JOSIMAR OLIVEIRA SILVA

**PROPOSTA DE INDICADOR DE LONGEVIDADE DA CONCESSÃO DE
SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, NA
PERSPECTIVA DA SUSTENTABILIDADE**

São Paulo 2012

JOSIMAR OLIVEIRA SILVA

**PROPOSTA DE INDICADOR DE LONGEVIDADE DA CONCESSÃO DE
SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, NA
PERSPECTIVA DA SUSTENTABILIDADE**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia

Área de concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

v.1

São Paulo 2012

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de agosto de 2012.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

1.

2. FICHA CATALOGRÁFICA

(a) Silva, Josimar Oliveira
Proposta de indicador de longevidade da concessão de
serviço público de transmissão de energia elétrica, na perspec-
tiva da sustentabilidade / J.O. Silva. -- ed.rev. -- São Paulo, 2012.
136 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automa-
ção Elétricas.

1. Transmissão de energia elétrica 2. Concessão de serviço
Público 3. Sustentabilidade I. Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automa-
ção Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

As minhas filhas Camila e Bruna,
com todo o meu amor!

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan, por sua capacidade na orientação deste trabalho e, principalmente, pelos constantes estímulos transmitidos ao longo deste período de convivência, aqui traduzidos em sentimentos de respeito e amizade.

Ao Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto, pelas salutares discussões e contribuições para elaboração deste trabalho, bem como em outros temas de interesse mútuo, com destaque para a regulação técnica e econômica de serviços públicos.

Às minhas irmãs, Lourdes e Joseilde, que direta ou indiretamente estiveram envolvidas, ao longo desses últimos anos, com o suporte indispensável suporte fraternal.

Aos amigos e colegas dos ambientes de trabalho, na Câmara Legislativa do Distrito Federal, e de pesquisa, no Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ, do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas – PEA, da Escola Politécnica da USP, pela compreensão quanto às dificuldades, por restrições de tempo, para a convivência profissional e social.

Finalmente, a todos aqueles que de uma forma ou de outra contribuíram, direta ou indiretamente, para o êxito deste trabalho.

2. Que se deve entender por infinito?

“O que não tem começo nem fim: o desconhecido; tudo o que é desconhecido é infinito.”

(Allan Kardec. *in* “O livro dos Espíritos”, Paris, França, 1857)

RESUMO

Ao longo dos últimos 20 anos, o modelo de concessão de serviço público no Brasil, tem evoluído consideravelmente, com destaque para o setor elétrico, e especialmente o segmento de transmissão de energia elétrica. O arcabouço normativo vigente tem buscado garantir a prestação adequada do serviço mediante a avaliação de desempenho do serviço prestado, por empresas públicas ou privadas, numa visão da qualidade do produto e da continuidade ou disponibilidade do serviço para o usuário. Concomitantemente, surgiu e desenvolveu-se rápida e globalmente, o conceito de sustentabilidade, no qual o *“desenvolvimento sustentável deve satisfazer as necessidades da geração atual, sem que se comprometam as necessidades das gerações futuras”* (World Commission on Environment and Development – WCED), compreendendo essencialmente as três dimensões econômica, social e ambiental (conceito de *Triple Bottom Line – 3BL*), permitindo a captura do impacto das atividades das empresas e organizações por meio de indicadores definidos para cada uma das três dimensões. Ainda, nesse contexto, desenvolveu-se as novas técnicas de planejamento estratégico e de gestão de desempenho, baseados em indicadores, com destaque para a Teoria das Partes Interessadas (*Stakeholders*). Adicionalmente, os diversos métodos de avaliação econômica e de demonstração contábil das empresas também realizaram um movimento de convergência internacional, principalmente, para aplicação de análise de risco e de avaliação do valor adicionado, com uso do fluxo de caixa dos benefícios esperados, incluído o período da perpetuidade ou valor residual/terminal; e de padrões contábeis internacionais (a IFRIC 12), que altera a estrutura de composição do ativo, uma vez que a norma não permite o reconhecimento da infraestrutura relacionada à concessão no ativo imobilizado das concessionárias, prática atualmente comum no Brasil. Nesse contexto, o presente trabalho propõe a formulação de um novo indicador para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, a partir das informações sistematizadas nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) referentes aos diversos indicadores de desempenho apurados para a operação e manutenção da transmissão de energia elétrica, visando facilitar o acompanhamento da gestão dos ativos físicos, quanto aos requisitos contratuais de atualidade e conservação do serviço adequado, mediante a avaliação da perda ou ganho na expectativa de vida útil dos componentes ou das funções de transmissão, a partir de uma idade determinada, ou seja, indicador de longevidade dos ativos físicos da concessão de transmissão de energia elétrica. Além disso, este mesmo indicador de longevidade pode ser usado na avaliação do valor de perpetuidade (estimativa do valor terminal) de empresas, quer pelo método tradicional de projeção dos fluxos de caixa descontado da perpetuidade ou pela simples abordagem comparativa da expectativa de vida útil ao final do período de concessão dos prestadores do serviço público.

Palavras-chave: Concessão de serviço público. Transmissão de energia elétrica. Sustentabilidade. Indicadores de desempenho. Operação e Manutenção. Ativos físicos. Vida útil. Perpetuidade. Longevidade.

ABSTRACT

Over the past 20 years, the model of public service concessions in Brazil, has evolved considerably, especially in the electricity sector, and the transmission segment of electricity. The existing regulatory framework has sought to ensure the proper provision of the service through the performance evaluation of the service provided by public or private, in view of product quality and continuity of service or availability to the user. Concomitantly, emerged and developed rapidly and globally, the concept of sustainability, in which "sustainable development should meet the needs of present generation without compromising the needs of future generations" (World Commission on Environment and Development - WCED) comprising essentially three economic, social and environmental (concept of Triple Bottom Line - 3BL), allowing you to capture the impact of corporate activities and organizations by means of indicators defined for each of the three dimensions. Still, in this context, new techniques of strategic planning and performance management were developed, based on indicators, notably the Theory of Stakeholders. Additionally, the various methods of economic evaluation and financial statement of companies have also made a movement of international convergence, especially for application of risk analysis and assessment of value added, using the cash flow of the expected benefits, including the period perpetuity or the residual value or terminal value, and international accounting standards (IFRIC 12), which alters the structure of asset composition, since the standard does not permit the recognition of infrastructure related to the granting of fixed assets in utilities, currently common practice in Brazil. In this context, this paper proposes the formulation of a new indicator for the provision of public electric power transmission, from the systematic information in the Grid Procedures of the Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) for the different performance indicators established for the operation and maintenance of electric power transmission, to facilitate monitoring of the management of physical assets, the contractual requirements of current conservation and appropriate service, by assessing the loss or gain in life expectancy of the components or the functions transmission, from a certain age, ie, an indicator of longevity of the physical assets of the granting of electric power transmission. Furthermore, this same indicator of longevity can be used in assessing the value of perpetuity (estimated terminal value) of companies or by the traditional method of projection of cash flows discounted perpetuity or for the simple approach of comparative life expectancy of the end of the concession of public service providers.

Keywords: Public service concession. Transmission of electricity. Sustainability. Performance indicators. Operation and Maintenance. Physical assets. Useful life. Perpetuity. Longevity.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2CRTP - Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

3BL - Triple Bottom Line.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BDT - Base de Dados Técnica do ONS

BRR - Base de Remuneração Regulatória

CAAE - custo anual dos ativos elétricos

CAOM - custos de administração, Operação e Manutenção

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CR – Controle de reativo

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DIT - Demais Instalações de Transmissão

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FCD - Fluxo de caixa descontado

FT - Funções Transmissão

IASB - *International Accounting Standards Board*

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICPC 01 – Interpretação Comitê de Pronunciamentos Contábeis - Contratos de Concessão

IDAT - Indicador de Atualização por Função Transmissão

IDH – Índice de Desenvolvimento Humano

IDLTV - Indicador de longevidade por Função Transmissão

IDMA - Indicador agregado da Manutenção por Função Transmissão

IDOP - Indicador agregado da Operação por Função Transmissão

IFRIC 12 - *International Financial Reporting Interpretations Committee (Service Concession Arrangements)*

LT – Linha de transmissão

MC - manutenção corretiva
MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MG – Módulo geral
MME - Ministério de Minas e Energia
MP - manutenção preventiva
MPO - Manual de Procedimentos da Operação
ODA - Ordem de Alienação
ODD - Ordem de Desativação
ODI - Ordem de Imobilização
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAM - Plano Anual de Manutenções
PAR - Plano de Ampliações e Reforços
PDEE - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PET - Plano de Expansão da Transmissão
PMI - Programa Mensal de Intervenções
PMIS - Plano de Modernização de Instalações
PMM - Programa Mensal de Manutenções
PVI - parcela variável por indisponibilidade - PVI
RAI - Relatório de Acompanhamento dos Indicadores de Realização dos Programas de Manutenção de Equipamentos e Linhas de Transmissão
RAD - Relatório de Avaliação de Desempenho da Manutenção
RAM - Relatório de Acompanhamento das Atividades Mínimas de Manutenção Executadas em Equipamentos e Linhas de Transmissão
RAP - Receita anual permitida
RTP - Revisão Tarifária Periódica
ROI - retorno do investimento operacional
SAGIT - Sistema para Análise e Gerenciamento das Instalações de Transmissão
SAM - Sistema de Acompanhamento de Manutenção
SGI - Sistema de Gestão de Intervenções - Manual do SGI
SIN - Sistema Interligado Nacional
SPE - Sociedade de Propósito Específico
TDMA - Taxa média de depreciação anual
TMDC - Taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão de energia elétrica ponderada pelo custo

TIR - Taxa Interna de Retorno

TR – Transformação

TUC - Tipos de Unidades de Cadastro

UC -Unidades de Cadastro

UAR - Unidade de Adição e Retirada

VEP - Valor econômico da empresa

VMU - Valor de mercado em uso

VNR - Valor novo de reposição

VPL - Valor presente líquido

VPEx - Valor do período de projeção explícita

VT - Valor de perpetuidade ou terminal

WACC - *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

WBCSD - *World Business Council for Sustainable Development*

WCED - *World Commission on Environment and Development*

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1: Brasil: Comportamento da esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos, anos: 1980; 1991; 2000 e 2010. .	35
Gráfico 3.2: Brasil - Ganhos relativos na esperança de vida às idades exatas – ambos os sexos períodos 1980-1991; 1991-2000; 2000-2010 (em percentual).	36
Gráfico 3.3 – Família de Curvas de Longevidade – Esperança de vida útil às idades exatas – de ativos físicos: satisfatória (+5%), alerta (0%), insatisfatória (-5%).	38
Gráfico 6.1 – Taxa de falha com saída forçada em função da idade dos transformadores – 1999 a 2004 (Fonte: CTEEP)	98
Gráfico 6.2 – Ocorrências com saída programada por componentes – 2003 e 2004 (Fonte: CTEEP)	98
Gráfico 6.3 – Idade média dos transformadores em operação – 1995 a 2004 (Fonte: CTEEP)	99
Gráfico 6.4 – Evolução da taxa de falha transitória LT 440 kV – 1995 a 2004 (Fonte: CTEEP)	99

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

•	Figura 5.1 - Padrões dos tempos de ocorrência dos eventos de	
•	mudança de estado operativo – desligamento de FT	60
•	Figura 5.2 – Padrões dos tempos de ocorrência dos eventos de	
•	mudança de estado operativo – sobrecarregamento de LT e TR	70
	Figura 5.3 – Exemplo de painel de controle do aplicativo da	
	Empresa Softexpert	92

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1: As cinco dimensões da sustentabilidade	18
Quadro 3.2: Os nove princípios do desempenho sustentável.....	19
Quadro 3.3: Passos para formulação de indicadores baseados na metodologia da cadeia de valor e dos 6Es do desempenho.....	24

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Brasil. Esperança de vida às idades exatas, por sexo: 2000, 2009 e 2010. (em anos)	33
Tabela 3.2 – Brasil. Esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos: 1980, 1991, 2000 e 2010 (em anos).	34
Tabela 3.3 – Brasil. Ganhos relativos da esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos: 1980-1991, 1991-2000 e 2000-2010. (em percentual)	36
Tabela 5.1 – Funções Transmissão (FT)	59
Tabela 5.2 – Eventos do estado operativo Ligado	62
Tabela 5.3 – Eventos do estado operativo Desligado (por conveniência)	63
Tabela 5.4 – Eventos do estado operativo Desligado Programado (DPR)	64
Tabela 5.5 – Eventos do estado operativo Desligado em Urgência (DUR)	64
Tabela 5.6 – Eventos do estado operativo Desligado em Emergência (DEM)	65
Tabela 5.7 – Eventos do estado operativo Desligado Automático ou Acidental (DAU)	65
Tabela 5.8 – Dados dos valores limites para FT – Linha de Transmissão	73
Tabela 5.9 – Dados dos valores limites para FT – Transformador	73
Tabela 5.10 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura.	77
• Tabela 5.11 – Classificação das intervenções quanto à natureza	78
Tabela 5.12 - Equipamentos, instalações e sistemas para acompanhamento de manutenção.	81
Tabela 5.13 - Situação da Manutenção Preventiva de Equipamentos de Subestação	88
Tabela 5.14 - Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização	91
Tabela 6.1 - Classificação dos Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização, por Função Transmissão e por Ano	95
Tabela 6.2 – Classificação dos Indicadores Agregados (IDOP, IDMA e IDAT) e de Longevidade (IDLV), por Função Transmissão e por Ano	96
Tabela 6.3 - Classificação e Pesos dos Indicadores de Longevidade, por Função Transmissão e por Ano.	100

Tabela 6.4 – Indicador de Longevidade em função dos indicadores agregados da operação, da manutenção e da atualização: Período de 5 anos.101

Tabela 6.5 – Acompanhamento do indicador de longevidade – IDLV:
Período 5 anos.....101

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	4
1.1 MOTIVAÇÃO	4
1.2 RELEVÂNCIA E CONTRIBUIÇÃO	7
2 PRINCÍPIOS LEGAIS DA CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO.....	10
2.1 LEI GERAL DAS CONCESSÕES PÚBLICAS.....	10
2.2 LEIS DO SETOR ELÉTRICO	14
3 SUSTENTABILIDADE E GESTÃO DE SERVIÇOS CONCEDIDOS	17
3.1 SUSTENTABILIDADE.....	17
3.2 GESTÃO DO DESEMPENHO	22
3.2.1 Dez passos para formulação de indicadores	24
3.3 PERPETUIDADE NA AVALIAÇÃO DE EMPRESAS.....	29
3.4 ESPERANÇA DE VIDA ÀS IDADES EXATAS – LONGEVIDADE.....	32
4 CONCESSÃO PÚBLICA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	39
4.1 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO.....	39
4.2 CONCESSÃO DA TRANSMISSÃO.....	41
4.3 RECEITA ANUAL PERMITIDA	42
4.4 TAXA DE DEPRECIAÇÃO MÉDIA.....	46
4.5 VIDA ÚTIL DE BENS E INSTALAÇÕES EM SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO.....	48
4.6 MELHORIAS E SUBSTITUIÇÕES DE ATIVOS	50
4.7 ASPECTOS CONTÁBEIS DO REGISTRO DOS INVESTIMENTOS	53
4.8 INTERPRETAÇÃO TÉCNICA ICPC 01 – CONTRATOS DE CONCESSÃO	55
4.9 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	57
5. INDICADORES DA OPERAÇÃO E DA MANUTENÇÃO DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO	59

5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS EVENTOS EM INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	59
5.2 INDICADORES DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO	67
5.2.1 Indisponibilidade Programada das FT – OIDP	68
5.2.2 Indisponibilidade Forçada das FT – OIDF	69
5.2.3 Taxa de Desligamento das FT – OTDE	69
5.2.4 Taxa de Desligamento Forçado das FT – OTDF.....	70
5.3 INDICADORES DE SOBRECARGAMENTO.....	70
5.3.1 Taxa de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CTCD	75
5.3.2 Tempo Médio de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CMCD	76
5.4 INDICADORES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	76
5.4.1 Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica das FT – TDRC	77
5.5 INDICADORES DA MANUTENÇÃO	78
5.5.1 Indicadores de Acompanhamento da Manutenção	82
5.5.1.1 Acerto do Plano Anual de Manutenção – MAPA	82
5.5.1.2 Manutenção de Urgência – MPUR	83
5.5.1.3 Manutenção de Emergência – MPEM	83
5.5.1.4 Solicitações Não Aprovadas pelo ONS – MSNA	84
5.5.2 Indicadores de Desempenho da Manutenção	84
5.5.2.1 Indisponibilidade para manutenção programada – MIDP	85
5.5.2.2 Indisponibilidade para Manutenção Forçada – MIDF.....	86
5.5.2.3 Taxa de Desligamento Forçado (na perspectiva da manutenção) – MTDF.....	86
5.5.3 Atividades Mínimas de Manutenção – MRAM	87
5.6 INDICADOR DE ATUALIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	89
5.6.1 Indicador de Modernização de Instalações – IMIS.....	90
5.7 PAINEL DE CONTROLE DE INDICADORES	91
6 PROPOSTA DE INDICADOR DE LONGEVIDADE	94
6.1 INDICADOR DE LONGEVIDADE PARA FUNÇÕES TRANSMISSÃO	94
6.2 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE IMPACTOS	97
6.2.1 Métodos Objetivos	97

6.2.2 Simulação	100
6.2.3. Métodos subjetivos.....	102
6.3 ROTEIRO PARA CÁLCULO DO INDICADOR DE LONGEVIDADE	103
7 CONCLUSÕES	104
REFERÊNCIAS	106
GLOSSÁRIO	111
APÊNDICE A – Como medir a elasticidade: o modelo log-linear.....	118

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A reestruturação do setor elétrico foi realizada com base em um modelo de regulação por incentivos, tendo por objetivo atrair investimentos privados em projetos de infra-estrutura básica, de modo a garantir a expansão e a prestação dos serviços públicos com qualidade, além de buscar a modicidade tarifária para os consumidores finais.

Na segregação das atividades do setor elétrico brasileiro, a transmissão e a distribuição de energia elétrica permaneceram como monopólios naturais, diferentemente dos segmentos de geração e comercialização, que passaram a obedecer a regras de mercado.

No entanto, a participação do setor privado nesses monopólios naturais passou a ser relevante para o sucesso do modelo regulatório, especialmente, para a atividade de transmissão de energia elétrica, caracterizada por investimentos iniciais elevados em ativos físicos não-recuperáveis.

As normas editadas com vistas à regulação do segmento de transmissão de energia elétrica preconizam o uso do instrumento da concessão do serviço público, mediante licitação, na modalidade de leilão, como procedimento jurídico e econômico em ambiente de monopólio regulado, caracterizado por incertezas e riscos diversos.

No modelo adotado para a outorga de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão, o poder concedente define o “preço máximo” do serviço para o processo de licitação pública, na modalidade de leilão, reconhecendo a menor oferta de preço como o valor da receita anual permitida (RAP) para prestação do serviço pelo vencedor, nos termos das normas vigentes e imprescindíveis cláusulas do contrato de concessão de transmissão.

Na etapa inicial da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, o poder concedente enfrenta algumas condições de assimetria de informação existentes em regime de monopólio natural, relacionadas ao comportamento estratégico dos agentes, uma vez que algumas variáveis do modelo de cálculo da

RAP pelo órgão regulador estão vinculadas às condições atuais e futuras do mercado de bens e serviços e, principalmente, do mercado financeiro.

Porém, no segundo momento da concessão pública, ou seja, no período da prestação efetiva do serviço concedido, devem ser consideradas algumas exigências normativas relativas à prestação adequada do serviço concedido, como aquele *“que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”*, conforme os mandamentos legais da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 - Lei Geral das Concessões, com destaque para as condições de:

- Regularidade: indica que a prestação do serviço público, além de ser contínua, deve conservar os padrões de qualidade adequada.
- Continuidade: que a prestação do serviço público deve ser permanente, sem limitação de tempo, no que se refere às condições de conservação, utilização ou funcionamento; e
- Atualidade: que compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

Ademais, pelas normas constitucionais da concessão pública, a origem e a natureza dos bens vinculados à concessão pública continuam sendo públicas; sua destinação continua sendo de interesse público, mas apenas sua administração é transferida a uma entidade de personalidade jurídica de direito privado, que os utilizará na forma da lei; tanto assim que, na extinção da empresa, os bens vinculados devem reverter ao patrimônio público.

Destarte, a concessionária prestadora de serviços públicos deve responsabilizar-se pela **conservação, manutenção e modernização** dos bens vinculados à prestação de serviços públicos, tudo em conformidade com os princípios da continuidade, regularidade e atualidade dos serviços públicos, acima mencionados.

É exatamente nessa etapa de operação e manutenção do serviço público concedido, que a atuação do poder concedente ainda apresenta algumas lacunas quanto à devida regulamentação e fiscalização para o cumprimento, na forma prevista na lei, da prestação do serviço adequado.

Tais lacunas da atuação do poder concedente necessitam ser preenchidas por meio do desenvolvimento de novas ações regulatórias baseadas nas experiências de aplicação das melhores práticas de governança corporativa voltada à gestão pública,

no caso, à **gestão das concessões públicas**, com o objetivo de acompanhar e avaliar o desempenho da gestão das concessionárias de serviços públicos, especificamente quanto às condições de regularidade, continuidade e atualidade da prestação do serviço adequado, não apenas restrita à visão do poder concedente e do concessionário, mas ampliada para os interesses sociais, ambientais e econômicos de toda comunidade.

Além disso, é necessário destacar a importância da gestão dos ativos físicos vinculados à concessão, quando da definição das normas de acompanhamento e avaliação da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, uma vez que os ativos de transmissão são de elevados valores de investimento.

Pelos atuais indicadores de desempenho da concessão de transmissão de energia elétrica, monitorados e apurados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), observa-se, basicamente, a realização do acompanhamento da conformidade do serviço pelos critérios de qualidade do serviço (continuidade e regularidade), conforme estabelecidos pelo poder concedente nos documentos denominados Procedimentos de Rede.

Nesse diapasão, apresenta-se uma lacuna regulatória quanto à definição de indicadores relacionados à atualidade e à conservação das instalações vinculadas à concessão, numa visão de perpetuidade do serviço público ou de longevidade dos ativos físicos, que, em termos atuais, traduz-se na perspectiva do conceito de sustentabilidade ou de desenvolvimento sustentável, sob os aspectos econômicos, sociais e ambientais de longo prazo, “sem comprometer as necessidades das gerações futuras”.

A definição e acompanhamento desses novos indicadores de perpetuidade ou de longevidade da concessão de serviço público torna-se ainda mais importante em função da aproximação do fim do período de concessão de diversas concessionárias de setor elétrico brasileiro, a partir deste ano de 2012. Pois, ainda permanecem algumas indefinições e incertezas por parte do poder concedente e do seu órgão regulador sobre processo de extinção, por advento do termo contratual, das concessões públicas do setor elétrico, prorrogadas pela Lei nº 9.074, de 1995, principalmente, no que diz respeito às consequências jurídicas, econômicas e tarifárias de outra prorrogação ou da decisão por realização de processos licitatórios das concessões existentes.

1.2 RELEVÂNCIA E CONTRIBUIÇÃO

Após mais de 10 anos do significativo sucesso do modelo de regulação da transmissão de energia elétrica no Brasil, viabilizado pela participação de novos investidores privados nos empreendimentos de transmissão, verificou-se, no passar destes anos, que o poder concedente e o órgão regulador promoveram alterações e ajustes no arcabouço regulamentar do modelo do setor de transmissão de energia elétrica, visando, principalmente, captar possíveis ganhos do concessionário para a modicidade tarifária ou adequar padrões da qualidade do serviço.

Da análise dos procedimentos existentes de fiscalização, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e de acompanhamento de desempenho da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, principalmente pelo ONS, constata-se a ausência de procedimentos que considerem as condições de gestão dos ativos físicos, no que diz respeito aos pressupostos legais do serviço adequado por meio da **conservação, manutenção e atualidade** das instalações vinculadas à concessão, numa visão ampla da sociedade e de **longo prazo**, em consonância com os atuais conceitos de sustentabilidade ou desenvolvimento sustentável.

Nessa direção, as bases de informações referentes às fiscalizações econômico-financeiras e de eletricidade da ANEEL e aos **indicadores de desempenho** definidos nos regulamentos da ANEEL e operacionalizados pelo ONS, os quais monitoram principalmente as condições de operação do sistema interligado nacional (SIN), podem ser utilizadas como fonte de dados para a proposição de um novo modelo de acompanhamento da gestão dos ativos físicos das concessões de transmissão de energia elétrica, considerando os requisitos de serviço adequado pelas condições de **operação, conservação, manutenção e atualidade** das instalações de transmissão vinculadas à concessão pública.

Destarte, propõe-se um novo procedimento de acompanhamento e avaliação das concessões públicas de transmissão de energia elétrica, por meio do modelo de gestão por indicadores e criação de um novo indicador de desempenho que permita identificar a esperança de vida dos ativos físicos às datas exatas em função do histórico das condições de operação, manutenção e atualização desses ativos, denominado de **indicador de longevidade** das instalações de transmissão vinculadas à concessão pública de transmissão de energia elétrica, que permita, entre outros:

- a) Acompanhar e propor metas de desempenho para a gestão dos ativos físicos vinculados às instalações de transmissão da concessão, considerando as suas condições de operação, manutenção, conservação e atualidade;
- b) Acompanhar e propor metas de desempenho para a qualidade da prestação do serviço, considerando os requisitos de regularidade e continuidade.
- c) Acompanhar e analisar o impacto das condições de operação, manutenção, conservação e atualização das instalações de transmissão no valor econômico da concessão e da sua RAP, nos procedimentos de revisão tarifária periódica e de reversão, prorrogação ou extinção das concessões existentes e de licitação de novas concessões.
- d) Proporcionar o estabelecimento de referências de comparação (*benchmarking*) entre os concessionários de transmissão de energia elétrica.
- e) Facilitar o acesso e o acompanhamento pela sociedade do desempenho técnico-econômico das concessionárias públicas em relação à conservação do patrimônio público (ativos físicos)
- f) Sinalizar condições desfavoráveis ou insatisfatórias da concessão em relação à gestão e conservação do patrimônio público (ativos físicos das instalações de transmissão de energia elétrica).

Este trabalho está organizado em 7 (sete) capítulos. Neste Capítulo 1 são apresentadas as motivações e relevâncias da proposta de um indicador de longevidade das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica.

No Capítulo 2 são apresentados princípios e regras legais dos serviços públicos sob regime de concessão, enquanto o Capítulo 3 traz os conceitos relacionados à gestão de serviços públicos considerando o conceito de sustentabilidade, da gestão de indicadores, avaliação do valor de perpetuidade de uma empresa e a metodologia de cálculo da expectativa de vida do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

Por sua vez, o Capítulo 4 detalha a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, considerando o planejamento e as características da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, passando pelo valores padronizados de vida útil e as taxas de depreciação das instalações de transmissão, o tratamento regulatório com relação aos aspectos contábeis, de acordo com a ICPC 01 – Contratos de Concessão.

No Capítulo 5 são apresentados os indicadores de desempenho da operação, da manutenção e de atualização das Funções Transmissão (FT) de interesse para formação do indicador de longevidade, a partir da premissa dos possíveis impactos na vida útil das instalações de transmissão.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta a proposta do indicador de longevidade da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, objeto deste trabalho, com critérios de formulação e roteiro de cálculo. Enquanto, o Capítulo 7 traz as principais conclusões e algumas sugestões de aperfeiçoamentos futuros.

2 PRINCÍPIOS LEGAIS DA CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Neste Capítulo são apresentados os princípios e regras do arcabouço legal brasileiro norteadores da prestação de serviços públicos sob regime de concessão, no que diz respeito à definição de serviço adequado, aos direitos e obrigações contratuais, à amortização e reversão da concessão, e principalmente à avaliação de desempenho dos concessionários.

2.1 LEI GERAL DAS CONCESSÕES PÚBLICAS

Pela Constituição Federal de 1988, no Título VII - Da Ordem Econômica e Financeira, Capítulo I - Dos Princípios Gerais da Atividade, é competência do Poder Público a prestação de serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, na forma da lei, conforme disposto no art. 175:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado. (BRASIL. Constituição 1988) (Grifou-se)

No caso, segundo o Professor Marçal Justen Filho (Justen Filho, 2003), ao comentar o inciso IV do art. 175 da Constituição, ou seja, a obrigação de manter serviço adequado, “serviço adequado é um conceito indeterminado, o que retrata uma específica opção de disciplina jurídica”, acrescentando que:

O conceito indeterminado configura-se como ausência de regulação jurídica totalmente exaustiva em nível legislativo, [...] Sua utilização deriva do reconhecimento da impossibilidade de formular, antecipadamente e no corpo da lei, a solução completa para certas situações, mas acompanhada do intento de vincular o aplicador à observância de certos conceitos cuja determinação dependerá da avaliação concreta das circunstâncias. (JUSTEN FILHO, 2003, p. 303)

Ainda, o mesmo autor, considerando o conceito acima de indeterminado, reconhece a existência de um campo intermediário entre adequação e inadequação do serviço, que “dependerá da análise de sutilezas circunstanciais”, concluindo que:

É impossível, por isso, estabelecer padrões uniformes, que possam ser aplicados a todos os serviços públicos e a todas as comunidades, indistintamente. Mas ainda, prestações de serviços públicos de mesma natureza podem variar em função de circunstâncias externas, relacionadas com o meio social e o ambiente físico. A avaliação da adequação deve ter em vista tais circunstâncias. (JUSTEN FILHO, 2003, p.305) (Grifo nosso)

Somente em 1995, foi editada a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que *“dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências”*, chamada de Lei Geral das Concessões, que traz em seu bojo definições importantes para a regulamentação das concessões de serviço público, que, com referência ao conceito de **serviço adequado**, disciplina em seu art. 6º como aquele serviço que “satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade de tarifas”, *in verbis*:

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:

I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,

II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade. (BRASIL, Lei nº 8;987, de 1995)

Destacam-se, da definição legal acima para **serviço adequado**, os requisitos de regularidade, continuidade e atualidade dentro de um enfoque de prestação de atividades permanentes e contínuas, ou seja, da perpetuidade do serviço público concedido, incluída na condição de **atualidade**, ou seja: “modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço”.

Ainda, no entendimento do Professor Marçal Justen Filho, **atualidade** envolve uma relação custo-benefício, num conceito de eficiência técnica e econômica, onde o custo de atualização de equipamentos, técnicas e pessoal “não serão arcados pelo concessionário, mas pela comunidade”, complementando:

Portanto, deverá avaliar-se se os reflexos econômicos (ou de outra ordem) necessários a promover a atualidade do serviço são compensados por benefícios efetivos à comunidade (...) Trata-se, enfim, de determinar qual a opção que beneficiará mais intensamente os usuários. (JUSTEN FILHO, 2003, p.307)

Mais adiante, no Capítulo VI – DO CONTRATO DE CONCESSÃO, a Lei Geral das Concessões dispõe sobre as cláusulas essenciais do contrato de concessão, nos termos do seu art. 23, a seguir:

Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas:

- I - ao objeto, à área e ao prazo da concessão;
- II - ao modo, forma e condições de prestação do serviço;
- III - aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;
- IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;
- V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e consequente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;
- VI - aos direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;
- VII - à forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;
- VIII - às penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;
- IX - aos casos de extinção da concessão;
- X - aos bens reversíveis;
- XI - aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso;
- XII - às condições para prorrogação do contrato;
- XIII - à obrigatoriedade, forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;
- XIV - à exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; e
- XV - ao foro e ao modo amigável de solução das divergências contratuais.

(BRASIL, Lei nº 8.987, de 1995)

Observa-se, claramente, pelo inciso III, do art. 23 citado, a preocupação do legislador pela busca da eficiência do serviço mediante garantia contratual de **critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros** necessários à avaliação da qualidade da prestação do serviço, dentro da exigência constitucional de serviço adequado, particularmente, mediante o uso de **indicadores** que permitam uma avaliação objetiva e, principalmente, uma fiscalização preventiva do poder concedente e dos usuários.

Nessa direção, o artigo 29 da Lei Geral das Concessões estabelece os encargos do poder concedente, destacando, no caso da prestação de serviço adequado, os incisos: “I – regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;” e “X – estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação”.

Desse modo, cabe ao poder concedente, diretamente ou mediante entidade conveniada, acompanhar permanentemente a adequação do serviço prestado, considerando ainda os requisitos de qualidade, produtividade, **preservação do meio-ambiente e conservação** dos “bens vinculados à prestação de serviço”, conforme determina o inciso VIII do artigo 31 do Capítulo VIII – Dos encargos da concessionária, da mesma Lei Geral das Concessões:

Art. 31. Incumbe à concessionária:

I - prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;

II - manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão;

III - prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários, nos termos definidos no contrato;

IV - cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

V - permitir aos encarregados da fiscalização livre acesso, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e às instalações integrantes do serviço, bem como a seus registros contábeis;

VI - promover as desapropriações e constituir servidões autorizadas pelo poder concedente, conforme previsto no edital e no contrato;

VII - zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente; e

VIII - captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço.

Parágrafo único. As contratações, inclusive de mão de obra, feitas pela concessionária serão regidas pelas disposições de direito privado e pela legislação trabalhista, não se estabelecendo qualquer relação entre os terceiros contratados pela concessionária e o poder concedente.

(BRASIL, Lei nº 8;987, de 1995)

Por fim, a Lei Geral das Concessões dispõe sobre a extinção da concessão, nos termos dos seus artigos 35 a 39, garantindo a indenização dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, realizados para garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido (art. 36), e os critérios para declaração de caducidade da concessão, com destaque para quando o serviço estiver **inadequado ou deficiente** (art. 38, I) e a concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço (art. 38, IV), *in litteris*:

Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

.....

Art. 38. A inexecução total ou parcial do contrato acarretará, a critério do poder concedente, a declaração de caducidade da concessão ou a aplicação das sanções contratuais, respeitadas as disposições deste artigo, do art. 27, e as normas convencionadas entre as partes.

§ 1º A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

I - o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço;

.....
IV - a concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido;

.....
(BRASIL, Lei nº 8.987, de 1995) (Grifamos)-

2.2 LEIS DO SETOR ELÉTRICO

Numa visão permanência das atividades da concessão do serviço público, onde os requisitos de continuidade e regularidade são elementos típicos da qualidade do serviço e os de conservação e atualidade podem ser tipificados para avaliação da **perpetuidade** do serviço ou da **longevidade** de seus ativos físicos, são analisados os dispositivos das principais leis do Setor Elétrico Brasileiro, principalmente, a **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995, que “*Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências*”, e a **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996, que “*Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.*”

Pelo artigo 25, § 1º, da Lei nº 9.074, de 1995, quando da prorrogação de prazo de concessões e permissões, os contratos deverão conter cláusulas de “requisitos mínimos de desempenho técnico do concessionário” ou “qualidade técnica” (§ 2º), bem como os **índices apropriados** para sua aferição pela fiscalização.

Enquanto, os artigos 33 e 34, da citada lei (BRASIL, Lei nº 9.074, de 1995), estão relacionados, respectivamente à regulamentação da forma de participação dos usuários na fiscalização, com a disponibilização periódica ao público de relatórios sobre os serviços prestados; e à responsabilidade pela **manutenção e conservação** de bens e instalações da União, já revertidos ou entregues à administração do concessionário.

Dessa forma, os dispositivos acima demonstram, novamente, a preocupação das normas legais do setor elétrico com a definição de índices ou indicadores apropriados para a **fiscalização** e publicação de relatório público sobre os serviços prestados, bem como a responsabilidade pela **longevidade** (manutenção e conservação) de bens e instalações vinculados à concessão.

Por sua vez, a Lei nº 9.427, de 1996, em seus artigos 14, II, e 16, do Capítulo III – Do Regime Econômico e Financeiro das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica, determina ser da responsabilidade do concessionário realizar investimentos em obras de ampliação e modernização das instalações vinculadas ao serviço que reverterão à União, na extinção do contrato, para garantir a qualidade do serviço de energia elétrica, textualmente: (BRASIL. Lei nº 9.427, de 1996).

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos em obras e instalações que reverterão à União na extinção do contrato, garantida a indenização nos casos e condições previstos na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nesta Lei, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica;

III - a participação do consumidor no capital da concessionária, mediante contribuição financeira para execução de obras de interesse mútuo, conforme definido em regulamento;

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

V - indisponibilidade, pela concessionária, salvo disposição contratual, dos bens considerados reversíveis.

.....
Art. 16. Os contratos de concessão referidos no artigo anterior, ao detalhar a cláusula prevista no inciso V do art. 23 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, poderão prever o compromisso de investimento mínimo anual da concessionária destinado a atender a expansão do mercado e a ampliação e modernização das instalações vinculadas ao serviço.

Importante destacar, dentre as disposições do art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, a previsão da realização de **compromisso contratual** do concessionário com relação à realização de investimentos necessários para garantir a **modernização das instalações** vinculadas ao serviço.

Nessa mesma direção, a **Lei da Parceria Público-Privada (PPP)**, Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, que “*Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública*”, inova quanto à normatização de previsão e fiscalização de “critérios objetivos de **avaliação do desempenho** do parceiro privado”, considerando “metas e padrões de qualidade e disponibilidade”, nos termos do arts. 5º, VII e X, e 6º, parágrafo único, respectivamente:

Art. 5º As cláusulas dos contratos de parceria público -privada atenderão ao disposto no art. 23 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no que couber, devendo também prever:

.....
VII – os critérios objetivos de avaliação do desempenho do parceiro privado;

.....
 X – a realização de vistoria dos bens reversíveis, podendo o parceiro público reter os pagamentos ao parceiro privado, no valor necessário para reparar as irregularidades eventualmente detectadas.

.....
 Art. 6º A contraprestação da Administração Pública nos contratos de parceria público-privada poderá ser feita por:

I – ordem bancária;

II – cessão de créditos não tributários;

III – outorga de direitos em face da Administração Pública;

IV – outorga de direitos sobre bens públicos dominicais;

V – outros meios admitidos em lei.

Parágrafo único. O contrato poderá prever o pagamento ao parceiro privado de remuneração variável vinculada ao seu desempenho, conforme metas e padrões de qualidade e disponibilidade definidos no contrato. (Brasil. Lei nº 11.079, de 2004) (Grifou-se).

Além disso, traz, para o âmbito do poder público, ainda que em forma de parceria via sociedades de propósito específico (SPE), as exigências dos padrões de governança corporativa e de contabilidade e demonstrações financeiras padronizados concernentes das empresas privadas, conforme disposto no seu artigo 9º:

Art. 9º Antes da celebração do contrato, deverá ser constituída sociedade de propósito específico, incumbida de implantar e gerir o objeto da parceria.

§ 1º A transferência do controle da sociedade de propósito específico estará condicionada à autorização expressa da Administração Pública, nos termos do edital e do contrato, observado o disposto no parágrafo único do art. 27 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

§ 2º A sociedade de propósito específico poderá assumir a forma de companhia aberta, com valores mobiliários admitidos a negociação no mercado.

§ 3º A sociedade de propósito específico deverá obedecer a padrões de governança corporativa e adotar contabilidade e demonstrações financeiras padronizadas, conforme regulamento. (BRASIL. Lei nº 11.079, de 2004) (Grifamos).

3 – SUSTENTABILIDADE E GESTÃO DE SERVIÇOS CONCEDIDOS

Neste Capítulo são apresentados alguns conceitos relacionados à gestão de serviços públicos considerando, inicialmente, o conceito de sustentabilidade ou de desenvolvimento sustentável, com suas dimensões social, ambiental e econômica, e a questão da gestão do desempenho em serviços públicos, com foco no sistema de mensuração por meio de indicadores. Em seguida, são apresentadas as metodologias de avaliação do valor da empresa, pelo critério de perpetuidade ou valor terminal; e a metodologia de cálculo da expectativa de vida a idades exatas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), como referência para aplicação aos ativos físicos das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica.

3.1 SUSTENTABILIDADE

O termo sustentabilidade – ou desenvolvimento sustentável – começou a ser empregado, conforme Barbieri (2007), “em meados da década de 1980, tendo como pano de fundo a crise ambiental e social que desde o início dos anos 1960 já começava a ser percebida como uma crise de dimensão planetária”. Principalmente, com a publicação do Relatório da Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, conhecido como Relatório *Brundtland* sob o título *Our Common Future*, em 1987; complementarmente, a Conferência Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, no Rio de Janeiro, em 1992; e a criação da Agenda 21, diretriz para a sustentabilidade no Século 21 para todos os públicos.

O conceito de sustentabilidade tem sido muito discutido e aplicado a quase tudo atualmente, e por isso, pode ser interpretado de diferentes maneiras por esferas sociais de interesses. Sendo, as definições mais reconhecidas para sustentabilidade (ou desenvolvimento sustentável): (HOURNEAUX JÚNIOR, 2010, 23)

- i) “o desenvolvimento sustentável deve satisfazer as necessidades da geração presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem suas próprias necessidades”, proposta pelo Relatório

Brundtland da *World Commission on Environment and Development* (WCED) – Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento;

- ii) “o desenvolvimento sustentável significa a rota de desenvolvimento ao longo da qual a maximização do bem-estar do ser humano na geração atual não leve ao declínio do bem-estar futuro”, criada pela Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE); e
- iii) “a forma de progresso que atende às necessidades do presente, sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atenderem a suas necessidades”, definida pelo *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD).

O amplo escopo da sustentabilidade pode ser apresentado em 5 (cinco) diferentes dimensões, caracterizadas por diferentes componentes e objetivos, conforme Quadro 3.1.

Quadro 3.1: As cinco dimensões da sustentabilidade

Dimensão	Componentes	Objetivos
Sustentabilidade Social	<ul style="list-style-type: none"> - Criação de postos de trabalho que permitam a obtenção de renda individual adequada. - Produção de bens dirigida prioritariamente às necessidades básicas sociais. 	Redução das desigualdades sociais.
Sustentabilidade Econômica	<ul style="list-style-type: none"> - Fluxo permanente de investimentos públicos e privados (estes últimos com especial destaque para o cooperativismo). - Manejo eficiente dos recursos. - Absorção, pela empresa, dos custos ambientais. - Endogeneização: contar com suas próprias forças. 	Aumento da produção e da riqueza social, sem dependência externa.
Sustentabilidade Ecológica	<ul style="list-style-type: none"> - Produzir, respeitando os ciclos ecológicos dos ecossistemas. - Prudência no uso de recursos naturais não renováveis; - Prioridade à produção de biomassa e à industrialização de insumos naturais renováveis. - Redução da intensidade energética e aumento da conservação da energia. - Tecnologias e processos produtivos de baixos índices de resíduos. - Cuidados ambientais. 	Melhoria da qualidade do meio-ambiente e preservação das fontes de recursos energéticos e naturais para as próximas gerações.
Sustentabilidade Espacial/ Geográfica	<ul style="list-style-type: none"> - Desconcentração espacial (de atividades; de população). - Desconcentração/democratização do poder local e regional. 	Evitar excesso de aglomerações.
Sustentabilidade Cultural	<ul style="list-style-type: none"> - Soluções adaptadas a cada ecossistema. - Respeito à formação cultural comunitária. 	Evitar conflitos culturais com potencial regressivo.

Fonte: Montebeller Filho (2004, p. 51), baseado em Sachs (1993)

Assim, com o refinamento do conceito de Desenvolvimento Sustentável e com o aumento da importância do assunto, “naturalmente surge uma série de iniciativas, de diversos órgãos, com a intenção de propor idéias e soluções para essa nova problemática, muitas delas com orientação expressa ao papel das organizações empresariais.” (HOURNEAUX JUNIOR, 2010, 25).

Nesse sentido, Epstein (2008), afirma que a sustentabilidade tem impacto direto nas organizações, pois:

“empresas líderes tem, de forma crescente, reconhecido a crítica importância de gerenciar e controlar seu desempenho social e ambiental corporativo. O ímpeto para implementar uma estratégia corporativa para integrar os impactos sociais, ambientais e econômicos que podem ser direcionados à fatores internos, como um comprometimento com a sustentabilidade como um valor essencial ou o reconhecimento de que a sustentabilidade pode gerar valor financeiro para a empresa por meio do aumento das receitas e redução dos custos. Frequentemente, entretanto, a vontade para uma estratégia sustentável vem de pressões externas, como regulamentação governamental, demandas do mercado, ações dos concorrentes, ou pressões das ONGs” (EPSTEIN, 2008, *apud* HOURNEAUX JUNIOR, 2010, p. 27)

Complementarmente, o mesmo autor apresenta um resumo das principais questões relativas ao enfoque de sustentabilidade para os negócios pela definição de 9 (nove) princípios do desempenho sustentável, conforme Quadro 3.2.

Quadro 3.2: Os nove princípios do desempenho sustentável

1. Ética	A empresa estabelece, promove, monitora e mantém padrões e práticas éticas em concordância com seus <i>stakeholders</i> .
2. Governança	A empresa gerencia todos os seus recursos consciente e efetivamente, reconhecendo seu dever fiduciário dos conselhos e executivos em focar os interesses dos <i>stakeholders</i> .
3. Transparência	A empresa provê acesso à informação sobre seus produtos, serviços e atividades, permitindo aos <i>stakeholders</i> tomarem suas decisões estando bem informados.
4. Relacionamentos de negócio	A empresa se compromete com práticas de relações justas com seus fornecedores, distribuidores e parceiros.
5. Retorno financeiro	A empresa recompensa os provedores de capital com um retorno do investimento com taxas competitivas e proteção aos ativos da empresa.
6. Envolvimento da comunidade /Desenvolvimento econômico	A companhia incentiva um relacionamento mutuamente benéfico entre a empresa e a comunidade em que se é sensível à cultura, ao contexto e às necessidades da comunidade.
7. Valor dos produtos e serviços	A empresa respeita as necessidades, desejos e direitos dos seus clientes e se esforça para prover o mais alto grau de valor de seus produtos e serviços.
8. Práticas de trabalho	A empresa se compromete com práticas de gerenciamento de

	seus recursos humanos que promovam o desenvolvimento pessoal e profissional de seu funcionário, diversidade e empoderamento.
9. Proteção ao meio-ambiente	A empresa se esforça para proteger e restaurar o meio-ambiente e promover o desenvolvimento sustentável com produtos, processos, serviços e outras atividades de que faça uso.

Fonte: baseado em Epstein; Roy (2003); Epstein (2008)

Com o propósito de se buscar meios “para operacionalizar o conceito de sustentabilidade, tornou-se comum desagregá-la em diferentes dimensões passíveis de intervenções específicas e localizadas” (BARBIERI; 2007, p. 97).

Nesse sentido, um conceito fundamental para as discussões em sustentabilidade aparece com várias denominações diferentes para uma mesma idéia, originalmente, em inglês, *Triple Bottom Line*: “Resultado Final Tríplice”, “Linha Tríplice de Resultado” ou “Linha dos Três Pilares”.

Hourneaux Júnior (2010) apresenta o conceito de *Triple Bottom Line (3BL)*, disseminado a partir da década de 1990, com essencialmente três dimensões:

- i) **Econômica** – um sistema econômico sustentável deve poder gerar produtos e serviços de uma maneira contínua, sem gerar tributos ou problemas financeiros aos seus diversos participantes na cadeia de valor.
- ii) **Social** – um sistema social sustentável alcança a justiça social gerando renda e oportunidades, através dos serviços sociais como saúde e instrução, e de um tratamento igual a todos seus membros.
- iii) **Ambiental** – um sistema ambientalmente sustentável não compromete as bases de recursos, renováveis ou não-renováveis, utilizando-os parcimoniosamente, além de procurar manter a biodiversidade, a estabilidade da atmosfera e as demais funções do ecossistema.

Nessa situação, Furtado (2005, *apud* Hourneaux Jr., 2010) reforça as diferenças entre as três dimensões:

“a dimensão econômica é representada por prosperidade e aquisição de bens materiais e financeiros das partes interessadas (*stakeholders*), incluídos os acionistas (*shareholders*) e investidores nas empresas. A dimensão social, por seu turno, caracteriza-se pelo bem-estar e justiça social (equidade e inserção) das pessoas, individualmente ou em comunidade, enquanto a dimensão ambiental é expressa pela conservação e qualidade dos estoques de recursos renováveis, extensão da vida útil dos não renováveis e sustentação dos serviços naturais, como: clima,

recuperação de fertilidade do solo, garantia da cadeia de nutrientes entre outros indicadores” (FURTADO, 2005, *apud* HOURNEAUX JUNIOR, 2010, p. 32) (grifo nosso)

Pode-se, portanto, nesse contexto da sustentabilidade, identificar e analisar os impactos das diferentes atividades de uma organização por meio de **indicadores** definidos, de forma integrada e simplificada, para cada uma das dimensões: **econômica, social e ambiental**.

Adicionalmente, com o intuito de melhor compreender os diferentes impactos e interesses envolvidos nessas dimensões econômicas, ambientais e sociais da sustentabilidade e suas respectivas influências no desempenho da gestão de uma organização, tem sido muito utilizado, nos últimos anos, a Teoria das Partes Interessadas (*Stakeholders*) dentro de uma visão de planejamento estratégico da organização. (HOURNEAUX JUNIOR, 2010, 35)

A título de exemplo, o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020 levantou os *stakeholders* associados a suas empresas, bem como os instrumentos de gestão (políticas corporativas) para o engajamento desses associados nos processos decisórios. A seguir são listados esses *Stakeholders* com suas descrições e características: (BRASIL. Eletrobrás, 2010, p. 51)

- a) Acionistas e investidores: produção do informativo “Energia em Ações”; implementação da área de Relações com Investidores no Portal da Eletrobras; realização de assembleias e Road shows, além de apresentações na Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (APIMEC).
- b) Colaboradores: produção de veículos de comunicação interna (jornal, newsletter, revista, rádio, intranet, TV elevador, folhetos informativos); promoção de campanhas internas relacionadas a temas específicos; realização de Pesquisa de Avaliação de Veículos Internos; realização de Pesquisa de Clima Organizacional.
- c) Imprensa: realização de encontro entre o presidente da Eletrobras e jornalistas do setor elétrico, para estreitamento das relações com a imprensa; visita de jornalistas a unidades das empresas Eletrobras, para apresentação de projetos; envio periódico de releases sobre projetos e programas das empresas Eletrobras.

- d) Fornecedores e parceiros: encontros com fornecedores e patrocinados, buscando incentivar que se alinhem ao novo posicionamento da empresa e a seu Código de Ética; apoio ao Centro da Memória da Eletricidade, para o desenvolvimento de projeto de revitalização da marca.
- e) Comunidades locais: realização de audiências públicas e reuniões técnicas.
- f) Sociedade: atualização permanente de notícias nos portais das empresas Eletrobras; publicação de conteúdo em perfis oficiais no *Twitter* e *YouTube*; divulgação de campanhas institucionais; palestras do presidente e de diretores em eventos de lançamento de projetos, universidades, entidades de classe e associações da sociedade civil organizada; realização de pesquisa de percepção de marca com 2.400 pessoas; elaboração de estudo visando à revitalização do Selo PROCEL.
- g) Parlamentares: elaboração de cartilhas e material informativo específico sobre as atividades das empresas Eletrobras; palestra do presidente da Eletrobras sobre o Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; apresentação sobre a intranet da empresa em visita técnica da Câmara dos Deputados.

3.2 GESTÃO DO DESEMPENHO

O conceito de gestão para resultados não se restringe apenas em estabelecer resultados que satisfaçam às expectativas dos legítimos beneficiários da ação, requer, também, alinhar os esforços de implementação para alcançá-los, além de envolver a construção de mecanismos (indicadores) de monitoramento e avaliação que promovam aprendizado, transparência e responsabilização.

Ademais, a chamada gestão do desempenho pode ser qualificada por:

(...) um conjunto sistemático de ações que buscam definir o conjunto de resultados a serem alcançados e os esforços e capacidades necessários para seu alcance, incluindo-se a definição de mecanismos de alinhamento de estruturas implementadoras e de sistemática de monitoramento e avaliação. (BRASIL. Guia Referencial - Produto 4, 2009, p. 10)

Dessa forma, um sistema de mensuração é parte essencial de um modelo de gestão do desempenho, que apura, por meio de indicadores, valores ou medidas dos

esforços e resultados, considerando, a geração de indicadores em distintas dimensões de esforços e resultados; e a geração de uma nota (valores de medição, de meta, de referência, ideal, ...).

De forma geral, os indicadores não são simplesmente números, ou seja, são atribuições de valor a objetivos, acontecimentos ou situações, que podem ser utilizados como critérios para os seguintes usos:

- i) mensurar os resultados e gerir o desempenho;
- ii) embasar a análise crítica dos resultados obtidos e do processo de tomada decisão;
- iii) contribuir para a melhoria contínua dos processos organizacionais;
- iv) facilitar o planejamento e o controle do desempenho; e
- v) viabilizar a análise comparativa do desempenho da organização e do desempenho de diversas organizações atuantes em áreas ou ambientes semelhantes. (BRASIL. Guia Referencial – Produto 4, 2009, p. 13)

A seguir, é apresentada a formulação de indicadores, baseados na “metodologia da cadeia de valor e dos 6Es do desempenho” (BRASIL. Guia Referencial – Produto 4, 2009)¹, realizada por um conjunto de 10 (dez) passos necessários para assegurar os princípios da qualidade e do sistema de medição do desempenho. Onde, entende-se por “cadeia de valor” o levantamento de toda a ação ou processo necessário para gerar ou entregar produtos ou serviços a um beneficiário, desde a obtenção dos recursos ou insumos até a geração dos impactos provenientes dos produtos ou serviços. As 6 (seis) dimensões do desempenho são:

1. Economicidade (Recursos com menor ônus possível);
2. Execução (Processos/Ações conforme estabelecidos);
3. Excelência (Recursos e Processos/Ações com critérios e padrões de qualidade);
4. Eficiência (Recursos e Produtos/Serviços na forma de custos e produtividade)
5. Eficácia (Produtos/Serviços em quantidade e qualidade entregues)
6. Efetividade (Impactos com grau de satisfação ou valor agregado)

¹ O **Produto 4**: “Guia referencial para medição de desempenho e manual para construção de indicadores” é parte do Programa Nacional de Gestão Pública e Desburocratização – GesPública, cujo referencial teórico está apresentado no **Produto 1**: “Mapeamento bibliográfico e do estado da arte sobre indicadores de gestão”. Disponível em <<http://www.gespublica.gov.br/biblioteca/>>

O **Quadro 3.3** descreve, resumidamente, os 10 passos para formulação de indicadores baseados na metodologia da cadeia de valor e dos 6Es do desempenho.

Quadro 3.3: Passos para formulação de indicadores baseados na metodologia da cadeia de valor e dos 6Es do desempenho

Passo	Descrição	Etapas
1	Identificação do nível, dimensão, subdimensão e objetos de mensuração;	O que mensurar?
2	Estabelecimento dos indicadores de desempenho	Como mensurar?
3	Análise e validação preliminar dos indicadores com as partes envolvidas	Como mensurar?
4	Construção de fórmulas métricas e estabelecimento de metas	Como mensurar?
5	Definição de responsáveis	Coleta
6	Geração de sistemas de coleta de dados	Coleta
7	Ponderação e validação final dos indicadores com as partes envolvidas	Medição
8	Mensuração dos resultados	Medição
9	Análise e interpretação dos indicadores	Análise
10	Comunicação do desempenho e gerir mudança	Divulgação

3.2.1 Dez passos para formulação de indicadores

Baseado no documento: “Produto 4: Guia referencial para medição de desempenho e manual para construção de indicadores”, são descritos, a seguir, os 10 (dez) passos necessários para formulação de indicadores conforme a metodologia da cadeia de valor e dos 6Es do desempenho, escolhido por referencial teórico neste trabalho, para o desenvolvimento de indicadores da gestão da concessão pública de transmissão de energia elétrica. (BRASIL - Guia Referencial – Produto 4, 2009, p. 43-72).

Passo 1 - Identificação do nível, dimensão, subdimensão e objetos de mensuração

Define os objetos que serão mensurados, como reflexão inicial do processo de criação de indicadores de desempenho – qual é, especificamente, o objeto de mensuração, possibilitando também que se identifiquem as partes interessadas que atuam ao longo da cadeia de valor de uma política pública ou organização.

Passo 2 - Estabelecimento de indicadores

Os indicadores devem ser especificados por meio dos seguintes componentes básicos:

- **Medida:** grandeza qualitativa ou quantitativa que permite classificar as características, resultados e consequências dos produtos, processos ou sistemas;
- **Fórmula:** padrão matemático que expressa a forma de realização do cálculo;
- **Valor:** índice (número) em determinado momento (porcentagem, média, número bruto, proporção, índice,...);
- **Padrão de comparação:** índice arbitrário e aceitável para uma avaliação comparativa de padrão de cumprimento; e
- **Meta:** índice (número) orientado por um indicador em relação a um padrão de comparação a ser alcançado durante certo período.

Passo 3 - Análise e validação intermediária dos indicadores com as partes envolvidas

Selecionar e validar os indicadores com envolvimento das partes para obtenção de um conjunto significativo de indicadores que propicie uma visão global da organização e represente o desempenho da mesma.

Durante o processo de análise e validação são levados em conta diversos critérios e qualidades relacionados a sua viabilidade/operacionalização, quais sejam:

- Seletividade: fornece informações sobre as principais variáveis estratégicas e prioridades definidas de ações, produtos ou impactos esperados;
- Simplicidade, clareza, inteligibilidade e comunicabilidade: os indicadores devem ser simples e compreensíveis, capazes de levar a mensagem e o significado. Os nomes e expressões devem ser facilmente compreendidos e conhecidos por todos os públicos interessados;
- Representatividade, confiabilidade e sensibilidade: capacidade de demonstrar a mais importante e crítica etapa de um processo, projeto etc. Os dados devem ser precisos, capazes de responder aos objetivos e coletados na fonte de dados correta e devem refletir tempestivamente os efeitos decorrentes das intervenções;
- Investigativos: os dados devem ser fáceis de analisar, sejam estes para registro ou para reter informações e permitir juízos de valor;

- Comparabilidade: os indicadores devem ser facilmente comparáveis com as referências internas ou externas, bem como séries históricas de acontecimentos;
- Estabilidade: procedimentos gerados de forma sistemática e constante, sem muitas alterações e complexidades, uma vez que é relevante manter o padrão e permitir a série-histórica; e
- Custo-efetividade: projetado para ser factível e economicamente viável. Os benefícios em relação aos custos devem satisfazer todos os outros demais níveis. Nem todas as informações devem ser mensuradas, é preciso avaliar os benefícios gerados em detrimento do ônus despendido.

Passo 4 - Construção de fórmulas, métricas e estabelecimento de metas

A fórmula descreve como deve ser calculado o indicador, possibilitando que seja: inteligível; interpretado uniformemente; compatibilizado com o processo de coleta de dados; específico quanto à interpretação dos resultados (numérico ou simbólico) e apto em fornecer subsídios para o processo de tomada de decisão, por meio de comparações com referências ou séries históricas.

As unidades de medida mais comuns resultantes das formulações são:

- **Indicadores Simples**: Representam um valor numérico (uma unidade de medida) atribuível a uma variável. Não expressa a relação entre duas ou mais variáveis.
- **Indicadores Compostos**: Expressam a relação entre duas ou mais variáveis, podendo ser do tipo:
 - i) Proporção ou Coeficiente: É o quociente entre o número de casos/ocorrências pertencentes a uma categoria e o total de casos/ocorrências considerados.
 - ii) Porcentagem: Obtida a partir do cálculo das proporções, em percentual, utilizada para criar comparações relativas destacando a participação de determinada parte no todo.
 - iii) Razão ou Índice: A razão de um número A em relação a outro número B se define como A dividido por B., sendo A e B de categorias separadas e distintas. Também chamado de índice.
 - iv) Taxa: São coeficientes multiplicados por uma potência de 10 e seus múltiplos para melhorar a compreensão do indicador.

A **fórmula de cálculo e a unidade de medida** fornecem subsídios para identificar o comportamento esperado do indicador, ou seja, se o indicador está aumentando, diminuindo ou permanecendo o mesmo.

Enquanto **a meta** representa o estado futuro de desempenho desejado, contendo uma finalidade, um valor e um prazo, e fundamentadas em séries históricas, tendências e referenciais comparativos (*benchmarks*).

Por outro lado, **as notas** devem refletir os esforços no alcance das metas acordadas, por indicador em particular, o que implicará na determinação de escala de valores, por exemplo, de 0 (zero) a 10 (dez) para cada um, conforme a relação entre o resultado observado e a meta acordada.

Passo 5 - Definição de responsáveis e da periodicidade temporal de apuração

É realizada a indicação dos responsáveis pela apuração, divulgação e desempenho de cada indicador, bem como a periodicidade temporal de coleta (diária, semanal, mensal, semestral, anual).

Passo 6 - Geração de sistema de coleta de dados

A sistemática de coleta de dados determina os requisitos para o levantamento de informações sobre os indicadores. De modo geral as principais técnicas de coleta de dados são:

- Tradicionais: aplicação de questionários, realização de entrevistas, observação direta, análise documental (físicos e virtuais);
- Em grupo: oficinas, *brainstorm*, reuniões em equipe;
 - Prototipação: simulação e experimentação;
 - Cognitivas: análise mental, dedução e inferências; e
 - Contextuais: análise social, análise do ambiente interno e análise do ambiente externo.

Passo 7 - Ponderação e validação final dos indicadores com as partes envolvidas

A ponderação e a validação final dos indicadores são realizadas por uma sistemática de definição de pesos para as dimensões do desempenho e para cada critério de seleção do indicador (variando entre 1 e 5 para maior sensibilidade), avaliando o grau de relevância de dimensões e de indicadores para a mensuração do desempenho da organização.

A análise dos indicadores normalmente é realizada a partir da formação de uma **Matriz de Avaliação Quantitativa**, onde o indicador que atenda a um determinado critério recebe o número “1” em sua respectiva célula e, caso contrário, recebe o número “0”. Esse método permite estabelecer um ranqueamento dos indicadores.

Em algumas situações, após a ponderação dos indicadores, utilizam-se métodos de avaliação quantitativos (estatísticos) ou qualitativos de probabilidade de impacto ou causais entre os indicadores, levando em conta a influência entre as variáveis que formam os indicadores.

Por exemplo, por um lado, o **IDH** é diretamente influenciado pelos indicadores de **expectativa de vida ao nascer**, taxa de alfabetização, taxa de matrícula e PIB per capita. Por outro lado, por tratar-se de um indicador de impacto final, não influencia outros indicadores subjacentes a ele.

Passo 8 - Mensuração do desempenho

Trata-se da coleta de dados e o cálculo do indicador, finalizando com a conversão do valor obtido na nota correspondente.

Passo 9 - Análise e interpretação dos indicadores

A análise e a interpretação de dados podem ocorrer de diversas formas, após a etapa de coleta e mensuração das informações, tais como:

- Reuniões gerenciais;
- Reuniões operacionais;
- Intercâmbio de informações e soluções; e
- Na gestão operacional diária.

Passo 10 - Comunicação do desempenho

A comunicação é um fator preponderante para a integração da organização e o desdobramento dos resultados em todos os níveis, internamente e externamente. O processo de comunicação move as ações, estimula a mudança, gera a consciência e o engajamento, e mantém o ritmo da organização na busca do melhor desempenho.

Para realizar a comunicação do desempenho as organizações podem adotar as mais diversas ferramentas existentes, cujas mais comuns são:

- Apresentação institucional de resultados para os colaboradores;
- Painel de indicadores com seus respectivos resultados (Central de resultados);
- Banners com faixas de desempenho (vermelho, amarelo, verde e azul);
- Reuniões de avaliação de desempenho;
- Relatórios anuais (físicos e virtuais); e
- Avaliação externa (prêmios de excelência).

3.3 PERPETUIDADE NA AVALIAÇÃO DE EMPRESAS

Com o objetivo de evidenciar a criação de riqueza, bem como de mensurar o valor do negócio, diversas metodologias de avaliação de empresas são utilizadas, cada qual com um determinado nível de subjetividade.

Dentre os diferentes métodos, destaca-se o do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que é a expressão dos fluxos de caixa esperados, trazidos a valor presente pelo desconto através de uma taxa que expresse o risco (remuneração) do negócio ou do ativo (IARA, CUNHA, MACHADO, 2011).

Assim, pelo método do FCD, valor presente líquido dos fluxos de caixa do período de **previsão não explícita** (ou perpetuidade da projeção) é chamado de **valor residual ou valor terminal**, onde o período de previsão não explícita é aquele após o período dos fluxos de caixa operacionais previstos.

Portanto, para aqueles negócios ou ativos que, pelo menos em teoria, têm vida perpétua ou contínua, é necessária a separação do horizonte de tempo nas projeções dos fluxos de caixa de toda a vida futura. Desse modo, pela metodologia de avaliação de uma **empresa em continuidade**, o valor econômico da empresa é o resultado da soma do valor presente dos fluxos de caixa operacionais de dois períodos: **previsto e não previsível**. (ASSAF NETO, 2009, p. 658).]

Para tanto, a base de avaliação do método do fluxo de caixa descontado considera o conjunto dos fluxos de caixa projetados para um determinado horizonte de tempo, valor do período de projeção explícita (VPE_x) e do período de projeção não explícita ou de perpetuidade (VT), descontados a uma taxa do custo de capital que reflita no momento presente o valor econômico da empresa (VEP). É importante identificar esse horizonte de tempo, de modo a propiciar a correta projeção dos fluxos de caixa e a estimativa do valor terminal (ou residual), conforme a equação 3.1:

$$VEP = VPE_x + VT \quad (3.1)$$

Damodaran (2007) destaca três abordagens para mensuração do **valor terminal** (ou do fluxo de caixa da perpetuidade):

- i) Valor de liquidação: assume-se a cessação das operações e uma conseqüente liquidação dos ativos da empresa no ano terminal. Esse valor pode ser obtido com base, ou no valor contábil dos ativos, ajustado por índice de inflação no período, ou na estimação do valor definido pelo poder de geração de lucros dos ativos.
- ii) Abordagem de múltiplos: considera a empresa numa base de continuidade operacional à época da estimativa do valor terminal, aplicando-se um múltiplo aos lucros ou receitas da empresa naquele ano. Quando esses múltiplos são estimados a partir de empresas comparáveis, resulta em uma combinação arriscada de avaliação relativa e de fluxos de caixa descontados.
- iii) Modelo de crescimento estável: pressupõe que os fluxos de caixa da empresa crescerão a uma taxa constante para sempre, assim o valor terminal pode ser mensurado por um modelo de crescimento perpétuo.

Iara, Cunha, Machado (2011) apresentam, inicialmente, a formulação do valor da empresa em função de um fluxo de caixa indeterminado e de uma taxa de crescimento constante, conforme equação 3.2:

$$\text{Valor da Empresa} = \frac{FC_1}{K - g} \quad (3.2)$$

Onde:

FC_1 = Fluxo de caixa previsto para a perpetuidade

K = taxa de desconto aplicada aos fluxos de caixa

g = taxa de crescimento constante.

Sendo que, a taxa de crescimento dos resultados operacionais (g) é formado pelo retorno do investimento operacional (*return on investments* – ROI) e pela taxa de reinvestimento (b), pela equação 3.3:

$$g = b \times ROI \quad (3.3)$$

ROI é definido como o retorno produzido pelo total dos recursos aplicados pelos acionistas e credores nos negócios, conforme equação 3.4:

$$ROI = \frac{\text{Lucro Operacional}}{\text{Investimento}} \quad (3.4)$$

Onde:

Lucro Operacional = lucro operacional da empresa líquido dos impostos sobre a renda;

Investimento = passivo oneroso (todas as dívidas da empresa que produzem custos financeiros) + patrimônio líquido ou ativo total – passivo de funcionamento (passivos geralmente sem ônus, entendidos como inerentes à atividade da empresa).

Assim, o **valor da empresa**, considerando a taxa de crescimento constante (g) e o retorno do investimento operacional (ROI), pode ser reescrita pela equação 3.5:

$$\text{Valor da Empresa} = \frac{\text{Lucro Operacional após IR} \times \left(\frac{1-g}{ROI} \right)}{K-g} \quad (3.5)$$

A formulação acima pode ser aplicada no cálculo dos fluxos de caixa para a perpetuidade (período de previsão não explícita) ou valor terminal da empresa, considerada as premissas de continuidade do negócio por horizonte de tempo indeterminado com crescimento constante (estabilidade do negócio).

Conforme Assaf Neto (2009), se o lucro operacional for o valor estimado de ocorrer no ano imediatamente posterior ao término do período explícito (por exemplo, término da concessão), o resultado da equação 3.4 será o valor terminal da empresa, pois:

A formulação sugerida para a perpetuidade é coerente com a estabilidade esperada para um período indeterminado e com o retorno que a empresa pode sustentar em um período de crescimento estável. Nessas condições a empresa não agrega e nem destrói valor, sendo avaliada pela quantia que se despenderia para construí-la, ou seja, o valor de seus investimentos. (ASSAF NETO, 2009) (Grifamos)

3.4 ESPERANÇA DE VIDA ÀS IDADES EXATAS - LONGEVIDADE

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE vem, ao longo das últimas décadas, divulgando anualmente a Tábua Completa de Mortalidade da população brasileira, com base em “um modelo simples que descreve os riscos de morte a cada idade exata e proporciona a medida sintética do nível da mortalidade – a esperança de vida ao nascer, indicador estreitamente associado às **condições sociais e econômicas** da população” (BRASIL. IBGE, Metodologia para construção da Tábua Completa de Mortalidade para o ano 2000, p. 1).

Entende-se por Tábua de Mortalidade de uma população, em Demografia, o modelo que: (Oliveira, J. e Albuquerque, F. 2004, p. 4):

“descreve a incidência da mortalidade ao longo das idades de uma população em um determinado momento ou período no tempo. Pressupõe-se o acompanhamento de uma coorte de nascimentos, registrando-se, a cada ano, o número de sobreviventes às idades exatas. Como essa é uma tarefa quase impossível de se levar a efeito, utiliza-se a mortalidade prevalecente em um certo período para gerar os sobreviventes de uma coorte hipotética, $l(x)$, de nascimentos, geralmente 100.000, denotada por $l(0)$.”

Assim, pela metodologia utilizada, o IBGE calcula um importante indicador – **a esperança de vida às idades exatas** da população brasileira, com base em informações demográficas orientadas para a estimativa dos parâmetros de mortalidade e cálculo das Tábuas de Mortalidade e dos valores da Esperança de Vida às idades exatas para homens, mulheres e ambos os sexos.

A **Tabela 3.1**, a seguir, apresenta o resultado da esperança de vida às idades exatas, por sexo, para os anos 2000, 2009 e 2010 (BRASIL. IBGE, Tábua Completa de Mortalidade – 2010, p. 1).

Tabela 3.1 – Brasil. Esperança de vida às idades exatas, por sexo:
2000, 2009 e 2010. (em anos)

Idade X	Esperança de Vida E(X)								
	Ambos os sexos (AS)			Homens (H)			Mulheres (M)		
	2000	2009	2010	2000	2009	2010	2000	2009	2010
0	70,46	73,17	73,48	66,73	69,42	69,73	74,36	77,01	77,32
5	68,11	70,18	70,42	64,57	66,64	66,88	71,79	73,77	74,01
10	63,25	65,29	65,53	59,74	61,76	62,00	66,91	68,86	69,09
15	58,39	60,40	60,63	54,91	56,89	57,12	62,01	63,94	64,16
20	53,76	55,69	55,92	50,43	52,33	52,55	57,19	59,07	59,29
25	49,27	51,12	51,34	46,20	47,98	48,19	52,42	54,24	54,46
30	44,82	46,56	46,76	42,00	43,62	43,81	47,69	49,45	49,66
35	40,41	42,03	42,22	37,82	39,27	39,45	43,02	44,71	44,90
40	36,07	37,56	37,74	33,70	34,99	35,15	38,44	40,03	40,22
45	31,86	33,22	33,38	29,70	30,83	30,97	33,99	35,49	35,66
50	27,81	29,04	29,18	25,87	26,85	26,97	29,70	31,08	31,25
55	23,94	25,03	25,16	22,22	23,06	23,16	25,59	26,85	27,00
60	20,32	21,27	21,39	18,84	19,55	19,63	21,70	22,83	22,97
65	16,97	17,77	17,87	15,73	16,30	16,37	18,09	19,07	19,19
70	13,92	14,58	14,66	12,93	13,37	13,43	14,78	15,61	15,71
75	11,29	11,82	11,89	10,58	10,92	10,96	11,88	12,55	12,63
80	9,13	9,55	9,60	8,69	8,97	9,01	9,46	10,00	10,06

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas. Coordenação de População e Indicadores Sociais.
Gerência de Estudos e Análises da Dinâmica Demográfica.

Pela metodologia do IBGE, a projeção da mortalidade, através da esperança de vida ao nascer, normalmente é realizada por meio de ajustes em equações matemáticas (curvas) dos níveis de mortalidade, por sexo separadamente, no caso, uma **curva exponencial** hiperbólica incompleta do 2º grau, da forma $e(t) = \exp(a+b/t^2)$, que representa a evolução da esperança de vida ao nascer considerando os parâmetros do período de 1980 a 1991 (BRASIL. IBGE, Metodologia para construção da Tábua Completa de Mortalidade para o ano 2000, p. 3).

Ainda, pela metodologia do IBGE, o cálculo da expectativa de vida da população a partir de qualquer idade, ou seja, a **esperança de vida às idades exatas**, implica em:

“admitir que outras instituições, acadêmicas ou não, possam ter conjuntos diferentes de Tábuas de Mortalidade elaboradas mediante o emprego de procedimentos metodológicos diversos, mesmo que bastante semelhantes. A principal razão que explicará eventuais diferenças consiste na necessidade imperiosa de correção da estrutura dos óbitos registrados.” (BRASIL. IBGE, Metodologia para construção da Tábua Completa de Mortalidade para o ano 2000) (Grifou-se)

Considerando o conjunto de informações sobre a esperança de vida às idades exatas para as últimas 4 décadas (1980, 1991, 2000 e 2010), disponibilizado pelo IBGE, pode-se, facilmente, verificar o comportamento desse indicador em função da reconhecida evolução das condições sociais e econômicas ocorridas no Brasil nestas últimas décadas. A **Tabela 3.2** apresenta os valores da esperança de vidas às idades exatas, para ambos os sexos, nos anos: 1980, 1991, 2000 e 2010. Enquanto o **Gráfico 3.1**, ilustra o comportamento desse indicador de longevidade da população brasileira.

Tabela 3.2 – Brasil. Esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos: 1980, 1991, 2000 e 2010 (em anos).

Idade	1980	1991	2000	2010
5	63,2	66,0	68,1	70,4
10	58,5	61,1	63,2	65,5
15	53,7	56,3	58,4	60,6
20	49,0	51,7	53,8	55,9
25	44,5	47,2	49,3	51,3
30	40,1	42,8	44,8	46,8
35	35,8	38,5	40,4	42,2
40	31,6	34,2	36,1	37,7
45	27,5	30,0	31,9	33,4
50	23,6	26,0	27,8	29,2
55	19,8	22,3	23,9	25,2
60	16,3	18,7	20,3	21,4
65	13,1	15,4	17,0	17,9
70	10,1	12,3	13,9	14,7
75	7,9	9,7	11,3	11,9
80	6,1	7,6	9,1	9,6

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Tábua de Mortalidade para o Brasil – 1991, 1998-2000.

Gráfico 3.1: Brasil: Comportamento da esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos, anos: 1980; 1991; 2000 e 2010.

Observa-se, do comportamento das curvas do **Gráfico 3.1**, um deslocamento positivo da curva de esperança de vida às idades exatas (aumento na esperança de vida) em **relação direta** com a melhoria das condições sociais e econômicas da população verificada ao longo do período de 1980 a 2010, formando, portanto, uma **família de curvas** de esperança de vida às idades exatas em função das condições sócio-econômicas da população.

Da mesma forma, a **Tabela 3.3** traz os valores dos ganhos relativos, a cada 10 anos, em percentual, da esperança de vida às idades exatas, para ambos os sexos, no mesmo período de 1980 a 2010. Enquanto, o **Gráfico 3.2**, mostra o comportamento desses ganhos relativos.

Tabela 3.3 – Brasil. Ganhos relativos da esperança de vida às idades exatas, ambos os sexos: 1980-1991, 1991-2000 e 2000-2010. (em percentual)

Idade	1980-1991	1991-2000	2000-2010
5	4,4	3,2	3,4
10	4,4	3,4	3,6
15	4,8	3,7	3,8
20	5,5	4,1	3,9
25	6,1	4,4	4,1
30	6,7	4,7	4,5
35	7,5	4,9	4,5
40	8,2	5,6	4,4
45	9,1	6,3	4,7
50	10,2	6,9	5,0
55	12,6	7,2	5,4
60	14,7	8,6	5,4
65	17,6	10,4	5,3
70	21,8	13,0	5,8
75	22,8	16,5	5,3
80	24,6	19,7	5,5
Média	11,3	7,7	4,7

Gráfico 3.2: Brasil - Ganhos relativos na esperança de vida às idades exatas – ambos os sexos períodos 1980-1991; 1991-2000; 2000-2010. (em percentual)

A partir da observação do comportamento das curvas de ganhos relativos da esperança de vida, constata-se que a da última década (2000-2010) apresentou um ganho relativo constante para todas as idades de aproximadamente 5 % (cinco por cento). Enquanto, para as décadas anteriores (1980-1991 e 1991-2000), a população mais idosa (maior que 70 anos) apresentou um ganho relativo bastante elevado, em torno de 4 vezes o ganho relativo das faixas etárias de até 20 anos de idade.

Ademais, observa-se que todas as curvas são de ganhos (positivos) relativos da esperança de vida, ou seja, não foram observadas reduções na esperança de vida. Tal condição sinaliza que, ao longo das últimas décadas, as **melhorias nas condições sociais e econômicas** da população brasileira impactaram, de forma diretamente proporcional, a esperança de vida, em todas as idades exatas, **ampliando a longevidade** dos brasileiros.

Nesse diapasão, pode-se facilmente estabelecer uma similaridade metodológica entre a esperança de vida dos seres humanos (0 a 80 anos) com a vida útil de ativos físicos (**equipamentos e linhas de transmissão**) de instalações de transmissão de energia elétrica (0 a 40 anos), mediante a identificação de **curvas de longevidade** (esperança de vida às idades exatas) desses ativos físicos parametrizadas pelas **condições de operação, manutenção e atualização** verificadas ao longo de sua vida útil na prestação do serviço.

A título de exercício teórico, o **Gráfico 3.3** apresenta uma possível família de curvas de longevidade – Esperança de vida útil às idades exatas – para os ativos físicos de transmissão, baseadas no modelo exponencial e ajustadas para uma variação constante de 5% entre as **3 (três) condições** de operação, manutenção e atualização diferentes na prestação do serviço: insatisfatória (- 5%), alerta (0%), satisfatória (+5%).

Gráfico 3.3 – Família de Curvas de Longevidade – Esperança de vida útil às idades exatas – de ativos físicos: satisfatória (+5%), alerta (0%), insatisfatória (-5%).

4. CONCESSÃO PÚBLICA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este Capítulo apresenta a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica a partir do planejamento da expansão dos sistemas, passando pelas formas de outorga da concessão e pelo cálculo da receita anual permitida – RAP, destacando, em função do objetivo deste trabalho, os valores padronizados para a vida útil e o cálculo da taxa de depreciação média dos bens e instalações de transmissão de energia concedidas. Em seguida é apresentado o modelo de revisão tarifária periódica e o tratamento regulatório das melhorias e substituições de ativos, além dos aspectos contábeis do registro de investimentos e as alterações da nova legislação societária, finalizando com a apresentação do modelo de revisão tarifária.

4.1 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

O Ministério de Minas e Energia – MME, através de seus órgãos e empresas, promove diversos estudos e análises com o objetivo de subsidiar a formulação de políticas energéticas, bem como orientar a definição dos planejamentos setoriais.

Para tanto, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública, vinculada ao MME, instituída pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Entre as atribuições da EPE, consta a responsabilidade de elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, incluídos os estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE) (BRASIL. Lei nº 10.847, de 2004).

No processo de expansão do parque gerador brasileiro e das instalações de transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), os agentes privados e públicos decidem o montante de energia elétrica a contratar e os

investimentos a realizar a partir da participação em leilões de usinas geradoras e de sistemas de transmissão.

Dessa forma, uma vez conhecido o crescimento das cargas e definidas as novas usinas geradoras e, é estabelecida a expansão do sistema de transmissão, atendendo a critérios de confiabilidade, continuidade e segurança no abastecimento, face aos diferentes cenários de crescimento da economia, do consumo de energia, das fontes de geração disponíveis e das políticas de aumento da eficiência energética, do desenvolvimento industrial sustentável.

As análises do planejamento decenal devem ser orientadas pelas diretrizes do planejamento de longo prazo do Setor. Esses estudos são responsáveis por identificar no horizonte de até 30 anos as principais linhas de desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e transmissão,

Assim, o processo de determinação das obras do plano de expansão da transmissão (PET) inicia-se pelo PDEE realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com base nas variáveis econômicas, técnicas e sociais de maneira a garantir o fornecimento de energia com uma visão futura de 10 anos.

Adicionalmente, são necessários estudos operacionais do SIN, sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para um período futuro de 3 anos, com objetivo atender às restrições técnicas e de confiabilidade do sistema de maneira a permitir a continuidade da operação em caso de ocorrer contingências. Estes estudos dão origem ao denominado Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

Após a publicação das obras do PET, definidas pela EPE, e do PAR, definidas pelo ONS, há uma consolidação entre estes estudos, pela própria EPE, resultando em um elenco de obras definido no documento PAR/PET. Este documento é enviado ao Ministério de Minas e Energia (MME), para aprovação, e, depois de aprovado, para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que estabelecerá os processos de licitação ou autorização do conjunto de obras. (BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa nº 433, de 2011).

Resumidamente, do planejamento à outorga das obras de expansão da transmissão do SIN, tem-se o seguinte procedimento:

- i) a EPE elabora PET;
- ii) o ONS elabora PAR;

iii) o MME aprova o PAR/PET consolidado, com a indicação do conjunto de empreendimentos, e encaminha a ANEEL;

iv) a ANEEL providencia os atos de outorga, mediante leilões ou resoluções de autorização das obras de instalações de transmissão de energia elétrica.

4.2 CONCESSÃO DA TRANSMISSÃO

No processo de concessão de instalações de transmissão de energia elétrica, identificam-se três situações características diferentes no serviço público de transmissão de energia elétrica com relação à determinação da remuneração (receita anual permitida – RAP) pela prestação do serviço público de transmissão: (SILVA et al, 2003)

- a) Outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado, por meio de licitação na modalidade de leilão, para a empresa ou consórcio que apresentar a menor RAP.
- b) Concessão das instalações de transmissão existentes, quando da prorrogação ou desestatização, conforme contratos de concessão para transmissão de energia elétrica, celebrados entre a União e as empresas transmissoras, e principalmente as Resoluções ANEEL n^{os} 166 e 167, de 2000, que, respectivamente, “atualiza a composição da rede básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações” e “estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da rede básica e os encargos de conexão”.
- c) Autorização às concessionárias existentes, mediante resolução específica da ANEEL, para implantação de novas instalações de transmissão da rede básica, bem como para substituições ou alterações nas instalações existentes da rede básica, recomendados pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, para aumento da capacidade de transmissão, ou da

confiabilidade do sistema, ou ainda que resulte em alteração da configuração do sistema interligado, com a correspondente parcela de receita anual permitida (RAP) a ser acrescida à receita anual da empresa transmissora.

A outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado, por meio de licitação na modalidade de leilão, a Receita Anual Permitida (RAP) da transmissora pela prestação do serviço será o valor da proposta financeira vencedora do leilão, sendo determinada a partir da disponibilização das instalações de transmissão para operação comercial até o final do prazo da concessão (30 anos), sendo objeto de reajustes ou revisões tarifárias de acordo com o estabelecido no contrato de concessão. (SILVA et al, 2007a)

O procedimento acima decorre dos seguintes princípios adotados pela regulador:

- a) a receita máxima permitida para a licitação é definida dentro do modelo econômico do serviço pelo preço;
- b) os mecanismos de revisão da receita definidos nos contratos de concessão garantem o equilíbrio econômico-financeiro do concessionário;
- c) o negócio transmissão, concedido mediante licitação, não pressupõe a necessidade de novos investimentos para suprir o crescimento de mercado (Distribuição) ou de concorrência com demais agentes para venda do seu serviço (Geração);
- d) revisões periódicas em contratos de prestação de serviço pelo preço podem aumentar o risco do negócio e desestimular a eficiência dos agentes, por pressupor a divisão de ganhos de sua eficiência com o consumidor;

4.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA

Para o cálculo das receitas máximas de novos empreendimentos licitados, é fundamental a determinação da taxa de retorno, ou custo do capital, que definirá a **compensação justa** pelos gastos realizados e a serem realizados, bem como compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos ao empenharem capital no empreendimento, refletindo, assim, a **oportunidade do negócio**.

O modelo econômico-financeiro utilizado é compatível com a forma com que o **mercado de capitais avalia a atratividade de um negócio** – valor presente líquido (VPL) de um fluxo de caixa descontado (FCD) – **é prospectivo**, isto é, permite contemplar, não apenas o equilíbrio no momento de realização da Revisão Tarifária Periódica (RTP), mas incorporar à análise os investimentos esperados para o próprio e posteriores períodos revisórios e; é compatível com o conceito de **custo de oportunidade do capital** (Custo Médio Ponderado de Capital, tradução de *Weighted Average Cost of Capital* – WACC), seja esse o adotado pelo regulador ou o percebido pelo investidor, no caso a Taxa Interna de Retorno (TIR).

É consagrado que o aspecto mais importante de uma decisão de investimento centra-se no dimensionamento dos **fluxos previstos de caixa** a serem produzidos pelas propostas em análise. Em verdade, a confiabilidade sobre os resultados de determinado investimento é, em grande parte, dependente do acerto com que seus fluxos de entradas e saídas de caixa foram projetados.

Em todo processo de decisão de investimento, é fundamental o conhecimento não só de seus benefícios futuros esperados, expressos em termos de fluxos de caixa, mas também de sua distribuição ao longo da vida prevista do projeto.

O conceito de fluxo de caixa, conforme é conhecido, não coincide normalmente com o resultado contábil da empresa, apurado pelo **regime de competência**. Enquanto o fluxo de caixa é mensurado de acordo com as efetivas movimentações de todas as entradas e saídas de fundos da empresa, o lucro contábil é mensurado por competência, não incorporando em seus cálculos determinados dispêndios não desembolsáveis (depreciação, por exemplo) e algumas saídas de caixa que não se constituem rigorosamente em despesas (amortização de principal de dívidas, por exemplo). (PELEGRINI et al, 2009)

O argumento de que todo projeto de investimento é avaliado em termos de fluxo de caixa, em vez de o ser com base nos lucros, tem sua razão de ser, uma vez que é por meio dos resultados de caixa que a empresa assume efetiva capacidade de pagamento e reaplicação dos benefícios gerados na decisão de investimentos. Em outras palavras, é mediante os fluxos de caixa, e não dos lucros, que se mede o potencial efetivo da empresa em implementar suas decisões financeiras fundamentais (investimento, financiamento e distribuição de dividendos).

O modelo de avaliação propõe que os fluxos de caixa a serem considerados no processo de avaliação de investimentos contenham, em termos incrementais,

exclusivamente valores operacionais. Com isso, devem ser ignorados todos aqueles fluxos financeiros oriundos principalmente das amortizações dos empréstimos e financiamentos contraídos, e respectivos encargos de juros².

Diversos argumentos podem justificar essa estrutura eminentemente operacional dos fluxos de caixa. SOLOMON e PRINGLE (1981, apud PELEGRINI et al, 2009) citam, com relação ao assunto, que, quando os juros e o principal são subtraídos dos fluxos operacionais, os fluxos restantes tornam-se mais incertos (variáveis) do que os próprios fluxos de caixa das operações, e é introduzido, ainda um sério complicador na determinação da taxa apropriada de retorno exigida da qual os fluxos líquidos de caixa devem ser descontados.

De maneira genérica, essa definição do fluxo de caixa pode ser ilustrada mediante a seguinte equação 4.1:

$$\Delta FCO = \Delta LOP_b + \Delta DND \quad (4.1)$$

Onde:

ΔFCO = fluxo de caixa operacional;

$\Delta LOPB$ = lucro operacional bruto (antes do imposto de renda);

ΔDND = despesas não desembolsáveis incrementais (depreciação e amortização, basicamente);

A TIR da série de pagamentos e recebimentos verificada, ou seja, é a taxa de juro que iguala, em determinado momento (geralmente usa-se a data de início do investimento – momento zero), as entradas com as saídas previstas de caixa. Para avaliação de propostas de investimento, o cálculo da TIR requer, basicamente, o conhecimento dos montantes de dispêndio de capital (ou dispêndios, se o investimento prevê mais de um desembolso de caixa), e dos fluxos de caixa líquidos incrementais gerados pela decisão. Considerando que esses valores ocorrem em diferentes momentos, pode-se afirmar que a TIR, ao levar em conta o valor do dinheiro no tempo, representa a rentabilidade do projeto expressa em termos de taxa de juros composta equivalente periódica.

² Trata-se do termo conhecido por EBITDA (Earnings Before Interest Rates, Taxes, Depreciation and Amortization) ou LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização), que representa a geração operacional de caixa da companhia, o quanto a empresa gera de recursos apenas em sua atividade, sem levar em consideração efeitos financeiros e de impostos. É um importante indicador para avaliar a qualidade **operacional** da empresa.

PELEGRINI et al (2009) considera que a formulação da taxa interna de retorno pode ser representada, supondo-se a atualização de todos os movimentos de caixa para o momento zero, da forma da equação 4.2:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+K)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} \quad (4.2)$$

Onde:

I_0 = montante de investimento no momento zero (início do projeto);

I_t = montantes previstos de investimento em cada momento subsequente;

K = taxa de rentabilidade equivalente periódica;

FCO = fluxos previstos de entradas de caixa em cada período de vida do projeto (fluxo de caixa operacional).

A aferição das **receitas e despesas futuras** é apenas uma das utilidades da análise prospectiva de fluxo de caixa, sendo bastante apropriada para a seleção dos projetos de investimento de modo a avaliar a viabilidade econômica para tomada de decisão quanto às opções de investimentos selecionados.

Porém, a dificuldade na previsão dos **fluxos futuros de receitas e despesas** é pertinente a todos que fazem uso da análise de fluxo de caixa como subsídio para tomada de decisão.

O método de fluxo de caixa descontado (FCD) utilizado para cálculo do valor da RAP máxima, para um período de concessão de 30 anos, consiste de uma série anualizada do fluxo de caixa operacional líquido, definido a partir do lucro líquido (RAP menos encargos, despesas operacionais e tributos) somado à depreciação anual.

Em SILVA et al (2007b), a planilha de fluxo de caixa descontado utilizada considera, os custos de capital próprio e de terceiros separadamente e os impostos sobre a renda após a dedução dos pagamentos de juros da dívida, além dos seguintes parâmetros e premissas:

- a) investimento inicial e custos de operação e manutenção (O&M) com base em custos-padrão da ANEEL;
- b) taxa anual média de depreciação ponderada pelo custo relativo (TMDC), conforme as taxas de depreciação dos componentes da instalação (unidades de cadastro) definidas pela ANEEL;
- c) custos de capital próprio e de terceiros;

- d) estrutura de capital com base nas informações de alavancagem financeira, ou seja, percentual de capital próprio (%P) e de capital de terceiros (%D);
- e) Taxa de desconto, definida como taxa mínima de atratividade do negócio (WACC), calculado a partir dos custos de capital próprio e de terceiros e da estrutura de capital;
- f) “perfil degrau” ou “plano” para a receita, num período total de 30 anos, contados da data de início da operação comercial.
- g) amortização constante durante o período de concessão.
- h) encargos e tributos de acordo com a legislação vigente (PIS/Cofins, TFSEE, RGR, P&D);
- i) benefícios tributários (CSLL e IRPJ), conforme legislação vigente.

Cabe observar, que nas licitações o prazo da concessão começa a partir da assinatura do contrato, ou seja, normalmente, de 12 a 24 meses antes da entrada em operação da instalação. Assim, o concessionário só receberá a remuneração (RAP), a partir da entrada em operação até o final da concessão, significando, menos de 30 anos de remuneração.

4.4 TAXA DE DEPRECIAÇÃO MÉDIA

Entre os principais métodos para definição da base de remuneração, destaca-se o método do **custo de reposição** ou substituição, o qual estabelece que o valor de cada ativo é dado pelo custo corrente de substituí-lo por outro bem que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, principalmente quando aplicado a setores de uso de capital intensivo, onde os investimentos são de longo prazo de maturação e os investidores não podem retirar investimentos já realizados com o propósito de incorporar o progresso tecnológico. No caso de novo serviço, o custo de reposição será o próprio valor do **investimento inicial**.

A ANEEL (Brasil. ANEEL. NT 063/2006-SRT/ANEEL, p. 9) considera que “as principais dificuldades que podem surgir na aplicação prática deste método se vinculam com a possibilidade de incorrer em critérios subjetivos na eleição da tecnologia mais eficiente e na otimização das redes”, argumentando, ainda, que o método do custo de reposição deve ser complementado com a definição de critérios

de cálculo das taxas de depreciação dos ativos, relacionados à parcela de **retorno de capital** da receita pela prestação do serviço público.

Em relação à determinação das referidas taxas de depreciação, por definição, depreciação corresponde à perda de valor sofrida pelos ativos fixos renováveis com o decorrer do tempo, em razão de desgaste ou deterioração física ou redução da capacidade de produzir receitas. Enquanto, o custo de depreciação corresponde a parte anual que deve ser adicionada aos custos de produção para fazer face a essa limitação na vida útil dos ativos, funcionando como fundo ou acervo financeiro em substituição ao acervo físico, para compensar a perda de valor do ativo, que, no futuro, tal provisão financeira poderá ser transformada em um bem físico igual ou equivalente ao anterior.

No entanto, observou-se que diversas unidades de cadastro vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica depreciam-se de forma mais lenta ou mais acelerada do que uma taxa média de depreciação anual (TDMA) de 3,3 % a.a., referente a uma vida útil média de 30 anos.

Dessa forma, a ANEEL (Brasil. ANEEL. REN nº 257, 2007, Anexo I) propôs a utilização de uma taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão ponderada pelo custo do componente individual (**TMDC**), em conformidade com as taxas de depreciação definidas na Resolução ANEEL nº 367, de 2 de junho de 2009, que aprovou o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE (Brasil. ANEEL. REN nº 367, 2009), conforme a equação 4.3:

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (4.3)$$

Onde:

- TMDC: taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão de energia elétrica, ponderada pelo custo;
- TDi: taxa anual de depreciação do componente “i”;
- Ci: custo do componente “i” da instalação.

Cabe destacar que o procedimento para o cálculo da taxa de depreciação das instalações de transmissão aplica-se apenas às novas instalações de transmissão licitadas ou autorizadas, diferentemente das instalações de transmissão existentes

integrantes da rede básica ou das demais instalações de transmissão que têm prazo final de concessão do serviço definido para o **ano de 2015**, independentemente da **vida útil ou da depreciação acumulada** dos equipamentos das respectivas instalações, de acordo com o modelo do **serviço pelo preço**.

4.5 VIDA ÚTIL DE BENS E INSTALAÇÕES EM SERVIÇO NO SETOR ELÉTRICO.

Pela Nota Técnica 368/2010-SRE/ANEEL, de 07 de dezembro de 2010, objeto da Audiência Pública 121/2010, aberta em 17 de dezembro de 2010, a ANEEL apresentou a proposta de revisão das vidas úteis dos bens e instalações do ativo imobilizado dos agentes outorgados do setor elétrico brasileiro, passíveis de reversão à União, em função da prestação de serviços de energia elétrica, com vistas à adequação das taxas de depreciação aplicáveis ao setor de energia elétrica, com observância das práticas contábeis aplicáveis. (Brasil. ANEEL. NT nº 368/2010-SRE/ANEEL)

A referida Nota Técnica contempla a atualização das vidas úteis dos Tipos de Unidades de Cadastro - TUC hoje existentes, já revisados pela nova Resolução Normativa nº 367/2009, considerando os tipos de bens que as compõem, bem como a proposta de redefinição das respectivas taxas de depreciação para esses TUC e seus tipos de bens correspondentes, estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. (Brasil. ANEEL. REN nº 367/2009)

Importante destacar a classificação estabelecida pelo regulador para as baixas físicas no controle patrimonial³, ou seja, que levam equipamentos a sair de operação por:

- i) **Condição física dos bens:** É a baixa que decorre do envelhecimento ou deterioração natural dos bens, provocada por agentes ambientais ou condições de operação, tais como atrito, temperatura ambiente, sobrecarga, intempéries, degradação de materiais, acidentes. Culminam na falha reparável ou não reparável do bem;

³ Baixa física no controle patrimonial somente poderá ser efetuada quando o bem for baixado fisicamente, isto é, sair em definitivo do patrimônio da empresa. Enquanto isso não ocorrer, devem permanecer registrados na escrituração o custo de aquisição e a respectiva depreciação acumulada do bem)

- ii) **Condição de utilidade dos bens:** É a baixa que ocorre quando o equipamento torna-se obsoleto ou inadequado ao uso. É o caso das substituições de relés e/ou medidores eletromecânicos, equipamentos com perdas técnicas elevadas ou operação e manutenção onerosa; e
- iii) **Irrecuperabilidade:** É a baixa de bens que foram construídos para operar em períodos específicos, mas seu benefício ao serviço não mais supera em grau significativo os altos custos afundados (sunk costs) passados, o que acaba por determinar o fim da vida útil desse ativo. Isso ocorre quando manter o bem em serviço produz mais malefícios do que benefícios, não justificando mais mantê-lo na propriedade, já que mantê-lo representaria um acréscimo de custos aos custos afundados já incorridos no passado.

Assim, Isolar uma causa como determinante da retirada de operação de um bem é tarefa difícil, haja vista a pouca informação existente nas próprias empresas sobre as causas das baixas de ativos. Por outro lado, a compreensão da classificação geral das causas de retiradas de bens auxilia, em muitos casos, na **previsão da vida útil**.

Das causas citadas, as relacionadas à **condição física** dos bens são preponderantes, ainda que seja um fenômeno essencialmente aleatório, pois a previsão de falha não reparável de um bem não pode ser descrito por uma análise puramente determinística, mas, por uma **medida de variabilidade**. A determinação da vida útil em laboratório considera apenas alguns fatores físicos, sendo os principais os esforços térmicos e mecânicos e, neste caso, a vida útil assim determinada tem aplicações restritas. (Brasil. ANEEL. NT nº 368/2010-SREANEEL) Ainda, conforme a Nota Técnica apresentada pela ANEEL, “a estimativa da vida útil obtida por meio de levantamento estatístico tem a vantagem de considerar todos os fatores que levam um equipamento a sair de operação.” Existem vários modelos que podem ser utilizados para a modelagem estatística da vida útil de uma categoria de bens.

Todavia, em casos em que a população é conhecida, é desejável que se utilize a distribuição real. Em outros casos, pode-se utilizar a técnica dos pontos extremos e considerar uma distribuição uniforme com um valor de tendência central, por exemplo, a distribuição triangular.

Para fins regulatórios, interessa obter uma faixa de valores dentro da qual deve ser escolhido um ponto que será adotado como **vida útil média regulatória** para cada tipo de bem e instalação em serviço no setor elétrico, considerando para tal os Tipos de Unidades de Cadastro – TUC, constantes do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. (Brasil. ANEEL. REN nº 367/2009)

A partir da pesquisa realizada junto aos agentes, a ANEEL obteve, para o conjunto de ativos das concessionárias de transmissão, uma vida útil média regulatória de **34 anos**, variando entre 31 e 36 anos, considerando o tempo de duração em uso (data de incorporação e data de baixa dos ativos), para um período de 5 anos.

Além disso, a ANEEL, em função da crescente evolução tecnológica, a necessidade de manter-se atualizados os critérios de valoração dos ativos em serviço, especialmente, a **expectativa de vida útil regulatória** (ou taxa de depreciação dos ativos físicos).

4.6 – MELHORIAS E SUBSTITUIÇÕES DE ATIVOS

As decisões de substituição de ativos pelas concessionárias geralmente dependem de uma análise de viabilidade econômica, envolvendo, entre outros: a seleção de ativos similares, verificação de custos operacionais, avanço tecnológico, eficiência de métodos e processos de produção, montante de investimento, disponibilidade financeira da empresa e avaliação de riscos. CASAROTTO e KOPITKE (1998) apresentam, tradicionalmente, o problema da substituição de equipamentos, analisando as seguintes situações práticas:

- i) Substituição idêntica: Normalmente, realizada quando existe um desenvolvimento tecnológico adicionado a custos crescentes de manutenção devido ao desgaste de componentes. Em muitos casos, a substituição idêntica é uma decisão estratégica da empresa, tendo por base o conceito de vida econômica.
- ii) Substituição não-idêntica: Em geral, o que leva a substituição não idêntica é a necessidade de aumento de capacidade e de evolução tecnológica aparente, mas não é possível antever essa tendência.

- iii) Substituição com progresso tecnológico: É comum considerar os benefícios econômicos do progresso tecnológico mediante a análise do custo de obsolescência dado pela comparação dos custos de operação do equipamento a ser adquirido com os custos dos equipamentos que serão lançados no mercado nos próximos anos.
- iv) Substituição estratégica: Está intimamente associada aos aspectos mercadológicos e da competitividade por melhor qualidade de serviços e produtos, envolvendo análises de múltiplas funções e quantificação. De modo que os modelos tradicionalmente utilizados para justificativas econômicas estão sendo aperfeiçoados para representar da nova realidade, como por exemplo o decréscimo de potencial de receita do equipamento existente.

SILVA et al (2003) afirma que a substituição de ativos de instalações de transmissão de energia elétrica integrantes da rede básica ou das demais instalações de transmissão deve, portanto, ser regulada de acordo com as determinações legais e contratuais das concessões do serviço público de transmissão, coerente com o modelo econômico do serviço pelo preço e a definição de necessidade da substituição **com adicional** de prestação de serviço (substituição não-idêntica).

Dessa forma, a substituição de ativos da rede básica **com adicional** de prestação de serviço de transmissão, como por exemplo, para aumento da capacidade de interrupção ou de transmissão de equipamentos, em consequência às mudanças de topologia ou das condições operativas da rede, deve ser **remunerada** adequadamente por um adicional da receita anual permitida.

Enquanto, a substituição de um ativo por outro **sem adicional** de prestação de serviço de transmissão (substituição idêntica) não gera o direito a um adicional de remuneração, bem como as substituições com progresso tecnológico e estratégicas, conforme as decisões empresariais da concessionária, que visam reduzir seus custos de operação e manutenção e aumentar a eficiência e o nível de confiabilidade. (SILVA et al, 2003, p. 4)

No entanto, permanece inalterada a faculdade do poder concedente em solicitar substituições de ativos de transmissão **sem adicional** de serviço (substituição com progresso tecnológico e estratégica), quando da identificação de necessidades sistêmicas de operação do sistema elétrico interligado.

A Resolução Normativa nº 433, de 26 de julho de 2011, que alterou a regulamentação que estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionária de transmissão, em substituição à Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005, manteve o princípio de distinção entre melhoria e reforço em função do **aumento ou não do serviço** prestado, no qual: “a intervenção que visa manter o serviço é classificada como melhoria, enquanto a intervenção que visa aumentar o serviço é classificada como reforço.” Com as seguintes definições: (Brasil. ANEEL. REN nº 443/2011)

- i) Melhoria: é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995.
- ii) Reforço é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN ou a conexão de usuários.

Ainda, quanto à remuneração, pela resolução citada, a concessionária de transmissão **não faça jus à receita** adicional pela implementação de **melhorias**, sem prejuízo ao seu direito de revisão para manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da concessão. (Brasil. ANEEL. REN nº 443/2011)

No entanto, os **reforços** devem ser autorizados pela ANEEL, considerando que:

- i) os reforços de **grande porte** e os de pequeno porte vinculados sejam autorizados com adicional de receita estabelecido no ato autorizativo;
- ii) os reforços de **pequeno porte** terão parcela adicional de receita estabelecida no reajuste de RAP subsequente à sua entrada em operação.

Nesta nova resolução também foi atualizado o processo de planejamento da expansão, reforços e melhorias das instalações de transmissão, estabelecendo que Operador Nacional do Sistema (ONS) encaminhe anualmente à ANEEL e ao MME o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) com todos reforços (diferenciados pelo porte do empreendimento), para a Consolidação de Obras publicada pelo MME, e o Plano de Modernização de Instalações (PMIS), que relaciona:

- I. as intervenções classificadas como melhorias que devem ser implementadas pelas concessionárias de transmissão em instalações sob sua responsabilidade;
- II. as intervenções que devem ser implementadas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição em instalações sob sua responsabilidade; e
- III. as intervenções que devem ser implementadas pelas concessionárias ou autorizadas de geração em instalações sob sua responsabilidade. (Brasil. ANEEL. NT nº 019/2011-SRT/ANEEL)

Por fim, o PMIS deverá conter, para fins de fiscalização da ANEEL, as justificativas de cada intervenção, os benefícios decorrentes de sua implementação, as datas de necessidade conforme priorização do ONS e os prazos de execução.

4.7 ASPECTOS CONTÁBEIS DO REGISTRO DOS INVESTIMENTOS

No setor elétrico brasileiro, a padronização das normas de edição e publicação das demonstrações contábeis é estabelecida por meio da Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009, que aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), com as instruções contábeis a serem seguidas pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica, observados os princípios fundamentais de contabilidade e as práticas contábeis estabelecidas pela legislação societária brasileira (Lei nº 6.404/76). (Brasil. ANEEL. REN nº 367, de 2009)

Importante destacar, que o MCPSE traz regras que permitem a elaboração das demonstrações contábeis e correspondentes notas explicativas, do relatório da administração e das informações complementares, atendendo as necessidades de investidores, acionistas, instituições financeiras, credores, consumidores, órgãos reguladores e público em geral, bem como, o **controle** e o **acompanhamento** das atividades e dos direitos relativos ao **Grupo do Ativo Imobilizado**, pela adoção do sistema de **Ordens em Curso**, a seguir relacionadas:

- i) **Ordem de Imobilização (ODI)**: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração do custo do acervo em função do serviço público de energia elétrica. Nos casos de ampliação ou reforma, deve-se utilizar a ODI já existente, desde que constitua, no mínimo, uma Unidade de Adição e

Retirada (UAR), podendo, no cadastro da ODI, ser identificada cada etapa na sua numeração seqüencial.

- ii) **Ordem de Desativação (ODD)**: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração dos custos referentes à retirada (baixa) de bem integrante do ativo imobilizado. Cada ODD deverá estar vinculada a uma ODI existente.
- iii) **Ordem de Alienação (ODA)**: representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração dos custos de alienações de bens.

Por sua vez, **os bens e direitos** em função do serviço concedido serão cadastrados e controlados pela concessionária em sistemas auxiliares ou em registros suplementares, por meio de Unidade de Cadastro (UC) e Unidade de Adição e Retirada (UAR), por Ordem de Imobilização (ODI), conta contábil, data de sua transferência (capitalização) para o Imobilizado em Serviço.

Pelas regras do MCPSE, a aquisição de novo bem, em substituição ao desativado, será objeto de uma nova Ordem de Imobilização (ODI), enquanto a **retirada de operação** de Unidades de Cadastro (UC) por razões de ordem técnica, operacional e sinistro, não contempladas nas Instruções Contábeis, serão baixadas por meio do sistema de Ordem de Desativação (ODD), apurando-se o valor com base no **saldo residual** indicado nos registros contábeis dos respectivos bens.

Assim, a forma de tratamento de **baixa, substituição e adição** de cada unidade de cadastro (UC) em consequência dos investimentos em **reforços, melhorias e modernizações** pode ser destacada e devidamente utilizada para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória (BRR) da concessionária, componente do processo de revisão tarifária periódica.

Uma **melhoria** ocorre em consequência do aumento de vida útil do bem do ativo imobilizado, do incremento em sua capacidade produtiva, da diminuição do custo operacional, mediante a substituição de partes do bem ou uma reforma significativa, todavia, nem sempre significa aumento no **valor contábil** do bem ativo.

Pode, todavia, ocorrer reforma sem substituição, só com adição de componentes. Enquanto, nos casos de reformas substanciais que envolvam alterações técnicas profundas e gastos significativos, o valor contábil do bem deverá ser ajustado. Por outro lado, pequenas melhorias de eficiência ou aumento de vida útil não relevantes

são geralmente lançados à **manutenção e reparos** do período.

Nos **casos de retirada**, para os elementos retirados do ativo imobilizado em decorrência de sua alienação, **liquidação ou baixa** por perecimento, extinção, desgaste, obsolescência ou exaustão, deverão ter seus valores contábeis baixados das respectivas contas do ativo imobilizado. Portanto, quando da retirada de um bem do Ativo Imobilizado, torna-se necessário conhecer o custo original, data da aquisição e respectiva **depreciação acumulada**, requerendo a manutenção de adequados registros e controles sobre os elementos do Ativo Imobilizado.

4.8 INTERPRETAÇÃO TÉCNICA ICPC 01 – CONTRATOS DE CONCESSÃO

Com a aprovação da Interpretação Técnica **ICPC 01 – Contratos de Concessão**, em 2 de dezembro de 2011, pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis, elaborada a partir da IFRIC 12 – *International Financial Reporting Interpretations Committee (Service Concession Arrangements)*, emitido pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, os princípios gerais sobre o reconhecimento e a mensuração das obrigações e os respectivos direitos dos contratos de concessão foram alterados, considerando que: (CPC. ICPC 01(R1)).

11. A infraestrutura dentro do alcance desta Interpretação não será registrada como ativo imobilizado do concessionário porque o contrato de concessão não transfere ao concessionário o direito de controlar o uso da infraestrutura de serviços públicos. O concessionário tem acesso para operar a infraestrutura para a prestação dos serviços públicos em nome do concedente, nas condições previstas no contrato.

12. Nos termos dos contratos de concessão dentro do alcance desta Interpretação, o concessionário atua como prestador de serviço. O concessionário constrói ou melhora a infraestrutura (serviços de construção ou de melhoria) usada para prestar um serviço público e opera e mantém essa infraestrutura (serviços de operação) durante determinado prazo.

.....

15. Se o concessionário presta serviços de construção ou de melhoria, a remuneração recebida ou a receber pelo concessionário deve ser registrada pelo seu valor justo. Essa remuneração pode corresponder a direitos sobre:

- (a) um ativo financeiro; ou
- (b) um ativo intangível.

(Grifamos)

Portanto, a interpretação ICPC-01 prevê tratamento para o ativo diferente do estabelecido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), com o registro nas demonstrações da concessionária apenas do direito de exploração do negócio com sendo um ativo intangível, uma vez que os **bens** utilizados na prestação do serviço público continuam sendo **propriedade do Estado**.

Nessa situação, a aplicação de uma taxa de depreciação dos ativos não reflete a **redução do direito de exploração** do serviço adquirido no contrato de concessão, e sim, a depreciação dos bens físicos à disposição do serviço concedido. A evolução do ativo demonstra a redução da vida útil do bem físico pela depreciação, o que não representa a redução de valor do “bem” adquirido no contrato, uma vez que a concessionária não tem a propriedade sobre esses bens, não podendo vendê-los ou cedê-los em garantia sem a prévia anuência do poder concedente. (Ferreira, 2009, p. 135)

Portanto, segundo a ICPC 01, a infraestrutura utilizada para prestação do serviço não deve ser reconhecida como ativo imobilizado da concessionária, transportando as demonstrações financeiras para a evidenciação dos direitos decorrentes do fato econômico, refletindo a **natureza do ativo, se financeiro ou intangível**.

Cibelle Ferreira (FERREIRA, 2009, p. 146) observa que “o ativo não garante fluxos de caixas futuros pré-definidos, apenas o direito de explorá-lo e, por meio dele, obter remuneração adequada e suficiente para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro previsto no contrato de concessão.” Acrescentando:

A adoção desse conceito altera de forma significativa a maneira de evidenciação do desempenho econômico evidenciado nas demonstrações financeiras das empresas do setor elétrico brasileiro, considerando que implica a exclusão total dos ativos físicos hoje registrados, de onde é extraída a base de cálculo da remuneração do investidor, e a sua substituição por direitos referentes a ativos intangíveis relativos ao direito de exploração da prestação do serviço concedido. (FERREIRA, 2009, p. 149)

No que se refere ao valor de registro contábil, segundo a ICPC 01, o valor de um ativo intangível é avaliado pelo valor justo (*fair value*), a não ser que não tenha natureza comercial ou quando o seu valor justo não puder ser mensurado corretamente, que, conforme Martins (2006), o valor justo de mercado (*fair market value*) representa:

“o montante que poderia ser recebido com a venda de um ativo quando existem compradores e vendedores interessados e financeiramente capazes de concretizar a transação e inexistem circunstâncias anormais tais como liquidação, desabastecimento e emergência.” (MARTINS, 2006, 120)

4.9 – REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 386, de 15 de dezembro de 2009, disciplinou a realização do segundo ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2CRTP) das concessionárias de transmissão de energia elétrica, considerando as contribuições recebidas de diversos agentes e setores da sociedade durante a Audiência Pública nº 068/2008, e aplicação às concessionárias (existentes) cujo contrato de concessão tenha sido prorrogado (Lei nº 9.074, de 1995), às concessionárias cujas outorgas da concessão tenham sido precedidas de licitação e àquelas que tiveram instalações de transmissão autorizadas por resolução específica. (Brasil. ANEEL. REN nº 386, de 2009)

Pelo art. 4º da REN nº 386/2009, a receita anual permitida (RAP) da concessionária será composta pelas parcelas de **custo anual dos ativos elétricos (CAAE)**, custos de administração, Operação e Manutenção (CAOM), encargos setoriais e tributos (ET) e parcela de ajuste (PA).

A formulação de cálculo do CAAE, mostrada na equação 4.4, considera o total de capital (retorno do capital – depreciação e retorno sobre o capital – rentabilidade), a taxa de retorno e a taxa média de depreciação regulatória:

$$CAAE = \sum_{i=1}^{Num} \left[\frac{VNR_i \cdot r}{(1-T)} * \left(\frac{1}{1 - (1+r)^{-\frac{1}{\delta i}}} - \frac{T}{r \cdot \frac{1}{\delta i}} \right) \right] \quad (4.4)$$

Onde:

CAAE: Custo Anual dos Ativos Elétricos das Novas Instalações;
VNR_i: Custo de reposição da unidade modular i;
NUM: Número de unidades modulares;
r: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;
δi: taxa média de depreciação regulatória da unidade modular i;
T: alíquota tributária marginal efetiva.

A metodologia para determinação da **Base de Remuneração Regulatória (BRR)** considera, além do ativo imobilizado em serviço (rede básica, demais instalações de transmissão e administração), avaliado e depreciado (ou amortizado), os seguintes itens: almoxarifado de operação, ativo diferido e obrigações especiais. Os ativos imobilizados em serviço (por unidade modular) são valorados pelo **método do custo de reposição**, onde o valor novo de reposição (VNR) do ativo serve de base para determinação do seu valor de mercado em uso (VMU).

Para a determinação do **valor de mercado em uso (VMU)** é utilizado o Método da Linha Reta⁴ para a **depreciação**, considerando-se obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a 0 (zero) quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

Por fim, define-se o **valor residual dos ativos**, ou a base de remuneração líquida, ao final de cada ano, pelo resultado da base líquida no ano anterior acrescida dos investimentos projetados no ano e subtraídas as depreciações e desmobilizações, sendo uma informação importante sobre a rentabilidade econômica de ativos.

⁴ “Método da Linha Reta”: consiste em aplicar taxas constantes de depreciação durante o tempo de vida útil estimado para o bem. A taxa de depreciação é obtida pelo inverso dos anos estimados para a vida útil do bem, multiplicado por 100% (para base percentual). O valor da depreciação é dado pela razão entre o custo base de aquisição do bem e os anos estimados de sua vida útil.

5 INDICADORES DA OPERAÇÃO E DA MANUTENÇÃO DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO

5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS EVENTOS EM INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na apuração dos desligamentos, os Procedimentos de Rede⁵ estabelecem que devem ser registrados “todos os eventos de mudança de estado operativo” nas Funções Transmissão da rede básica e complementar (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.05, 2010, p. 8), onde:

“Entende-se como mudança de estado operativo qualquer alteração de “ligado” para “desligado” e vice-versa ou qualquer alteração na caracterização desses estados, como, por exemplo, de ‘desligado disponível’ (conveniência operativa) para desligado indisponível (em intervenção).”

Para os objetivos deste trabalho, são consideradas as definições de Função Transmissão da rede básica descritas na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Funções Transmissão (FT)

FT – Função Transmissão	Equipamento principal	Equipamentos complementares
LT – Linha de transmissão	Linha de transmissão	Equipamentos das entradas de LT, reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR – Transformação	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR – Controle de reativo	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.

⁵ São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

MG – Módulo geral	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.
-------------------	--	--

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 15.6, Tabela 1, 2010, p. 8

Assim, no desligamento de uma FT para intervenção, programada ou de urgência, e desligamento, automático ou de emergência, são registrados os seguintes eventos de mudança de estado operativo (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.05, 2010, p. 8), conforme Figura 5.1.

Figura 5.1 - Padrões dos tempos de ocorrência dos eventos de mudança de estado operativo – desligamento de FT

Onde:

t_{LO} = Liberação pelo ONS = data e hora em que o ONS autoriza o Agente, por contato telefônico, para que o mesmo efetue as manobras de desligamento da FT;

t_{DES} = Desligamento efetivo = data e hora de desligamento da FT;

t_{DA} = Disponibilização pelo Agente = data e hora em que o Agente comunica a disponibilização da FT ao ONS, por contato telefônico;

t_{REL} = Religamento efetivo = data e hora em que a FT é reintegrada ao sistema elétrico.

A **duração real** (período verificado) dos desligamentos, programados ou não, considera o período compreendido entre os eventos desligamento efetivo (t_{DES}) e disponibilização pelo Agente (t_{DA}).

Cada evento de mudança de estado operativo das FT das redes básica e complementar deve ser classificado em 4 níveis, conforme estabelecido na Rotina

Operacional RO-AO.BR.05, do Manual de Procedimentos de Operação, do Submódulo 10.22, dos Procedimentos de Rede (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.05, 2010, p. 14):

- Estado operativo;
- Condição operativa;
- Detalhamento; e
- Forma para contabilização

Na descrição de cada classificador, são estabelecidas, quando necessário, as condições para enquadramento na situação definida, bem como a necessidade de informações adicionais e/ou relatórios técnicos específicos a serem encaminhados, pelos Agentes, ao ONS.

Para a primeira classificação, quanto ao estado operativo, pode-se agregar os eventos em 2 grupos: Ligado e Desligado.

Na Tabela 5.2 são apresentados os eventos do estado operativo **Ligado** e as respectivas descrições quanto à condição operativa e ao detalhamento para apuração, desconsiderando a forma para contabilização, uma vez que, para os objetivos deste trabalho, não é de interesse o cálculo dos descontos na receita anual permitida por indisponibilidade das FT da rede básica (parcela variável por indisponibilidade - PVI).

Tabela 5.2 – Eventos do estado operativo Ligado

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
LIG – Ligado	NOR – normal	---
	RES – com restrição	PRO – programada
		NPO – não programada
	REC – com restrição mantida	PRO – programada
		NPO – não programada
	AER – apto a eliminar ou eliminação de restrição operativa	---
	SCO – FT – Controle de Reativo (Capacitor Série Controlável) sem módulo de controle	---
	SCC – com indisponibilidade do módulo de controle de Capacitor Série Controlável mantida	---
	AEC – apto a eliminar ou eliminação de indisponibilidade do módulo controle do Capacitor Série Controlável	---

LLO – Ligado liberado ONS	NOR – Normal	---
	RES – com restrição	PRO – programada
		NPO – não programada
	REC – com restrição mantida	PRO – programada
		NPO – não programada
	AER – apto a eliminar ou eliminação de restrição operativa	---
	SCO – FT – Controle de Reativo (Capacitor Série Controlável) sem módulo de controle	---
	SCC – com indisponibilidade do módulo de controle de Capacitor Série Controlável mantida	---
LSO – Ligado devido a suspensão pelo ONS	AEC – apto a eliminar ou eliminação de indisponibilidade do módulo controle do Capacitor Série Controlável	---
	NOR – normal	---
	RES – com restrição	PRO – programada
		NPO – não programada
	REC – com restrição mantida	PRO – programada
		NPO – não programada
	AER – apto a eliminar ou eliminação de restrição em FT ou indisponibilidade do módulo de controle do CSE	---
	SCO – FT – Controle de Reativo (Capacitor Série Controlável) sem módulo de controle	---
LCA – ligado por conveniência Agente	SCC – com indisponibilidade do módulo de controle de Capacitor Série Controlável mantida	---
	AEC – apto a eliminar ou eliminação de indisponibilidade do módulo controle do Capacitor Série Controlável	---
	---	---

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

Por sua vez, a Tabela 5.3 traz os eventos do estado operativo **Desligado**, definidos por conveniência operativa (DCO), por conveniência do Agente (DCA) ou liberado pelo Agente (DLA), pois, esses estados operativos têm a mesma classificação de condição operativa e de detalhamento para apuração dos estados operativos **Ligado** (LIG, LLO, LSO e LCA).

Tabela 5.3 – Eventos do estado operativo Desligado (por conveniência)

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
DCO – Desligado Conveniência Operativa	NOR – normal	---
	RES – com restrição	PRO – programada
		NPO – não programada
	REC – com restrição mantida	PRO – programada
		NPO – não programada
	AER – apto a eliminar ou eliminação de restrição operativa	---
	SCO – FT – Controle de Reativo (Capacitor Série Controlável) sem módulo de controle	---
	SCC – com indisponibilidade do módulo de controle de Capacitor Série Controlável mantida	---
DLA – desligado liberado Agente	AEC – apto a eliminar ou eliminação de indisponibilidade do módulo controle do Capacitor Série Controlável	---
	NOR – normal	---
	RES – com restrição	PRO – programada
		NPO – não programada
	REC – com restrição mantida	PRO – programada
		NPO – não programada
	AER – apto a eliminar ou eliminação de restrição operativa	---
	SCO – FT – Controle de Reativo (Capacitor Série Controlável) sem módulo de controle	---
DCA – desligado conveniência Agente	SCC – com indisponibilidade do módulo de controle de Capacitor Série Controlável mantida	---
	AEC – apto a eliminar ou eliminação de indisponibilidade do módulo controle do Capacitor Série Controlável	---
DCA – desligado conveniência Agente	---	---

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

As Tabelas 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7, seguintes, mostram os classificadores para os eventos quanto ao estado operativo Desligado, em função das seguintes situações para esses desligamentos: Programado (DPR), Urgência (DUR), Emergência (DEM) e Automático ou acidental (DAU).

Tabela 5.4 – Eventos do estado operativo Desligado Programado (DPR)

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
DPR – Desligado Programado	---	MAN – para manutenção
		CCA – com corte de carga em regime normal
		TCI – FT – LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores
		COI – devido à contaminação do óleo isolante
		IND – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto
		PED – projeto de pesquisa e desenvolvimento
		ESP – manutenção especial Compensador Síncrono
		AMR – para ampliações, melhorias e reforços
		SON – solicitação ONS, razões operativas
		STE – utilidade pública ou segurança terceiros
		FRA – fatores que fogem à responsabilidade do agente
		CFM – caso fortuito ou força maior
		APP – em aproveitamento programado
		DMR – defeito em melhoria ou reforço
		IPB – interrupção do Pagamento Base
		IRE – indisponibilidade de equipamento reserva contratado

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

Tabela 5.5 – Eventos do estado operativo Desligado em Urgência (DUR)

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
DUR – Desligado em Urgência	---	UOU – considerada outros desligamentos
		TCI – FT – LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores
		COI – devido à contaminação do óleo isolante
		IND – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto
		STE – utilidade pública ou segurança terceiros
		FRA – fatores que fogem à responsabilidade do agente
		CFM – caso fortuito ou força maior
		DMR – defeito em melhoria ou reforço
		IPB – interrupção do Pagamento Base
		IRE – indisponibilidade de equipamento reserva contratado

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

Tabela 5.6 – Eventos do estado operativo Desligado em Emergência (DEM)

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
DEM – Desligado em Emergência	---	RDE – risco danificação equipamento e vida humana
		TCI – FT – LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores
		COI – devido à contaminação do óleo isolante
		IND – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto
		CFM – caso fortuito ou força maior
		DMR – defeito em melhoria ou reforço
		IPB – interrupção do Pagamento Base
		IRE – indisponibilidade de equipamento reserva contratado

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

Tabela 5.7 – Eventos do estado operativo Desligado Automático ou Acidental (DAU)

Estado Operativo	Condição Operativa	Detalhamento para Apuração
DAU – Desligado Automático	---	ESR – causa externa, sem retorno
		INT – causa interna
		IUR – causa interna com utilização de reserva (só válido para FT Controle de Reativo – (reator) e FT – Transformação)
		INE – causa interna cabo enterrado (só válido para FT - LT com cabo enterrado identificada na Base de Dados do ONS)
		EAI – causa externa, atuação indevida proteção
		EOA – erros de operação do Agente
		TCI – FT – LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores
		COI – devido à contaminação do óleo isolante
		INQ – causa interna, queimada área preservação permanente
		INB – causa interna, religamento bloqueado. (só válido para FT – LT com religamento automático bloqueado por solicitação do ONS)
		IND – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto
		CFM – caso fortuito ou força maior
		ECR – causa externa com retorno
		AIO – atuação indevida do ONS
		FNI – falhas, devido alteração do Programa Mensal de Intervenções – PMI
		DMR – defeito em melhoria ou reforço
		IPB – interrupção do Pagamento Base

Fonte: Brasil. ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80

Para os objetivos deste trabalho, destacam-se as seguintes condições operativas, que são utilizadas para determinação de indicadores de desempenho da operação

das Funções Transmissão (FT) da rede básica, considerando os **desligamentos** (programados ou não), bem como as restrições operativas (**carregamentos e limites de tensão**):

- **RES** – com restrição (quanto a FT passar a operar com restrição operativa temporária de longa e/ou curta duração);
- **MAN** – Desligado Programado para manutenção;
- **IND** – indisponível por duração igual ou inferior a 1 minuto;
- **AMR** – Desligado para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias na rede básica;
- **UOU** – Desligado em urgência considerada como outros desligamentos;
- **RDE** – risco danificação equipamento e vida humana (desligamento manualmente pelo Agente); e
- **INT** – Desligado automático por causa interna à FT.
- **FNI** – falhas, por alteração no Programa Mensal de Intervenções – PMI do ONS.

Para tanto, os indicadores de desempenho da operação das FT são apresentados agrupados em função dos **desligamentos**, dos **carregamentos** e das **tensões** de operação.

Pode-se, ainda, destacar da lista eventos apresentados na Rotina Operacional – RO-AO.BR.05 do ONS (ONS, Submódulo 10.22, Rotina Operacional RO-AO.BR.05, Anexo 1, 2010, p. 50-80), aqueles relacionados a possíveis comportamentos, intervenções e impactos sociais e ambientais, que devidamente mensurados, acompanhados e consolidados, podem ser utilizados como **indicadores sócio-ambientais** da operação das FT:

- **STE** – Desligado por solicitação do ONS ou do Agente, por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública.
- **TCI – FT – LT** desligada devido a tiro em cadeia de isoladores.
- **COI** – Desligado devido a contaminação do óleo isolante por enxofre corrosivo.
- **FRA** – Desligado devido a fatores inevitáveis que fogem à responsabilidade do(s) agente(s) proprietário(s) da FT desligada.

- **CFM** – Desligado por Caso Fortuito ou de Força Maior conforme definido na forma da lei – Código Civil (situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros).
- **INQ** – Desligado automático, por causa interna, devido a queimada em vegetação pertencente a Área de Preservação Permanente - APP, ou em áreas onde o desmatamento não foi autorizado por órgão ambiental ou ainda em outros locais, desde que o Agente comprove que tomou todas as medidas cabíveis de sua responsabilidade.

No entanto, o enfoque do presente trabalho é o acompanhamento e mensuração dos eventos relacionados às condições de operação, manutenção e atualização dos ativos físicos de instalações de transmissão de energia elétrica que impactam diretamente a vida útil os equipamentos e linhas de transmissão das Funções Transmissão (FT).

5.2 INDICADORES DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO

Em relação à apuração dos desligamentos, o Módulo 25 - *Apuração dos dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho*, dos Procedimentos de Rede (Brasil. ONS, Submódulo 25.1, 2010, p. 3), define que o processo de **determinação de indicadores de desempenho**, a serem apurados pelo ONS, “consiste na definição do objetivo, da formulação, dos dados utilizados, da periodicidade, das agregações e dos meios de divulgação”, considerando que:

“Entende-se por **indicador de desempenho** a relação quantitativa que permite avaliar o desempenho de um processo por meio da comparação com valores de referência definidos” (Grifo nosso)

Ademais, esses dados e informações devem ser armazenados na Base de Dados Técnica do ONS (BDT) e mantidos disponíveis por um período mínimo de 5 (cinco) anos.

Ainda, o próprio ONS elabora alguns relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional (Brasil. ONS, Submódulo 25.3, 2010, p. 3-4), entre os quais o “Relatório de Análise Estatística da Indisponibilidade programada e não programada por função,

nível de tensão, empresa e sistema”, com identificação das causas, diagnóstico dos problemas e proposição de medidas corretivas, considera a análise quantitativa e cálculo dos indicadores de desempenho definidos no Submódulo 25.8 – *Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções Transmissão e Geração* (Brasil. ONS, Submódulo 25.8, 2010, p. 5), a seguir, aqueles relacionados apenas à operação de FT:

- Indicadores de Desempenho das Funções Transmissão e Geração:
 - “(a) Disponibilidade das Funções de Transmissão e Geração;
 - (b) Duração Média de Desligamento Forçado das Funções Transmissão e Geração;
 - (c) Frequência de Desligamento das Funções Transmissão e Geração;
 - (d) Indisponibilidade Programada das Funções Transmissão e Geração;
 - (e) Indisponibilidade Forçada da Função;
 - (f) Taxa de Desligamento das Funções Transmissão e Geração”.

A partir das definições e formulações desses indicadores de desempenho e considerando como premissas deste trabalho: a **periodicidade anual** e o possível **impacto na vida útil** de equipamentos e linhas de transmissão das Funções Transmissão (FT), foram selecionados os seguintes indicadores, com algumas alterações e nova nomenclatura:

- Indisponibilidade Programada das FT – **OIDP**;
- Indisponibilidade Forçada das FT – **OIDF**;
- Taxa de Desligamento das FT – **OTDE**;
- Taxa de Desligamento Forçado das FT – **OTDF**.

A seguir são apresentadas as definições e formulações desses indicadores.

5.2.1 Indisponibilidade Programada das FT – OIDP

Definição:

Relação entre o número de horas indisponíveis programadas (HIDP), no ano, e o número total de horas de existência da FT (HT), no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos), em percentual.

Formulação:

$$\text{OIDP}(\%) = \frac{\text{HIDP}}{\text{HT}} \cdot 100 \quad (5.1)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.2.2 Indisponibilidade Forçada das FT – OIDF

Definição:

Relação entre o número de horas indisponíveis forçada (HIDF), no ano, e o número total de horas de existência da FT (HT), no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos), em percentual.

Formulação:

$$\text{OIDF}(\%) = \frac{\text{HIDF}}{\text{HT}} \cdot 100 \quad (5.2)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.2.3 Taxa de Desligamento das FT – OTDE

Definição:

Relação entre o número de desligamentos da FT (NDE), no ano, e o número de horas disponíveis da FT (HX), com o fator de anualização (H/A) no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos).

Formulação:

$$\text{OTDE} = \frac{\text{NDE}}{\text{HX}} \cdot \text{H/A} \quad (5.3)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.2.4 Taxa de Desligamento Forçado das FT – OTDF

Definição:

Relação entre o número de desligamentos forçado da FT (NDF), no ano, e o número de horas disponíveis da FT (HX), com o fator de anualização (H/A) no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos).

Formulação:

$$OTDF = \frac{NDF}{HX} \cdot H/A \quad (5.4)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.3 INDICADORES DE SOBRECARGAMENTO

Na apuração das restrições operativas temporárias, de longa e de curta duração, conforme a Rotina Operacional RO-AO.BR.05 – *Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão*, do Submódulo 10.22 – *Rotinas Operacionais* (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.05, 2010, p. 11), são registrados os seguintes eventos (tempos) de mudança de Estado Operativo, ilustrado na Figura 5.2.

Figura 5.2 - Padrões dos tempos de ocorrência dos eventos de mudança de estado operativo – sobrecarregamento de LT e TR

Onde:

- t_{INF1} – data e hora de início da restrição;

- t_{INF2} – data e hora em que o Agente está em condições de eliminar a restrição;
- t_{REL} – data e hora em que a restrição é eliminada, sem desligamento. Nesse caso, $t_{INF2} = t_{REL}$; e
- t_{DES} – data e hora em que a FT é desligada, para intervenção com desligamento para solucionar a restrição operativa $t_{REL} = t_{DES}$.

Por sua vez, as condições operativas em sobrecargas são tratadas na Referência Técnica RT-CD.BR.02 – *Elaboração dos Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores*, do Submódulo 10.22 – *Rotinas Operacionais* (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RT-CD.BR.02, 2008, p. 2), considerando os seguintes conceitos:

Limite CPST – Corresponde ao limite de carregamento do equipamento constante no CPST, em condição normal de operação (Longa Duração) e em condição de emergência (Curta Duração).

Limite Operacional – Corresponde ao limite de carregamento do equipamento que deve ser observado pelo ONS e Agentes, em condição normal de operação e ou em condição de emergência de longa e ou curta duração.

Fator Limitante – Fator que impede um equipamento de atingir um limite operacional superior ao estabelecido de projeto. Um fator limitante torna-se ativo quando impede um equipamento de atingir um limite superior ao estabelecido em projeto, provocando aumento no custo de operação ou de expansão do SIN, ou, ainda, quando restringindo o uso pleno da capacidade operativa declarada de uma Função Transmissão.”

Assim, para as FT – linhas de Transmissão são consideradas as seguintes condições operativas (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RT-CD.BR.02, 2008, p. 3):

- Condição normal de operação de FT - LT (capacidade operativa de longa duração):

“Situação de carregamento em que a linha de transmissão transporta continuamente corrente em valor igual ou inferior ao seu valor operacional, em sua condição de carregamento nominal, para a qual foi projetada.”
- Condição de emergência de FT – LT (capacidade operativa de curta duração)

“Situação de carregamento em que a linha de transmissão transporta corrente acima do ao seu valor operacional, em sua condição de carregamento superior ao nominal, para a qual foi projetada por um tempo

não superior a 4 dias (96 horas) contínuos ou um somatório máximo de 18 dias (432 horas) intermitentes (se somados em base anual todos os períodos contínuos inferiores a 4 dias).”

Já, para as FT – Transformadores⁶, as condições operativas são as seguintes:

- Condição normal de operação de FT - Transformador (capacidade operativa de longa duração):

“Situação de carregamento em que o transformador transporta continuamente sua corrente nominal. Mesmo que em algum momento seja ultrapassada a sua corrente nominal, **não deve ser excedida a temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento**, conforme limites estabelecidos na NBR 5416, respeitadas as condições, valores e prazos admitidos pelo Agente.” (Grifamos)

- Condição de emergência de longa duração de FT - Transformador (capacidade operativa de curta duração):

“Situação de carregamento em que o transformador transporta continuamente uma **corrente superior a sua corrente nominal, com duração não superior a 04 (quatro) horas**. Mesmo que em algum momento seja ultrapassada a sua corrente de emergência de longa duração, não deve ser excedida a temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento, conforme limites estabelecidos na NBR 5416, respeitadas as condições, valores e prazos admitidos pelo Agente.” (Grifo nosso)

- Condição de emergência de curta duração de FT - Transformador (carregamento de emergência de curta duração):

“Situação de carregamento em que o transformador transporta continuamente uma **corrente superior a sua corrente de emergência de longa duração, com duração não superior a 30 (trinta) minutos**. Mesmo que em algum momento seja ultrapassada a sua corrente de emergência de curta duração, não deve ser excedida a temperatura máxima do óleo e ou do enrolamento, conforme limites estabelecidos na NBR 5416, respeitadas as condições, valores e prazos admitidos pelo Agente. Esta condição deve ser utilizada como último recurso antes do corte de carga.” (Grifou-se)

Deve-se considerar, então, que “caso a operação em tempo real venha a verificar qualquer **possibilidade de violação do limite** estabelecido para o equipamento,” o Centro de Operação do ONS deverá tomar as medidas corretivas cabíveis para

⁶ Transformadores com valores definidos pela *Resolução ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005*, que estabelece a capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão do SIN.

evitar a ultrapassagem destes valores, no entanto, **podem ser ultrapassados**, desde que com anuência do Agente.

As Tabelas 5.8 e 5.9, a seguir, apresentam os padrões de preenchimento dos dados dos valores limites para, respectivamente, **FT – Linha de Transmissão**: condição normal de operação (longa duração) e condição de emergência (curta duração); e para **FT – Transformador**: condição normal de operação, condição de emergência de longa duração e condição de emergência de curta duração, conforme documento RT-CD.BR.02 (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RT-CD.BR.02, 2008, p. 7-10).

Tabela 5.8 – Dados dos valores limites para FT – Linha de Transmissão

Limites de Condição Normal de Operação (Longa Duração)				
Meses	Período	Valor CPST (A)	Valor Operacional (A)	Fator Limitante
Dez a Mar	Diurno			
	Noturno			
Abr a Nov	Diurno			
	Noturno			
Limites de Condição de Emergência (Curta Duração)				
Período	Valor CPST (A)	Valor Operacional (A)	Duração (HH:mm)	Fator Limitante
Diurno			(*)	
Noturno			(*)	

(*) Referência: 4 dias (96 horas) contínuos ou um somatório máximo de 18 dias (432 horas) intermitentes (se somados em base anual todos os períodos contínuos inferiores a 4 dias)

Tabela 5.9 – Dados dos valores limites para FT – Transformador

Limites de Condição Normal de Operação				
Enrolamento (kV)	Valor CPST (A)	Valor Operacional (A)	Fator Limitante	
Limites de Condição de Emergência de Longa Duração				
Enrolamento (kV)	Valor CPST (A)	Valor Operacional (A)	Duração (HH:mm)	Fator Limitante
			(*)	
			(*)	
Limites de Condição de Emergência de Curta Duração				
Enrolamento (kV)	Valor CPST (A)	Valor Operacional (A)	Duração (HH:mm)	Fator Limitante
			(**)	
			(**)	

(*) Referência: 4 horas contínuas

(**) Referência: 30 minutos contínuos

Especificamente para as FT – Transformadores, a Resolução nº 513, de 16 de setembro de 2002, que “estabelece os procedimentos para determinação de

adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em instalações de transmissão do sistema elétrico”, dispõe, em seu art. 4º, que caracterizada a condição de sobrecarregamento em transformadores da rede básica, os Agentes de transmissão poderão formalizar requerimento ao ONS “quando o **Fator de Perda de Vida Útil ‘VS’**, calculado para o mês completo da(s) ocorrência(s) de sobrecarga, resultar **maior que a unidade**”. (Brasil. ANEEL. Resolução 513/2002, p. 2)

Em cumprimento a norma regulatória acima, foi editada a Rotina Operacional RO-AO.BR.11 – *Apuração das Sobrecargas em Transformadores da rede básica*, do Submódulo 10.22 – Rotinas Operacionais (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.11, 2007, p. 2), considerando que:

“Serão apuradas todas as ocorrências de sobrecarga nos transformadores da rede básica, sendo que, para efeito de cálculo do adicional financeiro por operação em sobrecarga que ocasione perda adicional de vida útil, serão consideradas somente as sobrecargas constantes em Relatório de Sobrecargas, encaminhado pelos Agentes de Transmissão.”

Para isso, o Relatório de Sobrecargas, encaminhado pelo Agente, deverá conter informações suficientes, conforme formulários integrantes do Anexo 1 de referida Rotina Operacional (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.11, 2007, p. 8-10), para análise e cálculo dos **Fatores “Vs”, “Vf” e “S”**, efetuados pelo ONS, com os dados do Agente, constantes no Relatório de Sobrecargas, e conforme formulação constante da Resolução ANEEL 513/2002, com: (Brasil. ONS, Submódulo 10.22, RO-AO.BR.11, 2007, p. 2)

- Fator de Perda de Vida Útil “VS” mensal;
- Fator Multiplicador “Vf” mensal, associado ao aumento do risco de falha de um transformador operando em sobrecarga;
- Fator de Carregamento “S” mensal.

Por sua vez, o Submódulo 25.5 - *Indicadores de Segurança Elétrica* (Brasil. ONS, Submódulo 25.5, 2010, p. 4) que estabelece a definição e a formulação dos indicadores de desempenho relacionados à segurança elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, agrupados por afinidade em dois blocos: indicadores de confiabilidade da rede básica e indicadores de continuidade de serviço dos pontos

de controle, traz, os seguintes indicadores de confiabilidade da rede básica relacionados ao carregamento das FT – LT e FT - Transformadores:

- (a) Controle de Carregamento de Transformadores – **CCAT**;
- (b) Controle de Carregamento de Linhas de Transmissão – **CCAL**.

Esses indicadores de controle de carregamento avaliam a capacidade do sistema de manter as FT – Transformadores e FT – Linhas de Transmissão dentro de seus valores nominais, ou seja, acompanha o valor percentual de FT – Transformadores e FT – LT que **não foram submetidos** a sobrecarga, onde:

$$CCAT(\%) = \frac{\text{Total}_{TF} - \text{Sobre}_{TF}}{\text{Total}_{TF}} \cdot 100 \quad (5.5)$$

SOBRE_{TF} = Total de FT - Transformadores submetidos à sobrecarga no período. Não são considerados intervalos de tempo de violação com duração menor que 10 (dez) minutos.

TOTAL_{TF} = Total de FT - Transformadores do universo estatístico considerado.

$$CCAL(\%) = \frac{\text{Total}_{LT} - \text{Sobre}_{LT}}{\text{Total}_{LT}} \cdot 100 \quad (5.6)$$

SOBRE_{LT} = Total de FT – LT submetidas à sobrecarga no período. Não são considerados intervalos de tempo de violação com duração menor que 10 (dez) minutos.

TOTAL_{LT} = Total de FT - LT do universo estatístico considerado.

Do exposto para as condições de carregamento das FT – LT e FT – Transformador e considerando as premissas definidas para os objetivos do presente trabalho, quais sejam: por Função Transmissão, periodicidade anual e acompanhamento de possível **impacto na vida útil** das instalações de transmissão, propõe-se, por simplicidade, apenas 2 indicadores de operação de sobrecarregamento baseados na **violação dos limites em condição de emergência de curta duração** das FT (linha de transmissão e transformador), pelo número de ocorrências e tempo médio de duração das sobrecargas:

5.3.1 Taxa de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CTCD

Definição:

Relação entre o número de ocorrências de violação do limite de carregamento em condição de emergência de curta duração da FT (NCD), no ano, e o número de horas disponíveis da FT (HX), com o fator de anualização (H/A) no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos).

Formulação:

$$CTCD = \frac{NCD}{HX} \cdot H/A \quad (5.7)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.3.2 Tempo Médio de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CMCD

Definição:

Relação entre o número de horas acumuladas de ocorrências de violação do limite de carregamento em condição de emergência de curta duração da FT (HCD), no ano, e o número dessas ocorrências, no mesmo período de um ano (NCD).

Formulação:

$$CMCD(h) = \frac{HCD}{NCD} \quad (5.8)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.4 INDICADORES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

Pelo Submódulo 25.6 – *Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica – Frequência e Tensão* (Brasil. ONS, Submódulo 25.5, 2010, p. 2), cujo objetivo é estabelecer a sistemática para o cálculo dos indicadores de desempenho de variação de frequência e de conformidade da onda tensão, o desempenho da condição de tensão em regime permanente é quantificado por indicadores que refletem o

percentual de tempo em que a tensão de interesse pode ser classificada como adequada, precária ou crítica, denominados:

- Duração Relativa de Violação de Tensão Precária – DRP;
- Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica – DRC;

As faixas de tensão de atendimento são definidas em função de diferentes valores de tensão nominal (TN), conforme mostra a Tabela 5.10 (Brasil. ONS, Submódulo 25.6, 2010, p. 8).

Tabela 5.10 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura.

Tensão Nominal (TN) do ponto de medição (kV)	Classificação da tensão de atendimento (TA) a partir da tensão de leitura (TL), em pu de TC, para diferentes valores de tensão nominal (TN)		
	Adequada	Precária	Crítica
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,93 TC \leq TL \leq 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$69 \leq TN < 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$1 < TN < 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Legenda: TC=Tensão contratada [kV]; TL=Tensão de leitura [pu da tensão contratada]; TN=Tensão nominal [kV]. Na fronteira da rede básica, TC=TN.

Em função das premissas definidas para o objetivo deste trabalho, admite-se que apenas o indicador de violação de tensão crítica é suficiente para avaliar um possível **impacto na vida útil** das instalações de transmissão:

5.4.1 Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica das FT – TDRC

Definição:

Igual ao valor médio anual dos indicadores $DRC_{Máx}$, calculados, em base mensal, pelo maior valor dentre os calculados para cada uma das fases no mesmo ponto ($DRC_{PorFase}$).

Formulação:

$$DRC_{PorFase} (\%) = \frac{nlp}{n} \cdot 100 \quad (5.9)$$

nlp = número de leituras por fase com tensão de atendimento crítica em base mensal;

n = número de leituras por fase válidas em base mensal.

$$DRC_{Máx}(i)(\%) = \text{Máximo}\{DRC_{PorFase}\} \quad (5.10)$$

$$TDRC(\%) = \frac{\sum_{i=1}^{12} DRC_{Máx}(i)}{12} \quad (5.11)$$

5.5 INDICADORES DA MANUTENÇÃO

Nos termos do Submódulo 6.5 – *Programação de intervenções em instalações da rede de operação*, dos Procedimentos de Rede (Brasil. ONS, Submódulo 6.5, 2010, p. 4), o **Programa Mensal de Manutenções (PMM)** é formado pelas intervenções programadas para o mês, que acarretam indisponibilidade ou restrição operativa em Funções Transmissão - FT integrantes da rede básica, solicitadas pelos agentes com a antecedência mínima estabelecida.

Enquanto, denomina-se, **Programa Mensal de Intervenções (PMI)** a lista de intervenções integrantes do PMM, acrescida das demais intervenções solicitadas em equipamentos da rede de operação que não impliquem indisponibilidade de Função Transmissão da rede básica.

Entre outras, destacam-se as seguintes informações básicas definidas para uma **solicitação de intervenção** (Brasil, ONS, Submódulo 6.5, 2010, p. 13-14):

- (a) agente solicitante, tipo(s) do(s) equipamento(s), subestação(s) envolvida(s) e código(s) do(s) equipamento(s);
- (b) Função Transmissão que ficará indisponível durante a intervenção, quando for o caso;
- (c) período pretendido para a execução (datas e horas);
- (d) tempo de retorno à operação, em caso de necessidade do sistema;
- (e) motivo da intervenção – tais como manutenção preventiva, manutenção corretiva, manutenção de urgência, testes ou energização de novos equipamentos;
- (f) descrição detalhada dos serviços a serem executados;

Nessas condições, é obrigação do ONS disponibilizar para todos os agentes versão permanentemente atualizada da programação de intervenções, considerando as novas solicitações, cancelamentos, emergências ou mudanças nas condições das instalações da rede de operação.

A classificação das intervenções conforme a sua natureza está apresentada na Tabela 5.11:

Tabela 5.11 – Classificação das intervenções quanto à natureza

Intervenção	Sigla	Descrição
(a) Manutenção corretiva	MC	Intervenção para o restabelecimento das condições normais de utilização dos equipamentos, obras ou instalações.
(b) Manutenção preventiva	MP	Intervenção para controle, acompanhamento, conservação, testes e melhorias dos equipamentos ou linhas de transmissão, executada com a finalidade de manter esses equipamentos em condições satisfatórias de operação.
(c) Testes em equipamentos da rede de operação	TR	Intervenção cuja finalidade é a realização de testes – verificação de desempenho e de capacidade de geração, respostas dinâmicas, testes de aquecimento etc. – em equipamentos já integrados à rede de operação.
(d) Teste ou energização de novos equipamentos	TN	Intervenção cuja finalidade é a realização de testes, energizações ou manobras, para integrar um novo equipamento ou linha à rede de operação.
(e) Intervenção para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias	IN	Intervenção para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias, excetuadas aquelas definidas no inciso III do art. 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 158, de 2005.
(f) Desligamento solicitado pelo ONS ou pelo agente de transmissão por segurança de terceiros ou para serviços públicos	ST	Intervenção por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública
(g) Restrição operativa temporária na Função Transmissão	RO	Restrição operativa temporária, em função de restrição em equipamentos que integram a Função Transmissão.
(h) Restrição operativa temporária em outras instalações do sistema	RS	Restrição operativa temporária, em função de restrição ou indisponibilidade de outros equipamentos ou instalações do sistema.
(i) Indisponibilidade vinculada a projeto de P&D	PD	Indisponibilidade de uma Função Transmissão vinculada a projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL, nos termos do art. 23º da Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 2007.
(j) Desligamento por intervenção em equipamento externo à rede de operação	DE	Desligamento originado por intervenção em equipamento que não integre a rede de operação.
(k) Indisponibilidade de equipamento reserva ou utilização de equipamento reserva	RE	Indisponibilidade de equipamento reserva ou utilização de equipamento reserva para substituição de equipamento de uma Função Transmissão.
(l) Desligamentos por solicitação do ONS (SO)	SO	Desligamentos para atendimento de solicitação do ONS.
(m) Suspensão de fornecimento por comando da CCEE	SF	Suspensão de fornecimento de energia elétrica a consumidor livre, por comando da CCEE.
(n) Demais naturezas	DN	Intervenções ou restrições operativas para atendimento a solicitações não enquadradas nos itens anteriores.

Fonte: Brasil, ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 6.5, 2010, p. 20-21.

Além disso, as intervenções são também diferenciadas quanto ao prazo de solicitação, em: programadas (IP), programadas em regime de urgência (IPU), de urgência (IU) e de emergência (EM). Onde, considera-se **emergência** a “intervenção efetuada em equipamento ou instalação, com o objetivo de corrigir falha que tenha ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual.”

Desse modo, para os objetivos do presente trabalho, em relação ao possível impacto na vida útil das FT equipamentos e linhas de transmissão, serão consideradas apenas as intervenções de manutenção classificadas como **manutenção corretiva (MC) e manutenção preventiva (MP)**.

Quando as intervenções para manutenção corretiva ou preventiva ocorrem com desligamento, pode-se, ainda, classificá-las quanto à indisponibilidade da Função Transmissão por: **indisponibilidade para manutenção programada e indisponibilidade para manutenção forçada**.

Nesse contexto, o ONS desenvolveu e utiliza o denominado sistema de acompanhamento da manutenção, nos termos do Módulo 16 – *Acompanhamento de manutenção*, dos Procedimentos de Rede (Brasil, ONS, Submódulo 16.1, 2009, p. 3), que permite “verificar – por meio do acompanhamento dos Programas Mensais de Manutenção (PMM), contidos no Plano Anual de Manutenção (PAM), e das manutenções realizadas – se as **atividades mínimas de manutenção** estão sendo executadas” e emitir diversos relatórios com informações de manutenção linhas de transmissão, equipamentos e instalações de transmissão de energia elétrica, a saber:

- Relatório de Acompanhamento dos Indicadores de Realização dos Programas de Manutenção de Equipamentos e Linhas de Transmissão (RAI);
- Relatório de Acompanhamento das Atividades Mínimas de Manutenção Executadas em Equipamentos e Linhas de Transmissão (RAM);
- Relatório de Avaliação de Desempenho da Manutenção (RAD).

Define-se por atividades mínimas de manutenção (Brasil, ONS, Submódulo 16.1, 2009, p. 3):

“aquelas atividades determinantes para se intervir – segundo critérios e periodicidades definidos pelos agentes responsáveis – em equipamentos e linhas de transmissão desses agentes, para garantir que as características

originais do projeto, no que se refere à confiabilidade, funcionalidade, operacionalidade e segurança sejam preservadas”.

Portanto, o acompanhamento dessas atividades mínimas de manutenção é realizado por meio de indicadores relativos à realização e ao cancelamento das programações e de indicadores de desempenho na perspectiva da manutenção, de modo a garantir as condições nominais de projeto e os padrões de desempenho regulamentados pela ANEEL.

A Tabela 5.12 apresenta os equipamentos, instalações e sistemas objeto de acompanhamento de manutenção:

Tabela 5.12 - Equipamentos, instalações e sistemas para acompanhamento de manutenção.

Linhas de transmissão	Linhas de transmissão	(i) estruturas, (ii) isoladores, (iii) cabos pára-raios, (iv) cabos condutores, (v) faixa de servidão, e (vi) sistema de aterramento.
Subestações	Equipamentos de transformação	(i) transformadores de potência, (ii) autotransformadores, (iii) reguladores, e (iv) transformadores para instrumentos.
	Equipamentos de interrupção e manobra	(i) chaves, e (ii) disjuntores.
	Equipamentos de compensação reativa	(i) reatores, (ii) compensadores síncronos, (iii) compensadores estáticos, (iv) banco de capacitores, e (v) capacitores série.
	Equipamentos que compõem a transmissão em corrente contínua	(i) válvulas, (ii) transformadores conversores, (iii) reatores de alisamento, (iv) disjuntores de by-pass, e (v) filtros.
	Equipamentos conversores de frequência	(i) transformadores de potência, (ii) disjuntores, (iii) equipamentos conversores, e (iv) filtros de corrente alternada.
	Serviços auxiliares	(i) corrente contínua, (ii) corrente alternada, (iii) centrais de ar comprimido.

Fonte: Brasil, NOS, Procedimentos de Rede, Submódulo 16.1, 2009, p. 5

Assim, no **programa mensal de manutenções (PMM)** constam todas atividades mínimas de manutenção, inclusive aquelas para prevenir ocorrências por variações climáticas sazonais e por ambientes poluídos, enquanto o **programa anual de manutenções (PAM)** traz todas as atividades de manutenção preventiva, de

reforma, recapacitação e substituição que causem indisponibilidade de uma semana ou mais das Funções Transmissão (FT).

Complementam as informações acima, o Relatório de Manutenção de Urgência (ocorrência de defeitos) e o Relatório de Manutenção de Emergência (ocorrência de falhas), conforme disposto nos Anexos 2 e 3 do Submódulo 16.2 – *Acompanhamento de manutenção de equipamentos e linhas de transmissão* (Brasil, ONS, Submódulo 16.2, 2009, p. 12-13).

5.5.1 Indicadores de Acompanhamento da Manutenção

O Submódulo 16.2 dos Procedimentos de Rede (Brasil, ONS, Submódulo 16.2, 2009, p. 3), ao estabelecer a sistemática de elaboração e emissão Relatório de Acompanhamento dos Indicadores de Realização dos Programas de Manutenção de Equipamentos e Linhas de Transmissão (RAI), considera a análise dos programas de manutenção por meio da verificação dos seguintes indicadores de desempenho da programação apresentados no Submódulo 25.10 - *Indicadores de desempenho das programações eletroenergéticas, de manutenção e de intervenções* (Brasil, ONS, Submódulo 25.10, 2010, p. 7-12):

- “(a) Acerto do Plano Anual de Manutenção – IAPA.
- (b) Acerto dos Programas Mensais de Manutenção - IAPM.
- (c) Cancelamento de Programações de Manutenção – ICANC.
- (d) Manutenção Corretiva de Urgência – IURG.
- (e) Manutenção de Emergência - IEMR.
- (f) Desvio de Tempo Previsto para Execução de Manutenção - IDTP.
- (g) Solicitações de Intervenção Não Aprovadas pelo ONS - ISNA.”

Para os objetivos deste trabalho, considerando as premissas de uma **periodicidade anual** e o possível **impacto na vida útil** das Funções de Transmissão (FT), dos indicadores de acompanhamento de manutenção listados foram escolhidos apenas 4 (quatro): **IAPA, IURG, IEMR e ISNA**, a seguir descritos com algumas alterações na nomenclatura.

5.5.1.1 Acerto do Plano Anual de Manutenção - MAPA

Definição:

Relação (em percentual) entre o número de manutenções solicitadas pelo agente responsável, aprovadas pelo ONS e executadas no período de um ano (MEA) e o número de manutenções aprovadas e programadas pelo ONS (MPA), diminuído do número de manutenções aprovadas e programadas que posteriormente foram canceladas pelo ONS por restrições do sistema eletroenergético e acrescido do número de manutenções canceladas por condições impeditivas constantes na solicitação original, no mesmo período de um ano (MCA)

Formulação:

$$MAPA(\%) = \frac{MEA}{MPA - MCA} \cdot 100 \quad (5.12)$$

5.5.1.2 Manutenção de Urgência - MPUR

Definição:

Relação entre o número de manutenções executadas em caráter de urgência no ano (MURG) e o número de manutenções programadas e aprovadas pelo ONS no mesmo período (MPA).

Formulação:

$$MPUR(\%) = \frac{MURG}{MPA} \cdot 100 \quad (5.13)$$

5.5.1.3 Manutenção de Emergência - MPEM

Definição:

Relação entre o número de manutenções executadas em caráter de emergência no ano (MEMR) e o número de manutenções programadas e aprovadas pelo ONS no mesmo período (MPA).

Formulação:

$$MPEM(\%) = \frac{MEMR}{MPA} \cdot 100 \quad (5.14)$$

5.5.1.4 Solicitações Não Aprovadas pelo ONS - MSNA

Definição:

Relação entre o número total de manutenções solicitadas pelo agente responsável (MSPA) diminuído do número de manutenções programadas e aprovadas pelo ONS (MPAO), no ano, e o mesmo número total de manutenções solicitadas pelo agente responsável (MSPA).

Formulação:

$$MSNA(\%) = \frac{MSPA - MPAO}{MSPA} \cdot 100 \quad (5.15)$$

5.5.2 Indicadores de Desempenho da Manutenção

O Submódulo 16.3 – *Gestão de indicadores para avaliação de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão na perspectiva da manutenção* (Brasil, ONS, Submódulo 16.3, 2009, p. 3) oferece subsídios para a análise, por meio de indicadores, do desempenho de equipamentos e linhas de transmissão (FT) integrantes da rede básica na perspectiva da manutenção, constantes do **Relatório de Avaliação de Desempenho da Manutenção (RAD)**, do ONS.

Os indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão, na perspectiva da manutenção, são definidos no Submódulo 25.8 - *Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração* (Brasil, ONS, Submódulo 25.8, 2010, p. 4-5), item 2.1.1 - Indicadores de Desempenho dos Equipamentos e Linhas de Transmissão:

“

- (d) Indisponibilidade para Manutenção Programada de Unidades Geradoras, Compensadores Síncronos e Compensadores Estáticos;
- (e) Indisponibilidade para Manutenção Programada de Transformadores;

- (f) Indisponibilidade para Manutenção Programada de Linhas de Transmissão;
- (g) Indisponibilidade para Manutenção Forçada de Unidades Geradoras, Compensadores Síncronos e Compensadores Estáticos;
- (h) Indisponibilidade para Manutenção Forçada de Transformadores;
- (i) Indisponibilidade para Manutenção Forçada de Linhas de Transmissão;
.....
- (l) Taxa de Falhas para Unidades Geradoras, Compensadores Síncronos, Compensadores Estáticos e Transformadores (na perspectiva de manutenção);
- (m) Taxa de Falhas para Linhas de Transmissão (na perspectiva de manutenção);”

Para o presente trabalho, considerando as premissas de periodicidade anual e possível impacto na vida útil das FT equipamentos e linhas de transmissão, dos indicadores mencionados foram escolhidos apenas 3 (três) indicadores de desempenho da manutenção, redefinidos por:

- a) Indisponibilidade para manutenção programada - **MIDP**;
- b) Indisponibilidade para manutenção forçada - **MIDF**;
- c) Taxa de desligamento forçado (na perspectiva da manutenção) – **MTDF**;

5.5.2.1 Indisponibilidade para manutenção programada - MIDP

Definição:

Relação entre o número de horas disponíveis para manutenção programada (HIP), no ano, e o número total de horas de existência da FT (HT), no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos), em percentual.

Formulação:

$$MIDP(\%) = \frac{HIP}{HT} \cdot 100 \quad (5.16)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.5.2.2 Indisponibilidade para Manutenção Forçada - MIDF

Definição:

Relação entre o número de horas disponíveis para manutenção forçada (HIF), no ano, e o número total de horas de existência da FT (HT), no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos), em percentual.

Formulação:

$$\text{MIDF}(\%) = \frac{\text{HIF}}{\text{HT}} \cdot 100 \quad (5.17)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.5.2.3 Taxa de Desligamento Forçado (na perspectiva da manutenção) – MTDF

Definição:

Relação entre o número de desligamentos provocados por interrupção de emergência e por falhas na FT (NDF), no ano, que impõem desligamento automático ou manual, não sendo considerados os desligamentos com religamento automático com sucesso ou retorno à operação sem intervenção da manutenção, e o número de horas disponíveis da FT (HX), com o fator de anualização (H/A) no período considerado (8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos).

Formulação:

$$\text{MTDF} = \frac{\text{NDF}}{\text{HX}} \cdot \text{H/A} \quad (5.18)$$

No caso de linhas de transmissão, considerar por trechos de 100 km de comprimento.

5.5.3 Atividades Mínimas de Manutenção - MRAM

Pelo Submódulo 16.2 (Brasil, ONS, Submódulo 16.2, 2009, p. 8), é obrigação do ONS “verificar, por meio de registros, se as atividades mínimas de manutenção informadas pelos agentes responsáveis estão sendo executadas”, registrando resultados, análises e conclusões no Relatório de Acompanhamento de Atividades Mínimas de Manutenção Executadas em Equipamentos e Linhas de Transmissão – RAM.

Para os objetivos e premissas deste trabalho, pode-se, com certa facilidade, definir um **indicador de execução de atividades mínimas de manutenção (IMIN)** em função de uma classificação, qualitativa, dos resultados, análises e conclusões apresentados nos RAM pelo ONS, de forma semelhante aos demais indicadores, ou seja: Insatisfatório, Alerta e Satisfatório.

Formulação:

$$\text{MRAM} = \text{Conclusão(RAM)} \quad (5.19)$$

Eventualmente e adicionalmente às conclusões do RAM, pode-se, também, utilizar os resultados, análises e conclusões dos **Relatórios de Acompanhamento de Fiscalização** de instalações de transmissão elaborados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), da ANEEL, nos termos do Manual de Fiscalização da Transmissão (Brasil, ANEEL, Manual de Fiscalização da Transmissão, 2004, p. 4), cujo objetivo é o seguinte:

“Estabelecer a sistemática referente às atividades e rotinas envolvidas na fiscalização da prestação de serviço adequado e do desempenho dos equipamentos e sistemas pela SFE, bem como a identificação dos fatores e pontos que estão prejudicando ou possam vir a prejudicar a qualidade dos serviços, das instalações de transmissão das empresas de energia elétrica, conforme estabelecido na legislação e/ou contrato de concessão.”

Pode-se considerar que, o Relatório de Fiscalização da SFE/ANEEL é um documento elaborado de forma objetiva sobre a situação dos itens fiscalizados a partir de inspeções físicas ou documentais obtidas durante a fiscalização, cujo **roteiro de acompanhamento da manutenção** considera as manifestações do

agente fiscalizador das constatações de não conformidade, recomendação e determinação referentes às etapas de:

- i) Inspeção física das instalações de transmissão;
- ii) Verificação de registros de dados e cadastro (Plano Anual de Manutenção e Planos de Contingência);
- iii) Análise dos indicadores de desempenho da manutenção (equipamentos ou instalação na faixa insatisfatória);
- iv) Adequação aos requisitos mínimos das instalações de transmissão (subestação, equipamentos e linhas de transmissão)

Por exemplo, o Manual de Fiscalização da Transmissão apresenta a Tabela 5.13 relacionada à situação da manutenção preventiva de equipamentos de subestação (Brasil, ANEEL, Manual de Fiscalização da Transmissão, 2004, p. 222):

Tabela 5.13 - Situação da Manutenção Preventiva de Equipamentos de Subestação

Equipamentos	Atraso na manutenção preventiva e preditiva (%)
Transformador	X %
Disjuntor	X %
Seccionadoras	X %
TP / TC	X %
Pára-raios	X %
Reator shunt	X %
Banco de capacitores	X %
Compensador estático	X %
Compensador síncrono	X %

Fonte: Brasil, ANEEL, Manual de Fiscalização da Transmissão, 2004, p. 222

Além disso, deve-se levar em consideração na análise da execução das atividades mínimas de manutenção, bem como, na ação de fiscalização, as variações nos **fatores ambientais ou sazonais** – chuva, frio, queimadas ou incêndios, poluição salina ou industrial, pois tais fatores podem aumentar ou diminuir os riscos de desligamentos intempestivos e, portanto, também devem ser avaliados na programação das intervenções de manutenção preventiva, de modo a minimizar as intervenções de manutenção corretiva.

Ademais, cabe destacar que a ANEEL não utiliza, ainda, na análise das atividades mínimas de manutenção padrões de referenciamento (*benchmarking*) de **melhores**

práticas, definidas em função de técnicas de manutenção, custos de pessoal e material, tempos de execução e índices de disponibilidade da instalação.

5.6 INDICADOR DE ATUALIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Conforme estabelecido pela REN 443/2011, as melhorias visando manter o serviço adequado de transmissão de energia elétrica não fazem jus a parcela adicional de receita anual permitida, mas não prejudicam “o direito de revisão da receita para manutenção de equilíbrio econômico e financeiro”. (Brasil. ANEEL. Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, p. 2)

Nesse sentido, considera-se que os investimentos na implementação de melhorias impactam, de alguma forma, as parcelas de custos da concessionária (base de ativos e custos operacionais), além de poderem alterar a vida útil das instalações de transmissão de energia elétrica.

Assim, para os objetivos deste trabalho, é possível estabelecer um indicador de atualização de instalações de transmissão que considere os **impactos da implementação das melhorias** na vida útil das Funções de Transmissão (FT) equipamentos e linhas de transmissão, tendo por base as informações constantes do **Plano de Modernização de Instalações (PMIS)**, elaborado anualmente pelo ONS e encaminhado a ANEEL, conforme o art. 4º da REN 443/2011:

Art. 4º O ONS encaminhará anualmente o Plano de Ampliações e Reforços ao MME e o Plano de Modernização de Instalações à ANEEL.

§1º O Plano de Modernização de Instalações deverá relacionar:

I – as intervenções classificadas como Melhorias em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão;

II – as intervenções que devem ser implementadas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição em instalações sob sua responsabilidade; e

III – as intervenções que devem ser implementadas pelas concessionárias ou autorizadas de geração em instalações sob sua responsabilidade.

§ 2º O horizonte do Plano de Ampliações e Reforços e do Plano de Modernização de Instalações deverá ser de três anos, compreendendo o período entre o primeiro e o terceiro ano subsequentes ao ano de elaboração dos planos.

§ 3º O Plano de Modernização de Instalações incorporará, para fins de fiscalização da ANEEL, as justificativas de cada intervenção, os benefícios

decorrentes de sua implementação, as datas de necessidade, conforme priorização do ONS, e os prazos de execução. (grifamos)

Visto que, “para fins de fiscalização da ANEEL”, o PMIS deverá ser detalhado o suficiente para demonstrar os benefícios decorrentes de sua implementação, pode-se considerar factível uma avaliação técnica e contábil de substituição de equipamentos e reforma e modernização de instalações com os respectivos impactos para a vida útil da FT objeto da melhoria, classificados de forma quantitativa (percentual em relação uma referência) ou qualitativa (em relação ao impacto na vida útil: negativo, indiferente, positivo).

5.6.1 Indicador de Modernização de Instalações - IMIS

Definição:

O **Indicador de Modernização de Instalações – IMIS** é definido a partir da análise do Plano de Modernização de Instalações, pela identificação qualitativa (método indireto) ou determinação quantitativa (método direto) da expectativa do impacto na vida útil da FT objeto da modernização.

Formulação:

$$\text{IMIS} = \text{Conclusão}(\text{PMIS}) \quad (5.20)$$

Por fim, no escopo da análise de **indicadores de longevidade**, mas fora das premissas deste trabalho, cabe ainda considerar os possíveis impactos negativos ou positivos na expectativa de vida útil de equipamentos e linhas de transmissão das Funções Transmissão (FT) devido a eventos e ocorrências relacionados a comportamentos e intervenções e impactos de âmbito social ou ambiental (**Indicadores Sócio-ambientais**), tais como:

- i) Condições ambientais (poluição, radiação solar, vento, umidade, descargas atmosféricas, desmatamento, animais selvagens e domésticos, ...);
- ii) Comportamentos sociais (vandalismo, sabotagem, terrorismo, segurança pública e de terceiros, calamidade pública ou emergência);

- iii) Uso e ocupação de áreas (zoneamento urbano, rural e industrial; adensamento populacional, comunidades em situações de risco, tipos de atividades econômicas, ...).

5.7 PAINEL DE CONTROLE DE INDICADORES

A Tabela 5.14 apresenta os indicadores definidos neste trabalho, considerando o objetivo de acompanhar os possíveis impactos das ações de operação, manutenção e atualização na vida útil dos equipamentos e linhas de transmissão das Funções de Transmissão (FT), necessários para elaboração de uma proposta de indicador de longevidade da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica.

Tabela 5.14: Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização

	Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização	Referência
	Indicadores da Operação	[por ano]
O1	Indisponibilidade Programada das FT – OIDP	%
O2	Indisponibilidade Forçada das FT – OIDF	%
O3	Taxa de Desligamento das FT – OTDT	unid.
O4	Taxa de Desligamento Forçado das FT – OTDF	unid.
O5	Taxa de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CTCD	unid.
O6	Tempo Médio de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CMCD	horas
O7	Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica das FT – TDRC	%
	Indicadores da Manutenção	
M1	Acerto do Plano Anual de Manutenção – MAPA	%
M2	Manutenção Corretiva de Urgência – MPUR	%
M3	Manutenção de Emergência – MPEM	%
M4	Solicitações de Intervenção Não Aprovadas pelo ONS – MSNA	%
M5	Indisponibilidade para manutenção programada – MIDP	%
M6	Indisponibilidade para manutenção forçada – MIDF	%
M7	Taxa de desligamento forçado (na perspectiva da manutenção) – MTDF	unid.
M8	Atividades Mínimas de Manutenção – MRAM	qualitativo
	Indicadores de Atualização	
A1	Modernização de instalações – IMIS	qualitativo

Para o acompanhamento desses indicadores, existem, atualmente, diversos sistemas de gerenciamento de informações⁷ com **ferramentas de visualização**, chamados de **Painéis de Controle**, que agregam aplicativos de gerenciamento estratégico, monitoração de performance, avaliação e medição de desempenho, suporte à tomada de decisão e à gestão da estratégia; entre outros.

A Figuras 5.3, a título de exemplo, mostra o formato de apresentação da tela de um dos painéis de controle disponíveis no módulo *Performance*, do SoftExpert Excellence Suite CPM (*Corporate Performance Management*).

Fonte: http://www.softexpert.com.br/resource_screenshot.php (acessado em: 7/12/2011)

Figura 5.3 – Exemplo de painel de controle do aplicativo da empresa Softexpert

⁷ Por exemplo: Syscore Solutions (www.syscore.com); CONSIST FlexSI, certificado por Balanced Scorecard Collaborative (BSCOL) (www.consist.com.br); PERISCOPE, da Expert Choice (www.expertchoice.com); SE Performance (www.softexpert.com.br); RHEVOLUTION Scorecard (www.techware.com.br).

Nesses tipos de painéis de controle, é possível acompanhar, de forma simples e objetiva, o comportamento dos indicadores, ao longo do tempo, e em relação às grandezas de referência definidas pelo usuário (metas regulatórias, estratégicas, operacionais, e perspectivas), bem como verificar se as metas estão sendo alcançadas, identificar as oportunidades de melhorias, definir ações estratégicas e, ainda, verificar o impacto dessas ações nas trajetórias desses indicadores (análises de tendências e de causa-efeito).

Dessa forma, a exibição em painéis gerenciais com a visão da **trajetória** de desempenho em comparação com as referências, por exemplo: histórica, estratégica e regulatória, ou por **semáforos** que sinalizam visualmente o nível de cumprimento dos resultados, além de permitir um melhor gerenciamento e o acompanhamento dos indicadores, pode ainda sinalizar ou alertar para problemas de desempenho futuro com base na evolução dos últimos resultados.

Além disso, normalmente, é desenvolvido e aplicado um plano de ação para solução de problemas reais e potenciais pelo uso de ferramentas de análise de causa-efeito, que, no caso, busca-se avaliar o impacto na vida útil das instalações de transmissão por meio da formação de um **indicador de longevidade para as Funções Transmissão** a partir dos indicadores definidos neste capítulo.

6 PROPOSTA DE INDICADOR DE LONGEVIDADE

Neste Capítulo, é apresentada a proposta de indicador de longevidade, que busca identificar a esperança de vida às idades exatas dos ativos físicos vinculados às instalações de transmissão, em função dos indicadores da operação, da manutenção e de atualização definidos no Capítulo 5, considerando a agregação desses indicadores por meio de metodologias de avaliação de impactos. Por fim, apresenta-se uma proposta de roteiro para cálculo do indicador de longevidade da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica.

6.1 INDICADOR DE LONGEVIDADE PARA FUNÇÕES TRANSMISSÃO

No Capítulo 3, foi apresentado o **conceito de longevidade** aplicado à população brasileira, baseado em metodologias demográficas utilizadas pelo IBGE, como sendo a esperança de vida às idades exatas, tendo sido demonstrado a relação direta dos ganhos relativos na esperança de vida com as melhorias nas condições sociais e econômicas da população. Por similaridade metodológica, foi estendido o conceito de longevidade das pessoas para os ativos físicos das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica, como sendo a **esperança de vida às idades exatas das Funções Transmissão equipamentos e linhas de transmissão** vinculadas à prestação do serviço público.

A formulação do Indicador de Longevidade para Funções Transmissão (FT) tem por base as condições de operação, manutenção e atualização dos equipamentos e linhas de transmissão ao longo do período de prestação do serviço (vida útil) traduzidas em indicadores da operação, da manutenção e de atualização das FT, conforme definidos no Capítulo 5 e apresentados na **Tabela 6.1**, com a coluna referente à classificação qualitativa (Insatisfatório, Alerta, Satisfatório) resultante do comportamento do indicador em relação à referência ou meta estabelecida.

Tabela 6.1 – Classificação dos Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização, por Função Transmissão e por Ano

FT	[linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de subestações]	Ano: XXXX	
	Indicadores da Operação, da Manutenção e de Atualização	Referência	Classificação(*)
	Indicadores da Operação – IDOP	---	----
O1	Indisponibilidade Programada das FT – OIDP	%	
O2	Indisponibilidade Forçada das FT – OIDF	%	
O3	Taxa de Desligamento das FT – OTDT	unid.	
O4	Taxa de Desligamento Forçado das FT – OTDF	unid.	
O5	Taxa de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CTCD	unid.	
O6	Tempo Médio de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CMCD	horas	
O7	Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica das FT – TDRC	%	
	Indicadores da Manutenção – IDMA	---	----
M1	Acerto do Plano Anual de Manutenção – MAPA	%	
M2	Manutenção Corretiva de Urgência – MPUR	%	
M3	Manutenção de Emergência – MPEM	%	
M4	Solicitações de Intervenção Não Aprovadas pelo ONS – MSNA	%	
M5	Indisponibilidade para manutenção programada – MIDP	%	
M6	Indisponibilidade para manutenção forçada – MIDF	%	
M7	Taxa de desligamento forçado (na perspectiva da manutenção) – MTDF	unid.	
M8	Atividades Mínimas de Manutenção – MRAM	qualitativo	
	Indicadores da Atualização – IDAT	---	----
A1	Modernização de instalações – IMIS	qualitativo	

(*) Insatisfatório, Alerta, Satisfatório

Assim, de posse das classificações de cada um dos indicadores da operação, da manutenção e de atualização para as FT da concessão de transmissão de energia elétrica, definem-se os indicadores agregados da operação – IDOP, da manutenção – IDMA e da atualização – IDAT, classificados também com os mesmos critérios qualitativos (Insatisfatório, Alerta e Satisfatório).

A **Tabela 6.2** apresenta as informações dos indicadores agregados: IDOP, IDMA e IDAT, os quais serão utilizados com parâmetros para definição do **Indicador de Longevidade – IDLV** da Função Transmissão (FT).

Tabela 6.2 – Classificação dos Indicadores Agregados (IDOP, IDMA e IDAT) e de Longevidade (IDLV), por Função Transmissão e por Ano

FT	[linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de subestações]		Ano: XXXX
	Indicadores agregados	Referência	Classificação(*)
IDOP	Indicador agregado da Operação	unid	
IDMA	Indicador agregado da Manutenção	unid	
IDAT	Indicadores da Atualização	unid	
IDLV	Indicador de longevidade	unid	

(*) Insatisfatório, Alerta, Satisfatório

Assim, a partir do resultado encontrado para o indicador de longevidade – IDLV, pode-se avaliar o impacto das condições de operação, manutenção e atualização, no período de mensuração, na vida útil da FT, inicialmente, por:

- ✓ Se IDLV = Satisfatório, indica provável aumento de esperança de vida útil da FT.
- ✓ Se IDLV = Alerta, não há alteração na esperança de vida útil da FT
- ✓ Se IDLV = Insatisfatório, indica provável redução de esperança de vida útil da FT.

De posse do resultado (classificação) do Indicador de Longevidade – IDLV para a FT, é necessário, ainda, **ponderar o impacto** na esperança de vida útil às idades exatas das instalações de transmissão de energia elétrica, considerando que o **IDLV** é um **número índice** resultante de um **cálculo ponderado** dos indicadores agregados IDOP, IDMA e IDAT, por uma transformação de suas classificações qualitativas (insatisfatório, alerta, satisfatório).

Para tanto, é necessário conhecer a **família de curvas de esperança de vida útil** às idades exatas dos ativos físicos das FT, conforme definido no Capítulo 3 deste trabalho, mediante qualquer método disponível, como por exemplo:

- i) Informações (de fabricantes e de especialistas);
- ii) Experiência do concessionário;
- iii) Modelos de referência (*benchmark*);

Contudo, para o estabelecimento dos **pesos** a serem utilizados nos cálculos dos indicadores agregados IDOP, IDMA e IDAT, bem como do IDLV, necessita-se a aplicação de **métodos de avaliação de causa e efeito** ou, em outros termos, de impacto de variáveis independentes (explicativas) na variável dependente (resultante).

6.2 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE IMPACTOS

6.2.1 Métodos Objetivos

Nos métodos objetivos, o valor do impacto é determinado por meio de consulta à **literatura, histórico ou estudos realizados** pela concessionária ou por outras concessionárias e simulações por meio de ferramentas computacionais apropriadas, possibilitando-se avaliar os **impactos (pesos)** relativos ou absolutos das variáveis independentes na variável dependente.

Nesse método, é recomendável a utilização da **experiência do concessionário** para a avaliação de impactos e determinação dos pesos (relativos ou absolutos) dos indicadores individuais de desempenho da operação, da manutenção e de atualização nos indicadores agregados IDOP, IDMA e IDAT, bem como destes no indicador de longevidade – IDLV, considerando-se por premissa o possível impacto na expectativa de vida útil da FT.

A título de exemplo, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, quando da elaboração de Relatórios Técnicos de desempenho de suas instalações de transmissão (linhas de transmissão, transformadores e disjuntores), apresenta dados históricos de evolução de suas taxas de falhas, da idade média de seus ativos e as principais causas das falhas.

Em CTEEP (2005a), é analisado o desempenho dos transformadores, no ano de 2004, procurando identificar os componentes responsáveis pelos problemas ocorridos, por meio da análise das falhas com saída forçada e defeitos com saída programada. Cabe destaque as informações históricas da “taxa de falha com saída forçada **em função da idade** dos transformadores” e da “taxa de defeito com saída programada **por idade** dos transformadores”, bem como as falhas com saída forçada e os defeitos com saída programada por componente, além da idade média dos transformadores a partir de 1995. Ilustram as informações acima os **Gráficos 6.1, 6.2 e 6.3**.

Gráfico 6.1 – Taxa de falha com saída forçada em função da idade dos transformadores – 1999 a 2004 (Fonte: CTEEP)

Gráfico 6.2 – Ocorrências com saída programada por componentes – 2003 e 2004 (Fonte: CTEEP)

Gráfico 6.3 – Idade média dos transformadores em operação
– 1995 a 2004 (Fonte: CTEEP)

Outra informação importante analisada e apresentada pela CTEEP (2005b), diz respeito ao desempenho de suas linhas de transmissão, no ano de 2004, pela evolução das taxas de falhas permanentes e transitórias nos últimos 10 anos (1995 a 2004), destacando a identificação das causas de maior incidência nas falhas transitórias e permanentes, bem como a idade média das linhas de transmissão no ano de 2004. O Gráfico 6.4 ilustra o histórico da taxa de falha transitória para as linhas de transmissão em 440 kV, para o período de 1995 a 2004, com o valor de referência igual a média (1,00 desligamento/100 km)

Gráfico 6.4 – Evolução da taxa de falha transitória LT 440 kV
– 1995 a 2004 (Fonte: CTEEP)

6.2.2 Simulação

A partir do desenvolvimento de um método numérico que seja capaz de projetar a trajetória dos indicadores agregados da operação, da manutenção e de atualização em função de **ajuste nos pesos dos impactos** dos indicadores da operação, da manutenção e de atualização, respectivamente, pode-se, por meio de simulações, buscar o melhor ajuste destes pesos, de modo a alcançar valores esperados dos indicadores de longevidade. Esses pesos devem ser acrescentados às informações dos indicadores, conforme mostrado na **Tabela 6.3**.

Tabela 6.3 - Classificação e Pesos dos Indicadores de Longevidade, por Função Transmissão e por Ano.

FT	[linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de subestações]	Ano: XXXX	
	Indicadores da Operação	Classificação(*)	Peso
O1	Indisponibilidade Programada das FT – ODP	(I, A ou S)	pO1
O2	Indisponibilidade Forçada das FT – ODF	(I, A ou S)	pO2
O3	Taxa de Desligamento das FT – OTDT	(I, A ou S)	pO3
O4	Taxa de Desligamento Forçado das FT – OTDF	(I, A ou S)	pO4
O5	Taxa de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CTCD	(I, A ou S)	pO5
O6	Tempo Médio de Sobrecarregamento de Curta Duração das FT – CMCD	(I, A ou S)	pO6
O7	Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica das FT – TDRC	(I, A ou S)	pO7
	Indicadores da Operação – IDOP (Resultado)	(I, A ou S)	---
	Indicadores da Manutenção	Classificação(*)	Peso
M1	Acerto do Plano Anual de Manutenção – MAPA	(I, A ou S)	pM1
M2	Manutenção Corretiva de Urgência – MPUR	(I, A ou S)	pM2
M3	Manutenção de Emergência – MPEM	(I, A ou S)	pM3
M4	Solicitações de Intervenção Não Aprovadas pelo ONS – MSNA	(I, A ou S)	pM4
M5	Indisponibilidade para manutenção programada – MIDP	(I, A ou S)	pM5
M6	Indisponibilidade para manutenção forçada – MIDF	(I, A ou S)	pM6
M7	Taxa de desligamento forçado (na perspectiva da manutenção) – MTDF	(I, A ou S)	pM7
M8	Indicador de Atividades Mínimas de Manutenção – MRAM	(I, A ou S)	pM8
	Indicadores da Manutenção – IDMA (Resultado)	(I, A ou S)	---
	Indicadores de Atualização	Classificação(*)	Peso
A1	Indicador de atualização e modernização de instalações – IMIS	(I, A ou S)	pA1
	Indicadores da Atualização – IDAT (Resultado)	(I, A ou S)	---

(*) I = Insatisfatório, A = Alerta, S = Satisfatório

Uma possível função para projeção da **trajetória do indicador de longevidade**, ao longo do tempo, pode ser derivada dos dados utilizados no método histórico, ou seja, um banco de dados do tipo série temporal formado pelo conjunto de observações dos valores dos indicadores agregados IDOP, IDMA e IDAT (variáveis explicativas), com os respectivos pesos em função dos impactos na expectativa de vida útil das FT – indicador de longevidade – IDLV (variável dependente). A **Tabela 6.4** apresenta a formação do indicador de longevidade – IDLV em função da ponderação dos indicadores agregados, enquanto a **Tabela 6.5** mostra a forma de acompanhamento do indicador de longevidade – IDLV em função de seus resultados em valores quantitativos (números índices) e sua classificação qualitativa (Insatisfatório, Alerta e Satisfatório) em uma da definição de faixas dos números índices.

Tabela 6.4 – Indicador de Longevidade em função dos indicadores agregados da operação, da manutenção e de atualização: Período de 5 anos.

FT [linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de subestações]							
Indicadores agregados	Classificação (Insatisfatório, Alerta e Satisfatório)						Peso
Período (anos)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano4	Ano 5	Quinquenal	
Indicadores da Operação – IDOP							p1
Indicadores da Manutenção – IDMA							p2
Indicadores de Atualização – IDAT							p3
Indicador de longevidade – IDLV							

Tabela 6.5 – Acompanhamento do indicador de longevidade – IDLV:
Período 5 anos.

FT [linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de subestações]						
Indicador de Longevidade - IDLV	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano4	Ano 5	Quinquenal
Valores (índices)						
Classificação (I, A ou S)						

A função projeção baseada no histórico deve, a partir dos dados dos indicadores dos últimos 5 anos, por Função Transmissão, possibilitar a **prospecção da trajetória**

esperada dos indicadores por meio do ajuste de uma função por modelos de regressão estatística.

O modelo de regressão exponencial, também chamado de modelo log-log ou log-linear, pode ser de bastante interesse, pois uma de suas características de maior aplicação é a identificação do coeficiente de inclinação que mede a **elasticidade da variável** dependente (Y) com relação a variável explicativa (X), ou seja, a variação percentual de Y para uma dada variação percentual de X.

Ademais, é um caso típico para exame de modelos de regressão múltipla, isto é, modelos nos quais as variáveis dependentes (Y_i) dependem de duas ou mais variáveis explicativas (X_k), próprios para uma abordagem matricial do modelo de regressão através de **métodos econométricos**. No Apêndice A é apresentado o bem conhecido Modelo Log-linear utilizado para medir a elasticidade entre variáveis dependentes (Y_i) e variáveis explicativas (X_k), ou seja, a variação percentual em Y_i para uma dada variação percentual (pequena) em X_k . Com destaque para a célebre função de produção Cobb-Douglas, da teoria de produção.

6.2.3. Métodos subjetivos

Nos diferentes métodos subjetivos, propõe-se que o valor do impacto seja determinado por especialistas da área, através do uso de técnicas como **Painel de Especialistas** ou aplicação de questionários baseados no Método de Análise Hierárquica (AHP).

Por exemplo, uma das maneiras de se definir qual o impacto que cada indicador de desempenho da operação, da manutenção e de atualização causará no indicador de longevidade é mediante o uso da experiência acumulada por especialistas no assunto. Através de uma pesquisa estruturada com vários especialistas, pode-se obter o senso especializado mais convergente sobre o assunto. A avaliação final do grau de severidade do indicador de desempenho de cada ativo físico é determinado através da média das avaliações dos especialistas.

6.3 ROTEIRO PARA CÁLCULO DO INDICADOR DE LONGEVIDADE

O procedimento de cálculo do Indicador de Longevidade (IDLV) proposto neste trabalho e, conseqüentemente, da esperança de vida útil às datas exatas dos equipamentos e linhas de transmissão das Funções de Transmissão (FT) das instalações de transmissão de energia elétrica, seguem as seguintes etapas:

1ª etapa – Para o período de tempo determinado, anual ou plurianual (normalmente 5 anos, período entre revisões tarifárias), calcular ou obter, da fonte de informações, os indicadores da operação, da manutenção e de atualização das Funções de Transmissão (FT).

2ª etapa – Com as classificações e os respectivos pesos dos indicadores calculados na 1ª etapa, calcular os indicadores agregados da operação (IDOP), da manutenção (IDMA) e de atualização (IDAT).

3ª etapa – Com as classificações e os respectivos pesos dos indicadores agregados calculados na 2ª etapa, calcular o Indicador de Longevidade (IDLV), para cada ano do período tempo determinado (anual ou plurianual).

4ª etapa – A partir das famílias de curvas de esperança de vida útil às idades exatas relacionadas à Função de Transmissão (FT), escolher aquela que traduza o impacto identificado pela classificação do Indicador de Longevidade (IDLV) na vida útil de seus ativos físicos (redução, indiferente, ganho)

5ª etapa – A partir da idade dos ativos físicos da Função de Transmissão (FT), determinar na curva de esperança de vida útil às idades exatas definida na 4ª etapa, o valor, em anos, da esperança de vida útil para a FT.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE APERFEIÇOAMENTOS

A proposta de um indicador de longevidade da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para acompanhamento das condições de **manutenção, conservação e atualização** dos ativos físicos vinculados às instalações de transmissão **mostrou-se viável**, em sua elaboração teórica, a partir do conjunto de informações disponíveis relacionadas ao desempenho da operação, à manutenção e à atualização dos equipamentos e linhas de transmissão das Funções de Transmissão (FT), e da aplicação de um procedimento relativamente simples baseado no cálculo da esperança de vida às idades exatas da população brasileira, utilizado pelo IBGE na construção das “Tábuas de Mortalidade”.

Além disso, o conhecimento da **longevidade da concessão** pública vem consolidar as principais questões da atualidade relacionadas à sustentabilidade ou desenvolvimento sustentável, na sua visão de planejamento e de garantias às gerações futuras; da gestão de desempenho aplicada aos serviços públicos, às mudanças na propriedade do patrimônio público com a aplicação do Modelo Internacional de Demonstrações Contábeis nas concessões públicas, e; por fim, na avaliação dos bem como, das avaliações dos valores terminais (residuais) das concessões de energia elétrica no final do contrato, a partir do conhecimento da esperança de vida dos ativos físicos vinculados à concessão, possibilitando uma melhor avaliação dos investimentos futuros no caso de uma prorrogação ou relicitação.

Ademais, pela proposta de cálculo do indicador de longevidade, mostrou-se a necessidade de melhorar a capacitação e o conhecimento dos agentes públicos e privados envolvidos com o setor elétrico, incluindo, principalmente, a questão da transparência para os consumidores, com relação aos seguintes processos:

- i) avaliação dos requisitos regularidade, continuidade e atualidade da prestação de serviço adequado;
- ii) acompanhamento e visualização das trajetórias históricas e de metas dos indicadores da operação, da manutenção e de atualização;
- iii) análise de risco e tomada de decisão de investimentos para ampliação, reforço e melhoria a partir da avaliação do valor econômico da concessão, nos períodos

de revisão tarifária periódica ou na reversão, prorrogação ou extinção (valor de perpetuidade ou de reversão);

- iv) regulação do serviço concedido por comparação, mediante uma abordagem mais simples da avaliação e da expectativa de vida útil; e
- v) acesso público e divulgação das informações referentes à eficiência técnica e econômica das concessões e os respectivos benefícios para a sociedade, pela ampliação ou redução da expectativa de vida da concessão.

Resta, no entanto, alguns aperfeiçoamentos e complementações a serem realizadas, quando da implementação da proposta do indicador de longevidade, por exemplo:

- i) levantamento das famílias de curvas de esperança de vida útil dos ativos físicos vinculados às Funções Transmissão;
- ii) teste e validação dos pesos para formação dos indicadores agregados da operação, da manutenção e de atualização, bem como do próprio indicador de longevidade;
- iii) identificação de indicadores da operação, manutenção e atualização vinculados diretamente às condições sociais e ambientais, ou definição de novos indicadores de desempenho sociais e ambientais;
- iv) Identificação de indicadores econômico-financeiros com vinculação às condições de operação, manutenção e atualização das instalações de transmissão e a expectativa de vida útil;
- v) levantamento e acompanhamento das melhores práticas de operação e manutenção das instalações de transmissão, bem como de projeto, fabricação e construção de linhas de transmissão, transformadores e demais equipamentos de subestações de transmissão de energia elétrica;
- vi) avaliação da postergação de investimentos para substituição de ativos físicos, depreciados ou não, na esperança de vida útil das instalações de transmissão de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ASSAF NETO, Alexandre. **Superioridade do método do fluxo de caixa descontado no processo de avaliação de empresas.** Disponível em <www.institutoassaf.com.br>

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor.** 4ª ed. São Paulo: Atlas, 2009.

BARBIERI, J. C.; SIMANTOB, M. A. (Org). **Organizações inovadoras sustentáveis: uma reflexão sobre o futuro das organizações.** São Paulo: Atlas, 2007.

BRAGANÇA, Gabriel G. F., CAMACHO, F. T. **Avaliação de ativos regulatórios e conceitos:** Metodologia baseada em receitas e custos. IPEA, RJ.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/>

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/>.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 17 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/>.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/>.

BRASIL. Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004. Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/>.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Audiência Pública nº 121/2010:** obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da metodologia de revisão das vidas úteis dos bens e instalações do ativo imobilizado em serviço no setor elétrico.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005,** estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, componentes do Sistema

Interligado Nacional, bem como define as funções transmissão e os respectivos pagamentos base.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007**, estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da rede básica, e dá outras providências.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009**. Aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e dá outras providências. Anexo

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011**, que estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão:

BRASIL. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Relatório de Sustentabilidade do Sistema Eletrobrás 2010**. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com>>

BRASIL. **Guia referencial para medição de desempenho e manual para construção de indicadores (Produto 4)**. In: Melhoria da gestão pública por meio da definição de um guia referencial para medição do desempenho da gestão, e controle para o gerenciamento dos indicadores de eficiência, eficácia e de resultados do Programa Nacional de Gestão Pública e Desburocratização. Secretaria de Gestão do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão Brasília, Dezembro, 2009

BRASIL. IBGE, **Metodologia para construção da Tábua Completa de Mortalidade e evolução da Esperança de Vida ao Nascer nos anos 90** - Brasil, disponível; www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/tabuadevida/

BRASIL. IBGE, **Tábua Completa de Mortalidade – 2010**, disponível: www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/tabuadevida/2010/

BRASIL. CTEEP, **Desempenho dos Transformadores da CTEEP durante o ano de 2004**, RE/TEM/013/05, maio de 2005.

BRASIL. CTEEP, **Desempenho das linhas de transmissão da CTEEP durante o ano de 2004**, RE/TEM/016/05, junho de 2005.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Plano de Modernização de Instalações – PMIS**.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 10**, Submódulo 10.22, Manual de Procedimentos da Operação – Rotina Operacional (RO-AO.BR.05)

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 10**, Submódulo 10.22, Manual de Procedimentos da Operação – Rotina Operacional – RO.AO.BR.11.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 15**, Submódulo 15.6 - Apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, entradas em operação e sobrecargas em instalações da rede básica

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 15**, Submódulo 15.6, Apuração das Indisponibilidades, Restrições Operativas Temporárias e Sobrecargas em Instalações da rede básica.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 15**, Submódulo 15.8, Apuração Mensal de Serviços e Encargos.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 16**, Submódulo 16.1, Acompanhamento de manutenção: visão geral.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 16**, Submódulo 16.2, Acompanhamento de manutenção de equipamentos e linhas de transmissão.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 16**, Submódulo 16.3, Gestão de indicadores para avaliação de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão na perspectiva da manutenção.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 25**, Apuração dos dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 25**, Submódulo 25.5, Indicadores de segurança elétrica.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 25**, Submódulo 25.6 - Indicadores de qualidade de energia elétrica – frequência e tensão. Referência Técnica RT-CD.BR.02

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Procedimentos de Rede, Módulo 25**, Submódulo 25.8, Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração.

CASAROTO FILHO, Nelson, KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. 8^o ed. São Paulo: Ed. Atlas, 1998, p. 167.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Interpretação Técnica ICPC 01 (R1)** – Contratos de Concessão. Disponível em: <www.cpc.org.br/>.

CRUZ, Cláudia F., SILVA, Angelino F., RODRIGUES, Adriano. **Uma discussão sobre os efeitos contábeis da adoção da interpretação IFRIC 12 – Contratos de Concessão**. Belo Horizonte, UFMG, Revista Contabilidade Vista & Revista, v. 20, n. 4, p. 57-85, out./dez. 2009.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de empresas**. 2ª Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

FERREIRA, Cibelle M. A. **O equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica brasileiras nas demonstrações contábeis**. Ribeirão Preto, USP-RP, 2009. Dissertação (Mestrado)

GUJARATI, Damodar N. **Econometria Básica**. São Paulo: Makron Books, 2000. Cap. 6.

HOURNEAUX JÚNIOR, Flávio. **Relações entre as partes interessadas (stakeholders) e os sistemas de mensuração do desempenho nas organizações**. São Paulo: USP, 2010. Tese (Doutorado)

IARA, Renielly N., CUNHA, Moisés F., MACHADO, Camila A. **O valor da perpetuidade na avaliação de empresas no Brasil**. 11º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade; São Paulo/SP 28 e 29 julho de 2011.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria geral das concessões de serviço público**. São Paulo: Dialética, 2003.

KAPLAN, Robert S. **Mapas estratégicos – Balanced Scorecard**: convertendo ativos intangíveis em resultados tangíveis / Robert S. Kaplan, David P. Norton; tradução de Afonso Celso da Cunha Serra. Rio de Janeiro: Elsevier, 2004.

MANKIW, Gregory. **Introdução à Economia** (cap. 15, 16 e 18) – Matriz Insumo X produto.

MONTIBELLER FILHO, G. **O Mito do Desenvolvimento Sustentável**: Meio ambiente e custos sociais no moderno sistema produtor de mercadorias. 2ª Ed. Florianópolis: Ed. Da UFSC, 2004, 306 p.

PELEGRINI, Marcelo A.; SILVA, Josimar O.; TAHAN, Carlos M. V.; ANUATTI NETO, Francisco; **Um enfoque econômico-financeiro e contábil de investimentos em transmissão: a visão da empresa integrada e a visão do projeto específico**. XX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife – PE, 22 a 25/11/2009.

SILVA, Josimar O.; SOUSA, Marcos F.; HERRMANN, Pedro H. M.; LIMA, Davi A. **Crêterios e procedimentos para remuneração das substituições de equipamentos pertencentes às instalações de transmissão de energia elétrica integrantes da rede básica do sistema elétrico interligado**. XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia – MG, 19 a 24 de outubro de 2003.

SILVA, Josimar O.; TAHAN, Carlos M. V.; ANUATTI NETO, Francisco. **Análise e crítica dos leilões públicos de concessão do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil, na perspectiva de modelo eficiente de regulação técnica e econômica**. XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro – RJ, 14 a 17 de outubro de 2007.

SOLOMON, Ezra; PRINGLE, John J. **Introdução à administração financeira**. São Paulo, Atlas, 1981.

GLOSSÁRIO

Item	Termo Final	Definição Final
13	agente de transmissão	Agente titular de concessão para fins de transmissão de energia elétrica.
18	ampliações	Implantação de novos elementos funcionais - linhas de transmissão ou subestações.
21	análise de ocorrência	Investigação da origem de anormalidades e dificuldades encontradas durante a execução da operação do SIN, com a finalidade de definir medidas corretivas e preventivas a serem adotadas pelo ONS e pelos demais agentes.
23	atividades mínimas de manutenção	Conjunto de ações mínimas de manutenção que deve ser executado pelo agente responsável pelo equipamento e linha de transmissão, segundo critérios e periodicidades por ele definidos, e que tem o objetivo de garantir que as características de projeto, no que se refere a confiabilidade, funcionalidade, operacionalidade e segurança, sejam preservadas.
43	Capacidade operativa	Menor capacidade nominal dos equipamentos pertencentes aos diversos vãos de uma instalação.
61	Ciclo tarifário	Período anual compreendido entre 01/Jul de um ano até 30/Jun do ano subsequente, para o qual são estabelecidas Receitas Anuais Permitidas às concessionárias de transmissão e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.
72	compensador estático	Equipamento composto por reatores lineares e não lineares e capacitores ligados em derivação os quais, juntamente com transformadores, dispositivo de chaveamento e dispositivo de controle, formam um sistema de compensação reativa, gerada ou absorvida, e possível de ser controlada dentro de um certo limite.
73	compensador síncrono	Máquina cujo componente principal é girante ou rotativo, que funciona sem carga mecânica, fornecendo ou absorvendo potência reativa.
74	componente	Equipamento, linha de transmissão, seção de linha ou grupo de itens limitados por um ou mais disjuntores.
77	condição anormal de operação	Circunstância que caracteriza a operação de um sistema ou equipamento fora da faixa de variação permitida para seus valores nominais.
78	condição normal de operação	Circunstância que caracteriza a operação de um sistema ou equipamento na faixa de variação permitida para seus valores nominais.
79	condição operativa	Condição que caracteriza o estado do sistema e de sua(s) faixa(s) de operação.
83	condições de emergência	Situação operativa anormal, caracterizada pela elevação do nível de risco para pessoas, equipamentos e/ou instalações, que exige ação imediata.
84	condições de urgência	Situação operativa anormal, caracterizada pela elevação do nível de risco para pessoas, equipamentos e/ou instalações, que exige tratamento o mais breve possível.
85	confiabilidade	Probabilidade de um sistema ou componente realizar suas funções previstas de forma contínua, adequada e segura, por um período de tempo preestabelecido, sob condições operativas predefinidas.
86	configuração normal de operação	Configuração de um sistema na qual todos os elementos programados para operar estão em serviço ou em disponibilidade para entrada em serviço tão logo seja necessário.
97	contingência	Perda de equipamentos ou instalações que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga.
99	Contrato de Compartilhamento de	Contrato celebrado entre duas ou mais concessionárias de transmissão em que são estabelecidos as sistemáticas, direitos e

	Instalações – CCI	responsabilidades para o uso compartilhado de instalações.
101	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD	Contrato celebrado entre os usuários da rede de distribuição ou das DIT e, os agentes de distribuição, no qual são estabelecidos os termos e condições para a conexão desses usuários.
102	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT	Contrato que estabelece os termos e condições para a conexão das instalações do acessante às instalações da concessionária de transmissão.
104	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST	Contrato celebrado entre o ONS e uma concessionária de transmissão detentora de instalações de transmissão integrantes da rede básica, no qual são estabelecidos os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica aos usuários da rede básica.
106	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST	Contrato celebrado entre um usuário da rede básica, o ONS e os agentes de transmissão, estes representados pelo ONS, no qual são estabelecidos os termos e condições para o uso da rede básica, aí incluídos os relativos à prestação dos serviços de transmissão pelos agentes de transmissão e os decorrentes da prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN.
111	controle da operação	Consiste na monitoração de grandezas ou do estado de equipamentos e linhas de transmissão e na adoção de medidas para obtenção de valores ou estados desejados, através da determinação de ações de comando.
113	controle de tensão	Conjunto de ações para manutenção dos níveis de tensão dentro de parâmetros que atendam aos requisitos de qualidade e confiabilidade operativa do sistema e também aos requisitos legais.
121	critério	Norma de confronto, avaliação e escolha; aquilo que serve de base para comparação, julgamento ou apreciação
126	Demais Instalações de Transmissão - DIT	Instalações integrantes de concessões de transmissão e não classificadas como rede básica.
128	defeito	qualquer anormalidade detectada em um equipamento ou LT que não o impossibilite de permanecer em funcionamento ou disponível para a operação, mas afete o grau de confiabilidade e/ou desempenho especificado ou esperado
131	desligamento automático	Retirada de operação de equipamento ou instalação por atuação de sistema de proteção ou de controle.
132	desligamento de emergência	Desligamento manual, efetuado pela empresa proprietária para evitar risco de morte e/ou de dano a equipamento, quando não há tempo hábil para comunicação e providências pelo CNOS.
133	desligamento forçado	Desligamento de um componente de serviço, em condições não programadas, geralmente resultante da ocorrência de uma condição de emergência que imponha o desligamento manual ou automático do equipamento para evitar risco de morte e/ou de dano a equipamento ou outras conseqüências indesejadas para o sistema elétrico.
134	desligamento programado	Desligamento de geradores, linhas de transmissão ou demais equipamentos do sistema elétrico, programado em conformidade com o estabelecido nos <i>Procedimentos de Rede</i> .
144	disponibilidade da função	Porção ou porcentagem do tempo em que os equipamentos componentes da função estiveram em operação ou aptos a operar durante o período de observação, com ou sem restrições.
145	Duração da Interrupção do Ponto de Controle – DIPC	Somatório das durações das interrupções do ponto de controle com duração maior ou igual a 1 (um) minuto no período de apuração.
146	Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle – DMIPC	Maior duração de interrupção do ponto de controle entre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC no período de apuração.
147	emergência	Situação crítica que pode causar danos a pessoas, equipamentos

		ou instalações, exigindo, portanto, providências imediatas, sem comunicação prévia com os centros de operação.
148	Emergência	Contingência que provoca violação dos limites operativos ou corte de carga ou de geração, mesmo após adoção de medidas operativas, ou que exige atuação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP
161	equipamento	Conjunto unitário, completo e distinto, que exerce as funções para o qual foi projetado.
162	equipamento de influência sistêmica	Equipamento que tem influência sobre o comportamento da rede básica.
163	equipamento principal	Unidade funcional, completa e distinta de uma instalação, que exerce função básica na geração, conversão ou transformação de energia elétrica.
172	estatística da operação	Coleta, compilação, tratamento de dados e cálculos de indicadores da operação verificada, do desempenho dos sistemas de suporte a operação, das equipes de operação em tempo real, da adequação das normas, instruções e programas de operação.
176	falha	Efeito ou consequência de ocorrência em equipamento ou LT, que acarrete sua indisponibilidade operativa em condições não programadas e que, por isso, impede o equipamento ou a LT de desempenhar suas funções em caráter permanente ou temporário
186	Frequência da Interrupção do Ponto de Controle – FIPC	Número de vezes em que ocorreu interrupção do ponto de controle com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, no período de apuração.
187	frequência de falha	Número de vezes em que ocorreram falhas no período de apuração.
188	frequência de falha (para o caso do SM 25.8)	Contador do número de eventos de falha no período de observação, em ocorrências por ano (aqui entendido como o ano padrão de 8.760 (oito mil e setecentos e sessenta) horas.
189	função	Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, tratado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços, compreendendo o equipamento principal e os complementares.
200	horas de reparo	Número de horas em que o equipamento, a LT ou a função esteve indisponível para realização de manutenção forçada, permanecendo efetivamente sob manutenção. Considera-se o início da manutenção o momento em que se abre o disjuntor – retirando-se, assim, o equipamento ou a LT de operação – e seu término o momento em que é fechado o disjuntor, com a volta da função, do equipamento ou da LT à operação. O término das horas de reparo também será marcado pelo momento em que o agente informa que terminou a intervenção e o centro de operação comunica que não colocará o equipamento ou LT em operação.
201	horas de serviço	Número de horas em que o equipamento, ou a LT ou a função opera com capacidade total ou limitada. Para equipamentos não rotativos consideram-se as horas disponíveis para operação como horas de serviço.
202	horas disponíveis	Número de horas em que o equipamento, ou a LT ou a função está apto a operar com capacidade total ou limitada.
206	indicador de desempenho	Relação quantitativa que permite avaliar o desempenho de um processo por meio da comparação com valores de referência definidos.
207	indisponibilidade forçada	Estado de uma instalação ou equipamento que não está apto para entrar em serviço, por falha ou interrupção de emergência em condições não programadas.
208	indisponibilidade para manutenção forçada	Porção ou porcentagem do tempo em que um equipamento, LT ou função ficou fora de operação, resultante de falha ou interrupção de emergência em condições não programadas.
209	indisponibilidade para manutenção	Porção ou porcentagem de tempo em que um equipamento, LT ou função ficou fora de operação, resultante da execução de

	programada	programa de manutenção preventiva ou manutenção de urgência.
213	instalação	Conjunto de partes, elétricas ou não elétricas, necessárias ao funcionamento de um sistema elétrico ou de algum de seus elementos. Usinas, subestações e linhas de transmissão são exemplos de instalação elétrica.
214	instalação de conexão	Instalações e equipamentos dedicados ao atendimento do agente com a finalidade de interligar suas instalações ao ponto de conexão. As instalações de conexão incluem o ponto de conexão.
216	instalações da rede básica	Instalações e equipamentos associados à prestação de serviços de transmissão de energia na rede básica, tais como os sistemas de medição, operação, proteção, comando, controle e telecomunicações, assim caracterizados segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL.
217	instalações de transmissão	Instalações para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, abrangidas pelas Resoluções ANEEL nº 166 e nº 167, de 2000, acrescidas das instalações de transmissão autorizadas por resolução específica da ANEEL e daquelas integrantes de concessões de serviço público de transmissão outorgadas desde 31 de maio de 2000 e, ainda, as instalações de transmissão que tenham sido cedidas, doadas ou transferidas para a concessionária de transmissão.
226	interrupção de emergência	Desligamento manual de equipamento ou linha de transmissão quando não há tempo hábil para comunicação com o centro de operação do ONS, realizado para evitar danos ao equipamento ou à linha de transmissão e risco para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o meio ambiente ou para o SIN.
227	intervenção com risco de desligamento acidental	Intervenções nas quais, pela natureza dos serviços, mesmo após adotadas todas as sistemáticas de segurança da manutenção, existe um risco de desligamento acidental provocado pela ação da manutenção, que justifica preparar o sistema para o possível desligamento intempestivo do equipamento.
228	intervenção como aproveitamento	Intervenção realizada simultaneamente a outra intervenção de desligamento de um mesmo equipamento, cujo tempo de execução e de retorno antecipado à operação seja sempre inferior ao da intervenção que deu origem ao desligamento e não acarrete indisponibilidade de outros equipamentos.
229	intervenção corretiva	Intervenção, programada ou não, em equipamento ou linha de transmissão para correção de falhas ou defeitos a fim de restabelecer a condição satisfatória de operação desse equipamento ou linha de transmissão. As intervenções corretivas constam no Programa Mensal de Intervenções e suas atualizações.
230	intervenção corretiva especial	Intervenção para correção de defeito gerador de risco de danos em equipamentos e/ou instalações ou de risco iminente de desligamento intempestivo do equipamento. Requer ação de curto prazo, o que impossibilita que seja incluída no Programa Mensal de Intervenções.
231	intervenção de urgência	Intervenção em equipamento ou linha de transmissão, que requer ação de curto prazo, para correção de defeito, visando a evitar desligamento intempestivo, risco à integridade física das pessoas, instalações ou meio ambiente ou danos ao equipamento ou linha de transmissão.
232	intervenção no sistema elétrico	Atuação sobre o sistema elétrico para a realização de manutenção em equipamentos e instalações, energizados ou não, ou para colocação em serviço de novos equipamentos e instalações.
233	intervenção preventiva	Intervenção constante no Programa Mensal de Intervenções para controle, conservação ou restauração de um equipamento ou linha de transmissão, a fim de mantê-lo(a) em condições satisfatórias de operação.

239	limite operativo	Valor numérico, supervisionado e controlado, relacionado a parâmetro de sistema e de instalações, que estabelece nível de confiabilidade ou suportabilidade operativa do sistema eletroenergético, do sistema hidráulico, das linhas de transmissão, equipamentos ou máquinas.
243	linha de transmissão – LT	Trecho compreendido entre a primeira e a última torre, excluindo-se os barramentos de entrada das subestações.
244	manutenção corretiva	Serviço, programado ou não, executado em equipamento ou linha de transmissão com a finalidade de corrigir falhas ou defeitos para restabelecer sua condição satisfatória de operação.
245	manutenção de emergência	Serviço não programado, para a correção da falha, executado em equipamento ou linha de transmissão para restabelecer condições satisfatórias de operação. A manutenção de emergência é realizada quando houver necessidade de intervenção imediata, sem tempo hábil para comunicação com o centro de operação do ONS com o qual o agente se relaciona. Com a manutenção de emergência, evitam-se riscos para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o SIN ou para o meio ambiente, bem como danos em equipamentos ou linhas de transmissão.
246	manutenção de urgência	Serviço executado em equipamento ou linha de transmissão, para a correção de defeito, fora dos prazos estabelecidos para os desligamentos programados, mas no menor tempo possível em relação à próxima manutenção preventiva. A manutenção de urgência é realizada quando não há necessidade de intervenção imediata. Com sua execução, previamente comunicada aos centros de operação do ONS, evitam-se riscos para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o SIN ou para o meio ambiente, bem como danos em equipamentos ou linhas de transmissão.
247	manutenção forçada	Serviço decorrente de desligamento forçado, executado em equipamento ou linha de transmissão para restabelecer sua condição satisfatória de operação.
248	manutenção preventiva	Serviço programado executado em equipamento ou linha de transmissão para manter sua condição satisfatória de operação.
249	manutenção programada	Serviço executado em equipamento ou linha de transmissão para cumprir programa de manutenção preditiva, preventiva ou corretiva ou para atender a manutenção de urgência.
253	melhoria da rede básica	Instalação, substituição ou reforma de equipamento para melhorar a operacionalidade das instalações de transmissão, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica.
257	modelo determinístico	Modelo matemático de simulação de processos cuja representação não envolve incerteza e cujas variáveis seguem leis da Física.
258	modelo estocástico	Modelo matemático de simulação de processos que busca representar as incertezas inerentes a esses processos, utilizando, para isso, conceitos de probabilidade e estatística, bem como a dependência temporal de suas variáveis.
259	modos de falha	Contextos típicos em que se enquadram os defeitos ou não-conformidades do sistema, os quais, para efeito de análise de confiabilidade, são os seguintes: continuidade, adequação e segurança.
261	não-conformidade	Ação ou omissão dos agentes de operação ou do ONS em desacordo, total ou parcial, com o estabelecido nos <i>Procedimentos de Rede</i> .
284	outros desligamentos	Indisponibilidade de uma instalação fora dos períodos de desligamento programado.
285	padrão de desempenho	Padrão obtido a partir da quantificação e avaliação de um conjunto de quesitos que traduzem a qualidade do desempenho sistêmico da rede básica.

287	pagamento base	Parcela mensal da receita anual permitida da transmissora, concernente à prestação de serviços de transmissão, remunerada sob o CUST e o contrato de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, correspondente a uma determinada função transmissão da rede básica.
288	parcela variável	Valor de ajuste mensal dos faturamentos de cada uma das concessionárias de transmissão, que reflete a efetiva condição de disponibilização de cada uma de suas instalações de transmissão.
328	Qualidade de Energia Elétrica – QEE	Desempenho do sistema em termos de continuidade de serviço e de conformidade na forma de onda da tensão, incluindo os efeitos de flutuação de tensão, desequilíbrio, distorção harmônica e variação de tensão de curta duração.
331	receita anual permitida	Receita anual a que o agente detentor de concessão de transmissão, mediante controle do ONS, terá direito pela prestação de serviços de transmissão aos usuários da rede básica.
337	rede básica	Rede definida e regulamentada pela ANEEL.
338	rede complementar	Rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica.
340	rede de operação	União da rede básica, da rede complementar e das usinas despachadas centralizadamente.
348	reforços	Implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações já existentes que aumentem a capacidade de transmissão ou a confiabilidade do SIN ou, ainda, que resultem em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação.
367	restrição operativa	Limitação operativa em equipamentos, instalações ou sistemas que deve ser considerada num determinado período.
368	restrição operativa temporária	Limitação temporária de uma instalação disponível para operação, cujo fator limitante temporário exige que a capacidade operativa seja inferior àquela constante em Anexos do CPST.
380	serviços de transmissão	Serviços prestados pela transmissora aos usuários mediante administração e coordenação do ONS, a partir das instalações da rede básica, em conformidade com os <i>Procedimentos de Rede</i> e com as instruções do ONS, nos termos do CPST, de forma a permitir a transmissão de energia elétrica de interesse dos usuários.
389	sistema de transmissão	Instalações e equipamentos de transmissão considerados integrantes da rede básica, bem como as conexões e demais instalações de transmissão pertencentes a uma concessionária de transmissão.
392	Sistema Interligado Nacional – SIN	Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente.
395	sobrecarga	Condição de operação com carregamento acima do valor nominal do equipamento.
399	subestação	Parte de um sistema de potência que compreende as extremidades de linha de transmissão e/ou de distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção e que abrange as obras civis e estruturas de montagem. Pode também incluir transformadores, equipamentos conversores e/ou outros equipamentos.
404	taxa de desconto	Índice utilizado em modelos matemáticos para atualização econômica de custos futuros para uma data de referência (valor presente).
406	taxa de desligamento forçado	Expressão da incidência de falhas e desligamentos de emergência nas horas de serviço de uma função, de um equipamento ou de uma LT, no período considerado, referida para um ano padrão de 8.760 (oito mil e setecentos e sessenta) horas.
407	taxa de falha	na perspectiva de manutenção, a expressão da incidência de

		falhas nas horas de serviço de uma LT, de um equipamento ou de unidades pertencentes a um mesmo conjunto, no período considerado, referida para um ano padrão de 8.760 (oito mil e setecentos e sessenta) horas
409	tempo de retorno à operação	Tempo máximo necessário para que o agente responsável por um equipamento ou linha de transmissão possa interromper uma intervenção para manutenção e retornar para a operação em condições previamente comunicadas ao centro de operação. Nesse tempo devem estar incluídas as atividades operativas (retirada de aterramentos, bloqueios e manobras para energização ou sincronização).
411	tempo médio de reparo	Tempo médio para reparo ou substituição utilizado pela equipe de manutenção do agente para que o equipamento ou linha de transmissão volte a desempenhar as funções para as quais foi projetado.
426	urgência	Situação anormal que pode causar danos a pessoas, a equipamentos ou a instalações ou desligamentos indesejados e que exige, portanto, providências, o mais breve possível, niveladas previamente com os centros de operação.

APÊNDICE A – Como medir a elasticidade: o modelo log-linear

(Gujarati, Damodar N. *Econometria Básica*. São Paulo: Makron Books, 2000. Cap. 6)

Considere o seguinte modelo, conhecido como modelo de regressão exponencial:

$$Y_i = \beta_1 X_i^{\beta_2} e^{u_i}$$

Que pode ser expresso alternativamente como:

$$\ln Y_i = \ln \beta_1 + \beta_2 \ln X_i + u_i$$

Se escrevermos como:

$$\ln Y_i = \alpha + \beta_2 \ln X_i + u_i$$

Em que $\alpha = \ln \beta_1$, este modelo é linear nos parâmetros α e β_2 , linear nos logaritmos das variáveis Y e X , e pode ser estimado pela regressão pelo método dos mínimos quadrados ordinários (MQO), fazendo com que:

$$Y_i^* = \alpha + \beta_2 X_i^* + u_i$$

Em que $Y_i^* = \ln Y_i$ e $X_i^* = \ln X_i$. Os estimadores de MQO $\hat{\alpha}$ e $\hat{\beta}_2$ e obtidos serão melhores estimadores lineares não-viesados de α e β_2 , respectivamente.

Uma característica atraente do modelo log-log, que o tornou popular em trabalhos aplicados, é que o coeficiente de inclinação β_2 mede a elasticidade de Y com relação a X , ou seja, a variação percentual em Y para uma dada variação percentual (pequena) em X .

Duas características especiais do modelo log-linear podem ser observadas: o modelo supõe que o coeficiente de elasticidade entre Y e X , β_2 , permaneça sempre constante, daí o nome alternativo de **modelo de elasticidade constante**. Uma outra

característica do modelo é que, embora $\underline{\alpha}$ e $\underline{\beta}_2$ sejam estimadores de α e β_2 , β_1 (o parâmetro que entra no modelo original), quando estimado como $\underline{\beta}_1 = \text{antiln}(\underline{\alpha})$, na maioria dos problemas práticos, este termo de intercepto tem importância secundária.

As transformações apresentadas para o caso de duas variáveis podem ser facilmente estendidas para modelos de regressão múltipla. Por exemplo, a célebre **função de produção Cobb-Douglas**, da teoria da produção, pode ser expressa como:

$$Y_i = \beta_1 X_{2i}^{\beta_2} X_{3i}^{\beta_3} e^{u_i}$$

Em que:

Y = produto

X_2 = trabalho

X_3 = capital

u = termo de perturbação estocástico

e = base do logaritmo natural

Pela expressão, fica claro que a relação entre produção e os dois insumos é não-linear. Porém, se transformada em log, obtém-se:

$$\ln Y_i = \ln \beta_1 + \beta_2 \ln X_{2i} + \beta_3 \ln X_{3i} + u_i$$

$$\ln Y_i = \beta_0 + \beta_2 \ln X_{2i} + \beta_3 \ln X_{3i} + u_i$$

Em que $\beta_0 = \ln \beta_1$.

O modelo é linear nos parâmetros β_0 , β_2 e β_3 , portanto um modelo de regressão linear múltipla.

As propriedades da função de produção Cobb-Douglas são bem conhecidas:

1. β_2 é a elasticidade (parcial) do produto em relação ao insumo trabalho, isto é, mede a variação percentual do produto para uma variação (pequena, de 1%, por exemplo) no trabalho, mantendo constante o capital.
2. β_3 é a elasticidade (parcial) do produto em relação ao capital, mantendo constante o trabalho.

Num modelo de regressão log-linear envolvendo qualquer número de variáveis, o coeficiente de cada uma das variáveis X medirá a elasticidade (parcial) da variável dependente Y em relação àquela variável.