entre a faixa de 2 a 3% que é o intervalo aceitável de custo de

O&M, para sistemas de transmissão de investimentos recentes. Embora se considere que a mão-de-obra americana é de maior custo salarial que a brasileira, convém recordar que os encargos trabalhistas brasileiros são bem maiores. No caso da CTEEP (nome antes da privatização), o custo da mão-de-obra paulista era um dos mais elevados do Brasil, o que tende também a aumentar a convergência da comparação com os dados americanos do FERC.

Por todas as considerações levantadas até aqui, considerou-se consistente a comparação do custo de O&M da CTEEP com os índices do FERC naquele momento (J.Mello, 2005), apesar das limitações inerentes a análises desse tipo.

5.2.2.2 Aplicabilidade dos índices do FERC

A elaboração do relatório do FERC teve como motivação a necessidade de uniformizar as estimativas para as empresas americanas e padronizar os critérios de determinação de parâmetros de avaliação dos custos de O&M do setor de transmissão, como índices de custos de operação e manutenção para as estruturas de linhas de transmissão em US\$/km de linha e US\$/capacidade de transformação em MVA.

Em (J.Mello, 2005) se atualizou estes índices para setembro de 2005 pelo CPI e, com base na estrutura de linhas de transmissão e subestações.

Neste trabalho os valores de setembro de 2005 foram atualizados para setembro de 2018, por correção base IGP-M.

A Tabela 11 apresenta os índices do FERC para linhas de transmissão e subestações por nível de tensão e por capacidade de transformação, respectivamente já atualizados para setembro de 2018.

Tabela 11 – Índices de O&M por km de linha e SEs por MVA do FERC - base: set/18⁶

tensão	Linhas de Transmissão			Transformadores	
	simples	duplo	2 lts	MVA	R\$/MVA por ano
	R\$/km por ano				
69	3.109	4.423	5.405	5	62.322
138	4.423	5.736	7.172	10	43.470
230	6.218	8.250	10.522	20	31.161
345	7.532	10.041	12.554	50	21.546
440	8.845	11.836	14.586	75	18.853
500	9.563	12.814	15.692	100	16.542
				200	13.466
				300	10.003
				600	9.233
				1.000	8.207
				1.500	6.927

5.2.2.3 Aplicação na Relação Circuito Simples e Duplo

A Tabela 11 com os números do FERC também traz a relação de O&M em circuitos simples e duplos. Na Tabela 12 são apresentadas estas relações com base no FERC, e a média global da ISA CTEEP considerando as classes de tensão existentes. O **fator ideal da relação O&M duplo/ O&M simples é 1,34 de acordo com os dados típicos do FERC.**

Tabela 12 – Relação Custos de O&M - Circuito Simples e Duplo – FERC

Tensão	Relação Custo O&M simples/duplo
69	1,42
138	1,30
230	1,33
345	1,33
440	1,34
Média	1,34

⁶ O termo "2 lts" se refere a duas linhas de transmissão circuito simples na mesma rota / traçado, onde pode existir economia de escala no O&M

6 A REALIDADE DO O&M NOS ATIVOS DE REDE BÁSICA E DITs

6.1 Análise Qualitativa

Na Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL (Fl. 8) se percebe uma divisão entre os ativos de Rede Básica (RB) e aqueles classificados com DITs. São definidos pelos limites impostos a essa relação entre RB e DITs (O&M RB/DIT) que são menores que 1. Isto se baseia na “premissa de que linhas em tensão inferior a 230 kV teriam um menor nível de exigência operacional e maior disponibilidade de mão de obra apta a realizar os processos de manutenção a elas associados”, o que resultaria em menores custos de O&M.

Estudos internos na ISA CTEEP não indicam que as premissas adotadas pela ANEEL sejam amplas, embora possam ser verdadeiras em certas situações. Existem outros fatores que contribuem para que os custos de O&M das DITs sejam maiores do que os ativos na RB, como por exemplo, o número de intervenções.

Corroborando isto, documento elaborado pelo UMS Group (UMS_Group, 2015), que analisa os dados de 31 transmissoras de energia elétrica no mundo, abordando o desempenho do nível de serviço, do custo, da quantidade de produtos e da produtividade das empresas indica que a relação esperada entre o custo da rede de baixa tensão e rede de alta tensão é inversa à proposta pelo regulador, conforme Tabela 13 (ESE, 2017). Notar que os dados desta tabela se referem as intervenções, portanto a base é diferente da Tabela 11 que se referem apenas as linhas por km e transformadores em MVA.

Tabela 13 – Custo O&M das Intervenções por Classe de Tensão

Tensão	Valor em US\$
60 até 99 kV	499,7
100 até 199 kV	307,0
200 até 399 kV	209,0
superior à 400 kV	144,0

6.1.1 Histórico das DITs - Regulação

Os ativos componentes das DIT (Demais Instalações de Transmissão) foram definidos desde a criação e composição inicial da Rede Básica, com a reforma do setor elétrico brasileiro em meados da década de 90. A desverticalização das empresas que agregavam ativos nos segmentos de geração, transmissão e de distribuição foi o principal motivador para a criação do conceito das DIT, uma vez que a propriedade dos ativos e a nova regulação aplicada não estavam mais em perfeita sincronia.

A regulamentação da Rede Básica teve a sua origem na Lei nº 9.074/95, que determinou ao poder concedente definir a formação da Rede Básica dos sistemas interligados, que seriam assim os ativos do segmento transmissão.

Com as justificativas técnicas dos órgãos responsáveis pelo planejamento e operação naquele momento, o DNAEE regulamentou pela primeira vez as instalações existentes que fariam a composição da Rede Básica. O critério então adotado foi daqueles ativos que tinham função de transmissão e/ou de otimização dos recursos eletroenergéticos. Esta definição não foi um consenso e a rede resultante careceu de uma lógica sistêmica única.

No Estado de São Paulo, a CESP definiu como instalações de sua propriedade a integrarem a Rede Básica a malha resultante do seu processo de cisão em empresas geradoras, distribuidora e transmissora, resultando uma rede formada por instalações de 440 kV, 345 kV, 230 kV e um extenso sistema de 138 kV e 88 kV permeando todo o Estado.

No ano de 1997, no âmbito do projeto RE-SEB do MME se recomendou que a Rede Básica fosse definida como sendo formado pelas instalações de 230 kV e tensões superiores. Sendo assim, os ativos em tensão de 138 kV ou abaixo seriam, para fins de tarifação, tratados como “ativos de distribuição” e seriam ou transferidos para companhias de distribuição e remunerados com os mesmos critérios das tarifas de distribuição, ou pertencentes e operados por uma companhia de transmissão, porém remunerados dentro da metodologia de tarifação de distribuição. Surgiu assim, o conceito transitório das "Demais Instalações de Transmissão" (DIT), que eram ativos não

integrantes da Rede Básica, que seriam disponibilizadas pelas transmissoras proprietárias para os agentes de geração & distribuição.

Em julho de 1998, a ANEEL revisou a composição da Rede Básica estabelecida pelo DNAEE de forma a adequá-la à reestruturação do setor elétrico nacional, decorrente da Lei nº 9.648/98 e do Decreto nº 2.655/98, definindo como Rede Básica, a malha constituída por todas as linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e subestações que continham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

O conceito embutido nesse critério deixou bem claro a composição da Rede Básica em termos de linhas de transmissão. Entretanto, linhas de transmissão abaixo de 230 kV de propriedade de concessionárias transmissoras no nível regulatório da distribuição ficaram com um critério de classificação misto e passaram a ser denominadas “Demais Instalações de Transmissão” - DIT.

A Resolução ANEEL 433/2000 que atualizou mais uma vez os critérios de composição da Rede Básica, alocando os custos de uso de instalações para atendimento de mercado local às concessionárias de distribuição, retirando os transformadores com secundário inferior a 230 kV. O objetivo foi destinar os encargos dos transformadores existentes aos usuários da rede de distribuição e responsabilizar as distribuidoras pela implantação das novas subestações e transformadores para os usuários a eles conectados, evitando a exportação destes encargos para todos os usuários da Rede Básica. Desta forma, se criou um novo conjunto de DITs nos pátios das subestações com tensão menor que 230 kV. Ao mesmo tempo se alcançou uma blindagem do conjunto das DITs existentes, e os reforços em tensões menores que 230 kV seriam todos de responsabilidade das concessionárias de distribuição. Esta responsabilidade foi ainda mais aprimorada em normas posteriores.

A remuneração daquele conjunto das “Demais Instalações de Transmissão” foi então definida com um encargo de conexão pago pelas distribuidoras aos proprietários dos ativos, ou seja, as empresas de transmissão como a ISA CTEEP.

A ISA CTEEP ficou com conjunto de ativos de DITs, com aproximadamente 5.500 km de linhas, sendo a maioria em circuito duplo, que representam cerca de 10.000 km de circuitos em 138 kV, 88 kV e 69 kV, e 24.000 MVA em transformações abaixadoras da Rede Básica para 138 kV e 88 kV, sendo a rede de DITs mais significativa até hoje. As instalações estão dedicadas às seguintes empresas concessionárias de distribuição e geradores no estado de São Paulo.

A regulamentação da expansão e reforço nas DITs foi ainda mais aprimorada, sendo possível uma autorização dada pela ANEEL que dá responsabilidade ao proprietário transmissor nesta missão.

Recentemente em 2017 se estabeleceu ainda as condições gerais para incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT pelas concessionárias de distribuição. Essa transferência abrange os ativos das DIT que atualmente são de uso exclusivo de concessionárias de distribuição, desde que não abrangidos pela Portaria MME nº 120/2016, ou seja, nos termos da regulamentação vigente, as DIT que se enquadram no §2º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013 não tem a transferência compulsória estabelecida. O conjunto das DIT da ISA CTEEP não será transferido por se enquadrar nessa restrição.

6.1.2 A Realidade das Intervenções de O&M nas DITs

O conhecimento do setor elétrico mundial converge que os custos de operação e manutenção são proporcionalmente (O&M/VNR) maiores nos níveis de tensão mais baixos, onde se alocam equipes maiores com uma frequência de intervenção também maior, apesar de custos de reposição e material menores. Os circuitos com níveis de tensão mais baixos estão mais sujeitos também às interferências externas provocadas pela população, tais como balões e pequenas queimadas.

A ISA CTEEP inclusive mantém um “Programa de Prevenção de Riscos e Relacionamento com a Comunidade do Entorno das Linhas de Transmissão da ISA CTEEP – Amigos da Energia” (Programa Amigos da Energia, 2018) com foco principal nas DITs. Este programa realiza atividades educativas e interativas de orientação e relacionamento voltadas para as comunidades localizadas no entorno das instalações da ISA CTEEP, principalmente em regiões que representam riscos à atividade de

transmissão de energia e à população, como é o caso dos ativos das DITs. O foco é prevenir ações da população no entorno das linhas como estas ilustradas na Figura 13.

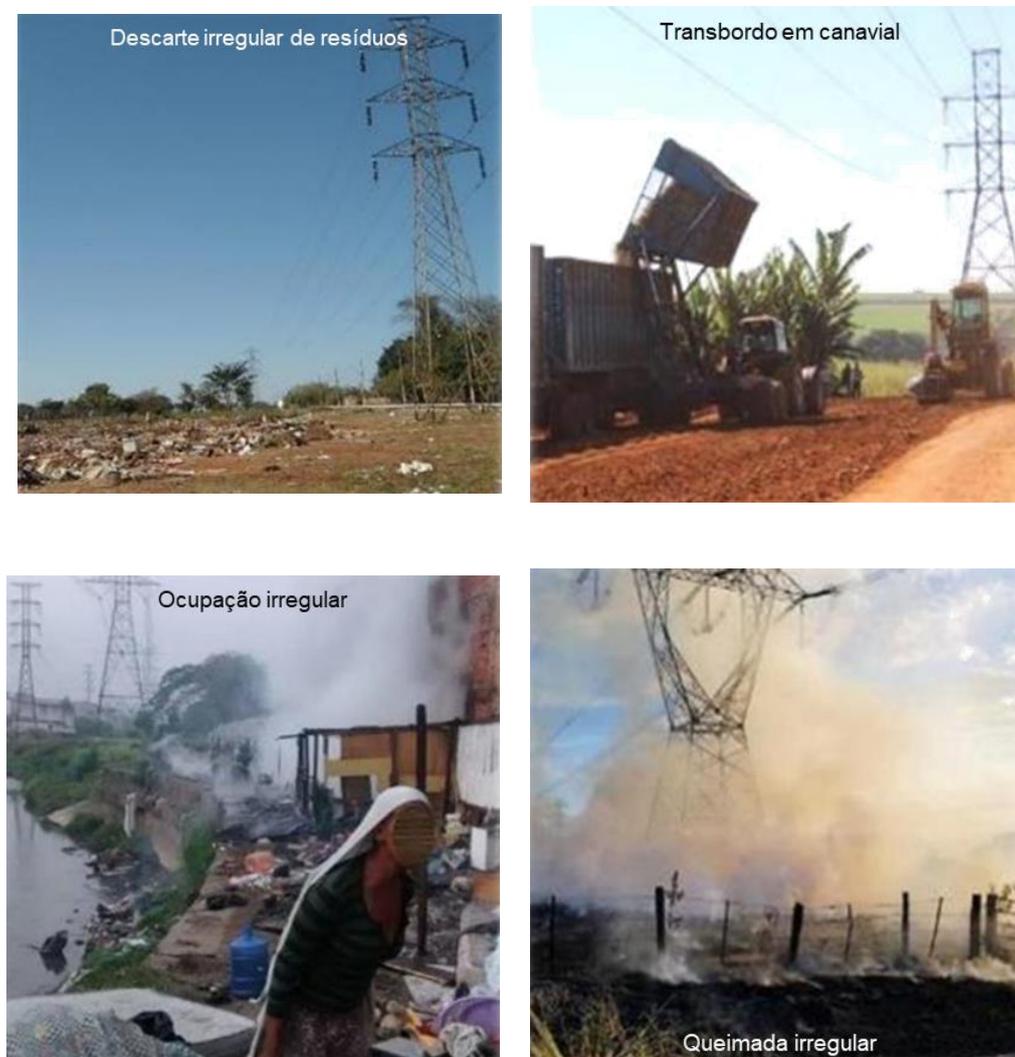


Figura 13 – Atividades de Risco no entorno das DITs

O programa busca atingir as comunidades com palestras educativas e campanhas nas escolas, onde as questões relativas aos riscos das linhas de transmissão são muito bem identificadas e explicadas aos participantes.

Na Figura 14 são apresentadas as ênfases do programa Amigos da Energia e na Figura 15 é apresentado um exemplo de campanha e as formas de comunicação com o público alvo, bem como o público atingido pelo programa.

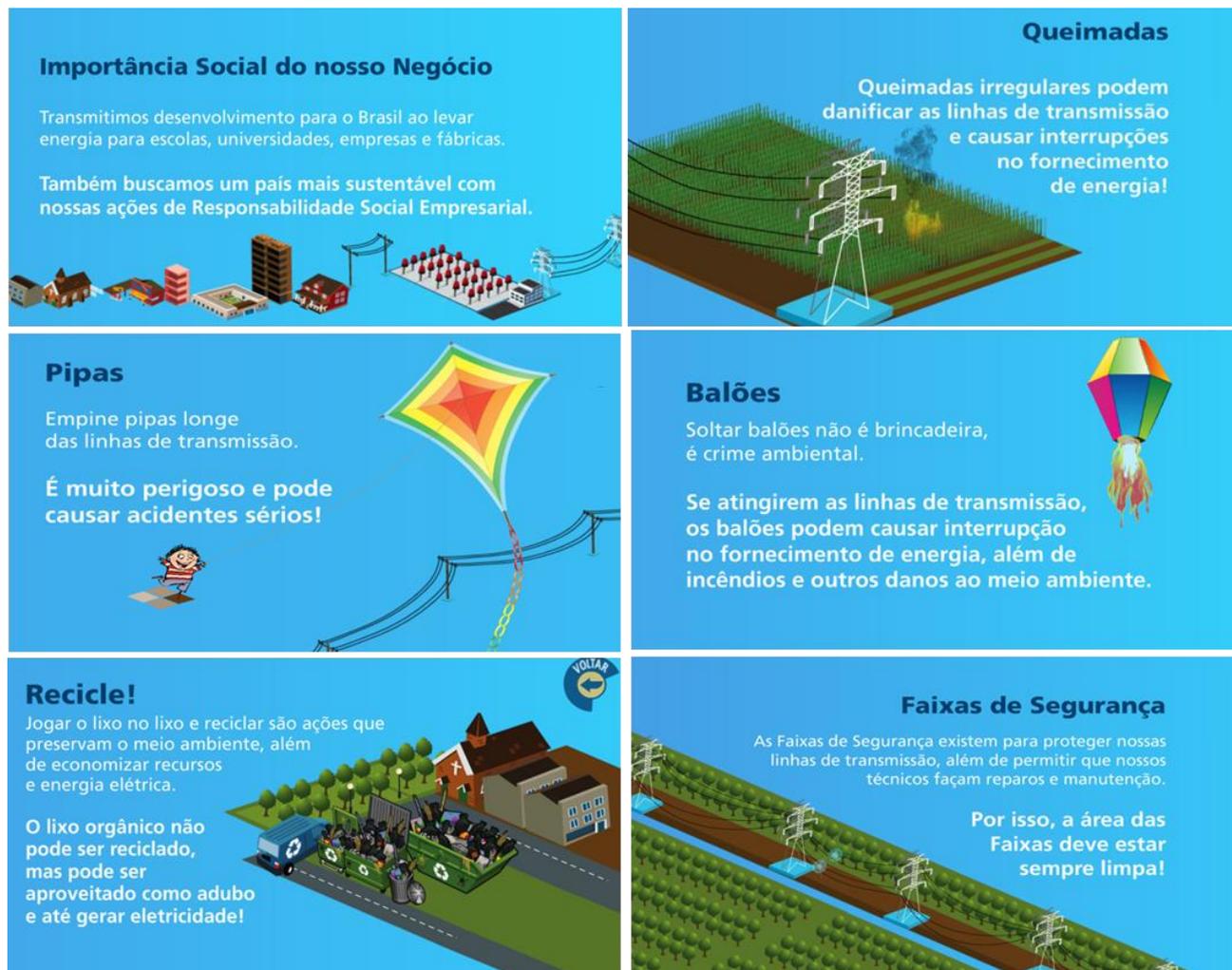


Figura 14 – Ênfase do Programa “Amigos da Energia”

A amplitude e resposta do trabalho tem sido satisfatória e os custos do programa são apropriados no O&M da ISA CTEEP com foco principal nas DITs, como uma ação proativa de minimizar problemas para a população e interrupções do fornecimento.

Evidentemente todos os esforços de prevenção de interrupções por causa exógena humana junto às comunidades traz uma resposta melhor quanto à disponibilidade dos ativos, e a ISA CTEEP realiza com bastantes dispêndios e pessoal alocado nesta ação. No entanto outras providências de O&M também são necessárias para enfrentar a realidade operativa das DITs.

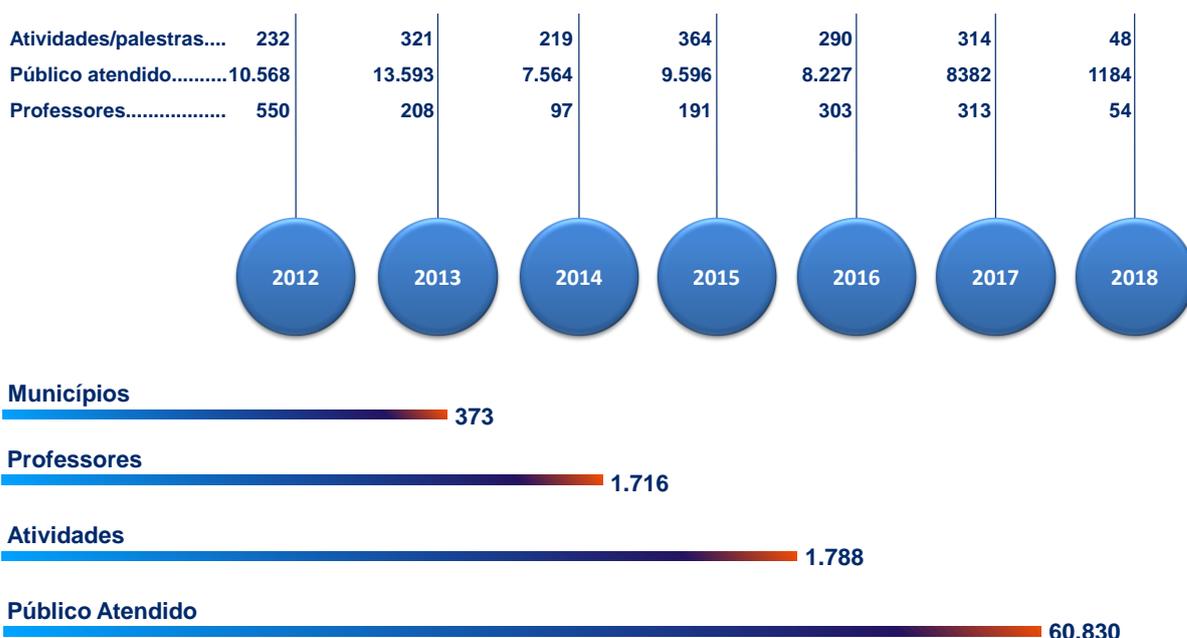


Figura 15 – Formas de Comunicação com Público atendido pelo Programa “Amigos da Energia”

Alguns pontos relacionados ao conjunto de ativos das DITs são cruciais para comprovar o maior impacto dos custos de O&M nestes ativos, como segue:

- No caso da Rede Básica é possível prever a parcela variável (PV) como uma penalidade por indisponibilidade, e nas DITs são aplicados os procedimentos de

distribuição (PRODIST), onde se houver um impacto sistêmico significativo, como perda generalizada em cidades, ocorre também uma expressiva perda de receita, que é muito maior do que aquela imposta pela PV. A cautela com O&M é necessária para preservação do negócio da ISA CTEEP.

- As DITs se transformaram num conjunto de ativos com idade avançada e que são tratadas diferentemente do resto dos ativos das transmissoras, desde a desverticalização na década de 90, dado que não receberam reforços e melhorias. Portanto, apresentam padrões e normas que não são atualmente considerados no resto dos demais ativos da empresa, e necessitam de uma manutenção diferenciada.
- A realidade da operação & manutenção da ISA CTEEP percebe um número de ocorrências maior do que na Rede Básica.
- Um fenômeno externo da natureza, que é a migração de aves no âmbito do estado de São Paulo impõe um número de intervenções muito mais significativo nas linhas de transmissão das DITs, como relatado a seguir.

6.1.3 O Impacto da Migração de Aves no O&M das DITs

Os desligamentos em linhas de transmissão provocados por aves na ISA CTEEP são praticamente exclusivos causados por excrementos das Curicacas (“*Theristicus Caudatus*”), as quais pernoitam nas estruturas e quando se posicionam na direção das fases, estas defecam sobre os isoladores, o escorrimento de várias excreções sobre cadeias de isoladores provoca o curto circuito.

Também ocorre curto circuito por excreção única, quando é feita paralela e próxima da cadeia de isoladores, cuja característica da excreção é um jato contínuo de material pastoso e de comprimento suficiente para criar um “jump” na cadeia de isoladores das DITs.

Quando se estratificam as ocorrências, constata-se que 90% dos casos, ocorrem nas fases superiores de Linhas de 88 e 138 kV das DITs, foco desta argumentação.

Conforme registros apresentados pela ISA CTEEP, os desligamentos são exclusivamente no período noturno, com incidência de 73,3% nos meses janeiro a julho. No período de reprodução, agosto a dezembro, as ocorrências são de 26,7%.

As Figura 16 e Figura 17 ilustram as aglomerações de “Curicacas” e efeito que causam nos isoladores das linhas das DITs.



Figura 16 - Curicacas sobre estruturas das DITs



Figura 17 - Cadeia de isoladores contaminados com excrementos de curicacas

Os desligamentos causados por aves, em especial por Curicacas, tem sido objeto de muitos estudos, internos e externos na ISA CTEEP (Oliveira), (Renata), (DT_ISA_CTTEP, 2018).

Os estudos apontam que a solução é impedir a permanência das Curicacas sobre as fases, evitando a excreção sobre isoladores/condutores.

Foram desenvolvidos muitos acessórios contra o pouso das Curicacas nas extremidades dos braços das estruturas, local que propicia os desligamentos das linhas de transmissão.

Nas Figura 18 a Figura 31 se apresentam alguns acessórios aplicados e disponíveis para evitar as ocorrências devido as Curicacas nas linhas das DITs.



Figura 18 – Chapéu – Instalação sobre o Isolador Superior



Figura 19 – Espinheira confeccionada com cabo de Alumínio - Local para ninho das Curicacas



Figura 20 – Espetos – Afasta as Curicacas



Figura 21 – Espanta Pássaro Sonoro - Sistema Digital Microcontrolado – Produto P & D

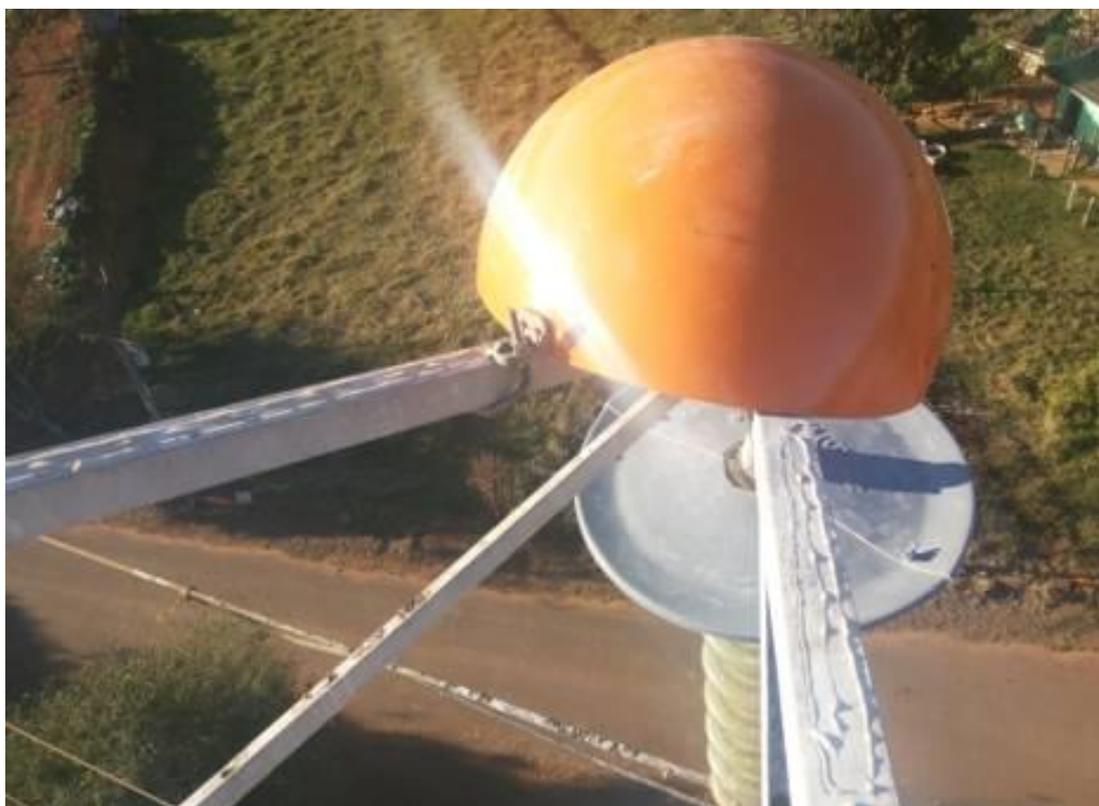


Figura 22 – Meia esfera evitando pouso das Curicacas + Prato + Repelente Pastoso



Figura 23 – Poleiros para acomodar as Curicacas fora da projeção dos condutores e fora das estruturas



Figura 24 – Repelente Pastoso nas Mísulas



Figura 25 – Fixação de Anel Equalizador com Repelente Pastoso na Extremidade da Mísula



Figura 26 – Cones de Instalação nas Pontas das Mísulas



Figura 27 – Espanta Pássaro Eólico – Cata Vento

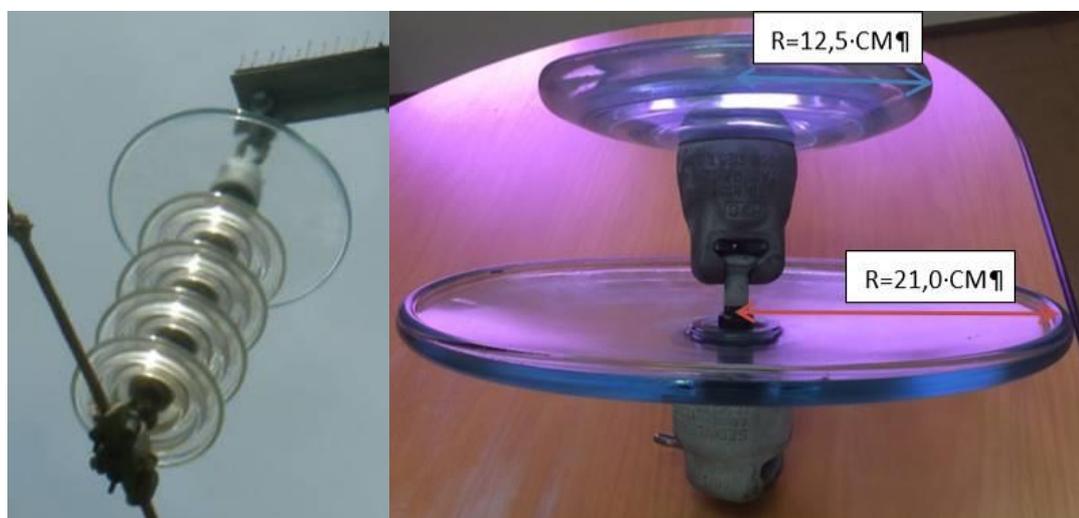


Figura 28 – Disco de Isolador com Diâmetro Expandido



Figura 29 – Espineira (Ouriço) com Cabo de Aço – Rígido.

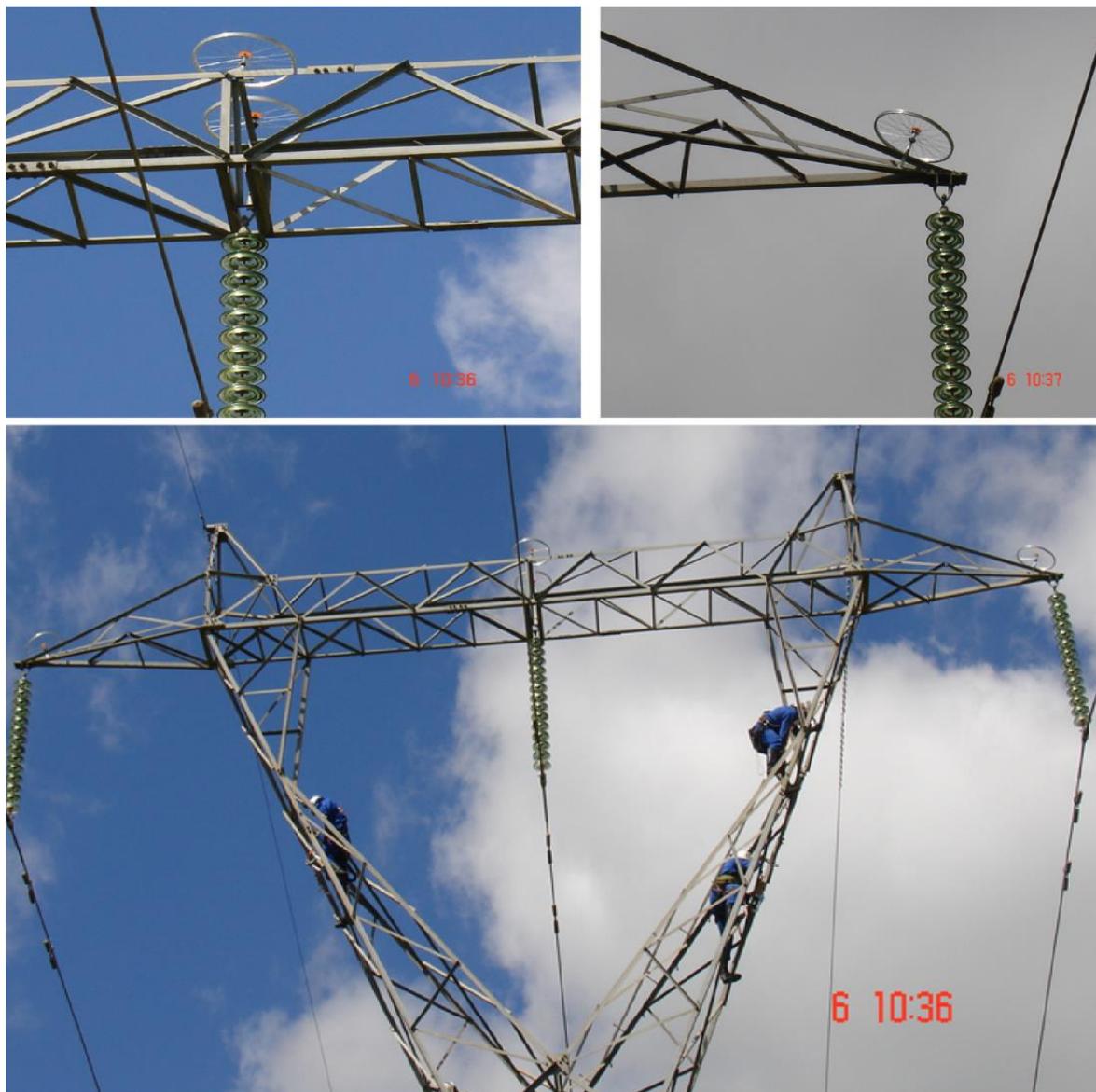


Figura 30 – ATTILINHAS – Inibidor de Pouso de Aves – Desenvolvimento Externo



Figura 31 – Espiras com Arame de Aço

A distribuição geográfica da “*Theristicus Caudatus*” - Curicaca está presente em grande parte do Brasil, onde haja vegetação aberta e lagoas, campos em solos pantanosos ou periodicamente alagados (Sick, 1988) (embrapa).

A Curicaca “*Theristicus Caudatus*” mede aproximadamente 69 cm de comprimento e 43 de altura, possui bico longo e curvo que utiliza para enterrar no solo em busca de alimentos. Sua envergadura pode atingir até duas vezes seu tamanho. Possui pernas altas e asas largas com coloração clara, caracteriza-se pelas marcas pretas na região perioftálmica (ver Figura 32).

Alimentam-se de pequenos insetos, larvas, centopeias, pequenos lagartos, ratos, caramujos, aranhas e outros invertebrados. Somam-se a esses os anfíbios, pequenas cobras e sapos (já que esta ave não se incomoda com as toxinas liberadas por eles) e entre outros (Sick, 1988).

São frequentadoras de áreas secas campestres e seus locais de alimentação são campos naturais, áreas de cultivo, além de estar presentes também em áreas semiabertas como capoeiras, beira de matas secas, caatinga, cerrados, plantações, canaviais e pastos sujos.

Geralmente estão em pares e para pernoitar se reúnem em bandos maiores, vocalizando juntas no local do pernoite. Em épocas de queimadas, seguem os focos de incêndio em busca de presas de pequeno porte assustadas pelas chamas.



Figura 32 – Curicaca “*Theristicus Caudatus*”

Verificando a localização das ocorrências na ISA CTEEP foram levantados os desligamentos ocorridos por Curicacas e plotados no Google Earth as 117 ocorrências, conforme Figura 33. Também foram plotados os pontos da rede ISA CTEEP onde há protetor contra excrementos de Curicacas, somando 2115 estruturas protegidas, como na Figura 34.

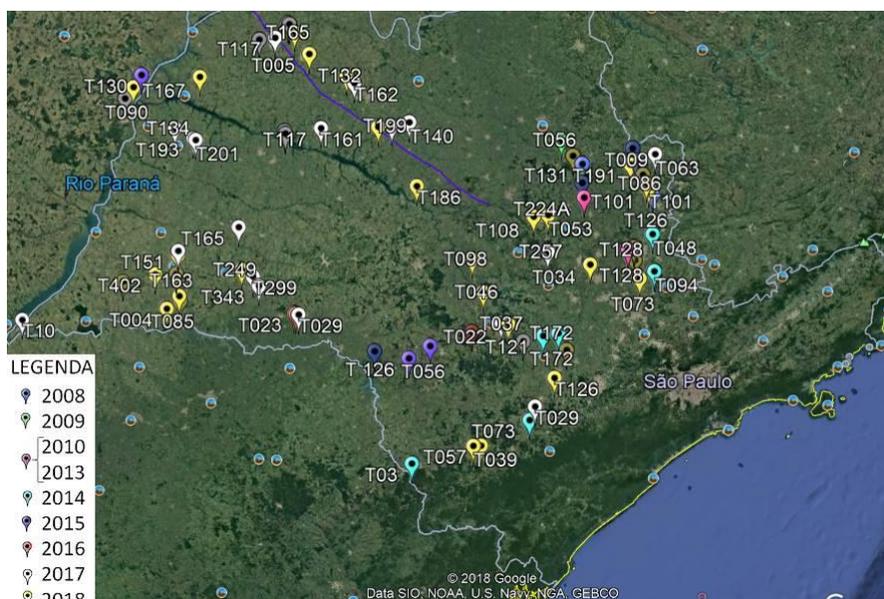


Figura 33 – Desligamentos Ocorridos na ISA CTEEP devido Curicacas

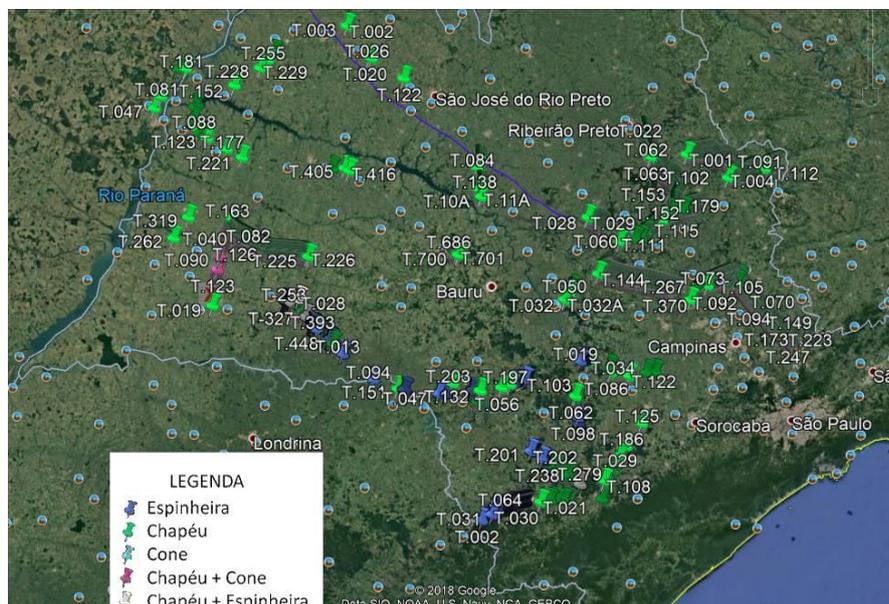


Figura 34 – Protetores na ISA CTEEP - Curicacas

No período de 2008 a meados de 2018 foram registradas 117 ocorrências de desligamentos por Curicacas (ver Figura 33). Até meados de 2018 havia 2115 estruturas protegidas contra excrementos de Curicacas (ver Figura 34). Dentre as 117 ocorrências, 10 foram em estruturas

protegidas, 8 estruturas estavam protegidas com prato (chapéu), 1 estrutura estava protegida com Cone e 1 estrutura protegida com espinheira (ouriço). Na Tabela 14 segue a estratificação das informações sobre ocorrências e proteções instaladas.

Tabela 14 – Informações sobre Ocorrências e Proteções Instaladas

	Tensão (kV)	Qtde. Torre	Ocorrências	Estruturas protegidas Prato (*)	Estruturas protegidas Espinheira	Estruturas protegidas Cone	Estruturas protegidas	Índice de falha
RB	440	11.011	1	21	0	0	21	0,0009
	345	1.014	0	0	0	0	0	0
	230	2.633	11	33	41	0	74	0,042
	Total RB	14.658	12	52	41	0	95	0,0082
DIT	138	13.128	95	1681	135	87	1903	0,072
	88	2.778	9	47	69	1	117	0,039
	69	10	1	0	0	0	0	1
	Total DIT	15.916	105	1728	204	88	2020	0,066
TOTAL (RB + DIT)	30.574	117	1782	245	88	2115	0,038	
Desligamento com protetor instalado				8	1	1		
Índice de falha				0,0045	0,0041	0,011		
Custo do protetor				R\$ 120,00	R\$ 28,00	R\$ 190,00		
Intervalo para Manutenção e ou substituição				8 anos	20 anos	10 anos		

(*) – Estruturas protegidas com Prato ou Prato + outro protetor qualquer

Em todos os tipos de proteções instaladas na ISA CTEEP ocorreram falhas, ou seja, qualquer das proteções utilizadas não garante a eliminação da falha, porém é evidente que a instalação dos protetores reduz significativamente a quantidade dos desligamentos provocados por excrementos de Curicacas.

Considerando que os desligamentos não são permanentes é possível admitir eventuais desligamentos. Considerando ainda os custos e a manutenção necessária nos protetores é recomendável a instalação de protetores tipo espinheira (ouriço).

O objetivo não é impedir a ave de pernoitar nas estruturas, porém evitar que ocorra um desligamento, bem como proteger a ave de um curto circuito de alta tensão.

Conforme Figura 35 abaixo é visível o local de preferência da Curicacas, mesmo com o protetor instalado permaneceram na parte mais alta da estrutura. Conforme informado anteriormente, mais de 95% dos desligamentos ocorrem na fase superior.



Figura 35 – Locais de Preferência das Curicacas

Considerando o local de preferência da ave, a instalação de protetores faz-se necessário sobre a projeção das cadeias de isoladores da fase superior. Os protetores deverão ser fixados na extremidade mística de forma a impedir aproximação das Curicacas no local, evitando a excreção no direcionamento das cadeias de isoladores. Os demais tipos de protetores disponíveis no almoxarifado poderão e deverão ser instalados.

As instalações relacionadas na Tabela 15 abaixo são aquelas que tiveram ocorrência de desligamentos por Curicacas nos últimos anos. Considerando a estrutura afetada foram ampliadas 20 estruturas para cada lado da Linha de Transmissão, totalizando 2.318 estruturas a serem protegidas.

Tabela 15 – Instalações das Proteções

Instalações Bauru

Local de Instalação			Protetor	Custo	
Instalação (Regional Bauru)	Torre inicial	Torre final	Quant. Ouriço	Unit. (R\$)	Total (R\$)
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA /GUARIROBA	110	150	164	66	10824
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA /VOTUPORANGA2	145	185	82	86	7052
LT 138 kV JALES /VOTUPORANGA 2	48	137	360	66	23760
LT 138 kV VOTUPORANGA 2 /S.J.RIO PRETO	1	25	100	66	6600
LT 138 kV VOTUPORANGA 2 /S.J.RIO PRETO	112	182	284	66	18744
LT 138 kV PIONEIROS 1/JALES ou ILS/JAL	151	187	148	66	9768
LT 138 kV N.AVANHANDAVA /S.J.RIO PRETO	1	33	66	86	5676
LT 138 kV N.AVANHANDAVA /S.J.RIO PRETO	97	137	82	86	7052
LT 138 kV N.AVANHANDAVA /VALPARAISO	247	267	84	66	5544

LT 138 kV S.J.RIO PRETO /CATANDUVA	120	148	116	66	7656
LT 138 kV PROMISSAO /CATANDUVA	179	219	82	86	7052
LT 138 kV PROMISSAO /CERRADINHO R. CRR	1	20	80	66	5280
LT 138 kV CATANDUVA /IBITINGA	166	206	164	66	10824
LT 138 kV BARRA BONITA /BARIRI	78	118	164	66	10824
LT 138 kV BARRA BONITA /BOTUCATU	26	66	164	66	10824
LT 138 kV ELDORADO 01 / ILHA SOLTEIRA	70	150	324	66	21384
LT 138 kV TRES IRMAOS /VALPARAISO	114	221	432	66	28512
LT 138 kV TRES LAGOAS/ELDORADO	31	76	184	66	12144
LT 138 kV PORTO PRIMAVERA /ROSANA	1	30	60	86	5160
LT 138 kV PRE. PRUDENTE /CAPIVARA	1	120	480	66	31680
LT 138 kV COCAL II /CAPIVARA	1	24	96	66	6336
LT 138 kV FLOR.PAULISTA /TUPA	145	185	164	66	10824
LT 138 kV FLOR.PAULISTA /PRE. PRUDENTE	131	183	212	66	13992
LT 138 kV ROSANA /PRE. PRUDENTE	289	422	268	86	23048
LT 88 kV ASSIS /DECASA	1	49	98	86	8428
LT 88 kV PRE. PRUDENTE /PARAGUACU	229	363	270	86	23220
Total (mão de obra + material)			4728		332208,00

Instalações Cabreúva

Local de Instalação			Protetor	Custo	
Instalação (Regional Cabreúva)	Torre inicial	Torre final	Quant. Ouriço	Unit. (R\$)	Total (R\$)
LT 138 kV ARARAQUARA /SAO CARLOS	86	118	132	66	8712
LT 138 kV SAO CARLOS /P.FERREIRA	33	73	164	66	10824
LT 138 kV RIBEIRAO PRETO /P.FERREIRA	82	122	82	86	7052
LT 138 kV E.CUNHA /SAO JOAO	1	145	290	86	24940
LT 138 kV CACONDE /E.CUNHA	43	83	164	66	10824
LT 138 kV E.CUNHA /LIMOEIRO	1	29	58	86	4988
LT 138 kV SAO LUIZ /LIMOEIRO	171	201	124	66	8184
LT 138 kV MOGI MIRIM 3 /S.J.B.VISTAI	1	38	76	86	6536
LT 138 kV LIMEIRA I /MOGI MIRIM 3	109	146	152	66	10032
LT 138 kV MOGI MIRIM III / JAGUARIUNA	1	89	356	66	23496
LT 138 kV RIO CLARO-I /LIMEIRA I	14	54	164	66	10824
LT 138 kV BARRA BONITA /RIO CLARO-I	237	277	164	66	10824
LT 138 kV CAPAO BONITO /ITAPEVA	19	77	118	86	10148
LT 138 kV ITAPETININGA2 /CAPAO BONITO	9	49	82	86	7052
LT 138 kV CERQUILHO III /ITAPETININGA2	28	146	238	86	20468
LT 230 kV BOTUCATU / CERQUILHO III	1	57	342	50	17100
Total			2706		192004,00

O efeito da migração das aves nas linhas de transmissão é significativo no custo do O&M das DITs devido às ocorrências e ações corretivas. As ações corretivas têm sido eficazes e o estímulo da pesquisa e desenvolvimento visando o melhor convívio da espécie com as instalações da ISA CTEEP, eliminam mais faltas e promove o equilíbrio sustentável da fauna local.

6.1.4 A Importância das DITs nos Negócios da ISA CTEEP

Quando da desverticalização das empresas em meados da década de 90, as empresas verticalizadas do estado de São Paulo que tinham geração, transmissão e distribuição foram segmentadas seguindo as novas práticas regulatórias. Na época os ativos de transmissão da CESP se tornaram foram apropriados na CTEEP em 1999 e os da Eletropaulo na EPTE. Na sequência houve a

fusão destas duas numa única empresa CTEEP em 2001. As novas práticas regulatórias segmentaram os ativos em Rede Básica, com tensão acima de 230 kV, e aqueles abaixo deste nível de tensão se denominou “demais instalações de transmissão” (DIT), que seriam contratados juntos a CTEEP pelos seus usuários, quais sejam, distribuidoras e geradores.

A origem dos ativos da ISA CTEEP hoje ainda mantém uma marca importante deste passado. Uma estrutura importante do ponto de vista sistêmico se manteve, que é o tronco de 138 kV de conexão das usinas da antiga CESP (hoje AES Tiete) interligando todas as usinas do rio Tiete. A conexão com as distribuidoras no interior (Elektro, CPFL e Bandeirantes) também possui uma extensa rede de 138 kV. No caso da herança da Eletropaulo, através da EPTE, os níveis de 69, 88 e 230 kV (antigo padrão europeu), estão hoje nos ativos da ISA CTEEP, o que traz implicitamente uma série de equipamentos de diferentes classes de tensão e padrão de isolamento dos demais da antiga CESP, hoje ISA CTEEP. Todos estes ativos hoje estão alocados nas DITs.

Portanto a herança dos ativos em termos de tamanho do negócio possui uma razão histórica para a ISA CTEEP. Como já abordado neste trabalho possuem padrões de projeto e equipamentos mais antigos, além de estar em áreas mais susceptíveis à interferência humana, portanto mais sujeitas às falhas e intervenções mais frequentes de O&M. O tamanho das DITs nos negócios da ISA CTEEP pode ser ilustrado com a segmentação dos dados de linhas de transmissão, conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Rede Básica e DITs – ISA CTEEP

Alocação Regulatória	Tensão	Quantidades		
		km LT	km Circuitos	Torres
Rede Básica (RB)	440	5.341	6.363	10.807
	345	475	719	998
	230	1.173	1.301	2.633
	Total RB	6.990	8.384	14.438
DIT	138	6.124	9.264	13.369
	88	1.166	1.376	2.548
	69	2	2	10
	Total DIT	7.292	10.642	15.927
TOTAL		14.281	19.026	30.365

Em termos gerais as DITs representam cerca de 50% do ativo físico das linhas de transmissão da ISA CTEEP, sem contar às subestações que também tem um peso bem grande.

O balanço das receitas da ISA CTEEP com Rede Básica e DITs pode ser visto na recente Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018, que estabeleceu as receitas no ciclo 2018-19. A RAP de Rede Básica autorizada pela ANEEL é de R\$ 1.768.860.335,01 e receita das DITs autorizada pela ANEEL é de R\$ 683.791.145,38. Em resumo as receitas com as DITs correspondem à 28% da receita total da ISA CTEEP de R\$ 2.452.651.480,39. Além disso, existem os encargos de conexão de DIT de uso exclusivo de distribuidoras de R\$ 185.756.232,76 das DITs de uso exclusivo de geradores e consumidores de R\$ 19.904.592,55. Em suma, a receita das DITs é importante para o negócio da ISA CTEEP e práticas prudentes de O&M garantem uma receita sem incertezas.

6.2 Análise Quantitativa

6.2.1 Experiência ISA CTEEP com Dados Internacionais

Um levantamento da ISA CTEEP das ocorrências no período 2013/17, como mostrado na Tabela 17, mostra a diferença entre as perturbações na Rede Básica e nas DITs. Percebe-se que o número de ocorrências com necessidade potencial de atuação das equipes de operação e manutenção da ISA CTEEP é uma diferença próxima de 6 vezes nas DITs. No entanto nem todas as ocorrências levam necessidade de intervenção das equipes de O&M.

Tabela 17 – Ocorrências nas ISA CTEEP – 2013/17

Acompanhamento de ocorrências 2013 - 2017			
Período	RB	DIT	Total
2013	205	1116	1321
2014	196	1304	1500
2015	209	1443	1652
2016	186	1098	1284
2017	154	1067	1221
Total geral	950	6028	6978

Com um número potencial de intervenções na DIT maior e com os custos médios internacionais por classe de tensão maiores nas DITs, como ilustrado na Tabela 13 (UMS_Group, 2015), é fácil deduzir que os custos de O&M nas DITs podem superar aqueles alocados na Rede Básica.

Na mesma hipótese da Tabela 13 e assumindo que na ISA CTEEP o custo de cada intervenção na DIT é em média 20% maior, e considerando que apenas algumas implicaram em algum custo razoável é possível construir uma relação entre custos de O&M nas DITs e na Rede Básica.

Numa hipótese realista de necessidade intervenções de O&M em 80% todas as ocorrências na RB (760 ocorrências) e apenas 20% nas DITs com cerca de 1200 ocorrências é possível estabelecer o limite máximo da relação, como segue:

$$(\text{Custo O\&M DIT} / \text{Custo O\&M RB})^{\text{max}} = 1,2 \times 1200 / 760 \sim 1,89$$

Sendo assim é comprovado que o Custo O&M DIT apresenta uma relação 1,8 vezes maior que o Custo O&M RB numa hipótese realista de intervenções, quando são necessárias intervenções de O&M mais caras em 80% das ocorrências na RB e na DIT apenas num percentual mais baixo de 20%.

Numa hipótese de apenas intervenções de O&M mais baratas nas DITs (apenas 20% do custo comparado com RB por intervenção) e mantendo a mesma hipótese mais realista de intervenções que geram custos de O&M (1200/760) é possível estabelecer o limite mínimo da relação, como segue:

$$(\text{Custo O\&M DIT} / \text{Custo O\&M RB})^{\text{min}} = 0,2 \times 1200/760 \sim 0,32$$

Desta forma, os valores de limite mínimo de 0,20 e máximo de 0,75 oferecidos pela ANEEL para a relação dos custos de O&M de Rede < 230kV vs. Rede ≥ 230kV, não enquadra totalmente com a realidade levantada neste trabalho. **Na opinião da Thymos Energia os valores limites mínimo e máximo devem ser 0,32 e 1,89, respectivamente.**

7 CRITÉRIOS DE O&M NAS SUBESTAÇÕES E LINHAS ESTRATÉGICAS

7.1 Análise Qualitativa

As subestações e linhas estratégicas são definidas pelo ONS nos procedimentos de rede no Submódulo 23.6 – “Critérios para identificação das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional”. O fato é que em função das características do Sistema Interligado Nacional – SIN e sua topologia da rede, o desligamento intempestivo de instalações de transmissão apresenta diferentes graus de risco para a segurança operativa do SIN (ONS, 2016).

Com o objetivo de valorizar a segurança do SIN foi necessária à identificação do conjunto de instalações que são estratégicas, que a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de grandes problemas no SIN afetando a segurança do Estado e da sociedade.

7.1.1 Definição da Subestações e Linhas Estratégicas

A segurança intrínseca das subestações e linhas é um fator determinante na definição da sua relevância estratégica para o ONS. Isto inclui o arranjo físico das instalações, as condições das proteções e dos sistemas especiais de proteção, e a disponibilidade de equipamentos reserva. Entretanto a segurança sistêmica é um fator mais importante na classificação

Para as subestações são consideradas instalações estratégicas do SIN as subestações classificadas em Tipos E1, E2, E3 e E4. As do tipo E1 são aquelas cuja perda afete o suprimento de energia a pelo menos 3 estados da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados. As perdas do Tipo E2 afetam o suprimento de energia a 2 estados da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados e aquelas que afetam o suprimento de energia apenas 1 estado da federação, com corte de carga superior a 50% do total das cargas do estado afetado. As subestações do Tipo E3 são aquelas cuja perda afetam o suprimento de energia a 1 estado da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas do estado afetado. Ainda no Tipo E3 são incluídas também as subestações cuja perda afete o suprimento de energia a 1 região metropolitana, com corte de carga superior a 30% do total das cargas da região afetada e as subestações cuja perda provoque a interrupção local de cargas (supridas a partir de uma mesma subestação) em montantes superiores a 750 MW.

Finalmente as do Tipo E4 participam dos corredores fluentes de recomposição, cuja indisponibilidade inviabiliza o processo de recomposição fluente do corredor associado. Uma subestação classificada como Tipo E1, E2 ou E3 também pode ser classificada como Tipo E4. As classificações como Tipos E1, E2 ou E3 são definidas a partir de estudos em regime permanente e de estudos de estabilidade eletromecânica, considerando o horizonte do Plano de Ampliações e Reforços – PAR, diferentes cenários energéticos e os períodos de carga (pesada, média e leve).

Para as Linhas de Transmissão são consideradas instalações estratégicas do SIN as linhas de transmissão classificadas em Tipos L1 e L2. Aquelas Tipo L1 no caso de sua perda podem causar impacto significativo em pelo menos 3 estados da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados. As do Tipo L2 são aquelas cuja perda cause impacto significativo em 1 (um) ou 2 (dois) estados da federação, com corte de carga superior a 50% ou 30%, respectivamente, do total das cargas dos estados afetados. Aquelas do Tipo L3 são as linhas de transmissão cuja indisponibilidade cause impacto significativo na otimização energética, ocasionando remanejamento/restrições de geração entre usinas/bacias acima de 1.000 MW.

7.1.2 Práticas de O&M

Os requisitos e diretrizes para o O&M das instalações estratégicas constam dos módulos dos Procedimentos de Rede. Existem critérios de interesse da ISA CTEEP no que se refere às subestações. As linhas de transmissão da ISA CTEEP não foram qualificadas como estratégicas. As classificações de subestações estratégicas da ISA CTEEP são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Subestações Estratégicas ISA CTEEP – E1, E2 e E3

Classificação	Nome	Nível de Tensão
E1	Ilha Solteira	440 kV
	Água Vermelha	500/440 kV
E2	Assis	525/440/230 kV
	Bauru	440 kV
	Jupia	440 kV
	Araraquara	440/138 kV
E3	Milton Fornasaro	345/88 kV
	Bandeirantes (SP)	345/88 kV
	Norte	345/88 kV
	Nordeste	345/88 kV
	Leste	345/88 kV
	Sul	345/88 kV

	Oeste	440/88 kV
	Embu Guaçu	440/345/138 kV
	Cabreúva	440/230 kV
	Santo Angelo	440/345/138 kV
	Interlagos	345 kV
	Taubaté	500 kV

Tabela 19 – Tipo E4 - ISA CTEEP

Área de Recomposição – Região de Influência ISA CTEEP	Instalações Envolvidas na Recomposição Fluente – Região de Influência ISA CTEEP
Água Vermelha	Água Vermelha, Ribeirão Preto, Santa Bárbara d'Oeste, Sumaré.
Chavantes	Avaré Nova, Botucatu (ISA CTEEP), Capão Bonito, Chavantes, Figueira, Jurumirim, Piraju.
Capivara	Alcídia, Assis, Capivara, Cocal 2, Flórida Paulista, Presidente Prudente, Rosana.
Henry Borden	Baixada Santista, Bandeirantes, Carbocloro, Cubatão, Jabaquara, Piratininga, Piratininga II, ETD Brigadeiro, ETD Monções, ETU Pedreira, ETU Traição, Henry Borden 230 kV, Henry Borden 88 kV.
Ilha Solteira	Araraquara (ISA CTEEP), Araras, Ilha Solteira, Itapeti, Leste, Mirassol II, Santo Ângelo.
Jupia	Anhanguera, Bauru, Cabreúva, Centro CTT, Centro CTR, Edgard de Souza, Getulina, Jupia, Oeste, CBA2, Embu Guaçu, Sul
Porto Primavera	Assis, Bom Jardim, Porto Primavera, Sumaré, Taquaruçu.
Três Irmãos	Ilha Solteira (138 kV), Jupia (138 kV), Três Irmãos.

As instalações estratégicas Tipos E1 e E2 independentemente de serem teleassistidas, devem ser providas de assistência local ininterrupta. As instalações estratégicas Tipo E3 ou E4, que

não sejam também Tipo E1 ou E2, para serem teleassistidas, sem assistência local ininterrupta, necessitam de redundância de equipamentos e canais de dados.

Apesar das subestações terem também um impacto local, o fato dela ser estratégica é uma condição complicadora para a manutenção. A criticidade dos ativos para o SIN impõe dificuldade de realizar a manutenção no menor custo. Em muitos casos se requer que a manutenção seja realizada a noite. Se for mais complexa, pois tem equipamentos que não podem realizar manutenção de madrugada, terá que ser no fim de semana.

Outro complicador é a dificuldade de conseguir aprovar a intervenção. Muitas vezes a dificuldade é mais com as distribuidoras do que o ONS, já que as manutenções devem ser coordenadas.

As subestações do Tipo E3 apresenta impacto local (perda de carga em um único estado), porém no caso da ISA CTEEP, pode atingir mais o consumidor final do que as SEs tipo E1, que afetam 3 estados, tendo característica de blecaute. Isto se deve pela densidade de carga atendida pelos ativos da ISA CTEEP. Com a perspectiva da mudança do critério para N-2, a manutenção será muito mais complicada. Esta nova condição vai restringir manutenções e até mesmo realizações de ampliações e reforços.

8 IMPACTO NO O&M NA RELAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA NAS SUBESTAÇÕES

8.1 Análise Qualitativa

O nível de compensação reativa na rede de extra alta tensão (EAT) na ISA CTEEP é resultado do desenho do projeto realizado na década de 60 e 70 do século passado. Esta rede ao contrário de muitas outras no Brasil utilizou um conceito de prática operativa mais eficaz no controle de tensão do sistema, com a operação dos geradores hidrelétricos colaborando efetivamente para o controle do perfil de tensão da rede de EAT.

Um bom exemplo são os geradores das usinas conectadas à rede de 440 kV de São Paulo (rio Paraná) na ISA CTEEP, que utilizam o recurso de “Line Drop Operation” , controlando a tensão do lado de 440 kV, que torna o controle muito mais efetivo. Entretanto a rede de EAT da ISA CTEEP possui um nível da compensação bem alto com a presença de reatores de linha, reatores de barras, banco de capacitores, síncronos e transformadores com comutação (tapes) no controle de tensão (LTC), várias operações são realizadas durante o dia com a evolução dos patamares de carga.

Lembrar também que toda a injeção da energia proveniente de Itaipu para o Sudeste chega na rede da ISA CTEEP em conexão com Furnas nas SEs Tijuco Preto 765 kV e na coletora de Ibiúna do elo CC. A circulação na rede de potencia reativa deveria ser controlada no âmbito de Furnas, porém várias vezes exige a gestão integrada com a rede da ISA CTEEP com chaveamentos dos equipamentos de ajuste no controle de tensão. Outro fato importante é a conexão com as cargas das distribuidoras do estado de São Paulo, que é a maior carga do Brasil. A rede da ISA CTEEP, seja através da Rede Básica ou mesmo nas DITs controlam o fluxo ativo e reativo nestas conexões na alta tensão, e o controle de tensão é uma missão que exige também várias atuações nas subestações da ISA CTEEP.

Os reatores são manobrados cerca de 2 vezes ao dia e transformadores com comutação são ainda mais manobrados para os ajustes de tensão, e em alguns casos é necessário que o operador ainda atue manualmente o comutador com a certificação do novo ponto de operação.

Além do nível de compensação com potencia reativa (MVar) na ISA CTEEP ser bem elevado e exigir muitas manobras, afetando o custo de operação, o alto número de manobras tão bem influencia a frequência de manutenção preventiva e também da corretiva, já quanto mais manobras maior é o desgaste dos equipamentos. Neste caso, os reatores são os componentes de compensação reativa mais afetados (MVar).

O caso mais emblemático da comparação MVA e MVar é dos transformadores com comutação automática, ou mesmo manuais, que atuam constantemente no controle de tensão de acordo com a curva de carga.

Os transformadores geralmente são elementos de alta confiabilidade numa rede e relação OPEX / CAPEX é baixa e é uma questão menor no gerenciamento de ativos, numa decisão econômica entre uma manutenção mais presente e a troca do ativo. As atividades de manutenção regulares incluem a substituição de consumíveis, verificação dos níveis de óleo, limpeza de buchas, verificação de vazamentos, reparos de corrosão, testes funcionais nas bombas dos LTCs e ventiladores, testes de sistemas de proteção, etc (Guide on Economics of Transformer Management, 2004).

Destes, O comutador de derivação em carga nos LTCs é geralmente o único componente de transformador que requer uma gestão de manutenção mais intensa, pois possui uma contribuição importante na taxa de falha dos transformadores. Por essas razões, as concessionárias precisam melhorar continuamente o programa de manutenção do LTC.

Numa pesquisa internacional de confiabilidade de transformadores (CIGRÉ - Working Group A2.37, December 2015) é levantado que em algumas concessionárias no mundo as falhas nos comutadores do LTC correspondem a quase 50% do motivo principal da falha dos transformadores. Comparativamente, falhas menores no LTC (por exemplo, combustão na resistência) resultaram em falhas importantes nos transformadores e indisponibilidades de maior prazo da unidade. A experiência internacional destaca a necessidade de prestar mais atenção à confiabilidade do comutador (Reliability Problems with Large Power Transformers and Shunt Reactors - Typical Failure Modes and Failure Causes, 2005).

Desta forma, A questão da relação da potencia reativa (MVar) versus potencia aparente (MVA) nas subestações da ISA CTEEP tem impacto direto nos custos de O&M.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este é um trabalho que buscou considerar tecnicamente atributos importantes das transmissoras no seu processo de revisão tarifária. O foco desta avaliação foram os atributos relacionados com a ISA CTEEP.

A Thymos Energia, como consultor independente do mercado, buscou coletar dados internacionais e da própria concessionária ISA CTEEP para compor uma visão ampla dos fatores mais importantes. A contribuição Thymos Energia focou em detalhe os seguintes atributos da ISA CTEEP vis a vis a Audiência Pública AP 41/2017 sobre a metodologia da revisão tarifária:

- Impacto da idade dos ativos no O&M
- Diferenças no O&M de circuitos simples e duplos
- A realidade do O&M nos ativos de rede básica e DITs
- Critérios de O&M nas subestações e linhas estratégicas
- Impacto no O&M na relação da potência ativa e reativa nas subestações

Na avaliação destes atributos aplicados a ISA CTEEP foram constatados alguns ajustes necessários na proposta da ANEEL no 3º estágio da AP 41/2017. Algumas recomendações são oferecidas no item 10 - RECOMENDAÇÕES deste relatório.

10 RECOMENDAÇÕES

1. Impacto da idade dos ativos no O&M

A idade média dos ativos é um atributo importante, e as concessionárias não desempenham qualquer controle sobre seu impacto conferido nos seus custos de O&M. Este atributo foi incorporado como variável exógena no 2º Estágio do Modelo DEA, conforme NT nº 126/2018.

A Thymos Energia demonstrou em sua avaliação do atributo que o mesmo responde com uma resposta quadrática em relação ao custo de O&M. A modelagem probabilística (confiabilidade) do aumento da intensidade as falhas com a idade evidencia esta relação quadrática⁷.

A ANEEL deve considerar variável exógena “idade média do ativo” numa relação quadrática com os custos de O&M no 2º Estágio do Modelo DEA.

2. Diferenças no O&M de circuitos simples e duplos

A ISA CTEEP possui uma quantidade significativa de circuitos duplos e numa avaliação própria da concessionária e nas referencias internacionais (FERC), os custos de O&M em circuitos simples e duplos é diferente. Desta forma, a consideração da ANEEL que os custos para a operação e manutenção das linhas em circuito simples e duplo são iguais não procede. Com base nos indicadores do FERC (regulador federal americano) aplicados na relação de circuitos por classe de tensão na ISA CTEEP se encontra a média global da ISA CTEEP considerando as classes de tensão nas linhas de transmissão existentes. O fator ideal da **relação entre o custo de O&M de circuitos duplos e simples é 1,34** de acordo com os dados típicos do FERC.

⁷ Foi detalhado o atributo com a modelagem de transformadores, porém toda a literatura levanta esta relação de aumento do custo de O&M para todos os equipamentos. Sendo assim estendendo o mesmo entendimento para todos os equipamentos se alcança uma conclusão similar para toda a concessionária.

3. A realidade do O&M nos ativos de rede básica e DITs

A realidade dos custos de O&M nas DITs impõe uma análise criteriosa, não só pela importância destes componentes na receita da ISA CTEEP, mas também por suas particularidades muito peculiares no âmbito da ISA CTEEP.

As diferenças entre as práticas de O&M nos ativos da ISA CTEEP nas DITs e na Rede Básica são amplas, não só pelos custos unitários em cada classe de tensão, mas também pelos fatores exógenos que as DITs estão submetidas no estado de São Paulo. Dentre estes é possível citar ocorrências devido à ocupação humana muito próxima dos ativos, que provocam queimadas, ocupações da faixa de passagem, dentre outros, e a rota de migração de aves que acabam provocando muitos problemas no isolamento das linhas, consequentemente várias descargas e interrupções.

Neste sentido a Thymos Energia entende que a ANEEL deve considerar para as restrições de balanço entre insumos e produtos, na **relação “Rede < 230kV versus Rede ≥ 230kV” os valores de limite mínimo de 0,32 e o valor de limite máximo de 1,89**, ao invés de 0,2 e 0,75 como proposto pela ANEEL.

4. Critérios de O&M nas subestações e linhas estratégicas

As subestações e linhas estratégicas são definidas pelo ONS nos procedimentos de rede no Submódulo 23.6 – “Critérios para identificação das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional”. No caso da ISA CTEEP várias dos ativos estão classificados como estratégicos pelo ONS, nos seus diferentes tipos de importância para o sistema. Esta classificação implica em práticas de O&M mais onerosas, seja pela proibição da gestão em momentos mais delicados para o sistema, ou pelos requisitos mínimos da operação e manutenção a serem aplicados nos equipamentos.

No entendimento da Thymos Energia, com base na sua avaliação qualitativa, a ANEEL deveria considerar o ônus adicional que a classificação com linhas e subestações estratégicas causa aos concessionários de transmissão. O cálculo do impacto desta classificação do ONS deveria definir o adicional típico de custos de O&M em cada tipo de classificação de severidade aplicado pelo ONS (E1, E2, E3 e E4) e depois ponderar o

somatório deste adicional encontrado para o conjunto de instalações estratégicas quando comparado ao conjunto de ativos como um todo da concessionária.

5. Impacto no O&M na relação da potência ativa e reativa nas subestações

A questão da capacidade de MVar versus o MVA dos ativos da ISA CTEEP é um caso distinto das demais concessionárias. O nível de equipamentos de compensação reativa e de LTCs (MVar) frente a capacidade de transformação em MVA é impar. Isto se deve a localização da rede da ISA CTEEP dentro do sistema interligado, como também devido as características de projeto das linhas de extra alta tensão (440 kV). Apesar das características volumétricas dos equipamentos de compensação reativa e de transformação da ISA CTEEP frente aos demais concessionários, existe uma diferença entre os custos de O&M em equipamento dedicados a compensação frente aos de transformação. A Thymos Energia entende que estes custos de O&M possuem uma banda proposta de ANEEL com um mínimo de 0,5 e máximo de 2,0, que deve ser ampliada, buscando acomodar o caso ISA CTEEP. Uma sugestão é ampliar estes limites em $\pm 20\%$.

Bibliografia

- Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques*. **CIGRÉ - WG A3.29. 2018**. 2018, Vol. Technical Brochure.
- Akaike, H. 1973**. Information theory as an extension of the maximum likelihood principle. [A. do livro] B N Petrov e F Csaki. *Second International Symposium on Information Theory*. Budapest : Akademiai Kiado, 1973, pp. 267-281.
- Asset Management of Transmission Systems and Associated CIGRE Activities*. **CIGRÉ WG C1.1. 2006**. 2006, Vol. Technical Brochure.
- Banker, Rajiv D e Morey, Richard C. 1986**. Efficiency analysis for exogenously fixed inputs and outputs. *Operations Research*. 1986, Vol. 34, pp. 513-521.
- Bogetoft, Peter e Otto, Lars. 2011**. *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. New York : Springer, 2011.
- Brown, R.E., e Willis, H.L. 2007**. *Substation Asset Management*. [ed.] J. D. McDonald. s.l. : Taylor & Francis (CRC Press), 2007. pp. pp. 19-1 through 19-31. Vol. Electric Power Substations Engineering.
- CIGRÉ - Study Committee 12.5. 1988**. An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service. *Electra*. 1988.
- CIGRÉ - WG 37-27 Ageing of the System - Impact on Planning. December 2000**. AGEING OF THE SYSTEM - IMPACT ON PLANNING. *WG 37-27 - Ageing of the System - Impact on Planning*. December 2000.
- CIGRÉ - Working Group A2.37. December 2015**. TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY. December 2015.
- CIGRÉ WG A2.37. 2015**. Transformer Reliability Survey. 2015.
- Coelli, Timothy J, et al. 2005**. *An introduction to efficiency and productivity analysis*. s.l. : Springer, 2005.
- DT_ISA_CTTEP. 2018**. *Estudo e Orientação sobre as Ocorrências Causadas por Curicacas*. São Paulo : s.n., 2018. RT-TM-048-2018.
- El Hage, Fabio S. e Delgado, Marco A. P. 2015**. *Regulação Técnica e Econômica Em Monopólios Naturais*. s.l. : Synergia Editora, 2015.
- embrapa**. www.faanacps.cnpm.embrapa.br. [Online]
- ESE. 2017**. *REVISÃO PERIÓDICA DAS RECEITAS ANUAIS PERMITIDAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Definição dos Custos de Operação e Manutenção*. São Paulo : s.n., 2017.
- FUNAI. 2017**. Fundação Nacional do Índio. *Terras Indígenas*. [Online] 24 de setembro de 2017. <http://www.funai.gov.br/index.php/indios-no-brasil/terras-indigenas>.
- Guide on Economics of Transformer Management*. **CIGRÉ WG A2.20. 2004**. 2004, Vol. Technical Brochure.
- Guidelines for Increased Utilization of Existing Overhead Transmission Lines*. **CIGRÉ - WG B2.13. 2008**. 2008.
- Gujarati, Damodar N. 2011**. *Econometria Básica*. 5a. Porto Alegre : AMGH Editora, 2011.
- Incentive Regulation of Distributing Utilities Using Yardstick Competition*. **Yatchew, A. January/February 2001**. s.l. : The Electricity Journal, January/February 2001, Vols. pp 56-60.

J.Mello. 2005. *Prestação de Serviços de Consultoria ao Processo de Desestatização da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista.* São Paulo : s.n., 2005. A&C - REL – 0092/05.

Neter, John, et al. 1996. *Applied Linear Statistical Models.* 4. s.l. : McGraw-Hill, 1996.

Oliveira, Ailton C. Ocupação ambiental e características populacionais de Curicacas (*Theristicus Caudatus*) em linhas de transmissão. *Tese de dissertação Mestrado.*

ONS. 2016. *Submódulo 23.6 - Critérios para identificação das instalações estratégicas do sistema Interligado Nacional.* s.l. : Procedimentos de Rede, 2016.

Paula, Gilberto A. 2013. *Modelos de regressão com apoio computacional.* São Paulo : Instituto de Matemática e Estatística - USP, 2013.

Programa Amigos da Energia. ISA_CTEEP. 2018. Salvador : CIGRE, 2018, Vol. VIII SMARS.

Regression and time series model selection in small samples. Hurvich, C e Tsai, C-L. 1986. 1986, *Biometrika*, pp. 287-293.

Reliability Problems with Large Power Transformers and Shunt Reactors - Typical Failure Modes and Failure Causes. V.Sokolov_et.all. 2005. Moscow, Russia : CIGRE A2 COLLOQUIUM, 2005.

Renata, B.C. Biologia Reprodutiva de Curicaca (*Theristicus Caudatus*) no sul do Brasil no domínio de Mata Atlântica. *Tese de dissertação Mestrado.*

Semolini, Robinson. 2014. *Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil.* Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Campinas : s.n., 2014. Tese de Doutorado.

Sick, Helmt. 1988. *Ornitologia Brasileira.* 1988.

The efficiency analysis of container port production. Cullinane, Kevin e Wang, Tengfei. 2010. 2010, *OR Spectrum*, pp. 717-738.

Translation Invariance in Data Envelopment Analysis. A. ALi e Seiford, L. 1990. 1990, *Operations Research Letters*, pp. 403-405.

Transmission Asset Risk Management. CIGRÉ - WG C1.16. 2010. 2010, Vol. Technical Brochure.

UMS_Group. 2015. *ITOMS - "International Transmission Operations & Maintenance Study".* 2015.

Willis, H Lee e Schrieber, Randall R. 2013. *Aging Power Delivery Infrastructures.* s.l. : Taylor & Francis (CRC Press), 2013.

ANEXO

ANÁLISE DE CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO – AVALIAÇÃO INTEGRADA

1 Introdução

Existem variações na definição de confiabilidade, sendo que a mais utilizada é a seguinte: “Confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo desempenhar seu propósito adequadamente durante o tempo desejado, sob as condições operativas encontradas”. Nesta definição aparecem 4 parâmetros importantes: probabilidade, desempenho adequado, tempo e condições de operação. A teoria da probabilidade fornece os princípios e as técnicas matemáticas para avaliar numericamente, isto é, medir, a confiabilidade. A probabilidade é o índice básico ou a medida de adequação do sistema. Embora a probabilidade seja na maioria das vezes o índice mais significativo, existem muitos outros parâmetros calculados e usados, sendo os mais apropriados aqueles que dependem do sistema e seus requisitos.

Um sistema de energia elétrica pode ser dividido em zonas funcionais de geração, transmissão e distribuição. Estas zonas podem ser combinadas para formar níveis hierárquicos para análise de confiabilidade.

Neste trabalho se adotou um dos níveis hierárquicos que é a confiabilidade dos equipamentos de transmissão. O foco da análise é a confiabilidade de um determinado conjunto de equipamentos e a seu impacto na manutenção corretiva e seus custos de O&M.

2 Conceitos Básicos e Definições Preliminares

A estimação de um índice de confiabilidade pode ser realizada através do cálculo do valor esperado de uma dada função:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (1)$$

onde

x vetor de estado do sistema

X conjunto de todos os possíveis estados do sistema

$P(x)$ probabilidade do estado x

$F(x)$ função-teste

O vetor de estado $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$ é formado pelos estados de cada equipamento do conjunto selecionado (transformadores, linhas, disjuntores, etc.). Cada equipamento do sistema tem dois estados ($x_k=0$, falho; $x_k=1$, operando), com probabilidades:

$$p(x_k = 0) = u_k$$

para $k = 1, \dots, m$

$$p(x_k = 1) = 1 - u_k = a_k$$

A probabilidade de falha u_k do equipamento k é definida por:

$$u_k = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \mu_k}$$

onde

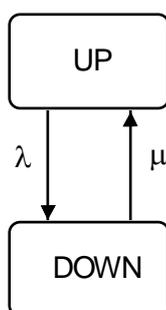
λ_k taxa de falha do equipamento k

μ_k taxa de reparo do equipamento k

Para o estado do i -ésimo componente existe uma probabilidade de ocorrência $P(x_i)$. Transições entre os estados dos componentes são usualmente representadas por *modelos de Markov*, conforme ilustrado Fig_Anexo 1, no caso da representação a 2 estados. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade do vetor de estados x , que corresponde a $P(x)$, e as taxas de transição entre os estados. Se as taxas de transição dos componentes do sistema são

estatisticamente independentes, $P(x)$ corresponde ao produto das probabilidades associadas a cada estado dos componentes:

$$P(x) = \prod_{i=1}^m P(x_i)$$



Fig_Anexo 1 - Modelo a Dois Estados de Markov

Todos os índices de confiabilidade podem ser obtidos através da expressão (1), bastando apenas definir corretamente a função-teste $F(x)$.

2.1 Definição da Função-Teste

A probabilidade de perda de um equipamento e a manutenção corretiva associada é obtida como o valor esperado da seguinte função indicadora:

$$F(x) = \begin{cases} 0; & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso} \\ \text{custo manutenção corretiva (MC)}; & \text{se } x \text{ é um estado de falha} \end{cases}$$

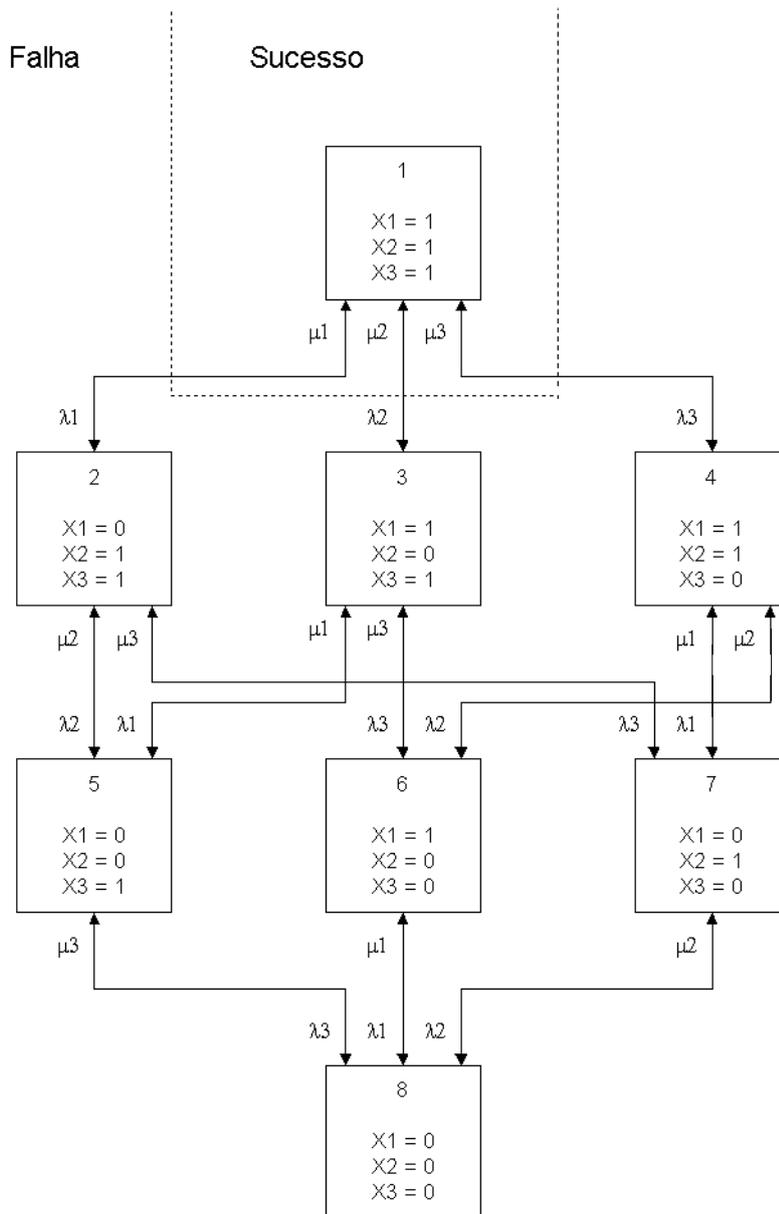
Pode-se demonstrar a utilização da função-teste através de um sistema exemplo com três componentes modelados a dois estados.

Serão utilizadas aqui as formulações para as funções-teste referentes à transição de estados de falha para estados de sucesso. Os estados de falha são nesse caso são todo os estados menos o estado 1 com todos 3 transformadores disponíveis. O custo de cada da manutenção corretiva (MC) de 1 transformador se considera aqui igual para todo. Aplicando-se a expressão do custo médio da manutenção para o sistema de 3 transformadores se alcança a seguinte expressão:

$$E[\text{Custo da MC}] = (u_1 a_2 a_3 + a_1 u_2 a_3 + a_1 a_2 u_3 + u_1 u_2 a_3 + a_1 u_2 u_3 + u_1 a_2 u_3 + u_1 u_2 u_3) * MC$$

Considerando que $a_k = 1 - u_k$ e que u_k é igual para todos os transformadores se encontra a síntese da equação acima.

$$E[\text{Custo da MC}] = (3ua^2 + 2u^2a + u^3) * MC$$



Fig_Anexo 2 - Exemplo para Demonstração da Utilização da Função-Teste

As equações acima podem ser sintetizadas na expressão abaixo para todos estados f do conjunto de estados n onde houver falha. Esta expressão corresponde a distribuição binomial:

$$E[\text{Custo MC}] = MC * \sum \binom{n}{f} u^f a^{n-f}$$

3 Estudo de Caso – Transformadores ISA CTEEP

O universo de módulos da ISA CTEEP que estão sujeitos a falhas, e conseqüentemente aos custos de O&M, estão listados na Tabela 9, conforme base de dados da ISA CTEEP, disponibilizada na 2ª fase da AP 41/17. Notar que são 1245 (348 + 62 + 838) módulos de transformadores de potência no ciclo 2017-2018. Um estudo de caso com a ISA CTEEP pode ser realizado com o conjunto de 62 transformadores da Rede Básica para uma primeira análise. A idade média atual deste conjunto é hoje de 25 anos.

A curva de indisponibilidades (u) dos transformadores com a idade foi obtida de referências internacionais e a Figura 10 ilustra curva com as indisponibilidades dos transformadores com o avanço da idade obtida da composição das citadas referências CIGRÉ. A Tab_Anexo 1 apresenta a distribuição de probabilidade das indisponibilidades para cada ano, como ilustrado na Figura 10.

Tab_Anexo 1 – Indisponibilidades dos transformadores

Anos (i)	Indisponibilidade (u_i)
25	3,3%
26	3,4%
27	3,4%
28	3,5%
29	3,6%
30	3,7%
31	3,8%
32	3,9%
33	4,0%
34	4,1%
35	4,1%
36	4,2%

37	4,3%
38	4,4%
39	4,5%
40	4,8%
41	5,0%
42	5,3%
43	5,5%
44	5,8%
45	6,1%
46	6,3%
47	6,6%
48	6,9%
49	7,1%
50	7,4%
51	7,6%
52	7,9%
53	8,2%
54	8,4%
55	8,7%
56	9,0%
57	9,2%
58	9,5%
59	9,7%

60	10%
61	11%
62	12%
63	13%
64	14%
65	15%
66	16%
67	17%
68	18%
69	19%
70	20%

Considerando a independência estatística das falhas no conjunto de transformadores da Rede Básica a ISA CTEEP (62 unidades) é possível aplicar a distribuição binomial nas falhas de cada unidade e agregá-las de forma combinatória.

O objetivo é levantar a probabilidade do número de equipamentos em falha por ano com o avanço do envelhecimento do conjunto e obter a custo de O&M com o passar dos anos.

Considerando a pesquisa limitada até 20 falhas no mesmo período de tempo é possível aplicar levantar a distribuição de probabilidade das falhas por ano com a idade dos equipamentos. A distribuição de probabilidade é apresentada na Tab_Anexo 2 e na Figura 11 do conjunto de transformadores da Rede Básica (RB) da ISA CTEEP.

Tab_Anexo 2 – Distribuição de Probabilidade Falhas por Idade do Conjunto de Transformadores

anos	Número de Falhas por ano																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
25	14%	27%	28%	19%	9%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
26	13%	26%	27%	19%	10%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
27	12%	25%	27%	20%	10%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
28	11%	24%	27%	20%	11%	5%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

29	11%	24%	27%	20%	11%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
30	10%	23%	27%	21%	12%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
31	10%	22%	27%	21%	12%	6%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
32	9%	22%	26%	21%	13%	6%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
33	9%	21%	26%	22%	13%	6%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
34	8%	20%	26%	22%	14%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
35	8%	19%	26%	22%	14%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
36	7%	19%	25%	22%	15%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
37	7%	18%	25%	23%	15%	8%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
38	6%	17%	25%	23%	15%	8%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
39	6%	17%	24%	23%	16%	9%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
40	6%	15%	23%	23%	17%	10%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
41	5%	13%	22%	23%	18%	11%	6%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
42	4%	12%	20%	23%	19%	12%	6%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
43	3%	11%	19%	22%	19%	13%	7%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
44	3%	9%	18%	22%	20%	14%	8%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
45	2%	8%	16%	21%	20%	15%	9%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
46	2%	7%	15%	20%	20%	16%	10%	6%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
47	2%	6%	14%	19%	20%	17%	11%	6%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
48	1%	6%	13%	18%	20%	17%	12%	7%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
49	1%	5%	11%	17%	20%	18%	13%	8%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
50	1%	4%	10%	16%	19%	18%	14%	9%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
51	1%	4%	9%	15%	19%	18%	14%	9%	5%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
52	1%	3%	8%	15%	18%	18%	15%	10%	6%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
53	1%	3%	8%	14%	18%	18%	15%	11%	7%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
54	1%	2%	7%	13%	17%	18%	16%	12%	7%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
55	0%	2%	6%	12%	16%	18%	16%	12%	8%	5%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
56	0%	2%	5%	11%	16%	18%	17%	13%	9%	5%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
57	0%	2%	5%	10%	15%	17%	17%	14%	9%	6%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
58	0%	1%	4%	9%	14%	17%	17%	14%	10%	6%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
59	0%	1%	4%	8%	13%	16%	17%	15%	11%	7%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
60	0%	1%	3%	8%	12%	16%	17%	15%	11%	8%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
61	0%	1%	2%	5%	9%	14%	16%	16%	13%	10%	7%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
62	0%	0%	1%	3%	7%	11%	14%	16%	15%	12%	9%	6%	3%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
63	0%	0%	1%	2%	5%	9%	12%	15%	15%	13%	11%	7%	5%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
64	0%	0%	0%	1%	3%	6%	10%	13%	14%	14%	12%	9%	7%	4%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
65	0%	0%	0%	1%	2%	5%	8%	11%	13%	14%	13%	11%	8%	6%	3%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
66	0%	0%	0%	1%	1%	3%	6%	9%	12%	14%	14%	12%	10%	7%	5%	3%	2%	1%	0%	0%	0%	0%
67	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	10%	12%	13%	13%	11%	9%	6%	4%	3%	1%	1%	0%	0%	0%
68	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	5%	8%	11%	13%	13%	12%	10%	8%	6%	4%	2%	1%	1%	0%	0%
69	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	9%	11%	13%	13%	11%	9%	7%	5%	3%	2%	1%	0%	0%
70	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	5%	8%	10%	12%	13%	12%	11%	8%	6%	4%	3%	2%	1%	0%

Para compor o custo futuro do O&M é necessário a comparação do custo relativo⁸ das atividades de O&M – manutenção & reposição de peças – MC com a idade do ativo como na Tab_Anexo 3. A operação e inspeção (OP) se considerou aqui fixa. Com base na experiência de diversas concessionárias a comparação relativa demonstra que as atividades de O&M (MC) acabam ficando mais onerosas com o envelhecimento dos ativos⁹.

Tab_Anexo 3 – Custo Relativo das Atividades de O&M

Idade	manutenção & reposição peças	operação	inspeção
0 a 5 anos	0,2	0,1	0,01
5 a 10 anos	1,0	0,1	0,03
10 a 20 anos	1,2	0,1	0,03
20 a 30 anos	1,5	0,1	0,05
maior que 30 anos	2,0	0,1	0,1

O valor esperado do custo de O&M em cada ano i é dado pela expressão (9)

$$E[\text{Custo O\&M}]^i = i * OP + MC * \left(\binom{62}{1} u_i^1 a_i^{62-1} + \binom{62}{2} u_i^2 a_i^{62-2} + \dots + \binom{62}{20} u_i^{20} a_i^{62-20} \right)$$

Com base na composição de todas as informações levantadas e a estatística de confiabilidade aplicada com as falhas dos transformadores é possível levantar a curva do valor esperado do custo futuro do O&M com a idade do ativo, como apresentado na Tab_Anexo 4 e Figura 12.

Tab_Anexo 4 – Valor Esperado do Custo Futuro de O&M – Transformadores Rede Básica

Anos	Valor Esperado Custo O&M (\$)
25	9,28
26	9,36
27	9,44

⁸ O custo de referência é o de manutenção & reposição de peças no período de 5 a 10 anos

⁹ O custo de operação e inspeção varia pouco com a idade e foi aqui considerado fixo

28	9,52
29	9,60
30	9,68
31	10,69
32	10,79
33	10,89
34	10,99
35	11,09
36	11,18
37	11,28
38	11,38
39	11,48
40	11,82
41	12,12
42	12,42
43	12,73
44	13,04
45	13,35
46	13,67
47	13,99
48	14,32
49	14,64
50	14,97

51	15,31
52	15,64
53	15,98
54	16,32
55	16,65
56	16,99
57	17,33
58	17,67
59	18,01
60	18,35
61	19,65
62	20,93
63	22,19
64	23,42
65	24,60
66	25,70
67	26,69
68	27,52
69	28,13
70	28,46

Aplicando a regressão na função do custo futuro de O&M (Tab_Anexo 4) é possível encontrar a função de melhor ajuste ($R^2 = 0,9807$) é uma função quadrática como abaixo:

$$E[\text{Custo Futuro O\&M}] = 0,0107 \text{ idade}^2 - 0,6178 \text{ idade} + 19,062$$

Lembrar que a unidade do custo de O&M se refere ao custo padrão de manutenção de um transformador como no Tab_Anexo 3. Para transformar em reais (R\$) basta multiplicar por esse valor unitário.

Esta é uma aplicação aos transformadores da Rede Básica, entretanto quando se levanta curvas similares (“curva de banheira”) para outros equipamentos do sistema de transmissão (linhas, disjuntores, torres, dentre outros) é possível encontrar resultados similares (Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques , 2018), (Guidelines for Increased Utilization of Existing Overhead Transmission Lines, 2008).

Em outras palavras existe o efeito dos anos de operação no custo de O&M de todos os equipamentos da ISA CTEEP com maior e menor grau de impacto, entretanto é possível afirmar que **os custos futuro de O&M de cada conjunto de equipamentos segue uma relação quadrática com a idade.**