



**XXIII SNPTee  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GMI/29  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO –XII**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO- GMI**

**PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO DA TRANSMISSÃO E GESTÃO DE INSTALAÇÕES NO NEGÓCIO DE  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Régis Baptista  
CEEE-GT**

**RESUMO**

Este trabalho inicia com uma linha do tempo sobre a manutenção no segmento de transmissão de energia elétrica, com enfoque em equipamentos de subestações e linhas de transmissão, identificando os fatores preponderantes desta atividade nas últimas quatro décadas até o estágio atual.

Em seguida é realizada uma abordagem dos aspectos legais e regulatórios que envolvem a manutenção da transmissão, principalmente após o sancionamento da Lei Federal 12.783/13 que trata da Prorrogação das Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

Na sequência são apresentados, na visão do autor, os principais aspectos empresariais que devem ser considerados na gestão de instalações (ativos) de transmissão, das empresas transmissoras, com foco em gestão de perdas, gestão de projetos de investimentos, gestão de custos e diretrizes de gestão.

Por fim destaca uma nova abordagem para planejamento da manutenção, chamando de Planejamento da Manutenção por Custos e Oportunidade como proposta para aplicação nas empresas transmissoras após a prorrogação das concessões.

Na conclusão ressalta os aspectos requeridos no momento atual para a gestão de instalações e para o planejamento da manutenção da transmissão visando o atendimento ao novo modelo de negócio e aos requisitos impostos pelo poder concedente quando da prorrogação das concessões.

**PALAVRAS CHAVES**

planejamento – manutenção – gestão – ativos - transmissão

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Para entendimento das transformações que vem ocorrendo no segmento de manutenção da transmissão é necessário fazer um breve histórico dos principais fatores que influenciaram esta atividade ao longo do tempo. Para isso faz-se neste trabalho uma análise destes aspectos retroagindo a partir da década de setenta até os dias atuais.

**1.1 - Década de 70**

Neste período podemos destacar os seguintes fatores principais:

**a) manutenção por parada e foco na instalação como um todo**

As equipes técnicas ao se deslocarem para as instalações realizavam todos os serviços de manutenção possíveis, tanto de forma preventiva como corretiva, realizando as paradas e interrupções necessárias nos diversos equipamentos e nas linhas de transmissão.

Contribuía para isso o fato de que se tinham poucos profissionais especialistas nos diversos conhecimentos necessários, e em muitos casos, era necessária a participação de técnicos dos fabricantes dos equipamentos.

b) confiabilidade se sobrepunha a disponibilidade (equipamentos importados)

O fato de que a grande maioria dos equipamentos de transmissão eram importados, e que em caso de problemas poderiam ficar indisponíveis por muito tempo (por falta de peças reservas, ou aguardando a vinda de especialistas de fábrica) fazia com que a confiabilidade fosse priorizada sobre a disponibilidade, ou seja, desligavam-se os equipamentos, faziam-se paradas nas instalações, visando a execução das manutenções quando necessárias mesmo que estas atividades envolvessem uma menor disponibilidade da instalação ou se viessem a provocar desligamentos programados com corte de fornecimento de energia.

Em muitos casos a vitalidade do equipamento era mais importante do que a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

c) primeiras experiências com informatização e sistemas de gerenciamento de manutenção

Eram usuais as fichas manuscritas de manutenção de instalações e equipamentos onde ficavam registradas as informações referentes às intervenções de manutenção realizadas.

O desenvolvimento da área de processamento de dados nas empresas levava as primeiras experiências de informatização das informações de manutenção e posterior tratamento destes dados.

Com relação ao ordenamento legal as empresas tinham total liberdade para decidir sobre a forma de realização da manutenção dos sistemas de transmissão.

## 1.2 - Década de 80 e início dos anos 90

Neste período o foco era no equipamento, na instalação e na periodicidade, sendo adotada em larga escala a manutenção baseada em tempo – MBT. Os conceitos de manutenção preventiva e manutenção corretiva são consolidados pelas áreas de manutenção.

No caso de linhas de transmissão, além desses conceitos e das atividades de MBT, inicia-se o desenvolvimento das técnicas de manutenção em linha viva, nas classes de tensão de 69 e 138kV, com o objetivo principal de evitar desligamentos para execução de algumas atividades de manutenção.

Inicia-se a implantação dos sistemas de gestão de manutenção (informatização), com a utilização de programas que rodavam em “mainframes”.

As principais características destes programas eram a geração automatizada das ordens de serviço, o controle de realização das ordens de serviço e a posterior utilização de indicadores das atividades de manutenção.

Com relação ao ordenamento legal as empresas continuavam tendo total liberdade para decidir sobre a forma de realização da manutenção.

## 1.3 - Meados da década de 90 até início dos anos 2000

Em continuidade a análise evolutiva da manutenção da transmissão, chega-se ao período em que o foco estava no equipamento e nos seus componentes, na periodicidade e na disponibilidade dos sistemas de transmissão.

Houve um aprimoramento dos Sistemas de Gestão da Manutenção, principalmente com a intenção de detalhar mais as atividades periódicas, os controles de acompanhamento e a realização das manutenções, sendo aprimorado o controle da manutenção por indicadores, análise de falhas e análise de custos.

Também ocorreu a migração dos softwares de gestão de manutenção dos “mainframe” para os “personal computers - PC’s”. Isto possibilitou posteriormente a utilização de notebooks com sistemas e softwares de análise junto às instalações.

Na manutenção de linhas de transmissão ocorreu a priorização das atividades de linha viva em linhas de 69 e 138kV e o desenvolvimento de diversos procedimentos de manutenção para ampliar a gama de atividades que poderiam ser realizadas com estas técnicas, reduzindo-se os desligamentos para realização de manutenção.

Também se realizam os estudos iniciais da técnica “ao potencial” para tensões iguais ou maiores que 230kV, havendo uma evolução significativa no desenvolvimento das roupas condutivas.

Ocorreu também o início da discussão e desenvolvimento dos conceitos e técnicas de manutenção preditiva, sendo destaques as atividades de termografia, análise de óleos isolantes (análise de gases, ensaio físico-químico), inspeções aéreas em linhas de transmissão (com a utilização de helicópteros), entre outras.

Com relação ao ordenamento legal, surgiu a figura da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sendo a mesma responsável pela realização dos contratos de renovação das concessões neste período, bem como pela fiscalização das instalações de transmissão, para verificar a qualidade do serviço prestado. As empresas continuavam tendo total liberdade para decidir sobre a forma de realização da manutenção.

#### 1.4 – Início dos anos 2000 até 2012

Chegando mais próximo aos dias atuais, continuamos com a análise dos fatores que influenciaram a manutenção na última década, a qual foi amplamente impactada pelos documentos normativos da ANEEL, sendo mais específicos, a Resolução Normativa 63/04 que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, a Resolução Normativa 270/07 (instituiu a parcela variável da receita) e o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que imputa descontos na receita das transmissoras devido a desligamentos das instalações que atendem as empresas de Distribuição.

Neste período o foco ficou totalmente voltado na disponibilidade, nas penalizações e nos custos, uma vez que o regramento legal trouxe penalizações para diversas situações de desligamentos sejam eles para realização de manutenção preventiva ou corretiva.

Foi necessária nova revisão dos sistemas de gestão de manutenção, sendo que o foco agora eram os ativos de transmissão, sendo instituída a figura das funções transmissão, que aglutinam um conjunto de equipamentos com a mesma função sistêmica, conforme definição a seguir:

*“VII – Função Transmissão – FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerados de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviço de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa n° 191, de 12 de dezembro de 2005 (art 2° da ReN 270/07)”.*

Institui-se nas empresas comitês/grupos multidisciplinares envolvendo todos os segmentos (manutenção, operação, obras) e análise regulatória para controle e planejamento das intervenções e para análise de desligamentos, visando a otimização e aproveitamento dos mesmos por todos estes setores.

Os conceitos e as atividades de manutenção preditiva foram consolidados e implementados sendo sua utilização largamente ampliada pois estas atividades não requeriam desligamentos. Estudos e implantação de sistemas de monitoramento de estado “on line”, também foram desenvolvidos e utilizados, com destaque para aqueles desenvolvidos para transformadores de força;

Ocorreu também a implementação de Serviços “ao potencial” em linhas de transmissão para tensões iguais ou maiores que 230kV e também em equipamentos de subestações, sendo o fator preponderante a evolução das roupas condutivas, que ficaram mais leves e de fácil utilização. Houve total priorização para serviços em linha viva, evitando-se os desligamentos.

A ANEEL intensificou as atividades de fiscalização nas instalações das empresas transmissoras.

#### 1.5 - A partir de 2013 após a Lei Federal 12.783/13

A lei federal 12.783/13 originária da Medida Provisória 579/12 do Governo Federal instituiu a prorrogação onerosa das concessões, e conseqüentemente reduziu drasticamente a receita das empresas de transmissão.

Além disto, ocorreram ajustes no ordenamento legal sendo alterada a Resolução Normativa 270/07 de 26 de junho de 2007, que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações (parcela variável).

Ela foi alterada através da Resolução Normativa 512, de 30 de outubro de 2012, que terminou com as franquias existentes para desligamentos programados que permitiam a realização de atividades de manutenção, com as instalações desligadas, e sem custos.

Neste novo contexto ficou aberta à questão sobre como deve ser tratada a manutenção da transmissão pelas empresas tendo em vista que todo o desligamento para atividades de manutenção será oneroso, ou seja, com perda de receita.

#### 2.0 - OBJETIVO DO TRABALHO

Como objetivo deste trabalho, destaca-se a resposta a seguinte pergunta: *Como deverá ser realizada a gestão das instalações (ativos) de transmissão e o planejamento da manutenção, após a prorrogação onerosa das concessões, pelas empresas transmissoras?*

Dois aspectos específicos serão abordados:

1º) a proposta de novas diretrizes empresariais que devem ser observadas pelas Empresas Transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas através da Lei 12.8783/13;

2º) a proposta de adoção de novos conceitos no planejamento da manutenção da transmissão, visando absorver as mudanças regulatórias e contratuais em curso.

### 3.0 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O AMBIENTE LEGAL E REGULATÓRIO

Neste capítulo serão destacadas algumas considerações sobre o ambiente legal e regulatório que envolve as atividades de transmissão, principalmente com enfoque de manutenção, daquelas instalações que tiveram suas concessões prorrogadas onerosamente.

#### 3.1 - Lei Federal 12.783/13

Nesta lei, que trata da prorrogação das concessões, destacamos o capítulo II conforme segue:

#### **"CAPÍTULO II - DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

*Art. 6º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.*

*Parágrafo único. A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:*

- I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e*
- II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel."*

Ou seja, para renovar as concessões as empresas tiveram que aceitar as condições impostas no artigo 6º, à saber: a) receita pré fixada e b) submissão aos padrões de qualidade.

#### 3.2) Receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel

A Nota Técnica 383/12 SRE ANEEL descreve toda a metodologia utilizada para cálculo da receita das transmissoras que tiveram as concessões renovadas. Na tabela abaixo, extraída desta nota técnica, verifica-se os valores por transmissora:

**Tabela 11: Cálculo da Receita Total de Transmissão considerando retornos constantes de escala para as empresas que possuem atividades significativas de geração.**

Empresa	CUSTOS OPERACIONAIS	TFSEE	P&D	RECEITA TOTAL
CEEE	158.562.294,88	804.763,41	1.585.622,95	160.952.681,24
CEMIG	133.027.002,39	675.162,17	1.330.270,02	135.032.434,59
CHESF	463.563.609,70	2.352.760,03	4.635.636,10	470.552.005,83
COPEL	103.972.558,79	527.699,92	1.039.725,59	105.539.984,30
CTEEP	461.784.938,33	2.343.732,60	4.617.849,38	468.746.520,31
ELETRONORTE	247.408.842,54	1.255.693,12	2.474.088,43	251.138.624,09
ELETROSUL	363.707.374,39	1.845.952,00	3.637.073,74	369.190.400,14
FURNAS	564.044.737,79	2.862.739,62	5.640.447,38	572.547.924,79
CELG	14.749.288,62	74.858,20	147.492,89	14.971.639,70

Observa-se que a composição da receita (receita total) é: custos operacionais mais TFSFE (tarifas de fiscalização ANEEL) mais P&D (pesquisa e desenvolvimento).

Na tabela à seguir observa-se a redução significativa das receitas das transmissoras sob as concessões renovadas (fonte ABRATE):

Tabela 1

**Percentual da nova receita anual permitida (RAP MP 579) sobre a receita anual permitida anterior a MP**

TRANSMISSORAS	RAP MP 579	VALOR ANTERIOR	%
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	515.621.172,35	2.149.300.405,34	23,99%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	276.252.486,49	1.085.495.177,32	25,45%
Furnas - Centrais Elétricas S.A. - FURNAS	629.802.717,27	2.247.221.692,02	28,03%
Cemig Geração e Transmissão S.A. - CEMIG GT	148.535.678,05	485.248.167,84	30,61%
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	177.047.949,36	495.699.623,63	35,72%
Celg Geração e Transmissão S.A. - CELG-GT	16.468.803,68	43.818.973,41	37,58%
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	517.607.206,41	1.364.435.380,25	37,94%
Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL	116.093.982,73	304.819.468,47	38,09%
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	406.109.440,15	896.207.679,90	45,31%

Nota: RAP (Receita Anual Permitida) das Empresas após a MP 579/12 (já incluído PIS/PASEP, COFINS, QUOTA CDE e PROINFA), Valor Anterior (valor da receita da empresa antes da MP), Percentual da Receita (nova sobre a antiga.)

3.3) - Submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel

Com relação aos padrões de qualidade deverão ser observados os seguintes regramentos:

**a) Resolução 270/07**

A 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. Destacam-se os artigos a seguir que referem-se a qualidade do serviço: Art. 4º; Art. 5º; Art. 6º.

**b) Resolução 512/12**

A resolução normativa nº 512, de 30 de outubro de 2012, altera o art. 3º e os itens 1 e 2 do Anexo da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

**c) Módulo 8 do PRODIST**

Também é importante citar o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Destaca-se os artigos 6, 6.1, 6.1.1, 6.1.2, 6.1.5.1 que referem-se a qualidade do serviço para as Demais Instalações da Transmissão – DIT.

Estas regras do PRODIST também levam a descontos de pagamentos por parte das Distribuidoras as Transmissoras por conta de desligamentos programados ou não.

**d) Resolução 443/11**

A resolução normativa nº 443, de 26 de julho de 2011 (aprimorada pela ReN 643/14), estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências). Nesta resolução foram definidas as situações passíveis de reconhecimento de novas receitas e as que não contemplam novas receitas nos casos de modificações nas instalações de transmissão, seja por ampliação de capacidade, fim de vida útil, obsolescência, atualização tecnológica, entre outras situações.

**e) Resolução 63/04**

A resolução normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

O arcabouço regulatório do negócio de transmissão é mais amplo e mais complexo, com destaque para o Módulo 16 do PRORET, Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão, Contratos de Conexão, entre outros, porem para o entendimento deste trabalho o regramento destacado neste capítulo é o suficiente.

#### 4.0 – PROPOSTA PARA GESTÃO DE INSTALAÇÕES DA TRANSMISSÃO

Neste capítulo serão abordadas as propostas de novas diretrizes empresariais que devem ser observadas pelas Empresas Transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas através da Lei 12.8783/13.

Os seguintes fatores corroboram com a necessidade premente desta reorganização:

- a) estrutura de custos para a formação da Receita Anual Permitida a qual remunera somente a prestação de serviços de O&M;
- b) a ampliação das penalizações financeiras para manter a qualidade do serviço prestado;
- c) retirada dos ativos da contabilidade das empresas, tornando-as meros guardiões dos ativos, ou seja, os ativos são da concessão;
- d) a possibilidade de investimentos nos ativos existentes, em conformidade com a regulação, produzirem novas receitas.

Em função destes aspectos cabe as Empresas Transmissoras direcionarem suas ações de Operação e Manutenção (O&M) com o foco no “**negócio**” de transmissão de energia elétrica, ou seja, suas ações devem ser direcionadas para minimizar as perdas e maximizar os investimentos que possam trazer novas receitas, e reduzir significativamente os custos operacionais, tudo de acordo com o ambiente regulatório.

Para isto quatro ações principais devem ser implementadas, conforme descrito à seguir: 1<sup>o</sup>) *Gestão de Perdas*; 2<sup>o</sup>) *Gestão de Projetos de Investimentos*; 3<sup>o</sup>) *Gestão de Custos* e 4<sup>o</sup>) *Diretrizes de Gestão*.

#### 4.1- Gestão de perdas

Quando a receita é muito justa aos custos operacionais a primeira ação a ser desenvolvida deve ser voltada para diminuir as perdas de receita, ou seja, deve ser realizada uma análise de onde podem ocorrer estas perdas e atuar para que isto não ocorra. Recomenda-se analisar e a atuar nas seguintes questões: reduzir descontos devido à Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI; reduzir outros descontos com Parcela Variável (restrições operativas, atrasos de obras, liberação parcial de novos empreendimentos, atrasos e cancelamentos de desligamentos...); reduzir descontos com PRODIST; reduzir multas regulatórias; reduzir aplicação na rede elétrica sem receita; controle total de remuneração de ativos.

Com o objetivo principal de reduzir perdas, todos os setores envolvidos na manutenção e operação (O&M) e obras devem concentrar os esforços para terem entendimento do ambiente regulatório que envolve as questões destacadas, e desenvolverem suas atividades de forma a reduzir os descontos na receita ocasionados nestas situações. É fundamental o entendimento da importância desta redução, pois a perda de receita pode impactar diretamente no resultado do negócio como um todo.

#### 4.2 - Gestão de projetos de investimentos

Outra questão preponderante são os projetos de investimentos de recursos financeiros. As transmissoras devem priorizar os investimentos de O&M para situações com retorno regulatório seja através de incremento de receita e/ou de isenção de penalizações. Deve ser realizada análise de viabilidade financeira de projetos de investimentos e enquadramento regulatório, conforme descrito a seguir:

##### **a) Com acréscimo de receita - Plano de Ampliação e Reforços**

Para algumas situações de alterações nas instalações (alterações nos ativos de transmissão) deve ser buscado o enquadramento regulatório à luz da Resolução 443/11 (aprimorada pela Resolução 643/14) que trata de melhorias e reforços, sendo que quando enquadradas como reforços as alterações proporcionarão incremento de receita financeira após sua implementação, bem como proporcionarão isenção de penalizações para a realização dos serviços, no sistema de transmissão, quando forem necessários desligamentos.

##### **b) Com possibilidade de revisão da receita - Plano de Melhoria de Instalações – PMI**

Para outras situações de alterações nas instalações deve ser buscado o enquadramento regulatório à luz da Resolução 443/11 (aprimorada pela Resolução 643/14) que trata de melhorias e reforços, sendo que quando enquadradas como melhorias as alterações poderão proporcionar incremento de receita financeira quando ocorrer o reajuste anual da receita anual permitida - RAP, e proporcionarão isenção de penalizações para a realização dos serviços, no sistema de transmissão, quando forem necessários desligamentos.

#### 4.3 - Gestão de custo

Outro ponto importante é a racionalização dos custos operacionais, afim de que a empresa transmissora esteja com seus custos adequados a sua receita. Isto deve ser buscado através de ações nas seguintes questões:

**a) Gestão de PMSO – Pessoal, materiais, serviços e outros**

Com a receita enxuta é extremamente necessária a gestão dos custos direcionados para pessoal, materiais, serviços e outros, buscando a eficiência operacional. Cabe ressaltar que a redução de custos operacionais é diferente de redução dos custos de manutenção e operação o que não deve ocorrer.

A redução ou racionalização dos custos operacionais deve ser realizada naquelas atividades que não são objetos diretos da concessão, ou seja, em atividades auxiliares ou complementares, e que não interferem diretamente no desempenho operacional da empresa.

Também deve ser buscada a eficiência dos gastos em rubricas como horas extras, manutenção de veículos, materiais de apoio, contratações de serviços terceirizados e outros dispêndios não atrelados diretamente as atividades fins da empresa. É necessário o controle permanente em níveis adequados destes custos.

Programas de desligamentos incentivados podem trazer a perda de conhecimento técnico da empresa (expertise) sendo que sua implementação deve ser muito bem planejada para evitar esta perda.

**b) Gestão de projetos de custeio**

Os gastos de custeio, ou seja, aqueles empregados na manutenção para as mais diversas atividades, entre elas as realizações das manutenções preventivas e corretivas, as manutenções especiais, as atividades de supressão de vegetação e inspeção aérea em linhas de transmissão, bem como as atividades de regenerações de óleo isolante, entre outras, deverão ter os seus custos administrados de forma a se manter dentro de níveis prudentes de acordo com parâmetros estimados quando definida a receita inicial na prorrogação onerosa das concessões.

É recomendada também a implantação da “*gestão imobiliária*” concentrando e buscando a eficiência dos gastos com prédios de subestações, prédios de sede de manutenção, terrenos e as atividades atreladas aos mesmos, como vigilância, limpeza, melhorias e reformas, etc. Outra questão a ser observada e controlada são os dispêndios com os tributos dos imóveis. Também pode ser incorporada neste item a gestão das faixas de passagens das linhas de transmissão (combate ao intrusamento, regularização de documentação de propriedade, acessos e arruamentos,...) atividade de extrema importância, as quais demandam gastos para sua manutenção.

#### 4.4 - Diretrizes de gestão

##### 4.4.1- Diretrizes estratégicas

É necessário que as Empresas Transmissoras desenvolvam as diretrizes de gestão para a área de manutenção ou, mais adequada ainda, para as áreas de operação e manutenção (O&M) conjuntamente.

Essas diretrizes deverão estar baseadas no novo Contrato de Concessão, Arcabouço Regulatório, Procedimentos de Rede, Demais Contratos Setoriais e também de acordo com as Diretrizes da Alta Gestão da Empresa, e poderão ser chamadas de “Política de Manutenção”, ou “Política de Operação e Manutenção (O&M)” da empresa.

Neste documento deve ser desenvolvido e detalhado o Plano de Ação para a área com o horizonte mínimo tri ou quadrianual, podendo também ser ampliado este horizonte, conforme a estratégia de gestão.

As ações poderão ser desdobradas em projetos específicos, sendo que obrigatoriamente, estes deverão ter metas e objetivos a serem alcançados. Neste quesito a definição dos prazos para realização dos projetos é imperiosa.

É necessária também a definição e consolidação do conjunto de indicadores gerenciais e de acompanhamento, que deverão ser utilizados como ferramenta de gestão.

##### 4.4.2 – Diretrizes de gerenciamento da rotina

Tão importante quanto à parte estratégica, que demonstra aonde a empresa/área quer chegar, o gerenciamento da rotina define a forma como as atividades cotidianas da empresa se desenrolam. Neste íterim, atenção especial pela gestão deve ser dada ao mapeamento e gerenciamento de processos, levantamento de atividades principais e designação de gestores para as mesmas bem como desenvolvimento de metas e objetivos a serem alcançados.

Ressalta-se a importância do acompanhamento através de indicadores operacionais.

##### 4.4.3 – Gestão de ativos

A partir da edição em 2014, da coleção ISO 55000 que tratam sobre requisitos e diretrizes para um Sistema de Gestão de Ativos, é possível que as empresas busquem a qualificação e certificação em Gestão de Ativos, visando a melhoria dos seus processos e melhor rentabilidade do negócio.

A gestão de ativos direciona a priorização de investimentos de capital através de ferramentas estatísticas baseadas na classificação de risco, na análise de custo do ciclo vida e envelhecimento dos ativos. As ferramentas da engenharia de confiabilidade, o monitoramento em tempo real a análise da condição dos ativos são elementos fundamentais para o processo de priorização das atividades de manutenção e operação. A gestão de ativos deve fazer parte das diretrizes estratégicas e estar aderente as diretrizes de gerenciamento da rotina. Este é um diferencial de qualidade que as empresas transmissoras podem buscar atualmente.

#### 4.4.4 - Integração entre o planejamento da manutenção e da operação

Como diretriz é necessária também a integração entre o planejamento da manutenção e o planejamento da operação, principalmente o planejamento da operação de curto prazo (com horizonte anual).

Os estudos realizados pela área de operação, os quais identificam as sazonalidades das cargas, os gargalos do sistema, bem como a disponibilidade e confiabilidade de equipamentos (incluindo aí o controle de carregamentos de transformadores e linhas de transmissão, e as restrições operacionais) deve ser considerada no planejamento da manutenção. Atenção especial deve ser dada aqueles estudos coordenados pelo ONS, como por exemplo, os Estudos Quadrimestrais, Planejamento Elétrico Anual, Grupos de Trabalhos para Estudos de Atendimento Regionais, Superação de Equipamentos, entre outros. Deve existir flexibilidade nos planos de manutenção para que sejam realizados ajustes visando priorizar determinadas manutenções em função de necessidades operativas específicas.

Complementando esta abordagem é importante ressaltar a necessidade de participação da área de O&M nas obras de expansão do sistema para que as instalações atendam aos requisitos técnicos necessários para a adequada realização dos serviços de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação.

### 5 - PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO APÓS A LEI 12.783/13

Considerando as questões anteriormente abordadas neste trabalho a proposta será a adoção de novos conceitos para a manutenção da transmissão, visando absorver as mudanças regulatórias e contratuais em curso e também para manter o negócio de transmissão em situação rentável, diminuindo a oneração financeira sobre a prestação de serviço de O&M. Com este propósito, destacam-se os conceitos a seguir, para a manutenção da transmissão:

**atividades de manutenção de parada programada:** atividades de manutenção programadas realizada junto aos ativos de transmissão que requeiram desligamentos (ensaios de equipamentos, substituição de componentes, intervenções, etc.), mas que podem ser programados com antecedência conforme Procedimentos de Rede (com menor desconto de receita), de acordo com a definição a seguir:

*“V - Desligamento programado: indisponibilidade de uma função transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede (art 2º da ReN 270/07)”;*

**atividades de manutenção de parada forçada:** atividades de manutenção de urgência (intempestiva) realizada junto aos ativos de transmissão que requeiram desligamentos, mas que podem ser programados com até 24 horas de antecedência (estes desligamentos terão descontos de receita em valor maior que o descrito no item anterior, mas ainda menor que aqueles classificados como “outros desligamentos” pela ReN 270/07) e/ou que estejam enquadrados na definição a seguir:

*“VIII - Intervenção de urgência: intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 horas, com relação ao horário de desligamento, ou com antecedência entre 24 e 48 horas, com relação ao horário do desligamento sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN (art 2º da ReN 270/07)”;*

**atividades de manutenção preventiva:** atividades de manutenção realizada junto aos ativos de transmissão, que envolvam inspeções visuais, verificações e/ou intervenções preventivas sem desligamentos;

**atividades de manutenção preditiva:** inspeções preditivas junto aos ativos de transmissão sem necessidade de desligamentos.

#### 5.1-Proposta de planejamento da manutenção por custos e oportunidade

Nesta proposta avaliam-se os custos financeiros da manutenção e considera-se a condição do equipamento bem como a periodicidade em que foi realizada a última intervenção de manutenção no ativo.

##### 5.1.2 - Manutenção de parada programada

Nas instalações existentes, ou renovadas, torna-se necessário a avaliação financeira dos desligamentos para realização de atividades de manutenção de parada programada (realização de ensaios e outras atividades que exijam desligamentos), a análise da periodicidade, da condição e a oportunidade de realização de serviços de manutenção através de aproveitamento de desligamentos.



**Análise de custos:**

Considerar custos com desligamento e mobilização (PMSO);

Análise de custos no período entre desligamentos programados e não programados.

**Análise da periodicidade e condição:**

Equipamentos principais de uma função transmissão são determinantes para análise da periodicidade (transformadores de força, disjuntores, reatores, compensadores,...); inspeções preditivas e preventivas podem identificar uma condição que requeiram uma manutenção de parada devido à condição, matriz de risco baseada em ferramentas da engenharia da confiabilidade pode ser determinante nesta análise.

**Oportunidade de realização de serviço de manutenção:**

Aquelas que estejam enquadrados na definição a seguir:

*“III - Aproveitamento de desligamento: intervenção em uma função transmissão desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em uma outra função transmissão (art 2º da ReN 270/07)”.*

Exemplificando:

Oportunidade de desligamentos devido a realização de obras autorizadas (através de resolução autorizativa);

Oportunidade de desligamentos devido a intervenções no sistema originadas em projetos do plano de ampliação e reforços - PAR ou do programa de melhoria de instalações - PMI (neste caso existe isenção para desligamentos);

Oportunidade de desligamentos em bay de LT's devido manutenções ao longo da LT;

Atividades de manutenção em seccionadoras, transformadores de instrumentos e pára-raios, por oportunidade de desligamento do equipamento principal (disjuntor, transformador de força, reator,...).

**5.1.3 - Manutenção de parada forçada**

São aquelas necessidades de realização de atividades de manutenção intempestivas que necessitam de desligamentos (paradas forçadas). Podem ser originadas de duas formas:

**Com programação**

São aquelas detectadas a partir de inspeções e verificações de manutenções preditivas ou preventivas, e que se pode fazer a programação do desligamento;

**Sem programação**

São aquelas originadas por ocorrências sistêmicas (transitórias e permanentes) e que geram desligamentos não programados. São classificados como “outros desligamentos” conforme definição: *“XI – Outros desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como desligamento programado (art 2º da ReN 270/07)”.*

**5.1.4 - Manutenção preventiva**

Todas as atividades de manutenção realizadas através de inspeções, verificações e intervenções preventivas recomendadas pelos fabricantes ou pelas engenharias de manutenção e que não necessitem de desligamentos. Estas atividades devem ser intensificadas podendo ter suas periodicidades diminuída uma vez que são de menor custo financeiro e servem para manter o adequado funcionamento e auxiliam na verificação da condição do ativo de transmissão.

**5.1.5- Manutenção preditiva**

Todas as inspeções e verificações preditivas sem desligamentos devem ser intensificadas. Neste conjunto estão as atividades de cromatografia, termografia, e monitoramento “on line” da condição de determinados ativos de transmissão.

**6.0 – CONCLUSÃO**

O setor elétrico brasileiro vem sofrendo grandes mudanças, e pode ser dito que após a prorrogação das concessões através da Lei 12.783/13, as Empresas de Transmissão que tiveram suas concessões renovadas, foram duramente impactadas com a redução da receita operacional. Isto faz com que estas empresas sejam obrigadas a se reposicionar dentro deste ambiente, e ter bem claro a definição do seu papel neste novo cenário.

O entendimento abordado neste trabalho é que o foco esteja no “negócio” de transmissão de energia elétrica, ou seja, que as empresas tenham suas ações direcionadas para minimizar as perdas e maximizar os investimentos

que possam trazer novas receitas. A qualidade requerida pelo poder concedente deve ser alcançada, com os custos adequados e com o negócio sendo rentável.

Nesta esteira, a atividade de manutenção tem papel fundamental sendo necessária a sua organização empresarial de acordo com as melhores práticas sugeridas neste estudo, tanto em nível de gestão estratégica como no nível operacional. O planejamento da manutenção deve considerar as novas mudanças do ambiente regulatório, e ser adaptado para que se consiga, eficientemente, atender os requisitos de qualidade e também proporcionar a rentabilidade financeira necessária para a vitalidade das empresas transmissoras. A metodologia de Gestão de Ativos definidas pela coleção ISO 55000 surge como um salto de qualidade a ser buscado pelas transmissoras.

A proposta apresentada neste estudo para o planejamento da manutenção busca atender estes novos aspectos, surgidos com a prorrogação das concessões. Também se entende que as questões aqui abordadas sempre devem ser aprimoradas à luz das modificações regulatórias. A ANEEL esta com audiência publica em aberto, visando à revisão da Resolução Normativas 270/07, Procedimentos de Distribuição PRODIST e para implantação de um Plano Mínimo de Manutenção.

Como comentário final cabe destacar que o momento por que passam as empresas transmissoras, requer uma abordagem gerencial visando o fortalecimento das áreas técnicas e de engenharia, para que as mesmas sejam integradas e estejam forte e atuante nestes novos desafios. Revisão de conceitos já arraigados na corporação e a cultura da inovação, onde deve estar inserida a gestão de mudanças, são pré-requisitos para a busca de novos objetivos propostos. O entendimento de todos deve ser que o “foco” está nas questões econômico-financeira, no conhecimento regulatório, nos padrões de qualidade e na disponibilidade sistêmica, ou seja, no negócio de transmissão de energia elétrica.

## 7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Resolução Normativa n° 270 de 26 de junho de 2007 – ANEEL

[2] Resolução Normativa n° 512 de 30 de outubro de 2012 – ANEEL

[3] Resolução Normativa n° 443 de 26 de julho de 2011 – ANEEL

[4] Resolução Normativa n° 063 de 12 de maio de 2004 – ANEEL

[5] Lei Federal 12.783 de 11 de janeiro de 2013 “Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis n<sup>os</sup> 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei n° 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.”

[6] Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica n° 055/2001 – ANEEL, entre a União e a CEEE-GT, de 01 de outubro de 2001.

[7] Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão n° 055/2001 – ANEEL, entre a União e a CEEE-GT, de 04 de dezembro de 2012.

[8] Módulos 2, 16 e 25 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS

[9] Nota Técnica 383/12 da Superintendência de Regulação Econômica - SRE – ANEEL.

## 8.0 – DADOS BIOGRÁFICOS



### **Régis Baptista**

Nasceu em 12 de setembro de 1965, em Sapucaia do Sul, RS.

Em 1984 formou-se Técnico em Eletrotécnica pela escola Técnica Parobé, POA, RS.

Em 1992 graduou-se em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia da Pontifícia Universidade Católica, POA, RS. Em 2001 realizou curso de Extensão Universitária em Gestão Empresarial na Escola de Administração da Universidade Federal do RS em POA, RS.

Empregado do Grupo CEEE com experiência de mais de 25 anos na área de Transmissão de Energia Elétrica

**Últimos trabalhos publicados:** Conferência de Gestão de Ativos de Energia, promovido pelo Grupo IBC, em São Paulo, SP, em 2013; III Seminário Nacional de Manutenção e Gestão de Ativos do Setor Elétrico – III SEMASE, promovido pela ABRAMAN, em Santos, SP, em 2014.