



## Audiência Pública 41/2017 – Melhorias de Pequeno Porte

*“Aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação ao tratamento dos investimentos em melhorias nos sistemas de transmissão existentes, nos termos da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011”*

### Contribuições ISA CTEEP

---

11 de outubro de 2018

# Índice

---

1	Considerações iniciais .....	6
1.1	Contexto .....	6
1.2	Histórico da Receita Anual Permitida associada às Melhorias e Reforços .....	7
2	Metodologia para cálculo do investimento .....	8
2.1	Necessidade de utilização das informações dos Ativos Totalmente Depreciados (ATD) como base para definição do montante de investimento .....	12
2.1.2	.Subsidiariamente: Utilização dos dados cadastrados no SGPMR .....	17
2.1.3	Subsidiariamente: Utilização parcial de dados históricos e adequação da metodologia .....	18
2.2	Ausência do JOA .....	21
3	Receita Anual Permitida .....	22
3.1.2	Divergências no cálculo da RAP .....	25
4	Regulação para as Concessões Licitadas .....	29
5	Bibliografia .....	30

## Lista de Tabelas

---

Tabela 1 – Perfil dos grupos de ativos para simulação do ATD.....	12
Tabela 2: Descrição das TUCs específicas de pequeno porte .....	15
Tabela 3: Valor anual de ATD ISA CTEEP .....	15
Tabela 4: Taxa média ponderada de depreciação UCs Melhorias de Pequeno Porte .....	23
Tabela 5: Cálculo da RAP CEEE-GT .....	26
Tabela 6: Cálculo da RAP ISA CTEEP .....	27
Tabela 7: Cálculo da RAP proposta ISA CTEEP.....	28
Tabela 8: Cálculo da RAP com a taxa de depreciação das TUCs de Melhoria de Pequeno Porte	29

## Lista de Equações

---

Equação 1 – Cálculo do Investimento .....	17
-------------------------------------------	----

## Lista de Gráficos

---

Gráfico 1 - Receita vs Custo de O&M em milhões .....	9
Gráfico 2 – Simulação de Investimento em Melhorias durante 30 anos de concessão .....	13

## 1 Considerações iniciais

### 1.1 Contexto

Este documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("ISA CTEEP") para aprimoramento da metodologia proposta no bojo da 3ª fase da Audiência Pública ANEEL nº 41/2017 ("AP nº 41/2017"), especificamente no que diz respeito ao tratamento dos investimentos em melhorias nos sistemas de transmissão existentes, nos termos da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, por meio da Nota Técnica nº 125-SRM/SCT/ANEEL ("NT nº 125/2018").

A aplicação de metodologias justas e coerentes com a realidade fática é fundamental para que haja, simultaneamente, modicidade tarifária e sustentabilidade das concessionárias de serviço público. Essa afirmativa, inclusive, se traduz na missão da ANEEL, qual seja "Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade".

A ANEEL, por meio da NT nº 125/2018, propõe nova metodologia para a definição da parcela adicional de RAP para a implementação de melhorias de pequeno porte.

Premissas relevantes para estas Contribuições são destacadas na NT nº 125/2018, tais como: (i) que as melhorias de pequeno porte correspondem a investimentos de elevada importância sistêmica; (ii) que para as concessionárias prorrogadas, como tratam-se de instalações mais antigas, *"a necessidade de investimentos para a manutenção da qualidade do serviço apresenta-se de forma mais premente"*; (iii) que *"ao contrário dos reforços, as melhorias de pequeno porte partem das necessidades das próprias concessionárias, conhecedoras de suas instalações"*.

Nesse contexto a ANEEL propõe que o reconhecimento tarifário dos investimentos em melhorias de pequeno porte seja estabelecido por meio de uma receita fixa definida no momento da revisão da RAP e válida para o ciclo subsequente, obtido por meio do histórico de investimentos em melhorias de pequeno porte do ciclo anterior. Para esta revisão a ANEEL afirma que *"as receitas vigentes para melhorias de pequeno porte foram calculadas, desde 2015, considerando o ciclo revisional de julho de 2013 a junho de 2018"*.

A definição de receita prévia para a execução das melhorias de pequeno porte caracteriza-se como uma evolução e um incentivo regulatório à execução de obras importantes de forma ágil e assertiva, garantindo assim um sistema moderno, seguro e confiável.

Ocorre que, conforme se demonstrará a seguir, há, oportunidades de aprimoramento na metodologia proposta pela ANEEL que se observadas, tornarão a essa metodologia mais aderente a condição dos ativos e a real necessidade de execução de melhorias.

## **1.2 Histórico da Receita Anual Permitida associada às Melhorias e Reforços**

Cinco anos após o marco legal que decidiu pela desverticalização de empresas do setor elétrico e estabeleceu a organização do setor em empresas de distribuição, transmissão e geração, entendeu-se pela necessidade de diferenciar, via normativo, os conceitos de reforços e melhorias. A diferenciação desses conceitos, além de permitir o adequado serviço de transmissão, também tinha por objetivo estabelecer regras sobre a necessidade de solicitação prévia de autorização para a execução de determinada obra, ou mesmo sobre a possibilidade de remuneração pelos investimentos nas obras necessárias.

Nesse contexto, em 23/05/2005 foi publicada a Resolução Normativa nº 158. Referida Resolução traz os conceitos de reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, estabelecendo a responsabilidade de fazê-los, além das regras relacionadas ao reconhecimento dos investimentos.

Em 2011, a Resolução Normativa nº 158/2005 foi revogada pela Resolução Normativa nº 443, que, em resumo, manteve os conceitos de reforços e melhorias, bem como as regras gerais para remuneração.

Em dezembro de 2014 foi publicada a Resolução Normativa 643 cujo objetivo foi o de aprimorar a Resolução Normativa nº 443/2011, ampliando a classificação dos reforços e melhorias e reconhecendo o direito à receita de praticamente todos os investimentos realizados pelas transmissoras.

Assim, de acordo com as regras constantes da mencionada Resolução, a receita associada à implantação de melhorias seria avaliada no processo de reajuste subsequente à sua entrada em operação. Conforme a Nota Técnica nº 158/2014-SRT/ANEEL, os procedimentos e metodologias para estabelecimento de receita seriam análogos aos dos casos de autorização

de reforços, nos termos do Submódulo 9.7 dos PRORET. Dessa forma o investimento do equipamento substituído seria calculado com base no Valor Novo de Reposição – VNR dos equipamentos e na ausência do banco é utilizado o valor da concessionária.

No âmbito da AP nº 41/2017, conforme exposto no item acima, a ANEEL propõe a simplificação do processo de definição da remuneração dos investimentos constantes do art. 2º, inciso II, § 3º, denominadas nesse trabalho como “Melhorias de Pequeno Porte”, que são obras destinadas a reduzir indisponibilidade das instalações ou eliminar interferências em faixas de servidão e conseqüente proporcionando maior qualidade ao serviço.

No entanto, ainda que a metodologia proposta pela ANEEL apresente um avanço na regulação, alguns pontos ainda merecem ajustes.

## 2 Metodologia para cálculo do investimento

Como brevemente mencionado, a NT nº 125/2018 propõe utilizar a parcela reconhecida dos investimentos correspondentes às Melhorias de Pequeno Porte desde 2015, considerando o ciclo revisional de julho de 2013 a junho de 2018, como base para o cálculo do montante a ser previamente reconhecido para a realização de melhorias futuras no ciclo tarifário subsequente (2018-2023).

Entretanto, entende a ISA CTEEP que os dados e informações que a SRM sugere que sejam utilizados como base para a fixação do montante a ser gasto em melhorias no próximo ciclo (parcela reconhecida dos investimentos em melhorias de pequeno porte do ciclo revisional de 2013-2018) possuem uma série de inconsistências que, se mantidas, contaminarão o resultado do modelo e, por conseqüência, não refletirão os valores que serão efetivamente necessários para a execução de melhorias no próximo ciclo, com grande potencial de impactar gravemente o fluxo de caixa das concessionárias e a qualidade da prestação do serviço público.

O primeiro ponto que deve ser destacado é que, no cenário pós prorrogação das concessões (a partir de 2013) representado pelo Gráfico 1, até o início do recebimento da indenização pelos ativos RBSE, houve uma drástica redução na receita das transmissoras, que passaram a receber somente a RAP O&M, de modo que, nesse período, as transmissoras não tinham capacidade de investimento disponível para a execução de melhorias em suas instalações.



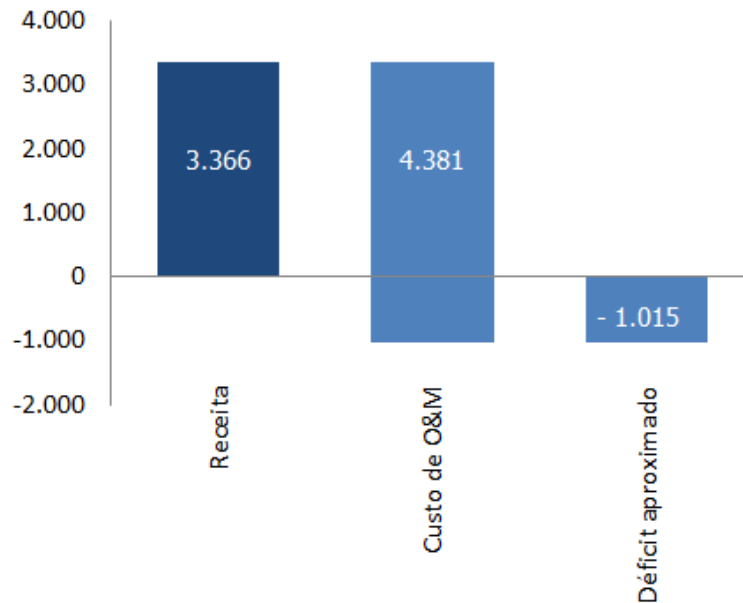


Gráfico 1 - Receita vs Custo de O&M em milhões

Assim, é fato notório e de conhecimento da ANEEL que no período pós prorrogação das concessões houve forte represamento e postergação dos investimentos em melhorias pelas transmissoras, ante a completa ausência de recursos para tanto, tendo sido realizadas apenas as melhorias estritamente necessárias à continuidade da prestação do serviço público.

Importante ressaltar, por oportuno, que a postergação da realização das melhorias se deu por motivo absolutamente fora do controle de todas as transmissoras. Em outras palavras, as melhorias não foram realizadas pelo único fato de não existirem recursos financeiros disponíveis para essa finalidade, o que decorreu exclusivamente de decisão do Governo de tentar reduzir a qualquer custo as tarifas pagas pelo consumidor final, em detrimento das transmissoras.

Desse modo, por esses motivos, a utilização do histórico dos investimentos realizados em melhorias no último ciclo de revisão tarifária (2013-2018), para a fixação da receita que será recebida pelas transmissoras para a realização de melhorias no próximo ciclo tarifário não se mostra aderente à real necessidade de investimento das concessionárias. Alia-se à completa ausência de receita para o investimento em melhorias no período pós prorrogação das concessões o fato de que, de 2013 até dezembro de 2014, **inexistia qualquer previsão normativa para remuneração de investimento em melhorias.**

Sendo assim, para além da precariedade econômica das transmissoras no período pós prorrogação das concessões, visto que as empresas recebiam apenas receita de O&M, há que se considerar que, até dezembro de 2014, não havia qualquer incentivo econômico para a realização de melhorias, visto não haver previsão para o recebimento de remuneração pelo investimento realizado, o que contribui para validar a afirmativa de que considerar os dados históricos, ainda mais os do período proposto, contaminariam a amostra para projeção da receita.

Desta forma, é inconteste que os dados que a ANEEL pretende utilizar para a definição da receita futura não refletem a real necessidade de investimento no período considerado e, por consequência, acabarão por contaminar a definição da receita para o ciclo subsequente, com grande potencial de não haver receita suficiente para remunerar o volume de investimento para a quantidade de melhorias necessárias.

Cabe ressaltar, ainda, que a contaminação do orçamento futuro com base no histórico de realização de melhorias, o que certamente ocorrerá caso seja mantida a recomendação da Agência, fica ainda mais agravada diante do fato de que a ANEEL pretende utilizar apenas a parcela **reconhecida** dos investimentos, e não o montante efetivamente empregado na execução das melhorias (**realizados**). Inicialmente, pode-se tentar justificar que a utilização da parcela reconhecida dos investimentos e não o efetivamente realizado tem por objetivo garantir que o valor considerado seja aquele apurado conforme as regras da regulação setorial (Banco de Preços de Referência ANEEL), entretanto tal afirmação não é totalmente verdadeira visto que ocorre de investimentos em melhorias não terem o devido reconhecimento por problemas no envio dos dados à agência, como por exemplo, falta de detalhamento do escopo, equívocos no preenchimentos dos campos da tabela de solicitação, entre outros, o que leva à necessidade de interposição de recursos administrativos cujos resultados só são incorporados no ciclo de reajuste anual subsequente, causando desta forma um deslocamento temporal no reconhecimento.

Ademais, vale ressaltar que a realização de melhorias no sistema de transmissão não obedece apenas a dados históricos. Em outras palavras, ainda que o histórico de investimento em melhorias realizado em ciclo anterior aponte para determinado montante necessário, a realidade do presente (e futura) pode apontar para caminho diverso, cuja captura será adiada para o ciclo subsequente, afetando o ciclo vigente em que o investimento foi realizado,

prejudicando o caixa da concessionária, e por conseguinte, sua capacidade de efetuar o investimento necessário para a manutenção da qualidade do serviço.

Destaca-se que, além disso, como as transmissoras não tinham capacidade de investimento disponível para a execução de melhorias em suas instalações, naturalmente gera maior necessidade de investimento futuro das melhorias represadas.

Explica-se.

É que a realização de investimentos em melhorias obedece a lógica operativa e de manutenção. Dessa forma, cada transmissora analisa e identifica as melhorias necessárias em seu sistema, planejando-se para a execução futura desses investimentos. Vale mencionar também que, na medida em que os ativos envelhecem, a taxa de falha desses equipamentos aumenta exponencialmente, aumentando também o custo de manutenção e operação, sendo natural a sua substituição, a qual é caracterizada como melhoria.

Nesse sentido, a própria NT nº 125/2018 diz que os investimentos em Melhoria de Pequeno Porte são para manutenção da qualidade do serviço, sendo realizados predominantemente em instalações mais antigas. Prossegue afirmando que “A Tabela 1 apresenta as receitas anuais já adicionadas à receita do sistema interligado nacional para as concessionárias prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, considerando a regulamentação vigente. Para essas concessionárias, os investimentos em melhorias de pequeno porte têm sido mais expressivos em relação às demais concessionárias, **em virtude da situação atual da rede de transmissão a elas associadas**” (sem grifos no original)

Desta forma, a maneira mais assertiva de se estimar o montante de investimento necessário do próximo ciclo é considerar Ativos Totalmente Depreciados (“ATD”), considerando também a projeção até 2023.

Para tanto, sugere-se, como melhor detalhado a seguir, a projeção de depreciação dos equipamentos cujo Tipo de Unidade de Cadastro (“TUC”) seja classificada como de pequeno porte que tornar-se-ão totalmente depreciados no ciclo em referência.

Essa metodologia permite que a ANEEL capture a realidade futura dos ativos do parque das transmissoras, conforme suas características e necessidades reais. É o que se expõe a seguir.

## 2.1 Necessidade de utilização das informações dos Ativos Totalmente Depreciados (ATD) como base para definição do montante de investimento

Como explicado no tópico anterior, entende-se que a utilização de dados históricos do ciclo de revisão tarifária anterior não seria a metodologia mais adequada para capturar o investimento necessário em melhorias de pequeno porte para o ciclo subsequente.

Isso se dá porque os investimentos em melhorias são mais necessários na medida em que os ativos envelhecem. A própria definição do conceito de melhorias de pequeno porte pressupõe esse critério, quando assim classifica a troca de equipamentos no final da vida útil.

Apenas esse ponto já seria suficiente para considerar que a utilização da projeção de Ativos Totalmente Depreciados (“ATD”) é a metodologia mais adequada para a definição da RAP futura que será utilizada para a realização de melhorias nas instalações no próximo ciclo, uma vez que essa metodologia consegue capturar e acompanhar a evolução do envelhecimento dos ativos das transmissoras e, conseqüentemente, a necessidade de realização de melhorias, que cresce na medida de tal envelhecimento.

Para além do mencionado acima, há que se ressaltar que, como cada equipamento tem uma vida útil regulatória, a trajetória natural é que ele seja trocado quando essa vida útil se esgotar, fator esse que, por motivos óbvios, não é capturado pelo uso de dados históricos, já que o esgotamento da vida útil regulatória de um ativo é verificado sempre considerando o presente e o futuro (e não o passado).

Nessa esteira, realizou-se uma simulação do avanço do ATD, e conseqüente necessidade de investimentos em melhorias para uma concessão de transmissão de 30 anos, utilizando as seguintes premissas:

- (i) Existência de 3 grupos distintos de ativos com os seguintes perfis:

**Tabela 1 – Perfil dos grupos de ativos para simulação do ATD**

GRUPO	VALOR	PARTICIPAÇÃO	VIDA ÚTIL	DEPRECIÇÃO
A	1.000	33,33%	30	3,33%
B	1.000	33,33%	20	5,0%
C	1.000	33,33%	15	6,7%
<b>TOTAL</b>	<b>3000</b>	<b>100%</b>	<b>22</b>	<b>4,6%</b>

Fonte: Elaboração ISA CTEEP

- (ii) Perfil de Investimentos considerando decréscimo de 15,55% ao ano, a partir do 16º ano da concessão.

O Gráfico 2 demonstra o resultado da simulação da necessidade teórica de investimentos em melhorias:

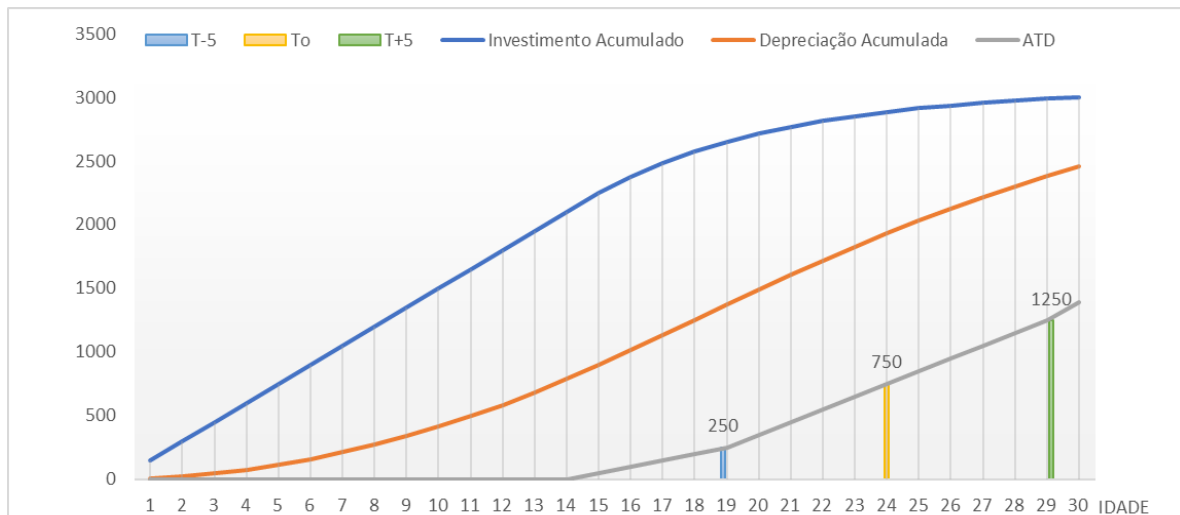


Gráfico 2 – Simulação de Investimento em Melhorias durante 30 anos de concessão

Partindo da premissa de que a idade média atual dos ativos ( $T_0$ ) de uma empresa hipotética é semelhante à dos ativos da ISA CTEEP (24 anos, conforme Nota Técnica 126/2018-SRM/ANEEL), se olharmos os cinco anos anteriores, ou seja, até o ano 19 ( $T-5$ ), observa-se que a necessidade de investimentos em melhorias nesse período é 67% menor, pelos motivos já expostos acima.

Contudo, se olharmos os próximos 5 anos ( $T+5$ ), notamos que a necessidade de investimento em melhorias para o futuro seria 4 vezes maior do que a verificada no passado ( $T-5$ ) e se comparar ( $T+5$ ) com ( $T_0$ ), observa-se que a necessidade de investimento é 67% maior. E isso ocorre pelo simples motivo de quanto maior o número de ativos que alcançam o final da vida útil regulatória, maior é a necessidade de investimento em melhorias. Ainda, importante ressaltar que a não realização de investimentos em melhorias no ciclo anterior (2013-2018) aumentou o saldo de ATD, o que implica em uma maior concentração do volume de melhorias para o futuro, com a consequente necessidade de definição do correspondente volume de receita para fazer frente a esses investimentos. Necessidade esta que, por óbvio, não será

capturada se utilizado o histórico como parâmetro para a definição do montante de investimento em melhorias futuras.

Assim, os recursos que serão destinados para a execução das melhorias não devem considerar o histórico do que já foi realizado (passado), mas sim acompanhar a projeção da curva de crescimento dos ATD, uma vez que essa curva de crescimento representa a real necessidade de realização de melhorias nesses ativos. É dizer: quanto maior a curva de crescimento do ATD, maior é a necessidade de investimento em melhorias nesses ativos.

Adicionalmente cabe ressaltar a necessidade de realização de melhorias para modernização e adequação tecnológica do setor elétrico, principalmente no que tange as digitalizações do sistema de controle, supervisão e proteção das subestações mais antigas, conforme apresentado no artigo de Julio Cezar de Oliveira [1]:

*“Entretanto há um legado de instalações das décadas de 60-90 que, para atenderem aos procedimentos de rede, necessitam de um projeto de modernização (retrofit) e também há casos em que índices de manutenção comprovam ser adequada uma reforma do sistema presente para o estado da arte.”*

Quanto aos benefícios da digitalização temos de imediato a possibilidade da coleta de dados em maior volume e com melhor qualidade a respeito das ocorrências na subestação, criando um ambiente onde se possa analisar comportamentos dos circuitos e equipamentos para prever falhas e evitar que elas se manifestem. Adicionalmente, a digitalização permite a elaboração e implantação de arquiteturas eficientes e resilientes que permitem o sistema de telemetria das subestações em funcionamento mesmo em ocorrências.

Assim, considerando a idade dos ativos que compõem o parque das transmissoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei 12.783/2012, há de se esperar que um aumento no número de obras de digitalização nos próximos anos, devido à evolução tecnológica, o que demandará grandes investimentos.

O não reconhecimento desses montantes quando da definição dos investimentos em melhorias, certamente se mostra como um desincentivo à modernização do parque de transmissão, visto que a receita definida não será suficiente para realização desse tipo de investimento.

Considerando o exposto acima e utilizando como referência a ISA CTEEP, o montante dos ATD, até 2022, apenas para substituição de equipamentos somam **R\$ 2,2 bilhões**, conforme demonstrado a seguir.

A respeito do montante mencionado, cabe esclarecer que para se chegar a referido valor, a ISA CTEEP selecionou somente os seus ativos com TUCs de pequeno porte, baseado nas informações disponíveis no MCPSE, tendo encontrado as 14 (quatorze) apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2: Descrição das TUCs específicas de pequeno porte**

CÓD. TUC	TIPO DE UNIDADE DE CADASTRO
160	CHAVE SECCIONADORA
210	DISJUNTOR
265	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO E BARRAMENTO
270	FIBRA ÓTICA
305	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO
310	PÁRA-RAIOS
375	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA
385	SISTEMA DE AR COMPRIMIDO
410	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO E PROTEÇÃO CARRIER
415	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO LOCAL
485	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO
495	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA
580	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES

Fonte: Elaboração ISA CTEEP

Após a seleção dos ativos considerados de pequeno porte, utilizou-se as informações disponibilizadas no Relatório de Controle Patrimonial – RCP, que consolida anualmente as informações do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS. Este relatório garante o histórico do cadastro e das movimentações dos bens e das instalações sob responsabilidade das transmissoras.

A Tabela 3, detalha os valores anuais extraídos do RCP e projetados de ATD até o ano de 2022.

**Tabela 3: Valor anual de ATD ISA CTEEP**

2018	2019	2020	2021	2022
1.818	1.899	1.971	2.098	2.197

Fonte: Elaboração ISA CTEEP

Assim, analisando o RCP da ISA CTEEP de 2017, extraiu-se os dados das TUCs específicas para melhoria de pequeno porte (informadas na Tabela 2), e projetou-se a depreciação de cada um desses ativos até o próximo ciclo de revisão tarifária, considerando as respectivas taxas de depreciação conforme MCPSE, chegando-se ao montante de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões, cujo valor será necessário para a realização de melhorias pela ISA CTEEP em suas instalações até o próximo ciclo de revisão tarifária.

Isto posto, resta claro que a utilização dos dados históricos do último ciclo de revisão tarifária para a projeção dos gastos futuros em melhorias não se mostra como a melhor metodologia a ser utilizada, uma vez que não captura a real necessidade de investimentos em melhorias no presente e no futuro, restando demonstrado que a metodologia mais adequada para a definição da receita necessária para investimentos em melhorias no ciclo subsequente seria a utilização dos dados da curva dos ATD.

Com efeito, caso a metodologia sugerida pela ANEEL seja mantida, isso afetará diretamente o caixa das transmissoras, bem como dará um sinal regulatório contrário à modernização necessária do parque das concessionárias, a qual é feita com o objetivo de manter a qualidade da prestação do serviço público de transmissão.

**Pedido 1.** A ISA CTEEP requer que o investimento a ser utilizado para definição da receita de melhorias de pequeno porte para o ciclo 2018-2023, seja o equivalente ao ATD para as TUCs específicas de melhorias de pequeno porte (Tabela 2), o que no caso específico da ISA CTEEP equivale ao montante de R\$ 2,2 bilhões.

#### **2.1.1.1 Subsidiariamente: Utilização do Ativo Imobilizado em Serviço e da depreciação média para definição do investimento em melhorias**

Na remota hipótese de não se acatar a metodologia anteriormente proposta, poder-se-ia aceitar a utilização do montante relacionado ao Ativo Imobilizado em Serviço relacionado as TUCs específicas para melhorias de pequeno porte (“AIS melhorias”) multiplicado pela respectiva taxa de depreciação média no percentual de 3,72% (vide Tabela 3: Valor anual de ATD ISA CTEEP)

A utilização do AIS melhorias permite o reconhecimento do valor real necessário para a recomposição da base de ativos. Assim, nos mesmos moldes que a metodologia proposta no



tópico anterior, a utilização do AIS melhorias captura o necessário para que a substituição desses equipamentos possa ser realizada.

A metodologia proposta pode ser aplicada com a seguinte relação para o cômputo do percentual de melhorias:

$$Inv_{melhorias}^{TUC} = \delta \times AIS_{melhorias}^{TUC}$$

#### Equação 1 – Cálculo do Investimento

Onde:

$Inv_{melhorias}^{TUC}$ : Investimentos em melhorias associados as TUCs específicas de pequeno porte

$AIS_{melhorias}^{TUC}$ : Ativo Imobilizado em Serviço associados as TUCs específicas de pequeno porte

$\delta$ : Taxa de depreciação ponderada associada às TUCs específicas de pequeno porte

Assim, tem-se, **(i)** no primeiro argumento, uma variável que possui uma relação positiva para a elasticidade com melhorias; e **(ii)** no segundo espera-se que resulte no sinal regulatório correto para aquelas empresas que, mesmo com o ativo totalmente depreciado, permanecem em funcionamento e continuam prestando o serviço adequado. Este ponto indica que a estratégia de planejamento de manutenção, prevenção e controle de qualidade está acima da média do segmento.

**Pedido Subsidiário 1.a** Diante do exposto requer-se, de modo subsidiário, a utilização do AIS melhorias multiplicado pela taxa de depreciação média como base para definição dos investimentos em melhorias de pequeno porte, nos moldes constantes da Equação 1 – Cálculo do Investimento.

#### 2.1.2 Subsidiariamente: Utilização dos dados cadastrados no SGPMR

Muito embora entenda-se que a metodologia mais adequada ao caso seja a adoção do ATD, pode-se, apenas por argumentar, admitir a utilização das obras cadastradas no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços – SGPMR como base para a definição dos investimentos necessários para o próximo ciclo.

A adoção dessa metodologia seria menos equivocada, uma vez que no SGPMR constam as melhorias necessárias para os próximos anos, cadastradas com base na real necessidade de troca de ativos e equipamentos. Assim, a utilização do SGPMR seria uma maneira menos equivocada de estimar o montante de investimento necessário do próximo ciclo. Essa metodologia permite que a ANEEL capture a realidade futura dos ativos do parque das transmissoras.

Conforme necessidades reais das transmissoras, as informações são inseridas anualmente no SGPMR e assim os dados para o próximo ano são precisos, entretanto, os anos posteriores são meramente indicativos. O próprio SGPMR permite esta flexibilidade, desta forma, anualmente cada transmissora revisa o seu plano de investimento em melhoria em pequeno porte.

Por isso, ao se utilizar os dados cadastrados no SGPMR o mais assertivo é considerar apenas os cadastrados para o próximo ciclo, visto que os demais anos são meramente indicativos. Portanto, o montante necessário de investimento em melhorias de pequeno porte, deve ser definido a cada ano, considerando os dados constantes do SGPMR, conforme planejamento das transmissoras.

Ressalta-se, inclusive que esses dados são auditáveis e por vezes constam de planos cadastrados perante o Operador Nacional do Sistema.

**Pedido Subsidiário 1.b** Pelos argumentos expostos, a ISA CTEEP requer que para o cálculo do montante de investimentos em melhorias de pequeno porte sejam definidos a cada ano, considerando dados constantes do SGPMR, conforme planejamento das transmissoras.

### **2.1.3 Subsidiariamente: Utilização parcial de dados históricos e adequação da metodologia**

#### **2.1.3.1 Utilização parcial da base de dados proposta**

Como mencionado, embora entenda-se que a melhor técnica seja a utilização do ATD, visto que esta sim reflete mais adequadamente a realidade atual e futura do parque das concessionárias de transmissão, apenas por argumentar, pode-se admitir a utilização de dados históricos, desde que a base proposta por essa ANEEL seja revisitada.

Como visto, é certa e comprovada a afirmativa de que, de fato, em razão da brusca queda de receita das concessionárias e ainda da inexistência de qualquer remuneração para realização de melhorias de pequeno porte no período de 2013 ao final de 2014, diversos investimentos necessários foram represados. Esse fator não se deu, de qualquer modo, por desídia das concessionárias, mas por completa inexistência de recursos para realização dos investimentos necessários. Uma demonstração clara deste fato, é que se a Resolução Normativa ANEEL nº 643/14 existisse de longa data, teríamos o reconhecimento dos investimentos em melhorias realizadas nos anos de 2013 e 2014, e conseqüente incentivo à realização das mesmas.

Isso significa que, se utilizado o período histórico com a inserção desse período de claro represamento de investimento, a amostra restará enviesada e certamente o valor futuro a ser definido não representará o volume de investimento necessário para execução das Melhorias de Pequeno Porte demandas pelos sistemas das transmissoras.

Ademais, considerar apenas os investimentos reconhecidos em melhorias, e não os realizados, torna ainda menor a confiabilidade dos dados, visto que, o não reconhecimento de receita para determinada obra, muitas e na maioria das vezes, se dá por pequenos e insignificantes equívocos de cadastro ou no envio de informações pelos agentes, questões meramente burocráticas, o que, por qualquer ângulo que se analise, não pode implicar no afastamento do direito ao reconhecimento do investimento. Normalmente, estas parcelas de investimento não reconhecidas imediatamente pela ANEEL, são objeto de recurso administrativo por parte do Agente, sendo reconhecidas posteriormente, de modo que há apenas um adiamento no recebimento dos valores devidos.

Além disso, o que a ANEEL pretende é estimar o volume de investimentos necessários no ciclo subsequente com base no histórico ciclo anterior. Ora, se forem utilizados somente os montantes de investimentos reconhecidos em determinado ciclo, de fato, este dado não irá refletir o volume de investimentos que foi efetivamente necessário para fazer frente às melhorias necessárias no ciclo anterior, maculando assim, a estimativa para as melhorias futuras.

Assim, o que se propõe é uma adequação da base de dados utilizada, para que se considere todos os investimentos **realizados**, e não apenas os reconhecidos, para os anos de 2016, 2017 e 2018, excluído do histórico o período de 2013 a 2015.

Caso seja utilizado como parâmetro apenas os valores gastos com as melhorias reconhecidas para a fixação dos valores para o próximo ciclo, o resultado ficará ainda mais descolado da realidade, já que não refletirá todos os investimentos efetivamente despendidos nas melhorias **realizadas** pelas transmissoras, prejudicando sobremaneira as concessionárias e com potencial de afetar gravemente a qualidade do serviço de transmissão

Adiciona-se a isso a necessidade de se considerar também, como já mencionado no tópico anterior, a necessidade futura de investimentos cadastrados no SGPMR.

### 2.1.3.2 Impossibilidade de utilização da regressão

Para além da necessidade de se corrigir a base de dados, existem certos equívocos, quando da utilização da metodologia de regressão utilizada pela ANEEL para aferir o histórico dos investimentos em Melhorias de Pequeno Porte, que merecem atenção e correção.

A equação mencionada na NT nº 125/2018 trata-se, na realidade, de um ajuste econométrico com base em apenas 9 (nove) observações. Ocorre, no entanto, que há algumas premissas estatísticas necessárias para garantir a consistência dos parâmetros  $\log \hat{Y} = \ln(\hat{\beta}_0) + \hat{\beta}_1 \ln X_1$  desta regressão.

As duas principais são: **(i)** que os erros aleatórios são não correlacionados com as variáveis explicativas (exogeneidade); **(ii)** bem como as variáveis explicativas são não linearmente dependentes.

Assim sendo, para tornar a regressão adequada, é essencial uma amostra de pelo menos  $50 + 8 \cdot k^1$ , para se testar a significância conjunta do modelo. Logo<sup>2</sup>, não se tem um montante razoável nem para testar estatisticamente se o  $R^2$  estimado é diferente de zero. O p-valor associado ao teste hipótese da significância conjunta do modelo é de 57,65%, logo o modelo estatisticamente é não significativo, haja vista a amostra ser ínfima para fins estatísticos.

Da mesma maneira, a principal variável, o expoente, cujo valor é de -0,500923, também teve p-valor associado de 57,65%. Logo, não apenas a regressão não é significativa, como

---

<sup>1</sup> onde k é o número de variáveis explicativas

<sup>2</sup> De acordo com Gujarati (2005), Wooldrige (2002) e Green (2002)

igualmente não é significativo o coeficiente estimado. Diante do exposto, não é possível utilizar este modelo e, conseqüentemente os resultados obtidos de sua aplicação, pois, conforme demonstrado, sua utilização gera resultados não confiáveis, que falharam nos testes de significância conjunta e individual.

Assim sendo, conforme acima claramente demonstrado, quando para uma amostra pequena, não se pode utilizar uma metodologia econométrica de forma consistente, e todos os indicadores estatísticos irão, fatalmente, apontar para uma evidente inadequação do modelo.

**Pedido Subsidiário 1.c** Posto isso requer-se, de modo subsidiário: (i) que seja utilizada a média dos anos de 2016 a 2019 ao invés da regressão proposta pela ANEEL.; (ii) a utilização de dados relacionados ao histórico de investimentos realizados ao invés dos reconhecidos nos anos de 2016, 2017 e 2018; (iii) a utilização de dados de melhorias cadastrados no SGPMR para os anos 2019.

## 2.2 Ausência do JOA

Qualquer que seja a metodologia utilizada para o cálculo do investimento em Melhorias de Pequeno Porte, há que se ressaltar a necessidade de consideração e inserção dos Juros sobre Obras em Andamento (“JOA”).

A esse respeito, o investimento homologado pode ser definido de duas maneiras: (i) preferencialmente pelo Banco de Preços de referência da ANEEL; e; (ii) na sua ausência, pelo valor contábil da concessionária. A referida Nota Técnica destaca a dificuldade de se compatibilizar os investimentos realizados em Melhorias de Pequeno Porte, com a regra de valoração por meio do Banco de Preços Referenciais da ANEEL, apontando que esses investimentos majoritariamente são valorados pelo seu valor contábil.

De acordo com o parágrafo 40 da Nota Técnica nº 099/2008–SRT/ANEEL, anexa a Resolução Homologatória nº 758/2009, que homologa as metodologias para definição e atualização do Banco de Preços de Referência ANEEL, um dos passos que a consultoria executou para chegar aos valores do banco de preços foi a definição dos juros sobre as obras em andamento (JOA). Ou seja, quando um investimento é valorado com base no banco de preços, este contempla o JOA.

Ocorre, que quando um investimento é valorado por meio do valor contábil das empresas, o JOA não é computado, uma vez que as empresas não o contabilizam.

Dessa forma, há evidente tratamento não isonômico e sem qualquer motivação para o mesmo fato: a valoração do investimento, que no caso de investimentos em reforços contemplam em sua maioria o JOA; enquanto que os investimentos em melhoria não têm essa mesma parcela considerada.

Cabe ressaltar que o objetivo da aplicação do JOA é justamente o de remunerar o investidor pelo período em que seu capital ficou investido sem a devida remuneração tarifária. O não reconhecimento do JOA sobre os investimentos avaliados com base no valor contábil das concessionárias, fará com que o investidor fique por até 5 anos sem a correta remuneração, dado que o JOA somente seria incluído na revisão tarifária subsequente, conforme PRORET 9.1, item 6.5.2 – Juros sobre Obras em Andamento - JOA quando efetivamente entrasse para a Base de Remuneração Regulatória.

Não há qualquer fato que justifique a não incorporação do JOA sobre investimentos realizados e avaliados pelo seu valor contábil. Em ambos os casos citados, a qualificação do fato é a mesma, os juros devem incidir sobre o capital aplicado pelo concessionário enquanto não há o retorno via tarifa e a simples valoração via valor contábil não retira essa característica do investimento efetuado.

**Pedido 2.** Assim, a ISA CTEEP requer que a aplicação do JOA incida também sobre os investimentos valorados via valor contábil das concessionárias.

### **3 Receita Anual Permitida**

Para além da necessidade de adequar certos parâmetros e a metodologia para o cálculo do investimento, necessário que se adeque também alguns dos parâmetros para a conversão desse investimento em Receita Anual Permitida (“RAP”). É o que se demonstra a seguir:

#### **3.1.1.1 Taxa de depreciação aplicável**

O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, define as taxas anuais de depreciação para cada TUC.

Da análise da NT nº 125/2018, verificou-se que a ANEEL, quando do cálculo da RAP, se utilizou da taxa de depreciação média no percentual de 3,21%, considerando os dados constantes do Laudo de Avaliação dos ativos classificados como RBSE.

No entanto, cabe ressaltar que para realização desse cálculo, a ANEEL utilizou como base TUCs relacionadas a todas as famílias de equipamentos, inclusive aquelas nas quais não é possível realizar Melhorias de Pequeno Porte.

A utilização desse critério impossibilita o cálculo real da depreciação desses equipamentos relacionadas as famílias de pequeno porte e aponta para uma inconsistência relacionada a sua vida útil.

Explica-se.

Quando um ativo tem uma taxa de depreciação anual menor, é certo que esse possui uma vida útil regulatória mais longa. Já se a taxa de depreciação anual for maior, assume-se que este ativo possui uma vida útil regulatória menor.

Nessa linha, os ativos com taxa anual de depreciação maior são substituídos mais vezes durante o tempo da concessão. Diante disto, ao se analisar a taxa de depreciação e a necessidade de investimento em Melhorias de Pequeno Porte, deve-se utilizar somente as TUCs adequadas ao caso, conforme Tabela 4:

**Tabela 4: Taxa média ponderada de depreciação UCs Melhorias de Pequeno Porte**

CÓD. UC	TIPO DE BEM	SALDO ATD	PESO	TAXA PONDERADA	TAXA MCPSE
160.01	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	21.602.455	7,63%	0,25%	3,33%
160.01	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO INFERIOR A 69kV	1.798.867	0,24%	0,02%	6,67%
160.02	CHAVE SEC. COM LÂMINA DE TERRA, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	5.188.332	2,27%	0,08%	3,33%
160.02	CHAVE SEC. COM LÂMINA DE TERRA, TENSÃO INFERIOR A 69kV	2.733	0,01%	0,00%	6,67%
160.06	CHAVE DE ATERRAMENTO, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	1.099.201	0,17%	0,01%	3,33%
160.06	CHAVE DE ATERRAMENTO, TENSÃO INFERIOR A 69kV	23.854	0,01%	0,00%	6,67%
160.12	TANDEM, TENSÃO INFERIOR A 69KV	343.133	0,03%	0,00%	6,67%
210.01	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	33.464.851	16,36%	0,49%	3,03%

CÓD. UC	TIPO DE BEM	SALDO ATD	PESO	TAXA PONDERADA	TAXA MCPSE
210.02	DISJUNTOR DE CLASE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	510.629	0,20%	0,00%	3,03%
210.03	DISJUNTOR EM MODULO DE MANOBRA EM SF6	-	0,03%	0,00%	3,03%
265.01	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO	14.540.881	6,03%	0,18%	3,13%
265.02	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA BARRAMENTO	25.120.806	5,14%	0,15%	3,13%
270.01	FIBRA ÓTICA	1.013.329	0,72%	0,05%	6,67%
305.01	PAINEL	41.222.982	20,45%	0,71%	3,57%
305.02	MESA DE COMANDO	1.294.859	0,19%	0,01%	3,57%
305.03	CUBÍCULO	28.045.589	6,22%	0,22%	3,57%
310.01	PÁRA-RAIOS	13.273.108	3,05%	0,13%	4,17%
375.01	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	25.602.131	2,26%	0,13%	5,88%
385.01	SISTEMA DE AR COMPRIMIDO	3.034.889	0,30%	0,01%	3,85%
410.01	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO E PROTEÇÃO CARRIER	7.872.608	4,01%	0,20%	5,00%
415.01	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO LOCAL	5.298.729	0,39%	0,03%	6,67%
485.01	SISTEMA DE PROTEÇÃO	42.737	2,74%	0,18%	6,67%
485.02	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO	-	0,12%	0,01%	6,67%
485.03	SISTEMA DE TELECONTROLE	9.064.266	0,44%	0,03%	6,67%
485.04	SISTEMA DE TELEMEDIÇÃO	876.569	0,12%	0,01%	6,67%
485.05	SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS	31.744.489	1,59%	0,11%	6,67%
485.06	SISTEMA DE MONITORAMENTO	-	0,07%	0,00%	6,67%
495.02	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO EM ESTAÇÃO VHF	294.417	0,12%	0,01%	6,67%
495.03	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO EM ESTAÇÃO UHF	3.082.532	0,17%	0,01%	6,67%
495.04	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO EM ESTAÇÃO DE MICROONDAS	41.465.068	4,37%	0,29%	6,67%
495.05	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO EM ESTAÇÃO DE FIBRA ÓTICA	-	0,02%	0,00%	6,67%
575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	13.234.078	8,18%	0,27%	3,33%
575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	214.945	0,10%	0,00%	4,35%
575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kV	3.087.765	1,46%	0,05%	3,33%
575.02	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO INFERIOR A 69kV	-	0,04%	0,00%	4,35%
575.11	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	7.271.519	4,02%	0,13%	3,33%
575.12	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INTERMEDIÁRIO	12.289	0,16%	0,01%	3,33%



CÓD. UC	TIPO DE BEM	SALDO ATD	PESO	TAXA PONDERADA	TAXA MCPSE
575.13	TRANSFORMADOR DE DEFASAMENTO	549	0,00%	0,00%	3,33%
580.01	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	7.354.940	0,56%	0,02%	3,33%
<b>TOTAL</b>		<b>348.100.129</b>	<b>100%</b>	<b>3,72%</b>	

Fonte: Elaboração ISA CTEEP, base planilha ANEEL “Taxa média Depreciação\_CTEEP.xlsx”, valor contábil original

Ao se realizar a média ponderada da taxa anual de depreciação de cada TUC associada às Melhorias de Pequeno Porte pelo Ativo Imobilizado em Serviço (“IAS”), chega-se ao valor de 3,72 %.

Ressalta-se que a taxa anual de depreciação dos equipamentos associada às Melhorias de Pequeno Porte é superior à utilizada pela ANEEL de 3,21 %. Com isso, pode-se afirmar que estes equipamentos possuem uma vida útil regulatória menor e são substituídos mais vezes durante o tempo da concessão.

Caso referido percentual não seja corrigido, o valor de receita a ser definido será aquém do necessário para fazer frente à real depreciação dos ativos associados às Melhorias de Pequeno Porte. Ressalta-se ainda que, em razão da irretroatividade da receita, a perda com a utilização da taxa irreal de depreciação jamais poderá ser recuperada.

**Pedido 3.** Diante do exposto, requer-se a aplicação da taxa anual de depreciação no percentual de 3,72% (e não de 3,21%), visto que este reflete a real depreciação dos ativos a serem substituídos e remunerados por meio da RAP melhoria.

### 3.1.2 Divergências no cálculo da RAP

Na planilha “Receita-melhorias---disponibilizar---AP-41\_2017.xlsx”, disponibilizada nesta Audiência Pública, a ANEEL apresenta a memória de cálculo da RAP para as empresas que prorrogaram suas concessões nos termos da lei 12.783/2013.

Quando da análise dos dados disponibilizados na planilha em referência, identificou-se que a metodologia de cálculo da RAP para a transmissora CEEE-GT é diferente da aplicada para as demais empresas, havendo necessidade de equalização no tratamento das e empresas.

Além disso, tanto no cálculo da RAP da CEEE-GT, quanto no cálculo das demais transmissoras, há alguns equívocos de tratamento que precisam ser ajustados, visto que os parâmetros utilizados parecem não estar aderentes à regulação vigente, vejamos:

### 3.1.2.1 Metodologias

Como se pode observar na Tabela 5, que apresenta o caso da CEEE, no primeiro ano foi considerada remuneração calculada com base na BRL e reembolsada a quota de reintegração associada ao investimento realizado. No ano 1, para a obtenção da Remuneração líquida, foi considerada a BRB, menos a depreciação acumulada (R\$ 0,00), resultando em uma BRL de R\$ 2.918.084,79, aplicando-se sobre esta o percentual de 6,64 (“WACC vigente”), tendo como resultado a remuneração líquida de R\$ 193.760,83, somando-se a esta a quota de reintegração, que corresponde a depreciação do ano em referência.

Com efeito, seguindo a mesma premissa utilizada no ano 1, para o ano 2 **o correto seria ter sido utilizada** a BRB (AIS + Investimento), menos a depreciação acumulada (R\$ 89.293,39), que resultaria em uma BRL de R\$ 5.746.876,19, sobre a qual se aplicaria a WACC vigente, resultando uma remuneração líquida de R\$ 381.592,58, à qual se somaria a depreciação do ano 2 no valor de R\$ 178.586,79.

Ocorre que, conforme se observa da tabela 5 abaixo, a BRL do ano 2 foi obtida utilizando premissa diferente, qual seja, com base no AIS, menos a depreciação acumulada no ano 2, sobre a qual se aplicou a WACC vigente e reembolsada a quota de reintegração. Sendo assim, torna-se necessária a correção dos anos 2 a 5, para que siga a mesma premissa utilizada no ano 1.

Tabela 5: Cálculo da RAP CEEE-GT

CEEE-GT	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5		
AIS	0,00	2.918.084,79	5.836.169,58	8.754.254,37	11.672.339,16	RAP Uniforme Acrescida de TSFEE e P&D	
Investimento	2.918.084,79	2.918.084,79	2.918.084,79	2.918.084,79	2.918.084,79		
BRB	2.918.084,79	5.836.169,58	8.754.254,37	11.672.339,16	14.590.423,95		
DEP <sub>ano</sub>	89.293,39	178.586,79	267.880,18	357.173,58	446.466,97		
DEP <sub>acum</sub>	0,00	89.293,39	267.880,18	535.760,37	892.933,95		
BRL	2.918.084,79	2.828.791,40	5.568.289,40	8.218.494,00	10.779.405,22		
Rem. Líquida	193.761	187.832	369.734	545.708	715.753		591.054
Quota Reintegração	89.293	178.587	267.880	357.174	446.467		260.009
TOTAL	283.054	366.419	637.615	902.882	1.162.219		851.064

Fonte: Arquivo: “Receita-melhorias---disponibilizar---AP-41\_2017.xlsx”

Já para as demais transmissoras, há um erro no ano 1, que, equivocadamente, não seguiu a mesma premissa do ano 1 da CEEE-GT.

Assim, utilizando como exemplo o caso da ISA CTEEP, como pode-se observar na Tabela 6, no ano 1, não foi considerada nenhuma remuneração e foi somente reembolsada a quota de reintegração associada ao investimento realizado.

Em outras palavras, a BRL, que deveria ser o resultado da BRB menos depreciação acumulada (R\$ 0,00), constou como ZERO, restando à ISA CTEEP somente a quota de reintegração.

Do segundo ano em diante a remuneração foi calculada com base no AIS depreciado e reembolsado a quota de reintegração

**Tabela 6: Cálculo da RAP ISA CTEEP**

CTEEP	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5		
AIS	0,00	20.199.510,16	40.399.020,32	60.598.530,48	80.798.040,64	RAP Uniforme Acrescida de TSFEE e P&D	
Investimento	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16		
BRB	<b>20.199.510,16</b>	<b>40.399.020,32</b>	<b>60.598.530,48</b>	<b>80.798.040,64</b>	<b>100.997.550,80</b>		
DEP <sub>ano</sub>	648.404,28	1.296.808,55	1.945.212,83	2.593.617,10	3.242.021,38		
DEP <sub>acum</sub>	0,00	648.404,28	1.945.212,83	3.890.425,66	6.484.042,76		
BRL	<b>0,00</b>	<b>19.551.105,88</b>	<b>38.453.807,49</b>	<b>56.708.104,82</b>	<b>74.313.997,88</b>		
Rem. Líquida	<b>0</b>	<b>1.298.193</b>	<b>2.553.333</b>	<b>3.765.418</b>	<b>4.934.449</b>		<b>3.613.257</b>
Quota Reintegração	<b>648.404</b>	<b>1.296.809</b>	<b>1.945.213</b>	<b>2.593.617</b>	<b>3.242.021</b>		<b>1.888.060</b>
Total	<b>648.404</b>	<b>2.595.002</b>	<b>4.498.546</b>	<b>6.359.035</b>	<b>8.176.471</b>		<b>5.501.316</b>

Fonte: Arquivo: "Receita-melhorias---disponibilizar---AP-41\_2017.xlsx"

O que se observa, portanto, é que a metodologia aplicada em ambos os casos não obedece ao que determina a regulação vigente.

Conforme acima exposto, a metodologia correta deve considerar no ano 1, como base para cálculo da remuneração líquida a BRL do valor investido no próprio ano e o WACC vigente. Quanto ao valor da quota de reintegração a ser considerado, esse deve ser igual a depreciação do investimento realizado no próprio ano. Para os anos subsequentes, a remuneração líquida deve ser calculada pela BRL - composta pela BRB (AIS mais o investimento realizado no próprio ano), menos a depreciação acumulada - multiplicada pelo WACC vigente, devendo ser adicionada parcela da quota de reintegração que é igual à depreciação do ano.

Desta forma, utilizando-se os mesmos parâmetros de valor do investimento e taxa de depreciação utilizados pela ANEEL, a RAP calculada com base na Tabela 6, que era de R\$ 5.501,31 mil, passa para R\$ R\$ 7.561,96 mil, baseado na Tabela 7.

**Tabela 7: Cálculo da RAP proposta ISA CTEEP**

CTEEP	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
AIS	0,00	20.199.510,16	40.399.020,32	60.598.530,48	80.798.040,64	
Investimento	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16	20.199.510,16	RAP Uniforme Acrescida de TSFEE e P&D
BRB	<b>20.199.510,16</b>	<b>40.399.020,32</b>	<b>60.598.530,48</b>	<b>80.798.040,64</b>	<b>100.997.550,80</b>	
DEP <sub>ano</sub>	648.404,28	1.296.808,55	1.945.212,83	2.593.617,10	3.242.021,38	
DEP <sub>acum</sub>	0,00	648.404,28	1.945.212,83	3.890.425,66	6.484.042,76	
BRL	<b>20.199.510,16</b>	<b>39.750.616,04</b>	<b>58.653.317,65</b>	<b>76.907.614,98</b>	<b>94.513.508,03</b>	
Rem. Líquida	<b>1.341.247</b>	<b>2.639.441</b>	<b>3.894.580</b>	<b>5.106.666</b>	<b>6.275.697</b>	<b>5.673.900</b>
Quota Reintegração	<b>648.404</b>	<b>1.296.809</b>	<b>1.945.213</b>	<b>2.593.617</b>	<b>3.242.021</b>	<b>1.888.060</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.989.652</b>	<b>3.936.249</b>	<b>5.839.793</b>	<b>7.700.283</b>	<b>9.517.718</b>	<b>7.561.960</b>

Fonte: ISA CTEEP

**Pedido 4.** Diante do acima exposto, a ISA CTEEP requer que as receitas sejam calculadas mediante metodologia aderente à regulação vigente, conforme demonstrada na Tabela 7. Essa metodologia considera no primeiro ano, como base para cálculo da remuneração líquida a BRL do valor investido no próprio ano e o WACC vigente. Quanto ao valor da quota de reintegração a ser considerado, este deve ser igual à depreciação do investimento realizado no próprio ano. Para os anos subsequentes, a remuneração líquida será calculada pela BRL - composta pelo AIS mais o investimento realizado no próprio ano, menos a depreciação acumulada - multiplicada pelo WACC vigente, com adição da parcela da quota de reintegração que é igual à depreciação do ano.

### 3.1.2.2 Cálculo da RAP utilizando a Taxa de Depreciação das TUCs de Melhoria de Pequeno Porte

O cálculo da RAP de Melhorias de Pequeno Porte proposto pela ANEEL leva em consideração a taxa medida de depreciação adotada na regulamentação da Portaria MME nº 120/2016, dada pela REN 762/2017. Como mencionado no item anterior, para o cálculo da RAP, deve-se utilizar a taxa anual de depreciação média das TUCs, no valor de 3,72 % associadas às Melhorias de Pequeno Porte.

Além disso, conforme exposto no item 2.1, para cálculo da RAP deve-se utilizar o valor de investimento necessário em melhorias de pequeno porte, ou seja, o valor de ATD.

Com isso, o cálculo da RAP utilizando a metodologia do item 3.1.2.1 é demonstrado conforme abaixo.

**Tabela 8: Cálculo da RAP com a taxa de depreciação das TUCs de Melhoria de Pequeno Porte**

CTEEP	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
AIS	0	440.000.000	880.000.000	1.320.000.000	1.760.000.000	RAP Uniforme Acrescida de TSFEE e P&D
Investimento	440.000.000	440.000.000	440.000.000	440.000.000	440.000.000	
BRB	<b>440.000.000</b>	<b>880.000.000</b>	<b>1.320.000.000</b>	<b>1.760.000.000</b>	<b>2.200.000.000</b>	
DEP <sub>ano</sub>	16.368.000	32.736.000	49.104.000	65.472.000	81.840.000	
DEP <sub>acum</sub>	0	16.368.000	49.104.000	98.208.000	163.680.000	
BRL	<b>440.000.000</b>	<b>863.632.000</b>	<b>1.270.896.000</b>	<b>1.661.792.000</b>	<b>2.036.320.000</b>	
Rem. Líquida	<b>29.216.000</b>	<b>57.345.165</b>	<b>84.387.494</b>	<b>110.342.989</b>	<b>135.211.648</b>	<b>122.750.016</b>
Quota Reintegração	<b>16.368.000</b>	<b>32.736.000</b>	<b>49.104.000</b>	<b>65.472.000</b>	<b>81.840.000</b>	<b>47.661.257</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.584.000</b>	<b>90.081.165</b>	<b>133.491.494</b>	<b>175.814.989</b>	<b>217.051.648</b>	<b>170.411.273</b>

Fonte: ISA CTEEP

**Pedido 5.** A ISA CTEEP requer que as receitas sejam calculadas com a metodologia aderente à regulação vigente, demonstrada na Tabela 8 e seja utilizado taxa anual de depreciação média das TUCs associadas às Melhorias de Pequeno Porte e o investimento efetivamente necessário para o investimento em melhorias de pequeno porte.

#### 4 Regulação para as Concessões Licitadas

A NT nº 125/2018 corrobora que os investimentos em Melhoria de Pequeno Porte são para manutenção da qualidade do serviço, sendo realizados predominantemente em instalações mais antigas.

A esse respeito, vale lembrar que a taxa anual de depreciação dos equipamentos associada às Melhorias de Pequeno Porte é superior a média dos demais equipamentos. Isso significa dizer que a vida útil regulatória desses ativos é menor, o que resulta em maior frequência de substituições durante o período de concessão.

Fato é que, como corroborado pela própria NT 125/2018, com o passar do tempo todas as instalações de transmissão envelhecem e naturalmente necessitam ser substituídas. Esse movimento, é necessário para a adequada prestação do serviço público. Isso significa dizer que **as empresas licitadas também executam as melhorias de pequeno porte com o mesmo objetivo das empresas que prorrogaram a concessão, ou seja, garantir a qualidade adequada da prestação do serviço de transmissão de energia elétrica.**

Além da necessidade de substituição dos ativos durante a concessão, ressalta-se que os contratos de concessão das transmissoras licitadas **também possuem cláusula específica para o cálculo da receita de melhorias**, que assim garante o devido reconhecimento dos investimentos realizados.

A alteração e retirada desse reconhecimento em investimento realizados por empresas licitadas, conforme pretendido pela NT n° 125/2018, consiste em alteração unilateral de cláusula econômica dos contratos de concessão sem o necessário e legalmente previsto reequilíbrio da relação poder concedente-concessionária, o que é impedido pela legislação ordinária.

Assim, alterar as regras de reconhecimento de investimentos em melhorias não só não é permitido, como também é indesejável, visto que vai de encontro ao tão mencionado princípio da estabilidade regulatório, pilar da consulta pública MME n° 33/2016.

Diante do exposto, não se pode imputar a obrigação das empresas licitadas a substituição dos ativos por vida útil regulatória esgotada sem a devida remuneração. Por fim, a regulamentação atual deve permanecer, onde os investimentos, serão avaliados pela ANEEL.

**Pedido 6.** A ISA CTEEP requer que a regulação atual no que tange ao reconhecimento de investimentos em melhorias seja mantida para as concessionárias licitadas, devendo a ANEEL avaliar os investimentos realizados, com o devido reconhecimento das receitas associadas às melhorias executadas.

## 5 Bibliografia

- [1] De Oliveira, Julio Cezar. **Modernização de Infraestrutura, controle e supervisão de subestações de energia elétrica no Brasil**, Artigo, ABB, 2015.
- [2] Gujarati, Damodar. **Econometria Básica**. Bookman, Porto Alegre, 2011.
- [3] Greene, William. **Econometric Analysis**. Prentice Hall, Midland, 2002.
- [4] Wooldridge, Jeffrey. **Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data**. MIT Press, Chicago, 2002