



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL DE MECANISMOS DE EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL DOS ATIVOS DE TRANSMISSÃO E SEU IMPACTO NO PLANEJAMENTO.

**VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS(1); JOÃO CARLOS MELLO(1); LUCAS NUNES CECHETTO(1); VITOR LUIZ CARVALHAL(1); VITOR AUGUSTO DE CAMPOS(1); LUIZ FERNANDO MONTEIRO(1); JULIA PELLIZZON PIMENTEL(1)
THYMOS ENERGIA(1)**

RESUMO

A Consulta Pública ANEEL nº 05/2020 debateu os comandos regulamentares relacionados à vida útil regulatória de equipamentos da transmissão. A conclusão da Agência foi de que ultrapassar o ponto definido como “vida útil regulatória” não significa necessariamente que o ativo não possa permanecer em operação com segurança. O presente artigo irá explorar as principais metodologias em voga na experiência internacional e proporá alternativas para aclimação no Brasil para aplicação no Sistema Interligado Nacional. Serão apresentadas análises de prós e contras sob a ótica de implantação de um programa similares aos vistos no Transmission Asset Extend End-of-Life (EOL).

PALAVRAS-CHAVE: impacto planejamento, transmissão, vida útil

1.0 INTRODUÇÃO

Atualmente constata-se que ao longo dos anos foi realizada uma baixa taxa de reposição dos ativos totalmente depreciados pelas concessionárias de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, parte do sistema de transmissão brasileiro experimenta envelhecimento natural, com inviabilidade, tanto técnica como econômica, de reversão instantânea desse panorama. No entanto, o desempenho parece estar adequado e não se verifica, em geral, deterioração na qualidade da prestação do serviço público de transmissão. No entanto, existe a insegurança latente de perda de qualidade, caso as concessionárias não estejam vigilantes com seus ativos em fim de vida útil.

Embora os ativos totalmente depreciados representem atualmente aproximadamente 13% dos ativos imobilizados em serviço no SIN, essa participação pode saltar rapidamente para 70% nos próximos anos. Com isso, o problema regulatório que surge é a análise do impacto tarifário que a substituição massiva e simultânea dos equipamentos de transmissão totalmente depreciados pode ocasionar, bem como o risco a que o sistema de transmissão está exposto, caso esses ativos permaneçam em operação de forma indiscriminada.

Nesse sentido, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 05/2020 (CP 05/20) [1] para a avaliação dos comandos regulamentares afetos à “vida útil regulatória” de equipamentos da transmissão. A vida útil regulatória corresponde ao período durante o qual se espera que um ativo tenha condições de ser utilizado pela empresa e é utilizado para cálculo das taxas de depreciação presentes no Manual de Contabilidade Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) bem como na determinação do Valor de Mercado em Uso (VMU) que compõe o procedimento de revisão periódica das receitas das concessionárias de transmissão.

A CP 05/20 promoveu a discussão sobre como conciliar a vida útil dos equipamentos com a sua efetiva utilização, de forma a otimizar o uso dos ativos, no entanto, sem expor o sistema de transmissão brasileiro a riscos desnecessários. O resultado esperado é a implantação de um critério que zele pela prudência nos investimentos, mas ao mesmo tempo priorize as substituições que se fizerem imprescindíveis, modernizando o sistema de maneira ordenada e sinérgica.

2.0 A REGULAÇÃO VIGENTE E A VIDA UTIL DOS ATIVOS

No ambiente da regulação atual e a gestão de ativos nas concessionárias de transmissão existe uma visão “ambígua” sobre o conceito da “vida útil dos ativos” e as seguintes definições se confundem [2]: (i) vida útil física: é o período de tempo entre o início de uso de um ativo até o momento da sua retirada de operação por falta de condições de operação; (ii) vida útil econômica: é o período de utilidade econômica do ativo para o investidor com receita

associada; (iii) vida útil regulatória: o período de tempo para remuneração do capital investido. A figura 1 abaixo ilustra como esses três conceitos de vida útil supracitados relacionam-se entre si e com a Receita Anual Permitida (RAP). A referida figura contém 4 curvas, sendo representado diferentes perfis de RAP, custos de O&M e penalidades por indisponibilidade (PV) e a denominada “curva da banheira”.

A “curva da banheira” contempla representação gráfica de taxa de falhas esperada para equipamentos ao longo do tempo. Normalmente, espera-se que, a partir de determinado momento, a taxa de falhas de um equipamento aumente expressivamente, após longo período de baixa taxa de falhas. A curva “Custos de O&M + qualidade regulatória (PV)” é aderente com a “curva da banheira”, pois prolongar a “vida útil física”, normalmente, espera-se que os custos para manter e operar aumentem, para seja possível conviver com as penalidades por indisponibilidade, até o limite em que o OPEX supere o CAPEX para substituição ou não se tenha mais condições de operação.

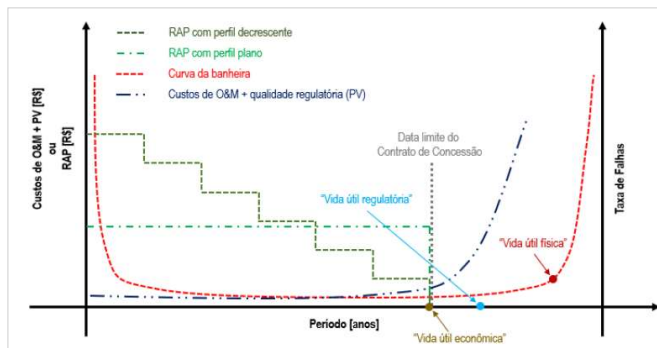


Figura 1 – Conceitos de Vida útil dos Ativos – 2021 (fonte: [1])

Identificada esta ambiguidade no conceito de vida útil dos ativos a CP 05/20 buscou endereçar o debate. A tabela 1 abaixo expõe a descrição de alternativas discutidas na CP 05/20.

Tabela 1 – Descrição de alternativas CP 05/20 (Fonte: autores a partir de [1])

# Alternativas	Descrição das Alternativas
1	Manter os termos da regulamentação vigente
2	Adicional de receita para o período de disponibilização do ativo que supere a vida útil regulatória com base na aplicação de uma taxa de remuneração do capital regulatório ao Valor Novo de Reposição (VNR) ¹
3	Adicional de receita para o período de disponibilização do ativo que supere a vida útil regulatória com base na aplicação dos recursos da Parcela Variável (PV) advinda da penalização de agentes de transmissão.
4	Confecção de processos licitatórios com vistas à substituição de blocos de ativos totalmente depreciados (transferência de blocos de concessão)

Na CP 05/20 a ANEEL ofereceu sua visão sobre as alternativas, e claramente prefere a manutenção dos termos vigentes que é a que traz mais modicidade, no entanto o risco de degradação da qualidade é latente. Ainda, os sinais de risco latente são claros pela dimensão do conjunto de ativos em final de vida útil regulatória no SIN.

Este grande conjunto de ativos da rede original existente, denominada RBSE, está passando por um processo natural de envelhecimento e as modernizações deveriam estar em vigor. Estudo realizado pelo ONS em 2018 indicou que 96.740 ativos teriam sua “vida regulatória” superada em 2022, sendo que, desse universo, 6.556 (6,8%) foram classificados como “intervenções de grande porte” e 90.184 (93,22%), como “intervenções de pequena dimensão”. Do conjunto das intervenções potenciais 98,6% estão sob responsabilidade de oito concessionárias de transmissão. O ONS estimou o investimento de R\$ 21 bilhões para a realização de 63% das intervenções indicadas.

O resultado da CP 05/20 manteve os termos da regulamentação vigente e propõe o estabelecimento de um processo de monitoramento por meio de três indicadores: (i) índice de ativos com vida útil ultrapassada e o impacto tarifário da substituição; (ii) índice de depreciação acumulada do SIN e mensuração do impacto tarifário da substituição no médio e longo prazo; (iii) base de desligamentos forçados destes ativos para acompanhamento. O reconhecimento do problema é um sinal importante, mas a solução de monitoramento adotada deveria ter sido tomada a muito tempo atrás. O problema pode estar bem mais latente do que apenas práticas de monitoramento.

4.0 VISÃO INTERNACIONAL

A questão da qualidade da rede existente é um problema mundial em países com um mercado mais maduro. Ainda as mudanças no padrão de uso das redes de transmissão é uma nova realidade com a entrada maciça das renováveis e a gestão dos ativos existentes é uma necessidade [3].

¹ VNR refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou equivalente ao avaliado, obtido a partir do banco de preços referenciais. O VNR é definido pela multiplicação do Índice de Aproveitamento, quando existir, pelo Valor de Mercado em Uso (VMU).

No contexto regulatório mais avançado, os reguladores agora exigem planos de negócios confiáveis para estratégias de gerenciamento de ativos na melhoria da rede [4]. As empresas de transmissão são questionadas sobre a manutenção da confiabilidade nas suas redes, as necessidades de investimento – CAPEX e manutenção - OPEX e devem projetar com uma simulação de ativos as suas condições de contorno - taxas de falhas projetadas, despesas de manutenção, investimento em melhorias, dentre outras.

Diferentes estratégias podem ser encontradas – postergação ou antecipação de melhorias comparado ao custo das atividades de manutenção. Os reguladores estão cada vez mais adotando a gestão de ativos como um modelo para vincular valores de negócios mensuráveis a processos de tomada de decisão baseados em risco para avaliar as melhorias na rede. As concessionárias já reconhecem importância dos dados confiáveis na criação de planos de negócios para justificativa de investimento aos reguladores [5].

As representações probabilísticas são adotadas e o plano de negócios é exigido com a finalidade de assegurar os níveis de investimento em seus sistemas antigos, evitando aumentos inesperados no investimento de capital. A prioridade de investimentos deve se basear na importância sistêmica e as condições dos componentes. Uma visão da experiência internacional de países selecionados: Reino Unido, Austrália, Canadá e Portugal é oferecida neste artigo.

4.1 Visão Internacional - Reino Unido

A OFGEM (Agência Reguladora de Eletricidade do Reino Unido) implantou o modelo RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*). O modelo RIIO estabelece metas de produção anual que os *Transmission Owner's* (TO) devem cumprir em três áreas: (1) confiabilidade do serviço; (2) satisfação das partes interessadas e do cliente; e (3) impacto ambiental [6]. Para que isso aconteça, os TOs devem apresentar projetos de investimentos à OFGEM na forma de planos de negócios detalhando como pretendem atender a RIIO. Após aprovados, os resultados dos projetos são monitorados pelo *Network Output Measures* (NOMs) que avalia a eficiência e a eficácia dos investimentos que estão sendo feitos pelos TOs. Entre os indicadores monitorados no NOM e metas estabelecidas no RIIO, estão os planos de aumento da vida útil dos ativos, conforme figura 2.

Para atingir as metas de aumento da vida útil, a projeção leva em consideração a deterioração dos ativos e quaisquer intervenções que terão o efeito de melhorar o índice de saúde dos ativos (AHI - *Asset Health Index*). Essas intervenções são acordadas com a OFGEM.

Os ativos são monitorados com relação a sua probabilidade de falha e o impacto no sistema. Com isso, são determinados os ativos que precisam ser priorizados em manutenção e modernização. São estipulados “momentos ótimos” para a realização da manutenção, modernização ou substituição.

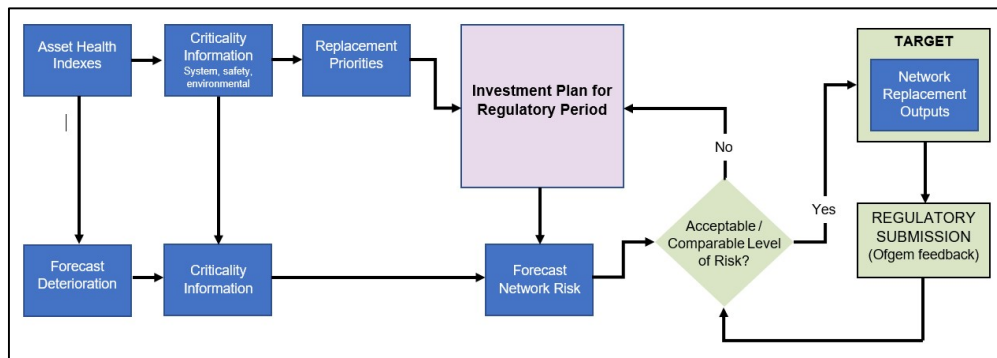


Figura 2- Métricas de desempenho da rede elétrica (Fonte [6])

A remuneração de um ativo existente, que teve sua vida útil prorrogada por meio de modernização, é aprovada se demonstrado que reduz o risco de falha do sistema e apresenta um custo menor do que um ativo novo. O responsável por apresentar o plano de negócios é o concessionário de transmissão.

4.2 Visão Internacional - Australia

A Austrália adota o modelo chamado de DORC (Depreciated Optimized Replacement Cost). Esse modelo é baseado em incentivos para que a substituição dos ativos ocorra com base na condição de risco que esse impõe ao sistema e não com a idade. Desse modo, os incentivos regulatórios são direcionados para que o autorizado de transmissão seja o mais eficiente possível e prolongue a vida útil do ativo mantendo-o confiável.

A figura 5 apresenta o percentual de ativos no sistema de transmissão australiano que estão operando em tempo superior à expectativa típica de vida do ativo em cada uma das empresas de transmissão segregado por alguns componentes. Em outras palavras, o incentivo regulatório está funcionando.

Por sua vez, na figura 6 é ilustrado o perfil da idade operativa de componentes da transmissão australiana, e é fácil perceber que um parcela significativa de seus ativos de transmissão em operação se encontrará no ano de 2023 com vida útil superior a vida econômica pela regulação australiana (55 anos). Uma parcela significativa dos investimentos será dedicada a modernização destes componentes.

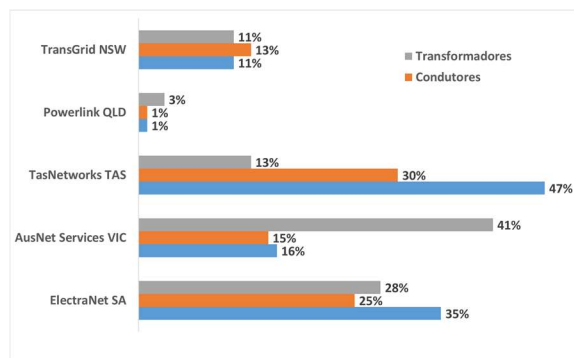


Figura 5 – Percentual de ativos vida econômica > vida útil típica (Fonte [7])

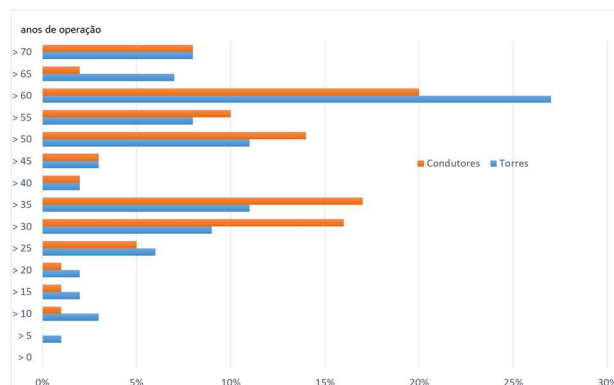


Figura 6 – Percentual de ativos vida econômica > vida útil típica em 2023 Fonte: [8]

4.3 Visão Internacional - Canadá

A Ontario Energy Board (OEB) bem como outros entes de regulação canadenses estão atualmente discutindo políticas para estender o horizonte de planejamento feitos pelos agentes proprietários de ativos de transmissão. O objetivo é antecipar o diagnóstico da substituição de ativos de transmissão, que atualmente é feito com 3 a 5 anos de antecedência, para pelo menos entre 5 e 10 anos de antecedência. Está em discussão a elaboração de um conjunto de critérios para a triagem das necessidades de substituição de ativos de transmissão. Cada agente de transmissão tem que identificar e informar para a OEB os ativos que se enquadram no chamado “*short list*”, ou seja, os ativos de transmissão que devem ser substituídos tendo em vista análise com base em critérios, tais como nível de stress operativo, histórico de falha, criticalidade e obsolescência. O processo é simplificado na figura 7.

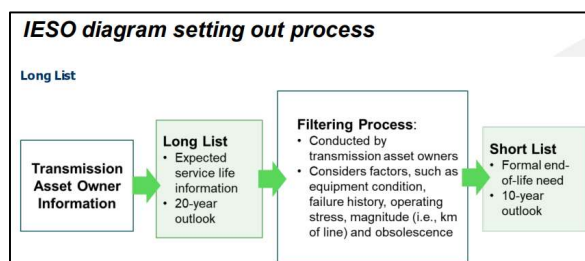


Figura 7 – Processo de avaliação dos ativos de transmissão (fonte [6])

Para ilustrar a importância que os programas de *Transmission Asset Extend End-of-Life* (EOL) vem alcançando no Canadá, o exemplo de Québec é uma referência onde US\$ 1,38 bilhões, ou seja, quase 40% do orçamento de investimentos realizados nos anos de 2018 e 2019 foram destinados em obras para estender a vida útil em linhas e subestações. A Northeast Power Coordinating Council (NPCC) possui um critério de avaliação para determinar os ativos de transmissão que poderão continuar operando além da vida útil. Os ativos que passam por melhorias e apresentam performance estável ou melhor recebem uma bonificação na receita como forma de estímulo ao concessionário para manter uma boa política de operação e manutenção. A título de exemplo de uma transmissora localizada em Ontario (área da NPCC), a Sioux Lookout Hydro Inc, no seu ciclo tarifário de 2018-2022 foi autorizado o investimento de cerca de US\$ 800 milhões para a extensão da vida útil de transformadores e linhas de transmissão.

O sistema de bonificação ocorre por meio do acréscimo entre 10% e 25% na receita da transmissora no período de extensão da vida útil dos ativos. Esse adicional de receita visa compensar o aumento no O&M dos ativos com a vida útil estendida costuma ter, e ao mesmo tempo, oferecer um ganho para empresa de transmissão. No entanto, cabe ressaltar que o mecanismo de incentivos para extensão da vida útil de ativos pode variar entre as províncias canadenses, pois a licitação dos projetos de transmissão é realizada pelas comissões de serviço público.

4.4 Visão Internacional - Portugal

Antes do ano de 2009, os ativos totalmente depreciados em exploração não eram remunerados. Desse modo, a regulamentação vigente incentivava o investimento na substituição, mesmo o equipamento estando operando bem.

Em 2009, Portugal implantou um incentivo denominado MEEFVU (Manutenção na Exploração de Equipamentos em Fim de Vida) com o objetivo de prolongar a vida operacional dos equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço.

Inicialmente, no ciclo regulatório 2009 a 2011, o MEEFVU era aplicável somente às linhas de transmissão e transformadores e a remuneração era definida com base no valor de 50% da última receita antes da amortização do ativo. Posteriormente, no período regulatório de 2015-2017, o MEEFVU passou a incluir os equipamentos de comando e proteção e o parâmetro foi alterado de 50% para 85%. Ou seja, a remuneração desses ativos passou a ser o equivalente ao valor de 85% da última remuneração antes amortização a partir do ciclo 2015-2017.

A análise de custo-benefício de participar do MEEFVU é feita pela transmissora. A quantidade de anos da extensão da vida útil dependerá das condições atuais do ativo e dos investimentos realizados. A análise de alguns projetos apresentados à ERSE (agência reguladora portuguesa) indica que as intervenções podem estender a vida útil entre 10 até 30 anos adicionais dependendo do ativo. A empresa de transmissão faz a análise econômico-financeira se a receita advinda dos 85% do último valor da base de remuneração do ativo é atrativo, vis a vis aos investimentos necessários para promover as melhorias para estender a vida útil do ativo.

Tabela 2 – Projeto de ampliação da vida útil de Vermoin (fonte [11])

Vida Econômica	10 anos
Planejamento e execução	2,5 anos de execução: projeto eletrotécnico, compra, fabricação, ensaios e comissionamento
Lista de equipamentos/ componentes adquiridos	Sistemas de proteção e unidades de comando
Principais funcionalidades	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Implementação de regimes especiais de exploração por telecomando ✓ Alteração remota das parametrizações nos sistemas de comando e proteção (SCP) ✓ Discriminação das sinalizações resultantes de anomalias nos equipamentos ✓ Capacidade de telecomando sequencial dos painéis ✓ Modernização de equipamentos ✓ Interoperabilidade com outros sistemas ✓ Novas funcionalidades

A tabela 2 ilustra o caso do projeto na subestação de Vermoin da REN, buscando ampliar a sua vida útil em 10 anos [11]. O projeto tem como objetivo a reconstrução, renovação e modernização de Sistemas de Comando, Controle e Proteções e surge da necessidade de substituição de equipamento obsoleto, dada a ausência de peças de reserva, a falta de know-how técnico interno e externo (fornecedores) para resolução de problemas e limitações tecnológicas dos equipamentos.

De posse da análise apresentada pela REN a ERSE pode julgar a pertinência do projeto no âmbito do MEEFVU. Na tabela 3 se encontra uma análise financeira e de sensibilidade e, na tabela 4, uma análise de custo-benefício qualitativa do projeto de remodelação dos sistemas de comando e proteção de Vermoin.

Tabela 3 – Avaliação econômico-financeira de ampliação da vida útil de Vermoin (fonte [11])

Cenário	Premissas		VAL	TIR
	Investimento	RoR		
Base	3 M€	7,15	0,29 M€	9,4%
Alternativo		8,15	0,27 M€	10,4%
		6.15	0,31 M€	8,4%

Na tabela 3 onde se apresenta o RoR (rate of return) é comparável ao WACC regulatório no Brasil, o VAL é comparável com a RAP e TIR é taxa de retorno do acionista. De forma objetiva, o projeto pode ser avaliado com uma análise quantitativa e qualitativa e se enquadrar no âmbito do MEEFVU.

Tabela 4 – Custo-Benefício Qualitativo da Modernização de Vermoin (fonte [11])

Qualidade do serviço		Eficiência operacional		Competitividade e segurança do abastecimento		Política energética	
Continuidade do serviço	7	Custos de O&M	7	Redução do congestionamento	5	Redução de emissões de CO ₂	5
Qualidade da onda	8	Monitorização do funcionamento dos equipamentos	8	Aumento da capacidade de transmissão	5	Impacto ambiental	5
Duração e frequência das interrupções	8	Tempo de operação/resposta/trabalho	8	Aumento das interligações	5	Integração de produção renovável	5
Capacidade de resposta a picos de carga	5	Perdas no transporte	5	Expansão a zonas rurais	5		
				Ligação de novas centrais	5		
				Capacidade de reserva	5		
				Flexibilidade do sistema	6		
	7		7		5,1		5

3.0 AVANÇOS ESPERADOS NA REGULAÇÃO

As redes de transmissão estão num processo natural de “envelhecimento”, que atinge um conjunto grande de seus ativos, dado a atual amplitude do seu grau de atendimento do mercado [12]. O conjunto de ativos mais antigos em operação já superam em muito as expansões e os ativos mais novos, e com isso o volume de OPEX já é expressivo frente ao CAPEX nas concessionárias, e sua importância para o negócio está tomando proporções cada vez maiores. A modernização é necessária, no entanto o volume de investimentos é expressivo e a alternativa mundial tem sido uma “gestão de ativos” mais atuante e proativa.

A regulação deveria reconhecer positivamente a incorporação de uma “gestão de ativos” moderna nas concessionárias, que incorpore com uma análise de riscos criteriosa, e ao mesmo tempo considere este avanço nas revisões tarifárias. Uma regulação moderna neste contexto deve realizar uma supervisão muito bem qualificada de indicadores da gestão de ativos nas concessionárias. Uma regulação por metas é bem mais aplicável do que um processo fiscalizatório mais intenso, que além de apresentar as frustrações recorrentes na captura de anomalias, possui uma logística não trivial. A garantia de uma receita adequada para os concessionários de transmissão com garantia de segurança no atendimento para o consumidor garante um equilíbrio tarifário justo e adequado

É evidente que num sistema de transmissão em plena situação de “envelhecimento”, a abordagem mais racional para o regulador, em nome dos consumidores, é a utilização da “vida útil econômica” dos ativos da figura 1. No entanto um avanço esperado é uma forma estruturada e organizada, com base nas melhores práticas de “gestão de ativos”, para que o regulador possa progredir numa postura mais racional de remuneração para os ativos em fim de vida útil, ponderando corretamente OPEX e CAPEX. Para tal é necessária uma gestão progressista dos ativos existentes com balanço adequado de PMSO & Investimentos, que envolva a ANEEL e as concessionárias.

Determinação da vida econômica ótima dos ativos de transmissão deve aplicar uma gestão de ativos que avalie a melhor composição de planos de O&M, manutenção preventiva, melhorias no ativo e modernização com trocas. A regulação deve emular as condições de mercado, buscando-se as condições ótimas de operação e expansão com a modelagem da vida econômica com base numa gestão de ativos apropriada, que premie as concessionárias com o alongamento da vida útil dos ativos sem prejuízo da performance do sistema ao mesmo tempo que reconheça a necessidade de melhorias e/ou modernização.

3.1 Regulação - Foco no Problema

O verdadeiro problema das concessionárias é a “vida útil regulatória”, uma vez que existe uma parcela grande dos ativos totalmente depreciados em serviço em relação a toda a base de ativos. Essa situação traz riscos adicionais para as concessionárias, como penalidades por indisponibilidade, sem uma remuneração adequada. Portanto, é compreensível que um aprimoramento da regulamentação deva ser desenvolvido no Brasil. Os alvos são, em resumo, duas rotas:

- Substituição de equipamentos ao final da “vida útil econômica” ou “vida útil física”;
- Soluções para estender a operação de equipamentos em final de “vida útil regulatória” proporcionando uma remuneração adequada às concessionárias.

A substituição de ativos na rede de transmissão existente segue procedimentos complexos até a aprovação dos projetos, onde o ONS, EPE e MME tem papel importante. O fato é há muitas etapas em diferentes instituições, o que

implica uma longa duração até a aprovação. Este pode ser um dos motivos para acumular um grande conjunto de obras de transmissão a ser avaliado. O processo começa com as concessionárias de transmissão solicitando com 4 a 5 anos de antecedência a avaliação da EPE e ONS.

O conhecimento das condições dos equipamentos é dominado pelas concessionárias e os procedimentos atuais não utilizam essa expertise para simplificar, facilitar e obter maior robustez nas substituições. Por outro lado, o regulador em conjunto com o ONS, a EPE e MME devem avaliar melhorias no negócio principal das concessionárias, o que leva mais tempo.

Apesar dessas barreiras, o problema do “envelhecimento” da rede existente deve ser enfrentado e resolvido pelo regulador em conjunto com as concessionárias. Os procedimentos são muito extensos e não tão claros e objetivos para as concessionárias e instituições de financiamento.

O atual regulamento de substituição e modernização com base no “custo do serviço”, suportado na remuneração patrimonial líquida, inclui uma imperfeição material: (i) não promove a manutenção em funcionamento de bens totalmente depreciados; (ii) independentemente da sua condição operacional incentiva o investimento em novos ativos, mesmo quando desnecessário. Por outro lado, a regulação por incentivo neste contexto dissemina melhores sinais: (i) modela o contexto decisório das concessionárias; (ii) induz a busca de novos pontos convenientes de racionalidade econômica, do ponto de vista das concessionárias.

Claramente, a regulação precisa de uma forma estruturada e organizada, baseada nas melhores práticas de “gestão de ativos” realizadas pelas concessionárias. Nessa nova abordagem, as concessionárias farão a avaliação de um “plano de negócios” para modernização da rede elétrica, com base nos procedimentos aprovados de “gestão de ativos” e apresentarão para as mesmas instituições (ONS, EPE e MME) para avaliação e ao final ANEEL estaria apta para aprovar com metas o plano. Assim, o regulador pode avançar em uma abordagem mais racional de remuneração dos ativos, ponderando adequadamente OPEX e CAPEX da rede existente em final de vida útil.

Portanto, é melhor mudar para uma rota regulatória mais “progressista” como aplicado em outros mercados. Esta rota proporcionará um planejamento melhor para as concessionárias de transmissão, EPE, ONS, ANEEL e usuários finais, que vão obter ao mesmo tempo os procedimentos para decidir sobre “executar, reparar, reformar e substituir” e tornar a regulamentação mais rápida e econômica, ao invés dos caminhos complicados dos dias de hoje. Esta rota implica numa revisão da regulação vigente, e algumas sugestões são dadas neste trabalho:

- i. As concessionárias de transmissão devem ser responsáveis pelo “plano de negócios” dos ativos em final de vida útil a ser apresentado periodicamente ao ONS, EPE, MME e à ANEEL;
- ii. A construção deste “plano de negócios” deve seguir procedimentos de “gestão de ativos” de forma a ser clara e auditável para todas as instituições;
- iii. O regulamento irá aprovar o “plano de negócios” apresentado pelas concessionárias em cada ciclo de revisão (a cada 4 ou 5 anos) até o próximo ciclo e ao mesmo tempo irá monitorar a consolidação real do último plano aprovado no ciclo passado em termos de execução e resultados para o sistema;
- iv. Os incentivos regulatórios para que as concessionárias de transmissão forneçam o melhor “plano de negócios” para a ANEEL e o ONS devem se basear na sinalização certa para motivá-los a prolongar a vida útil de seus ativos, como o “MEEFVU” aplicado em Portugal.

A ideia por trás da revisão da regulamentação atual é criar uma abordagem mais aprimorada, obtendo claros benefícios da experiência das concessionárias de transmissão com seus equipamentos e incentivá-las a gerenciar melhor seus ativos e receitas esperadas. Claramente, esta sugestão é uma mudança real nos procedimentos, e deve haver uma transição para obter os melhores resultados. O início do processo deve resolver com racionalidade o conjunto cumulativo atual de equipamentos em fim de vida útil.

6.0 CONCLUSÕES

O presente artigo abordou como a regulação brasileira está endereçando o tema da reposição dos ativos de transmissão totalmente depreciados pelas concessionárias de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). O fato é que um grande conjunto cumulativo de projetos com potencial de modernização já existe e é resultado de um impasse na regulação da transmissão.

A ANEEL deve aprovar as intervenções e orçamentos apresentados pelas concessionárias antes do início das obras e o incremento da receita com incremento na RAP. As aprovações da ANEEL vêm sendo adiadas de forma recorrente, visto que o processo não é fácil. Claramente, esta situação desafiadora deve ser resolvida; caso contrário, uma degradação da qualidade do SIN colocaria em risco a segurança do sistema e se tornaria uma crise real para o ONS. A questão da qualidade da rede existente é um problema global, mesmo em países com um mercado mais maduro; portanto, diferentes soluções foram aplicadas.

O presente artigo também explorou como Reino Unido, Austrália, Canadá e Portugal estão tratando o tema da reposição dos ativos totalmente depreciados pelas concessionárias de transmissão. Todas essas experiências internacionais trazem contribuições relevantes para a discussão ora em curso no Brasil e sinalizam a necessidade um procedimento regulatório formal com base numa análise das concessionárias dos seus ativos em fim de vida útil.

Geralmente, as soluções têm sido aplicadas uma alternativa de "gestão de ativos" mais proativa. O debate útil para a regulação é reconhecer positivamente a incorporação de uma moderna "gestão de ativos" proporcionada pelas concessionárias, incorporando com uma análise criteriosa dos riscos, considerando o andamento das revisões tarifárias.

Uma regulamentação moderna neste contexto deve conter indicadores de supervisão muito bem qualificados da gestão de ativos nas concessionárias. A regulação por metas é mais eficaz do que o intenso processo de monitoramento atual, além de apresentar a frustração recorrente na captura de anomalias; possui uma logística não trivial (pessoal e despesas). A garantia de receita adequada para as concessionárias de transmissão manterá a qualidade do serviço e a segurança do sistema para o consumidor, considerando uma tarifa justa com um equilíbrio adequado de custos e benefícios.

7.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 1/2021-SRT/SRM/SGT/SCT/SFE/SFF/ANEEL
- [2] S. TRENTO; B.R. SANTOS; W.E.G. ABREU; "ATIVOS DEPRECIADOS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA"; XXIV SNPTEE ; REVISTA ELETROEVOLUÇÃO 94; MARÇO 2019.
- [3] CIGRÉ WG C1.1 – "ASSET MANAGEMENT OF TRANSMISSION SYSTEMS AND ASSOCIATED CIGRÉ ACTIVITIES" – 2006
- [4] CIGRÉ WG C1.16 – "TRANSMISSION ASSET RISK MANAGEMENT" – 2010.
- [5] D. KOMLJENOVIC - IREQ/HYDRO-QUÉBEC; "ASSET MANAGEMENT AND ITS IMPORTANCE FOR ELECTRICAL POWER UTILITIES" - 2019 CIGRÉ CANADA CONFERENCE.
- [6] NATIONAL GRID; "ELECTRICITY TRANSMISSION NETWORK OUTPUT MEASURES METHODOLOGY, 2016.
- [7] ELECTRANET; "PRELIMINARY REVENUE PROPOSAL 2019 – 2023"; SEPTEMBER 2016.
- [8] AER; "PRELIMINARY REVENUE PROPOSAL 2019 – 2023"; NOVEMBER 2016.
- [9] ONTARIO ENERGY BOARD; "REGIONAL PLANNING PROCESS REVIEW CONSULTATION"; MARCH 2021.
- [10] NATIONAL ENERGY RELIABILITY COUNCIL – NREC; "RELIABILITY ISSUES STEERING COMMITTEE REPORT ON RESILIENCE"; NOVEMBER 2018.
- [11] H. CARVALHO; "METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO PARA INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS ENERGÉTICAS"; FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO; FEVEREIRO 2015.
- [12] ENTIDADE REGULADORA DO SETOR ENERGÉTICO (ERSE); "PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2015 A 2017"; DEZEMBRO 2014.
- [12] F. ARTEIRO (ONS) - "INVESTIMENTO PARA SUBSTITUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS EM FIM DE VIDA", 1º SEMINÁRIO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SINTRE, BRASÍLIA CIGRÉ BRASIL 2019.

DADOS BIOGRÁFICOS



Gerente Regulatório na Thymos Energia 24 anos de experiência no setor elétrico brasileiro Consultor Gerente de Regulação na Thymos, desde junho de 2020. Trabalha no setor elétrico há 25 anos em empresas como Elera, Queiroz Galvão Comercializadora, Vale, Furnas, Light e Enel RJ. Mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas, Pós-graduação em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF - Universidade Federal Fluminense, diversos cursos de extensão nas áreas de Operação de Sistemas Elétricos, Market Design, Regulação Econômica e Finanças pela UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, PUC Rio e FGV.

(2) JOÃO CARLOS MELLO

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação na discussão do Setor Elétrico Brasileiro nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL, sendo responsável na ASMAE pela área de preços de mercado, coordenando projetos visando à implantação da CCEE.

(3) LUCAS NUNES CECETTO

Formado em Engenharia de Produção Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2019) e Mestrando em Sistemas de Energia Elétrica pela mesma Universidade, vinculado ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan-UFSC). Tem se dedicado a estudos relacionados ao planejamento energético, regulação de mercados de energia, desenho de mercados de energia elétrica, confiabilidade de sistemas elétricos e gerenciamento de riscos em comercialização de energia. Atua no Setor Elétrico Brasileiro desde 2017, com

passagens pela Statkraft, Norus e Thymos Energia.

(4) VITOR LUIZ CARVALHAL

Pós-graduando em Inteligência Artificial e Machine Learning, graduado em engenharia elétrica e técnico em eletrônica, experiência em telemetria aeroespacial, na área de medição da EDP Distribuição São Paulo e com regulação do setor elétrico brasileiro. Atualmente o analista de negócios da Thymos Energia responsável pela auditoria de sistemas do CLIQ CCEE. Profissionalmente reconhecido pela dedicação e pelo rápido aprendizado. Excelente capacidade de análise, escrita, raciocínio e habilidades com sistemas de tecnologia.

(5) VITOR AUGUSTO DE CAMPOS

Graduado em Engenharia Elétrica pela UFSCar. Com experiência em regulação do setor elétrico, já atuou em associações e empresa eletrointensiva do setor. Atualmente é analista regulatório na Thymos Energia.

(6) LUIZ FERNANDO MONTEIRO

Formado no Bacharelado em Ciência e Tecnologia na Universidade Federal do ABC, atualmente cursa o último ano de Engenharia de Energia na mesma instituição. Foi aluno visitante do curso de Electrical Engineering da Arizona State University e participou de pesquisa de curta duração na Illinois Institute of Technology.

(7) JULIA PELLIZZON PIMENTEL. É graduanda em Engenharia Elétrica pela Unesp. Já atuou no setor fotovoltaico e atualmente é estagiária do setor regulatório na Thymos Energia.