



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPL/31

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ATIVOS DEPRECIADOS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Saulo Trento (\*)  
CTEEP**

**Benedito Roberto dos Santos  
CTEEP**

**Weberson Eduardo Guioto Abreu  
CTEEP**

**RESUMO**

Após diferenciar os conceitos de vida útil física, vida útil econômica e vida útil regulatória, este artigo aborda primeiramente o marco regulatório atual que rege os ativos depreciados ou em fim de vida útil, evidenciando o papel importante das melhorias e reforços. Em seguida é destacada a importância crescente do tema através do estudo de caso da CTEEP, em que se demonstra que o ritmo atual de investimentos para renovação de ativos é, no longo prazo, incompatível com as taxas de depreciação regulatórias, dado o volume de ativos nestas condições e o passivo existente. São discutidas por fim as estruturas de incentivos atuais, evidenciando oportunidades para melhorias no marco regulatório que poderiam favorecer a adoção de soluções inovadoras e mais eficientes para superar os desafios impostos pelos ativos depreciados de transmissão de energia elétrica no Brasil.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transmissão de Energia Elétrica, Gestão integral de ativos, Vida-útil regulatória, Regulação do Setor Elétrico

**1.0 - INTRODUÇÃO**

No contexto de setores regulados intensivos em capital e com longos períodos de amortização, como é o caso do setor de transmissão de energia, o tratamento de ativos antigos ganha cada vez mais importância com o tempo, já que é uma questão que naturalmente tende a estar menos clara no início das concessões, mas que se torna relevante com o envelhecimento do parque e o contexto de desaceleração da expansão. De fato, o tratamento regulatório destes ativos no contexto do setor de transmissão brasileiro já é de grande importância hoje, e a necessidade de ampliar o conhecimento do assunto e aprofundar a discussão a nível setorial, afim de tornar as regras mais claras e reduzir o risco dos agentes, já se apresenta com uma certa urgência, se quisermos garantir que as tomadas de decisão referentes a estes bens possam maximizar o bem comum, equilibrando adequadamente os interesses sociais, econômicos e ambientais da sociedade, das companhias envolvidas, de seus acionistas e dos governos.

Este trabalho foi baseado em um levantamento da evolução recente da regulação brasileira pertinente a ativos depreciados ou em fim de vida útil, e em dados da base de ativos da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), afim de colocar em evidência o desafio a ser enfrentado, não apenas pelas concessionárias mas pelo setor como um todo, no tocante a renovação de ativos antigos. O tratamento dado por concessionárias de distribuição a ativos depreciados também é abordado, para fins de comparação.

(\*) CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista  
Centro de Operação, Alameda Cesp S/Nº – CEP 13212-437 Jundiaí, SP, Brasil.  
Tel: (+55 11) 4589-6548 – Email: saulo.trento@polytechnique.edu

## 2.0 - CONCEITOS DE VIDA ÚTIL

Distinguiremos a seguir os diferentes conceitos de vida útil: vida útil física, vida útil econômica e vida útil regulatória. A vida útil física corresponde ao período de tempo desde o início de uso de um ativo até o momento em que ele não tenha mais condições de operar, seja devido a sua falha repentina, ou a uma deterioração gradual que a partir de um dado momento passe a comprometer a segurança ou o desempenho. Portanto, a vida útil física de um dado equipamento ou instalação não é conhecida no momento de sua imobilização, e muito menos no momento da decisão de se realizar o investimento. Embora exista uma expectativa de projeto, o equipamento pode vir a falhar antes de atingir essa expectativa (possivelmente até muito antes), ou pode vir a continuar em operação depois (talvez até muito tempo depois). A possibilidade de o equipamento falhar antes ou durar mais está relacionada tanto a fatores aleatórios quanto a fatores que estão sob gerência do fabricante, do construtor, ou do operador-mantenedor do ativo.

A vida útil econômica é o período desde o início de uso de um ativo até que ocorra o primeiro dentre os fatos seguintes: 1) o ativo atinge o fim de sua vida útil física, portanto é retirado de operação; 2) o ativo é retirado de operação antes do fim de sua vida útil física, porque não é mais necessário ou porque é substituído dando lugar a outro de maior capacidade; ou 3) o custo de operação e manutenção e/ou o risco de falha do ativo se tornam tão elevados que seria economicamente viável substituí-lo por um ativo novo, que teria custo de O&M e/ou risco significativamente menores.

Note-se que dentre esses critérios, apenas nos dois primeiros o fim da vida útil econômica coincide com a desmobilização do ativo; no terceiro caso o fim da vida útil econômica indica que seria preferível fazer a substituição, porém essa oportunidade precisa ser primeiro identificada, e em seguida é preciso que a decisão de substituir seja tomada (e aprovada pelo regulador, dependendo do caso).

A vida útil econômica é portanto o período de tempo durante o qual um ativo participa da operação do sistema a um mínimo custo. O fim da vida útil econômica corresponde ao momento ideal para proceder à substituição do ativo, otimizando dessa forma a alocação de recursos econômicos [1]. A quem caberão os benefícios dessa alocação ótima dependerá dos mecanismos de regulação, mas a longo prazo os ganhos tendem a beneficiar todos, inclusive os consumidores.

Por fim, adotaremos o conceito de vida útil regulatória como sendo o período de tempo definido pelo regulador ao longo do qual acontece a remuneração do capital investido em um ativo. Esta pode ser chamada também de vida útil contábil, e no Brasil é definida pelo regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através das taxas de depreciação, na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico [2].

## 3.0 - ATIVOS DEPRECIADOS NO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO

### 3.1 Melhorias e Reforços

As concessões de transmissão no Brasil são do tipo BOT (Built Operate and Transfer) e seguem a metodologia de planejamento centralizado (feito pela EPE) e posterior licitação dos projetos em lotes, criando um processo concorrencial que visa obter construção e operação a um mínimo custo para os usuários. Entretanto, é impossível garantir condições de concorrência ideais em alguns tipos de projetos, como por exemplo a substituição de um transformador antigo que já é de outra concessão, ou a instalação de um novo equipamento dentro de uma subestação já existente. Nesses tipos de projeto a assimetria de informações é muito grande. Diante disso, há dois tipos de investimentos na rede de transmissão que são feitos mediante autorização da ANEEL, e que portanto não passam pelo processo de licitação concorrencial: os reforços e as melhorias.

A conceituação de reforços e melhorias é dada pela Resolução Normativa (REN) 643/2014 da ANEEL, que modificou a REN 443/2011.

Os investimentos assim classificados recebem remuneração do capital com base em um banco de preços referencial, ao qual se aplica uma taxa de remuneração de capital regulatória, definida no contrato e revisada a cada ciclo de revisão de 5 anos com base em índices definidos no contrato de concessão.

No final de 2014, importantes modificações foram introduzidas pela resolução 643, atendendo a uma demanda das transmissoras que se seguiu a Medida Provisória 579/2012, convertida na lei 12.783/2013. Com a redução das receitas das empresas, e conseqüentemente de sua capacidade de investimento, as alterações da 643 buscaram assegurar o reconhecimento na RAP dos custos desses investimentos.

Com isso, pode-se interpretar que a implementação de melhorias tinha um tratamento praticamente indistinguível de custos de manutenção para o regulador, embora seja um investimento. Somente os reforços, caracterizados por aumento da capacidade ou confiabilidade, ou conexão de usuários, é que tinham reconhecimento de receita (pré- ou pós-determinada, dependendo do tipo).

Pode-se imaginar que a linha de interpretação da antiga 443 para as melhorias esteja fundamentada na obrigação contratual da concessão de manter serviço adequado, e no raciocínio de que justamente a decisão para um ativo antigo entre reformar, substituir ou simplesmente intensificar o plano de manutenção e aumentar o monitoramento, deve ser uma decisão tomada pela concessionária, que é quem melhor conhece o ativo, independentemente da diferença entre sua vida útil regulatória e o tempo que está efetivamente em operação. A responsabilidade e assunção dos riscos relacionados a decisão de seguir operando ou substituir um ativo antigo recaía sobre a concessionária, que tenderia portanto naturalmente a tomar a decisão mais econômica, visto que é ela quem está melhor posicionada para conhecer a real situação de seus ativos, seus riscos e custos.

Evidentemente que se no "custo de manutenção" da empresa estiver, do ponto de vista da regulação, incorporado o custo da necessidade de substituí-lo ao final de sua vida útil econômica afim de manter um serviço adequado -- o que poderá ocorrer antes ou depois do fim da vida útil regulatória, pois dependerá de uma avaliação de cada ativo individualmente afim de otimizar os custos -- então é fundamental para o equilíbrio econômico-financeiro que haja uma receita compatível com essa obrigação. O valor de 2% do CAPEX tipicamente estimado pela ANEEL para balizar os custos de O&M nos certames é claramente insuficiente, pois seria necessária uma vida útil de 50 anos, isso assumindo custos nulos de manutenção. As vidas úteis regulatórias, que podem ser entendidas como uma estimativa da média da vida útil física, não ultrapassam 40 anos, e são em geral bem menores.

Como resultado, embora a idéia da antiga 443 de deixar para a concessionária a decisão de como tratar ativos antigos evoque uma situação de ótimo econômico, maximizando o benefício a todas as partes ao incentivar a substituição precisamente no fim da vida útil econômica, acabou-se configurando a situação de que a implementação de melhorias era pouco atrativa para as empresas. Os incentivos de custo de manutenção e risco reduzidos não estavam sendo suficientes para motivar as empresas a modernizar seus ativos na velocidade necessária, sobretudo na era pós-MP 579. A chave para este paradoxo está na percepção, e precificação, do risco de falha do equipamento, ou seja, o risco de que ele atinja o fim de sua vida útil física enquanto estiver em operação, causando disrupção do serviço e podendo causar outros prejuízos para a concessionária. O problema é que partir de 2013, seja por efeito da conjuntura econômica do país, seja pela própria MP 579, o custo do capital se elevou, fazendo com que a opção de se mitigar este risco através de um investimento não reconhecido (reforma, substituição) ficasse ainda mais difícil de se viabilizar.

A Resolução 643/2014 veio procurar reequilibrar esta situação, ao reconhecer na receita os investimentos das melhorias. No caso de substituição de equipamentos primários (transformadores, compensação de reativos, linhas de transmissão), a obra passa a ter de ser autorizada previamente pelo MME, com definição prévia da receita. Outros casos fazem jus a receita definida no reajuste anual da RAP.

Com isso o regulador passa a ter de se preocupar mais especificamente com a distinção entre uma manutenção, que visa manter um equipamento em condições de operação adequadas, e uma reforma, que de certo ponto de vista tem essencialmente o mesmo objetivo. Assim, o parágrafo 13 do sumódulo 9.7 do PRORET (Melhorias e Reforços em Transmissoras) diz:

*“A parcela adicional de RAP associada a melhorias e reforços é calculada com base em parâmetros regulatórios e em custos-padrão. No caso de melhorias será avaliado se a receita atual já contempla a parcela associada ao empreendimento ou se há necessidade de estabelecimento de parcela adicional de receita.”*

Ao procurar resguardar os consumidores de abusos das concessionárias, que poderiam se ver tentadas a classificar custos de manutenção de ativos antigos como melhorias, a ANEEL trouxe uma componente adicional de insegurança a questão das melhorias: como investir se não houver garantia de que o investimento será reconhecido? Com uma receita balizada apenas por custos módicos de O&M, após a renovação das concessões, este é um risco muito caro para se assumir. Melhor será solicitar a substituição do equipamento, que pela nova resolução terá de ser previamente autorizada, e com definição prévia do adicional de RAP. Configura-se assim o estado atual da estrutura de incentivos tal como percebida pelas concessionárias: é preferível substituir um equipamento depreciado do que realizar investimentos que permitam mantê-lo por mais tempo em operação.

A tabela 1 resume a Resolução Normativa 443/2011, já incluindo as modificações introduzidas pela Resolução Normativa 643/2013.

Tabela 1: Quadros-resumo da resolução 443/2011, alterada pela 643/2013.

Art 2º <b>Melhoria:</b> instalação, substituição, reforma, adequação visando manter serviço adequado		
Inciso II - <b>Substituição</b> por Obsolescência, Fim de Vida Útil, Falta de Peças de Reposição, Desgaste Prematuro, Risco, etc.	Inciso I - Automação, <b>Reforma</b> , Modernização p/ reduzir indisponibilidade	Outras melhorias (fora Inciso I e II)

§1º Trafo, compensação de reativos, LT e relacionados: deve constar no PAR (ONS).	Outros (fora §1º)	§4º Se constar no PMI (ONS), será avaliado, e <b>eventual receita</b> definida na <b>reajuste</b> de RAP.
§2º Se estiver na consolidação de obras (MME) terá <b>receita pré-definida</b> em resolução.	§3º Se não constar no PAR, mas estiver no PMI, terá sua <b>receita definida na reajuste</b> de RAP.	

Art 3º <b>Reforço</b> : Em instalação existente, a instalação, substituição ou reforma de equipamentos, ou adequações da instalação, para aumento da capacidade, confiabilidade, vida útil ou conexão de usuários.		
Incisos destacados para este trabalho:		Demais incisos:
Inciso III - <b>Recapitação / Repotenciação</b> para aumentar capacidade	Inciso V - <b>Substituição</b> por superação da capacidade	I - Transformador novo II - Compensador de reativos novo IV- Adequar Módulo de entrada/ módulo geral VI- ECE VII- Observa-/ controlabilidade (oscilografia, etc) X- Obras para conexão de outros agentes
Inciso IX - <b>Soluções</b> p/ operar <b>instalação</b> além da vida útil regulatória	Inciso VIII - <b>Remanejamento</b>	
§1º Devem constar no PAR (exceto inciso X). §2º Se estiver na consolidação de obras (MME) terá <b>receita pré-definida</b> em resolução.	§1º Obras dos incisos IV a VIII devem constar em seção específica do PAR. §2º <b>Receita definida na reajuste</b> de RAP.	

### 3.2 Vida Útil Regulatória

O fato de a vida útil econômica de um dado ativo ser desconhecida a priori representa uma dificuldade para a regulação econômica da atividade de prestação de serviço público. Por isso é natural que o regulador procure se atualizar periodicamente quanto a vida útil regulatória, de modo que se mantenha o mais próximo possível da vida útil efetiva média, o que teoricamente minimizaria as distorções.

Nesse contexto, a vida útil regulatória de ativos no setor elétrico brasileiro passou por 5 revisões nas últimas duas décadas. A tabela 2 traz uma compilação da vida útil regulatória de alguns ativos de transmissão mais representativos ao longo desse período. A revisão mais significativa ocorreu em 2012, embasada em consulta a agentes, fabricantes e órgãos reguladores de outros países. Entretanto, na leitura de nota técnica percebe-se a grande dispersão nos dados, evocando o fato de que a determinação de um valor médio para a vida útil é uma tarefa difícil, e que seja qual for a média adotada será de se esperar sempre uma dispersão bastante grande em torno da mesma.

Tabela 2: Evolução da vida útil regulatória, em anos (seleção de alguns ativos mais ligados a Transmissão).

TIPO DE BEM	REN 002 1997 (¹)	REN 044 1999	REN 240 2006 (²)	REN 474 2012 (MCPSE R1)	REN 674 2015 (MCPSE R2)
Banco de Capacitores Série >= 69kV (²)	20	20	20	20	20
Banco de Capacitores Série < 69kV (²)	15	15	15	<b>20</b>	<b>15</b>
Barramento (rígido / flexível / conjunto de isoladores de pedestal)	30	<b>40</b>	40	40	40
Chave >= 69kV (Seccionadora / Fusível / Fusível Religadora / de Aterramento / Seccionalizador / Tandem / Interruptor sob carga) (²)	25	<b>30</b>	30	30	30
Chave < 69kV (idem) (²)		<b>15</b>	15	15	15
Compensador de Reativos Estático	27	<b>30</b>	30	30	30
Compensador de Reativos Síncrono	27	<b>30</b>	30	30	30
Condutor >= 69kV (²)	30	<b>40</b>	<b>40</b>	40	<b>37</b>
Condutor < 69kV (²)	20	20	<b>20</b>	20	<b>28</b>
Disjuntor >= 69kV (²)	25	<b>33</b>	<b>33</b>	33	33
Motor de Combustão Interna	15	15	15	15	<b>30</b>
Pára-Raios	20	<b>22</b>	22	22	<b>24</b>
Reator (ou Resistor)	26	<b>36</b>	36	36	36
Regulador de Tensão >= 69kV (²)	25	<b>29</b>	29	29	29
Regulador de Tensão < 69kV (²)	21	21	21	21	<b>23</b>
Sistema de Ar Comprimido	17	17	17	17	<b>26</b>
Sistema de Aterramento	30	<b>40</b>	40	40	<b>33</b>

Sistema de Comunicação e Proteção Carrier	20	20	20	20	20
Sistema de Proteção, Medição e Automação				<b>33</b>	<b>15</b>
Sistema de Radiocomunicação (Estação VHF/UHF/Microondas/Fibra ótica)	14	14	14	14	<b>15</b>
Subestação SF6	28	<b>50</b>	50	50	<b>40</b>
Transformador de Aterramento	30	<b>50</b>	50	50	<b>30</b>
Transformador de Força	30	<b>40</b>	40	40	<b>35</b>
Transformador de Corrente >= 69kV	25	<b>33</b>	33	33	<b>30</b>
Transformador de Potencial >= 69kV	25	<b>33</b>	33	33	<b>30</b>
Transformador de Potencial Capacitivo	24	<b>33</b>	33	33	<b>30</b>
Transformador de Serviços Auxiliares	27	<b>30</b>	30	30	30
Urbanização e Benfeitorias (Muros, passeios, etc)	25	25	25	25	<b>30</b>
Veículos	5	5	5	5	<b>7</b>

Notas:

(<sup>1</sup>) A Resolução Normativa nº 2/1997 estabeleceria as taxas de depreciação que iriam valer a partir de 1º de janeiro de 1999; porém estas taxas não chegaram a ser usadas pois a resolução seguinte, nº 44/1999 que alterou a primeira determinou que as novas taxas é que deveriam valer a partir de 1º de janeiro de 1999.

(<sup>2</sup>) As diferenciações por nível de tensão (maior ou igual a 69kV ou menor que 69kV) foram introduzidas somente na resolução 240/2006; antes disso a diferenciação se dava entre "distribuição" e "transmissão". A resolução veio justamente corrigir esta distorção, visto que antes haviam, para equipamentos idênticos e em função idêntica, taxas de depreciação diferentes conforme o segmento a que a empresa pertencia. Na tabela foi feita uma simplificação para melhor exposição: somente para as colunas das REN 002 e REN 044 deve ser entendido ">= 69kV" como "transmissão" e "< 69kV" como "distribuição".

#### 4.0 - TAXAS DE DEPRECIAÇÃO REGULATÓRIA VERSUS RITMO EFETIVO DE INVESTIMENTOS: ESTUDO DE CASO CTEEP

Os dados utilizados na compilação das estatísticas e gráficos mostrados nesta seção foram obtidos do controle patrimonial da CTEEP, excluídos os ativos de suas subsidiárias. Para tornar a exposição mais clara e relevante, foram expurgados itens de menor interesse e agregados itens similares, resultando na base de ativos ilustrada na figura 1.

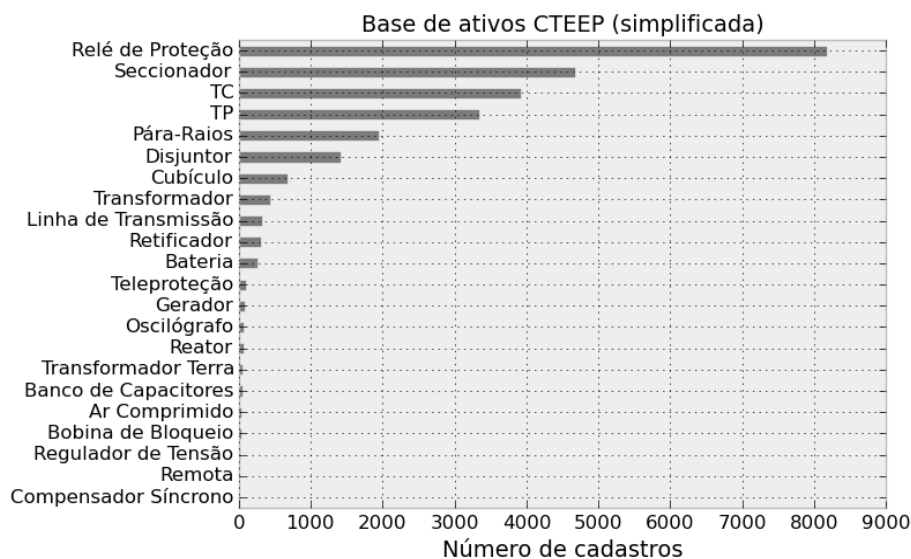


Figura 1: Base de ativos CTEEP: quantidade de registros por tipo. A simplificação refere-se a exclusão de tipos de unidade de cadastro de menor interesse e relevância, e ao agrupamento de tipos similares.

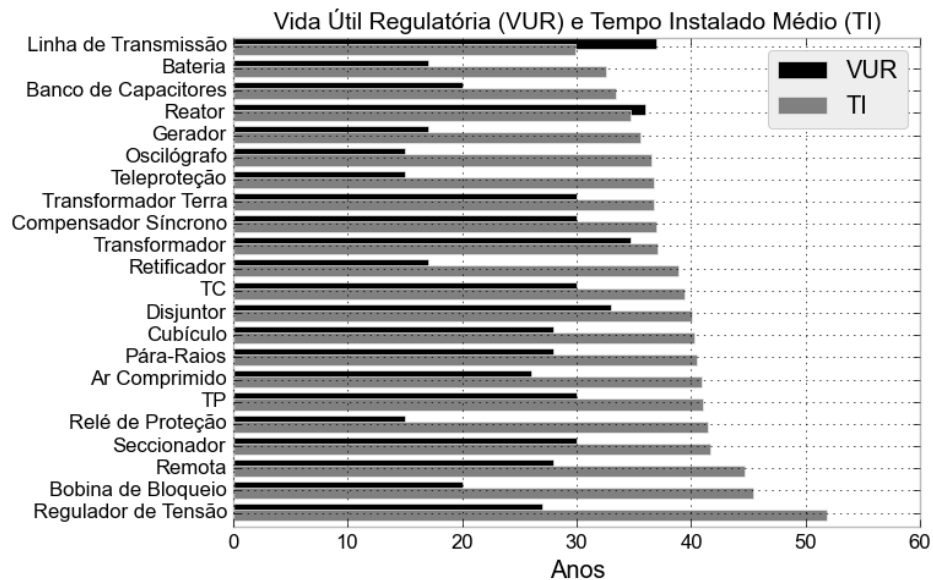


Figura 2: Considerando a média por tipo de equipamento, o tempo que os ativos da CTEEP estão instalados e em operação excede a vida útil regulatória para todos os tipos de equipamento sob análise, exceto para linhas de transmissão (cuja idade média é cerca de 30 anos e a vida útil regulatória é 37 anos) e para reatores (respectivamente 34,7 e 36 anos).

A vida útil regulatória de cada ativo foi confrontada com seu ano de entrada em operação, que subtraído do ano-base da análise (2016) resulta no tempo que cada ativo está instalado. A figura 2 apresenta os resultados médios por tipo de equipamento, evidenciando que o tempo que os ativos da CTEEP estão instalados e em operação excede a vida útil regulatória para todos os tipos de equipamento sob análise, exceto para linhas de transmissão (cuja idade média é cerca de 30 anos e a vida útil regulatória é 37 anos) e para reatores (respectivamente 34,7 e 36 anos).

Observando-se a figura 3.2 tem-se a impressão de os dados estarem invertidos, pois o que se verifica é que na maioria dos casos, o tempo instalado médio é superior à vida útil regulatória, que é supostamente a melhor estimativa que se tem para a vida útil econômica de cada tipo de ativo. Apenas no caso de linhas de transmissão e reatores é que a idade média dos ativos não atingiu a vida útil regulatória, mas está bastante próxima de atingir. Embora o espaço amostral não seja tão grande, e esteja limitado a uma única concessionária que tem suas operações concentradas geograficamente (no estado de São Paulo), este resultado sugere duas possibilidades:

- 1) A vida útil regulatória não é aderente a realidade, e atualmente subestima a vida útil econômica real dos ativos; e/ou
- 2) Os ativos da CTEEP (e, extrapolando-se, do setor como um todo) já atingiram o fim da vida útil econômica, e o fato de ainda continuarem em operação pode significar que estão incorrendo em um nível aumentado de custos de manutenção e de risco no sistema.

A figura 3 mostra um histograma dos equipamentos da CTEEP por ano de entrada em operação, o que permite visualizar o significativo desinvestimento ocorrido a partir da década de 1990. É importante relembra, contudo, que não estão contabilizados os ativos das subsidiárias da CTEEP, cujos investimentos se concentram nos anos mais recentes, a partir de 2007.

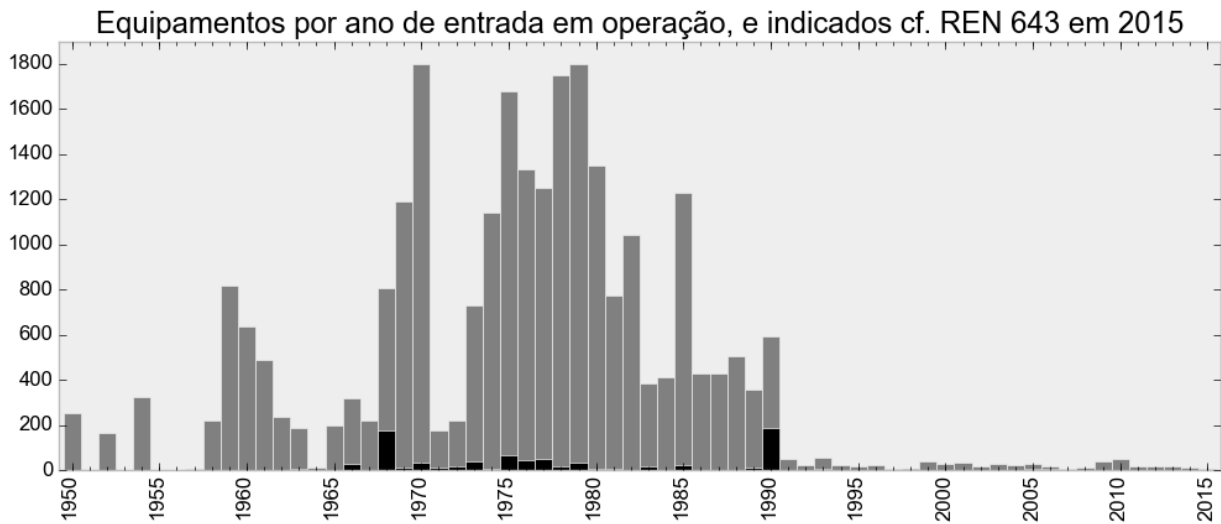


Figura 4: As barras cinzas indicam a quantidade de equipamentos em que entraram em operação em cada ano e que continuam em operação. Destes, as barras escuras representam aqueles que em 2015 foram indicados para substituição pela CTEEP, na lista anual determinada pela REN 643/2014.

O que a figura 4 mostra é que de um universo de 26016 equipamentos considerados, apenas 785 foram indicados para substituição, o que corresponde a uma taxa de renovação anual de 3,0%. Esta taxa deve ser comparada à taxa de depreciação média deste universo, que é de 4,5% fazendo a média por quantidades de equipamentos. Estimamos que em termos de montantes de investimento a taxa de renovação seria de 2,4%, a comparar com a taxa de depreciação média de 3,3%. Portanto, o nível de investimento anual representa apenas cerca de dois terços do que é necessário para a renovação dos ativos

## 5.0 - A ESTRUTURA DE INCENTIVOS ATUAL E O DESAFIO DOS ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

O principal risco associado a um ativo depreciado está ligado ao fato de que há, em geral, maior probabilidade de falha de um equipamento antigo, devido ao desgaste dos materiais, do que um equipamento no meio de sua vida útil. A falha de um ativo de transmissão se traduz em riscos de desconto na receita da concessionária (parcela variável por indisponibilidade, PVI), multas, cortes de energia, redução de confiabilidade do sistema, necessidade de redespacho e aumento do custo de geração, dano à imagem dos agentes do setor e, em casos extremos, caducidade da concessão por inadequação do serviço prestado.

Considerando que cabe a empresa transmissora indicar anualmente os ativos que ela julga ser necessário proceder a substituição, afim de manter a prestação de serviço adequado (resolução 643/2014), é razoável que os riscos de não fazê-lo lhe sejam sinalizados, como de fato ocorre através da regulação (PVI, multas) e do custo adicional incorrido quando há necessidade de uma manutenção corretiva ou substituição com urgência. No caso de ativos totalmente depreciados, que como vimos representam uma parcela muito significativa da base de ativos, existe uma tendência de risco aumentado, o que contribui na tomada de decisão da empresa no sentido de indicar a substituição do ativo, cujo investimento é reconhecido nos termos da resolução 643/2014.

A empresa tem a possibilidade portanto de passar de uma condição de receitas apenas de O&M, associadas a um ativo totalmente depreciado, em troca das quais ela deverá não apenas executar a operação e manutenção (em geral mais caras do que de um equipamento novo) mas também assumir um risco aumentado, pelo qual não há mais remuneração, para uma condição de RAP associada a um ativo novo, com custos de O&M que tendem a cair.

No caso de a concessionária indicar a substituição de um ativo depreciado e a mesma não ser aprovada pelo ONS ou pelo MME, a alocação de riscos não é muito clara. Deveria a empresa ser penalizada em caso de sinistro, mesmo após ter indicado a substituição? É concebível que em caso semelhante o ônus venha a recair, ainda que seja por via judicial, sobre os entes institucionais que não aprovaram a substituição. Sendo assim, é mais cômodo para o operador e para o ministério aceitarem o pleito da concessionária.

Praticamente não há, portanto, incentivo para manter em operação ativos depreciados que ainda estejam em plenas condições de contribuir para o sistema a um mínimo custo global. A grande quantidade de ativos depreciados ainda em operação (legados de marcos regulatórios passados) associados a níveis elevados de qualidade de serviço sugerem que há uma grande quantidade de ativos nessas condições.

Diferentemente da regulação aplicável as empresas de distribuição, onde a reforma de um equipamento é incentivada (desde que tenha sentido econômico) através do reconhecimento da receita total que seria associada a um ativo novo, independentemente do custo da reforma, no caso da transmissão não há este incentivo: o custo da reforma será, *talvez*, reconhecido a posteriori, no reajuste da RAP. Nos termos do parágrafo 4 do inciso I, artigo 2 da resolução 443/2011 revisada: “As melhorias (...) [inclui automação, *reforma* e modernização para reduzir indisponibilidade] que constarem no Plano de Modernização de Instalações, elaborado pelo ONS, serão *avaliadas* e a *eventual receita* estabelecida no reajuste anual de RAP *subsequente a sua entrada em operação comercial*.”

A hipótese de reforma é pouco explorada na regulação, trazendo incerteza quanto a forma como o investimento será reconhecido. O MCPSE sugere que o equipamento reformado seja tratado como se fosse um novo. Mas como assegurar-se de que a nova vida útil física do equipamento reformado terá sido estendida “como se fosse um novo”? E se tecnicamente este não for o caso, por exemplo, se a reforma ensejar uma extensão de apenas 5, ou 10, ou 15 anos de vida útil física projetada para um transformador (cuja vida útil regulatória seria de 35 anos), não há previsão regulatória para tal reforma, e não há portanto incentivo adequado para promover este tipo de intervenção, que corre o risco de ficar sem reconhecimento.

Nos anos por vir, diante das dificuldades técnicas, financeiras e até humanas para se substituir o enorme volume de ativos depreciados, aliados a crescente preocupação com questões ambientais, julgamos que será necessário elaborar e adotar novos mecanismos de regulação, que permitam melhor sinalizar, no setor de transmissão, a pertinência de adotar soluções técnicas mais simples (i.e. reforma), ou mais inovadoras (i.e. gestão integral de ativos, monitoramento online) que sejam capazes de conduzir aos mesmos resultados em termos de riscos, a um custo global menor. Sem uma estrutura de incentivos que permita as concessionárias, na condição de agentes promotores da inovação e eficiência, participarem dos potenciais ganhos econômicos, há poucas chances de que estas inovações e eficiência se acelerem.

## 6.0 - CONCLUSÃO

A realidade do setor e da CTEEP é de uma grande quantidade de ativos já depreciados, configurando uma expressiva demanda reprimida. Está claro que não seria possível substituir todos os ativos depreciados em um curto espaço de tempo, pela limitação técnica, operacional e financeira das empresas, o que resultaria também em maiores tarifas aos consumidores. Resta a alternativa de manter por tempo superior a vida útil regulatória os ativos já depreciados em condições seguras de operação, realizando quando for o caso reformas (investimentos) para assegurar a confiabilidade desses equipamentos. Essa alternativa permite impor maior agilidade no tratamento técnico, operacional e regulatório desses ativos com dispêndios financeiro menores. A substituição seria reservada apenas aos casos de esgotamento da vida útil econômica, onde devido ao nível de risco e custo a substituição se apresenta como alternativa mais viável. Tal postura apresenta-se também mais alinhada aos anseios de preservação ambiental, um dos grandes desafios do século.

As concessionárias diante da escolha entre substituir ou alongar a vida útil de seus ativos, na estrutura atual de incentivos, devem proceder com uma avaliação técnico-financeira para embasar sua tomada de decisão; entretanto, como não foi constatado incentivo ou contrapartida do órgão regulador para alongar a vida útil dos ativos, sendo os riscos assumidos pelas concessionárias, há uma tendência de que a decisão seja no sentido de substituição. Defendemos que existe fundamento sócio-econômico-ambiental para propor alterações nesta estrutura de incentivos regulatórios, no sentido de tornar mais atraente a alternativa de prolongamento de vida útil, seja através de reforma, que já é incentivada no caso de empresas de distribuição, ou através de outras soluções inovadoras.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MARISA ZAMPOLLI. Gestão de Ativos - Guia para aplicação da norma ABNT NBR ISO 55001. International Copper Association Latin America, 2015.
- (2) Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, revisão 2. Aneel, 11 de agosto de 2015.



## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Saulo Trento** (Cascavel-PR, 1987) é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo e mestre em Energias do Século XXI pela École Polytechnique da França desde 2011. MBA Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (2017). Trabalhou em projetos de pesquisa nos temas de mineração de dados aplicada ao setor elétrico no GEPEA, USP, e no tema de previsão de carga na RTE (Réseau de Transport d'Électricité), França. Atualmente é Engenheiro Pleno de Estudos de Operação e Proteção na CTEEP-Brasil.



**Benedito Roberto dos Santos** é Coordenador de Manutenção de Linhas de Transmissão na CTEEP.



**Weberson Eduardo Guioto Abreu** é Diretor de Projetos na CTEEP.