

Grupo de Estudo de Aspectos Empresariais e de Gestão Corporativa e da Inovação e da Educação e de Regulação do Setor Elétrico-GEC

Uma reflexão sobre a Transmissão no Brasil sob o prisma das melhores práticas em gestão de ativos

LUIZ HENRIQUE SILVA DUARTE(1); NELSON BENÍCIO MARQUES ARAUJO(2); WANDERSON RODRIGUES DA SILVA(3); TIAGO FERNANDES SARAIVA(4); FABIANA DANIELLE ALVES OLIVEIRA(5); VALTER ALVES MOREIRA(6); MARISA ZAMPOLLI(7); ALEXSANDRO TEIXEIRA GOMES(8); CEMIG GT(1);CEMIG GT(2);CEMIG GT(3);CEMIG GT(4);CEMIG GT(5);CEMIG GT(6);PROCOBRE(7);CEMIG GT(8);

RESUMO

O artigo aborda parcialmente a regulação atual da Transmissão, bem como práticas de gestão das empresas, propondo alterações a partir dos conceitos de Gestão de Ativos. As oportunidades de melhorias serão discutidas, incluindo análises críticas, propostas de mudanças e resultados decorrentes dessas. Algumas propostas podem ser aplicadas imediatamente, e outras requerem maior tempo, e até mesmo, alterações importantes conceituais nos processos e maior maturidade das instituições envolvidas em relação às práticas de gestão de ativos.

Uma Transmissora fictícia, porém, com números factíveis, será utilizada para a demonstração quantitativa de alguns resultados na visão regulatória atual, comparando-os com a mudança proposta pelo artigo.

PALAVRAS-CHAVE

Transmissão, Regulação, Gestão de Ativos, Melhorias.

1.0 - INTRODUÇÃO

O termo Gestão de ativos têm ocasionado interpretações diversas, inclusive algumas indevidas, por exemplo, a idéia de que a questão central seria as atividades em torno dos ativos físicos, ou seja, o gerenciamento dos ativos. Segue uma definição habitual para Gestão de Ativos: *Atividade **coordenada** de uma organização para **extrair valor** dos ativos, geralmente, a partir do **equilíbrio** entre seus **custos, riscos, oportunidades e benefícios de desempenho***. Uma outra abordagem possível e muito alinhada com as melhores práticas seria o conjunto de processos de gestão e decisórios de empresas, levando em conta a “voz dos ativos”, obtendo-se os melhores benefícios de seu desempenho para o negócio, gerindo os riscos e custos relacionados ao longo do seu ciclo de vida.

Naturalmente, a Transmissão é um negócio intensivo em ativos, principalmente, físicos. E portanto, as melhores práticas de gestão de ativos propicia resultados importantes para todas as partes interessadas. De fato, algumas concessionárias de energia elétrica foram protagonistas e participaram dos primeiros passos para a concepção de conceitos e práticas nessa disciplina.

Importante ressaltar que os pilares da Gestão de Ativos: desempenho, custos operacionais e gestão dos riscos propiciam o equilíbrio entre a sustentabilidade operacional e as decorrentes tarifas módicas ou otimizadas ou justas. Nesse contexto, muito interessa à sociedade esses pilares, sob o risco de se praticar valores elevados de tarifa por decisões conservadoras ou baixos valores de tarifa por curto/médio prazo, ou seja, sem a devida sustentabilidade da qualidade dos serviços.

Essas melhores práticas e resultados, algumas vezes, podem ser inviabilizados e dificultados pelos comandos da regulação atual da Transmissão no Brasil. Na verdade, a intenção da regulação é incentivar e proporcionar as condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Nesse contexto, os pilares da Gestão de Ativos deveriam ser o cerne conceitual da regulação, propiciando os melhores resultados para todas as partes interessadas, e a melhor utilização dos ativos.

Por outro lado, uma regulação:

- ✓ com ênfase em custos operacionais mínimos de curto prazo, sem mensurar riscos das indisponibilidades dos serviços;
- ✓ sem regras adequadas para orientar a decisão entre reinvestimentos e continuidade operativa de dos ativos longevos;
- ✓ sem a devida flexibilidade para as práticas de manutenção alternativas baseada em confiabilidade, muitas vezes com foco nas práticas de manutenção e não no desempenho dos ativos;
- ✓ sem ênfase no planejamento integrado da na expansão e manutenção dos sistema elétrico, não permitindo a desejada previsibilidade de investimentos e tarifas, dentre outros;

não produziria os melhores resultados globais para a Transmissão, muito menos, para o setor elétrico brasileiro.

Essas são algumas das oportunidades de melhoria da regulação atual. Adicionalmente, a falta de integração entre as disciplinas de economia, contabilidade, engenharia, etc., têm conduzido a constantes conflitos e a paralização de ações importantes e fundamentais para o futuro da Transmissão. Por outro lado, nesse mesmo contexto, as práticas das Transmissoras precisam e podem atingir um patamar de excelência.

O melhor caminho para tal é a introdução dos conceitos e práticas de gestão de ativos no modelo de regulação, com a devida abrangência, integrando todas as disciplinas e interesses em torno da Transmissão. Uma regulação de incentivos nesse sentido permitirá o avanço da gestão das empresas e o atingimento do melhor custo para a sociedade. E ainda, possibilitará uma regulação mais simples e eficaz, com ênfase no monitoramento e fiscalização do desempenho das empresas, e não nas decisões empresariais, o que poderia implicar importantes equívocos.

Ressalta-se que o grau de envelhecimento dos ativos da Transmissão não permite postergar essa proposta de, pelo menos, iniciar a alteração conceitual da regulação. Considerar simplesmente os números e práticas do passado para determinar investimentos e práticas futuras é um grave erro, com riscos consideráveis.

Uma reflexão em torno dessa questão regulatória e no papel mandatório das Transmissoras em buscar esse novo patamar, se torna importante em vários fóruns. Essa é a proposta desse artigo, sem contudo, esgotar a complexa e extensa pauta de se obter os melhores resultados sustentáveis no contexto da transmissão, envolvendo e atendendo a todos os seus agentes.

2.0 - GESTÃO DE ATIVOS – CONCEITOS

A implantação de gestão de ativos requer a definição prévia de um planejamento estratégico da empresa ou instituição. Para os propósitos desse artigo, considerar-se-á a missão e visão atuais da Aneel, que, de fato, representa adequadamente, todas as partes interessadas no negócio Transmissão:

Missão: Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Visão: Ser essencial para assegurar a qualidade e a sustentabilidade do serviço de energia elétrica.

A partir disso, compreende-se que todos os processos de gestão e técnicos devem considerar essas diretrizes, “redigindo-se” um Plano estratégico de Gestão de Ativos, comumente citado com a sigla em inglês: SAMP. Naturalmente, não é escopo deste propor um SAMP para a Transmissão do Brasil, mas certamente as principais orientações, considerando as diretrizes supracitadas seriam:

- ✓ Prestação de serviços com qualidade;
- ✓ Valores módicos da energia elétrica para a sociedade;
- ✓ Ações e decisões visando a mitigação de riscos, portanto, sustentáveis;
- ✓ Contratos com previsibilidade e equilíbrio, visando atratividade para investimentos.

Essas diretrizes serão consideradas ao longo do artigo, demonstrando como as melhores práticas de gestão de ativos são plenamente adequadas, contribuindo para o cumprimento da Transmissão no Brasil.

Para alcançar tais objetivos, a norma ABNT NBR ISO 55.001 [1] utiliza-se dos seguintes fundamentos, os quais são imprescindíveis a aplicação nos sistemas de gestão das empresas, e sem dúvida, devem ser considerados como premissas na regulação da Transmissão:

Valor: os ativos existem para fornecer valor à todas as partes interessadas, nesse caso, sociedade, concessionárias, operador independente e acionistas.

Alinhamento: as decisões na gestão de ativos devem permitir o alcance dos objetivos. Ou seja, deve se ajustar aos requisitos postos na legislação e nos contratos de concessão. Os regulamentos devem favorecer o atingimento de tais objetivos.

Liderança: são fatores determinantes o comprometimento das lideranças, bem como a definição clara dos papéis, responsabilidades e autoridades. Vale refletir, para o nosso tema, os papéis do poder concedente, agência reguladora, operador independente, concessionárias, mercado fornecedor, dentre outros atores do setor elétrico brasileiro.

Garantia: deve se garantir de que os ativos de Transmissão cumpram os propósitos requeridos. Isso implica adquirir e gerir os ativos com eficiência, eficácia e confiabilidade, considerando todo o ciclo de vida desses. Os processos devem prever recursos e competências para tal garantia. Os resultados da gestão de cada instituição devem ser medidos, sendo, portanto, possível uma fiscalização eficaz.

Esses fundamentos, devidamente aplicados, permitem a implantação da gestão de ativos, cujos pilares das atividades e decisões são: desempenho, custo e riscos, em pleno equilíbrio. Portanto, uma regulação deve sinalizar para entregas que possam demonstrar concomitantemente:

- a) Custos módicos, porém, numa visão de longo prazo, compatível com os prazos dos contratos de concessão. Esses custos devem considerar os custos do ciclo de vida dos ativos, e não, apenas os custos iniciais. Percebe-se então, a importância de se considerar os valores dos investimentos (CAPEX) e despesas de administração, operação e manutenção ao longo do tempo (OPEX), de maneira combinada (TOTEX);
- b) Desempenho por meio da disponibilidade das funções de transmissão, pelo menos, em médio prazo. Ou seja, deve ser requerida a confiabilidade dos ativos;
- c) Monitoramento e mitigação de riscos. Isso se obtém por meio da medição desses riscos e a consideração desses por meio de valores monetários. Se faz de suma importância a regulação contribuir para a definição do nível de riscos a serem considerados na Transmissão, particularmente, os impactos a serem considerados para as funções de Transmissão;
- d) Gestão do fim de vida adequada à realidade e obsolescência dos principais ativos das Transmissoras para que os custos dos processos de descarte, sucateamento ou renovação sejam realizados de forma a minimizar o impacto ambiental e sem gerar despesas imprevistas nas remunerações anteriores.

Qualquer desequilíbrio entre esses pilares implicará uma prestação de serviços de Transmissão com ônus para a sociedade.

3.0 - ATIVOS DE TRANSMISSÃO – CENÁRIO ATUAL E VIDA ÚTIL

Os ativos de Transmissão no Brasil possuem tempo médio de operação bastante elevado. Mais de 50% dos equipamentos de Subestações, por exemplo, possuem tempo de operação maior que a vida útil regulatória definida pelo Manual de Controle Patrimonial do Sistema Elétrico – MCPSE.

Dentre esses ativos, estão os transformadores de potência, equipamentos de compensação reativa, disjuntores, seccionadores, para-raios, transformadores de instrumentos e sistemas de proteção, controle e supervisão.

Uma análise pormenorizada e abrangente de engenharia permite afirmar que, para alguns equipamentos projetados e manufaturados até a década de 80, as vidas úteis regulatórias atualmente previstas no MCPSE são compatíveis ou até excedem as vidas úteis estimadas e verificadas na prática.

Entretanto, a maioria dos equipamentos projetados e manufaturados a partir da década de 90 passaram por significativa evolução técnica, seja devido aos novos projetos que adotam a minimização de materiais, peças, etc., suportados por novas ferramentas de cálculos computacionais com maior exatidão, e/ou por estratégia de fabricação numa visão de utilização global. Essa evolução é percebida pela substancial redução de custos de produção.

Por exemplo, atualmente, os transformadores de potência podem ser projetados de maneira mais exata em relação às normas e especificações técnicas, sem considerar coeficientes de segurança além dos requeridos pela análise de engenharia. As ferramentas computacionais e métodos de cálculo atuais propiciam, de fato, um projeto mais simplificado. Uma análise comparativa pode ser feita através da observação de dimensões e massas de transformadores de potência de características técnicas similares, fabricados atualmente e, por exemplo, aqueles fabricados há 30 anos.

No caso de disjuntores de alta tensão, houve uma substancial alteração dos projetos, resultando em equipamentos com custo e desempenho muito diferentes nas últimas décadas. Na década de 60 até meados de 80, predominantemente, os disjuntores utilizavam o óleo mineral isolante e ar comprimido como meio de extinção, mecanismos de comando muito robustos, a mola, ar comprimido e/ou hidráulicos. Esses equipamentos possuem custos iniciais e finais muito onerosos, e a sua longevidade dependiam de atividades intensivas de manutenção. A partir de meados da década de 70 até meados da década de 90, os disjuntores com meio de extinção à SF6 promoveram uma redução dos custos finais e iniciais, e possivelmente, uma vida útil física média, maior que o atualmente estabelecido no MCPSE. E posteriormente, a partir da década de 90 até hoje, uma nova geração de disjuntores com meio de interrupção a hexafluoreto de enxofre (SF6) passou a ser fabricada e comercializada, utilizando-se a energia do próprio arco elétrico para o processo de extinção desse arco elétrico. Isso resultou em equipamentos com preços ainda menores, mas uma expectativa de redução da vida útil física, provavelmente, menor que a estabelecida no MCPSE.

Deve ser considerado também que âmbito dos sistemas e equipamentos de proteção, supervisão, controle e automação, há de se considerar a completa alteração de sua concepção. A nova versão de sistemas de proteção e controle, combinada com as demandas de observabilidade e operabilidade atuais e futuras, indicam um ciclo de vida muito reduzido e a necessidade de importantes investimentos, bem maiores que o histórico atual. Os denominados relés eletromecânicos implantados até a década de 80, muitos deles em plena vida útil operativa, vem sendo substituídos por equipamentos de tecnologia digital, com fartos e importantes recursos para a operação do Sistema Elétrico Interligado Nacional– SIN, porém, com obsolescência tecnológica menor que 15 anos.

Para as Linhas de Transmissão (LT), observa-se que os principais componentes ultrapassam a vida útil operativa prevista no MCPSE. Historicamente, uma parcela muito reduzida de reinvestimentos foi destinada às LT. Entretanto, essa realidade está sendo modificada no momento, e tecnicamente, pode-se prever uma maior necessidade de reinvestimentos em LT, visando recompor a sua confiabilidade operativa. Essa previsão pode ser lastreada pela degradação dos sistemas de amortecimento de condutores, deterioração de sistemas de aterramentos, eventual envelhecimento de cabos para-raios, corrosão de estruturas e fundações metálicas, etc. Em resumo, a história de reinvestimentos em LT está no seu início.

Esses exemplos são significativos em custo e quantidade no contexto da Transmissão e se constituem como, na média, exemplos de provável redução de vida útil operativa a ser verificada a partir da próxima década para equipamentos de alta tensão. Já existem sinais neste sentido.

A maior reflexão é sobre a complexidade do tema, sendo imprescindível considerar a variabilidade de tecnologias e projetos, implicando diferentes custos de manutenção e expectativas de vida útil física. Outro fator preponderante pode ser a aplicação. Por exemplo, disjuntores de alta tensão aplicados em manobras diárias, tal como para manobrar equipamentos de compensação reativa, podem ter vida útil física em torno de um quarto da vida útil do mesmo equipamento aplicado para manobras de linhas de transmissão. Portanto, se toma necessário considerar também essa variável.

Devido a variabilidade temporal, estima-se que a vida útil média dos equipamentos de mesma funcionalidade e aplicação deve considerar um período de tempo recente, visando não se adotar valores distantes da vida útil física real. Também deve se considerar um cálculo de desvio padrão, visando não distorcer a condição da maioria dos equipamentos. No caso da Transmissão, possivelmente, o ciclo tarifário poderia ser um bom intervalo de amostragem, ou seja, considerar-se-ia os equipamentos desativados por final de vida útil física, no ciclo vigente, para os cálculos da vida útil regulatória.

3.1 Considerações sobre a vida útil dos ativos

O planejamento da substituição dos ativos por final de vida útil, habitualmente, leva em consideração os seguintes critérios técnicos:

- ✓ Condição diagnosticada no monitoramento preditivo;
- ✓ Metodologia de avaliação de risco de falha;
- ✓ Estudos específicos de desempenho de famílias de equipamentos, em função de taxa de falha e análise de causa raiz;
- ✓ Equipamentos sem peças de reposição e/ou com tecnologia obsoleta.

As técnicas para monitoramento e diagnósticos da condição dos ativos têm evoluído nas últimas décadas, incluindo soluções de mercado, mas, principalmente, desenvolvimento das Transmissoras e outras concessionárias. Na história recente, muitas concessionárias investiram em sistemas de monitoramento *on line*, com altos custos, baixa confiabilidade e efetividade muitíssima reduzida. As técnicas *on line* e *off line* avaliadas e, principalmente, desenvolvidas pelas concessionárias, com tempo para melhor avaliação e aprimoramentos têm resultados em melhores resultados.

Importante observar que a efetividade e exatidão dessas técnicas tem uma grande variação em função do equipamento a ser monitorado e da própria técnica. De qualquer forma, a partir de um determinado estado de degradação física ou idade, essas técnicas podem reduzir suas efetividades, aumentando o risco de falhas sem diagnóstico prévio. Apesar de existir e se adotar técnicas muito modernas, nenhuma técnica pode ser considerada absolutamente eficaz para todos os modos de falha, particularmente, para a determinação da vida útil física.

Nesse contexto, torna-se prudente e responsável considerar o custo do risco associado à continuidade da operação dos ativos para a tomada de decisão. A propósito, não por acaso, o monitoramento e mitigação de riscos é um dos pilares da gestão de ativos.

Outro fator importante é a possibilidade do aumento dos custos de O&M, o que deve ser considerado na decisão de substituição dos ativos. Dessa forma, um importante conceito a ser mandatoriamente considerado é a vida útil econômica dos ativos. A vida econômica útil de um ativo encerra quando o custo para manter a operação se torna maior que aquele a se pagar pela sua substituição.

4.0 - ABORDAGEM CONJUNTA DE INVESTIMENTO, DESPESAS E RISCOS

Um dos conceitos mais importantes em gestão de ativos é o custo do ciclo de vida operativa. Ou seja, não se deve abordar de maneira segregada os custos iniciais e de operação / manutenção dos ativos, visando, sem equívocos, obter o menor custo final. Outro aspecto muito importante, são os riscos envolvidos no uso dos ativos. A não inclusão desses riscos nas atividades e decisões técnicas e/ou estratégicas certamente implicarão em decisões sem a visão plena, em particular, da sustentabilidade da Transmissão.

Sobre a abordagem de riscos, há de se ressaltar que a mitigação desses interessa a todas as partes interessadas, particularmente, transmissoras e Sociedade, e portanto, desconsiderá-los, no cenário atual, implica perdas importantes a médio prazo, muitas vezes, de difícil recuperação. Nesse contexto, não há dúvida que as Transmissoras devem aprimorar a gestão de risco, bem como considerar, de maneira sistemática, esse como pilar da sua gestão, tal como considera desempenho e custo. Entretanto, se torna imprescindível, que a regulação considere a abordagem de riscos como inerente ao negócio, e principalmente, defina parâmetros para nortear as decisões das concessionárias em prol da sociedade. Na verdade, em um contexto de alto nível de

depreciação dos ativos, a percepção de risco a médio prazo se faz necessária para garantir a continuidade da prestação dos serviços de Transmissão. Não se faz razoável expor o sistema elétrico, e por consequência, a sociedade e as Transmissoras a riscos elevados. Algumas vezes, podem comprometer o planejamento energético, com possibilidade de restrições de intercâmbio de energia entre regiões e/ou sub-regiões geoeletricas.

Outro aspecto importante é a possibilidade de aumento significativo de custos operacionais, em particular, de manutenção em função da depreciação dos ativos. Essa possibilidade depende de vários fatores, dentre eles, o tipo de equipamento, tecnologia empregada, aplicação e condição operativa no longo prazo, etc. O item 3.0 deste artigo exemplificou a situação de disjuntores com certa longevidade, porém, com custos operacionais muito elevados, implicando um custo total do ciclo de vida, também elevado. Essa seria a abordagem adequada, buscar o menor custo total do ciclo de vida, investimentos e despesas, que, do ponto de vista da transmissora, deve ser tratado caso a caso, ativo a ativo, mesmo que as decisões de investimento devam ser por instalação visando sinergia e minimização dos valores de investimentos.

Atualmente, a regulação aborda de maneira segredada os valores de investimentos e despesas, o que pode não resultar na obtenção do melhor valor do ciclo de vida das instalações. Encontrar uma fórmula adequada para o aprimoramento dessa questão parece um desafio interessante para todas as partes envolvidas, claro, conduzidas pela Aneel.

5.0 - TRANSMISSORA EXEMPLO - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Mediante a proposta de reflexão, visando ampliar a compreensão dos conceitos já apresentados, a seguir, serão apresentadas aplicações desses numa transmissora fictícia, porém, tecnicamente equivalente a várias transmissoras e/ou sub-regiões brasileiras, particularmente, aqueles que possuem ativos de diferentes décadas. O sistema elétrico objeto de análise possui 05 (cinco) subestações e 06 (seis) linhas de transmissão, sendo as fontes e carga conectada na subestação 5 plenamente compatíveis, conforme Figura 1.

Para essa transmissora se construiu uma base de ativos com as devidas depreciações, considerando 02 (duas) gerações de equipamentos. Todas as funções de Transmissão entraram em operação há 35 anos atrás, exceto as Funções de Transmissão (FTs) LT1, LT5 e TR4, quarto autotransformador da SE 5 que operam há 15 anos, TR3, há 20 anos atrás. Toda a base de ativos foi construída baseada nos bancos de preços atual da Aneel, considerando as taxas de depreciação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), e respectivas receitas as regras atuais para a sua definição no caso do sistema de Transmissão existente, incluindo o custo médio ponderado de capital (WACC) regulatório. A seguir, os principais números da transmissora.

TABELA 1 – Principais números da transmissora fictícia exemplo.

Valor Novo de Reposição (VNR) da base de ativos elétricos	Valor da base de ativos líquida	Valor receita referente ao custo anual dos ativos elétricos	Valor da receita referente a AO&M
R\$ 1.802 MM	R\$ 428 MM	R\$ 86,5 MM	R\$ 36 MM

Uma gestão de riscos foi incorporada, ou sejam todos os riscos foram quantificados, ativo a ativo, considerando a probabilidade de falha funcional da respectiva FT num horizonte de 5 anos, bem como os impactos. Ou seja, utilizando-se do conceito básico de risco que é o produto da probabilidade de ocorrência versus o impacto, a partir de critérios pré-estabelecidos [2].

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

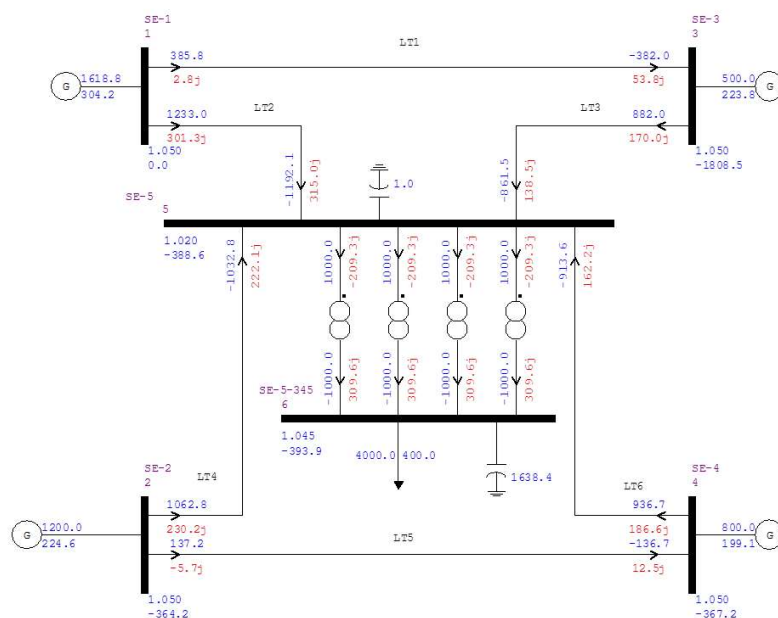


FIGURA 1 – Sistema de Transmissão Exemplo

A determinação da probabilidade de falha em médio prazo considerou critérios muito aderente às características técnicas médias dos ativos de Transmissão das gerações em questão. Para simplificar, considerou-se apenas como impacto apenas a aplicação dos mecanismos da Parcela Variável (PV) para a transmissora, e os cortes de carga como impactos para a operação do SIN. Apesar da gestão de riscos ser mais abrangente, optou-se por não apresentar o seu detalhamento, mas apenas o suficiente para exercitar as análises e decisões em diferentes cenários de gestão e regulação.

A partir da análise de fluxo de potência, uma análise de risco e perdas elétricas do ponto de vista do SIN foi desenvolvida, visando mensurar adequadamente os impactos para todos os agentes do setor elétrico, em particular os consumidores. Ou seja, uma análise de fluxo de potência e o fato de se considerar apenas uma transmissora para todo o sistema elétrico exemplo, simplifica essa análise de riscos.

Entre as várias simulações, apresenta-se algumas para reflexão. Várias delas obtiveram resultados similares, não sendo necessário estender a análise para cada combinação de análise.

No caso de contingência simples, o sistema foi construído com o critério de atendimento N -1, portanto não há perdas imediatas de carga. Entretanto, uma contingência simples implica elevação de perdas elétricas e, claro, aumenta o risco das FT remanescentes.

TABELA 2 – Análise de riscos para indisponibilidade individuais das LT

Linha de Transmissão	Elevação das perdas elétricas no SIN (MW)	Custo para 30 dias (R\$ MM)	Custo para 365 dias (R\$ MM)	Risco FT	Custo do risco SIN para 30 dias (R\$ MM)	Custo do risco SIN para 365 dias (R\$ MM)	Custo anual do risco anual da transmissora (R\$ MM)
LT 1	15	3	31	0,59	2	19	3,77
LT 2	172	29	351	1,00	29	351	0,18
LT 3	89	15	182	1,00	15	182	2,13
LT 4	103	17	210	1,00	17	210	2,13
LT 5	2	0	4	0,59	0	2	3,77
LT 6	83	14	169	1,00	14	169	2,13

A Tabela 2 mostra que apenas as elevações de perdas elétricas no SIN agregam riscos econômicos significativos, na maioria das situações. O cálculo das perdas financeiras considera o custo marginal de expansão.

Nota-se, que uma decisão baseada em riscos financeiros para a concessionária poderia levar a postergar investimentos, caso não haja o devido incentivo ou condição de equilíbrio para tal. Entretanto, considerando o elevado risco da FT, a concessionária proporia o restabelecimento da confiabilidade da FT, provavelmente, por meio de investimentos, e obtendo o devido reconhecimento. A não obtenção desse reconhecimento para os investimentos necessários implica assumir riscos importantes para os usuários do SIN.

Desnecessário dizer que, para o sistema de Transmissão existente, ativos fisicamente degradados, possuem receitas anuais permitidas (RAP) associadas reduzidas, e implicam importantes riscos para o SIN. Portanto, não deve haver qualquer relação entre a RAP e a decisão de investimentos.

A análise de risco de contingências duplas, o que se torna provável em sistemas longevos e fisicamente depreciados, tais como o sistema exemplo, e também uma grande parte da Transmissão brasileira, não pode deixar de ser considerada. Nesse caso, haveria a necessidade de corte de carga, com custos muito elevados [4], adotando-se o valor de R\$ 15.700 / Kwh. Essa situação pode parecer distante da nossa realidade, mas, ao contrário, se aproxima bastante se considerarmos a hipótese de postergação de investimentos por mais um ciclo tarifário. A seguir, a análise de perda da LT1 e da LT3, simultaneamente.

TABELA 3 – Análise de riscos para indisponibilidade das LT 1 e LT3, simultaneamente.

Linha de Transmissão	Corte de carga (MW)	Custo para 1 dia (R\$ MM)	Custo para 30 dias (R\$ MM)	Risco FT	Custo do risco SIN para 1 dia (R\$ MM)	Custo do risco SIN para 30 dias (R\$ MM)	Custo anual do risco transmissora (R\$ MM)
LT 1 e LT3	1.560	588	17.634	0,59	347	10.404	5,90

Importante lembrar que a probabilidade de contingências duplas aumenta bastante nos próximos anos, tendo em vista o provável desligamento de alguma LT para melhorias (reinvestimentos), principalmente, ou até para manutenção. No sistema exemplo, a LT 1 exemplo opera há apenas 15 anos, o que reduziu significativamente os riscos calculados. Se ambas as LT em questão possuísem grau de degradação elevados, os resultados seriam os mostrados na Tabela 4.

TABELA 4 – Análise de riscos para indisponibilidade das LT 1 e LT3, simultaneamente, considerando a hipótese de ambas as LT com elevado grau de degradação.

Linha de Transmissão	Corte de carga (MW)	Custo para 1 dia (R\$ MM)	Custo para 30 dias (R\$ MM)	Risco FT	Custo do risco SIN para 1 dia (R\$ MM)	Custo do risco SIN para 30 dias (R\$ MM)	Custo anual do risco transmissora (R\$ MM)
LT 1 e LT3	1.560	588	17.634	1,00	588	17.634	4,26

Observa-se que, conforme esperado, os riscos para o SIN aumentam significativamente nas hipóteses das LT1 e LT3 depreciadas. Ao contrário, a hipótese de maior grau de depreciação para a transmissora implica maiores riscos técnicos e menores riscos financeiros, devido ao vínculo de RAP à depreciação regulatória dos ativos.

Uma análise complementar seria o balanceamento de riscos técnicos e financeiros do SIN em relação à questão tarifária. Nesse caso, propõe-se supor a substituição de todos os equipamentos principais das subestações envolvidas, bem como uma reforma completa da LT 3, após o final do trigésimo quinto ano de operação. Ou seja, uma decisão, na maioria das vezes, possível, se considerarmos a taxa de depreciação média dos ativos e já discutida aderência entre a vida útil regulatória e a vida útil física média.

TABELA 5 – Análise comparativa de agregação de investimentos e mitigação de riscos da LT3

INVESTIMENTOS MITIGAÇÃO RISCOS LT3	Indisponibilidade simples da LT 3		Indisponibilidade de LT1, com LT 3 indisponível	
	30 dias	365 dias	1 dia	30 dias
Investimentos	R\$ 108 MM			
Valor Receita adicional	R\$ 12,5 MM			
Risco anterior para o SIN	R\$ 15 MM	R\$ 182 MM	R\$ 347 MM	R\$ 10.404 MM
Risco após investimento	R\$ 2 MM	R\$ 20 MM	R\$ 65 MM	R\$ 1.640 MM

Nota-se que a realização dos investimentos é bastante vantajosa por mitigar importantes riscos ao longo por mais 35 anos. A postergação de investimentos implica assumir os riscos, habitualmente crescente numa proporção exponencial. Em outras palavras, não há a opção de postergar os referidos reinvestimentos além do longo prazo, sob pena de ônus altíssimos para a sociedade.

Importante ainda considerar que a manutenção ativos longevos, com alto custo de O&M, pode representar uma falsa economia a partir da postergação de reinvestimentos. A seguir, considera-se uma situação muito provável para ativos instalados nos anos de 1970 até 2000, no caso específico, para disjuntores de 500kV. Utilizou-se dados apurados com as devidas extrapolações e estimativas necessárias.

TABELA 6 – Dados sobre a vida útil de disjuntores de 550 KV sob a ótica do custo do ciclo de vida

Ano fabricação Disjuntor 550kV	Tempo médio de vida útil física	Custo Inicial	Custo Final 50 anos
1970	33 anos	250%	211%
1980	> 33 ans	225%	140%
1990	> 33 anos	200%	120%
2000	< 33 anos	100%	100%

Ressalta-se que a tecnologia atual provavelmente possuirá o menor tempo de vida útil física, sem, contudo, contribuir com a menor custo final para o consumidor. Outro aspecto importante é a possibilidade de propor a substituição do ativo num momento anterior ao final da vida útil física, possibilitando menores custos finais, o que deve ser avaliado para cada ativo, ou seja, considerando o conceito de vida útil econômica.

Enfim, os resultados simulados mostram que se faz prudente que a regulação e a gestão das empresas de transmissão considerarem os aspectos de custos, desempenho e riscos a médio prazo, sob pena de importante riscos para o setor elétrico e elevados ônus para a sociedade. Ainda, fundamental considerar os custos finais totais, investimentos e despesas, o que representa a menor tarifa a longo prazo.

6.0 ANÁLISE CRÍTICA E REFLEXÕES SOBRE A TRANSMISSÃO NO BRASIL

A reflexão proposta é oportuna tendo em vista o grau de depreciação dos ativos, particularmente, da denominada Transmissão existente, e o momento de revisão da regulação brasileira. Em particular, a regulação pertinente à decisão sobre investimentos, requer aprimoramentos conceituais e de processo.

Por outro lado, os próprios contratos de concessão estabelecem que as empresas prestem serviços adequados, e para tal, que se façam os reinvestimentos relacionados à reposição de ativos para a garantia da confiabilidade operativa, com devida receita, promovendo o equilíbrio do negócio.

Mas, existem dificuldades a serem vencidas para promover o cumprimento desses contratos, sejam elas, morosidades e ineficácias dos processos.

Nesse contexto, a abordagem de riscos pode ser uma grande aliada. É um fundamento importante e imprescindível em qualquer organização e/ou negócio. As melhores práticas de gestão de ativos propiciam um melhor monitoramento desses riscos desde o chão de fábrica até a alta administração das empresas. Isso propicia decisões mais assertivas, pois considera a real condição dos ativos produzirem valor à organização e a todas as partes interessadas, com desempenho e custos de O&M adequados, primordialmente, vistos a médio e longo prazo.

Portanto, a Transmissão, por meio de seus agentes, deve fornecer condições favoráveis para a sua própria sustentabilidade. A atual condição dos ativos de Transmissão e os riscos decorrentes, conforme discutido neste artigo, demonstra a necessidade de reinvestimentos em curto médio prazo no SIN, sob pena de grandes ônus para a sociedade em médio e longo prazo. Algumas ocorrências e evidências nos processos de manutenção já demonstraram a iminente redução da confiabilidade operativa da Transmissão.

Para o atingimento de um patamar de excelência da regulação e das práticas das transmissoras, requer-se-rá a absorção de conceitos e fundamentos, para então, se tornarem práticas. Muitas convicções da teoria de gestão de ativos não cabem na regulação atual, tal qual, análise e proposta de planos de investimentos a médio / longo prazo; necessidade de uma abordagem estratégica para uma reserva técnica, e, portanto, remunerada; abordagem de custos integrada para investimentos e despesas; premissas técnicas para a avaliação de riscos; indicadores para a bases de ativos; etc.

A maturidade em gestão de ativos requer um tempo maior do que se dispõe para a garantir a sustentabilidade da Transmissão. Requer compreender, alinhar, se comprometer, e então, praticar. A tarefa a cumprir é a de preservar as atuais taxas de disponibilidades das FT.

Então, cabe a todos reconhecer a necessidade de reinvestimentos em maiores montantes que os recentes nos próximos dois ou três ciclos tarifários. Esse entendimento requer uma visão multidisciplinar. Requer uma plena compreensão da dinâmica dos ativos, que são finitos, e possuem características diversas. Entender que as respostas desses ativos no passado não podem ser adotadas para o futuro, e que, o limite entre passado e futuro, ativos novos e depreciados, podem ser pouquíssimos anos. Possivelmente, menor que um ciclo tarifário. Mas requer também uma visão de longo prazo para a modicidade tarifária. Os custos, investimentos e despesas, não são constantes ao longo da vida dos ativos. Esses são resultados de um processo técnico, e não, o contrário. Os ativos não se adequam às restrições orçamentárias.

Um primeiro passo seria a elaboração de planos de gestão de ativos pelas transmissoras, que possuem os dados sobre a base de ativos elétricos, e ainda, possuem demandas do contrato de prestação de serviços com o poder concedente. Esse plano contemplaria, dentre outros, uma proposta de reinvestimentos, com as devidas prioridades, baseadas em riscos para o SIN. O Operador Nacional do Sistema seria um grande aliado, fornecendo premissas para essa avaliação. Possivelmente, o receio de tratar o conceito de risco na regulação e nas transmissoras inibe avanços importantes do setor. Esses são inerentes à Transmissão, e devem ser reconhecidos, para então, serem tratados.

Num segundo momento, uma discussão ampla para avaliar a possibilidade de agregar sinais e comandos regulatórios que possam contribuir para a assertividade das decisões das transmissoras que envolvem os seus ativos. Naturalmente, as decisões das transmissoras consideram as condições dos ativos, procurando agregar a melhor relação de custo e confiabilidade, mas também são influenciadas pela regulação. Dessa forma, se torna importante que a regulação oriente para as melhores decisões de gestão, que dependem muito de cada realidade.

Entretanto, parece possível estabelecer as condições mais favoráveis para todas as partes interessadas, e ainda, avaliar cada concessionária por meios de indicadores com resultados presentes, e projeções futuras. Por exemplo, indicadores para medir a confiabilidade da base de ativos podem ser desenvolvidos, para se atingir o equilíbrio que entre custos e desempenho. Outras iniciativas, além daquelas para cobrir os hiatos supracitados, naturalmente devem surgir para se obter o melhor valor a partir dos ativos de Transmissão no Brasil.

Por fim, não se pode desconsiderar as dificuldades, mas também os ganhos quanto à mudança de hábitos e cultura, alavancado por práticas de regulação e gestão empresarial com bons resultados para todas as partes envolvidas. Também, de maneira inequívoca, a sociedade almeja serviços que atendam aos pilares: custo,



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4858
GEC/30

dsempenho e risco.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ABNT NBR ISO 55.001: 2014 - Gestão de ativos — Sistemas de gestão — Requisitos
- (2) Nunes, Silvio Antônio et al - Diagnóstico de Instalações do Sistema de Transmissão – Abordagem baseada em riscos; GMI-21; XXII-SNPTEE- Brasília, 2013.
- (3) Sinapsis Inovação em Energia, Mercado de Energia Consultoria - Avaliação dos custos relacionados às interrupções de energia elétrica e suas implicações na regulação, Relatório 5, Julho/2016.
- (4) Duarte, L H S, Araújo, N B M, Silva, W R, Pontelo, G L - Sistema de transmissão: uma reflexão sobre o desafio de reinvestimentos, GEC - 6; XXIII SNPTEE- Foz do Iguaçu, 2015.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	Luiz Henrique Silva Duarte, graduado e Mestre em Engenharia Elétrica pela PUCMINAS. Ocupa o cargo de Gerente de Planejamento e Engenharia de Manutenção da Transmissão na Cemig GT e de Professor Assistente no curso de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUCMINAS.
	Alexsandro Teixeira Gomes, Máster em Engenharia de Confiabilidade e Gestão de Ativos pela PUC MG, Especialista em Sistema Elétrico de Potência pela UFMG, Graduado em Engenharia Elétrica pela Unileste-MG. Ocupa o cargo de Engenheiro Sênior de Planejamento de Manutenção de Geração e Transmissão na CEMIG GT. Professor convidado do curso: Especialização em Transmissão e Distribuição, na PUC Minas.
	Fabiana Danielle Alves Oliveira, graduada em Engenharia Elétrica pela UniBH. Ocupa o cargo de engenheira na Proel Engenharia e atua no Planejamento da Manutenção da Transmissão.
	Marisa Zampolli é graduada em Engenharia Elétrica, pós graduada em qualidade e produtividade pela FEI e MBA em Administração de Empresas pelo IMT. Especialista em gestão de ativos, secretária executiva da comissão nacional ABNT CEE 251 de Gestão de Ativos, Membro do comitê internacional da ISO TC 251 Asset Management e instrutora de gestão de ativos.
	Nelson Benício Marques Araújo, graduado em Engenharia Mecânica pela PUCMINAS. Pós graduado em Engenharia Metalúrgica pela UFMG. MBA em Gestão Empresarial pela FGV. MBA em Finanças Empresariais pela FGV. Ocupa o cargo de Superintendente de Planejamento e Operação e Transmissão da Cemig GT.
	Tiago Fernandes Saraiva, graduação e Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atualmente é Engenheiro de Planejamento da Cemig Geração e Transmissão.
	Valter Alves Moreira é natural de Várzea da Palma - MG, nascido em 1971, graduado na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais em 2000, com curso de MBA em Finanças pelo IBMEC em 2013. Trabalha na Cemig Geração e Transmissão SA desde 1989, atuando principalmente na área de Expansão do Sistema de Transmissão.
	Wanderson Rodrigues da Silva, graduado em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia Kennedy. Especialista em gestão – ênfase em finanças pela FDC. Pós-graduado em gestão de pessoas pela UNOPAR. Ocupa o cargo de Gerente de regulação econômica na Cemig. Atualmente coordena a Força tarefa de regulação da ABRATE.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4858
GEC/30