



Audiência Pública nº 41/2017 – 3ª Fase
*“Aprimoramento da proposta de regulamentação da
revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das
instalações de transmissão de energia elétrica”*

Contribuições ISA CTEEP

11 de outubro de 2018

Índice

1	Considerações iniciais	6
1.1	Sumário Executivo	6
1.2	Avaliação comparativa por múltiplos.....	13
2	Correção e tratamento da base de dados.....	15
2.1	Inclusão dos Módulos com os respectivos IdeMdl	15
2.2	Incomparabilidade das DMU's	17
2.3	Correção das bases contábeis e incomparabilidade entre RIT e BMP	20
2.3.1	Necessidade de consideração dos custos com execuções judiciais.....	21
2.4	Conversão entre Circuito Simples e Duplo.....	23
2.5	Ajuste por Imposto Predial Territorial Urbano - IPTU.....	27
2.6	Correção Monetária dos Valores de 2017 para 2018	29
3	<i>Benchmarking</i> – Primeiro Estágio	31
3.1	Crítica à aplicabilidade do DEA.....	31
3.1.1.	Crítica ao Uso do DEA na AP nº 41/2017	31
3.2	Restrição aos Pesos	40
3.2.1	Análise de sensibilidade	41
3.2.2	Da necessidade de fundamentação da ANEEL para estabelecer os atuais limites às restrições aos pesos.....	43
3.2.3	Relação Extensão de Rede < 230kV vs Extensão de Rede ≥ 230 kV.....	44
3.2.4	Relaxamento da restrição aos pesos.....	47
3.3	Qualidade	48
3.3.1	Utilizar a Parcela Variável - PV para elevar o PMSO das empresas	49
4	2º Estágio	53
4.1	Crítica ao uso da variável queimadas.....	54
4.1.1	As queimadas não podem ser consideradas como fator exógeno	56
4.1.2	A utilização da variável incidência de queimadas traz um desincentivo à adoção de medidas preventivas pelas transmissoras.....	58
4.1.3	Os dados utilizados pela SRM possuem limitações e distorções que comprometem a confiabilidade dos resultados	61
4.2	Relação esperada entre as variáveis exógenas e a eficiência	64

4.2.1	Crítica à presunção feita pela Aneel entre as variáveis exógenas e o índice de eficiência das empresas	64
4.2.2	Relação entre idade e custo	71
4.3	Crítica ao uso do R2.....	78
4.4	Inclusão de novas variáveis exógenas.....	81
4.4.1	Subestações Estratégicas	81
4.4.2	Urbanidade.....	87
4.5	Crítica ao Reagrupamento.....	91
5	Normalização.....	92
6	Do impacto regulatório das mudanças propostas	96
6.1	Necessidade de Manutenção da Metodologia estabelecida na Nota Técnica nº 383/2012, enquanto a nova metodologia proposta não estiver livre de viés	99
6.2	Resultados com o modelo da Renovação das Concessões (Nota Técnica nº 383/2012) 100	
7	Necessidade de consideração da margem de lucratividade de 10%	103
7.1	A Discricionabilidade limitada (técnica) das Agências Reguladoras	104
7.2	Contexto Fático	104
7.3	Nulidade da exclusão da margem de Lucro de 10%	107
7.3.1	A margem de 10% integrou equação do equilíbrio econômico-financeiro	108
7.3.2	Violação da segurança jurídica.....	115
7.3.3	Falta de razoabilidade e proporcionalidade.....	116
7.3.4	Ausência de eficiência (ato sem vinculação - arbitrariedade)	118
7.3.5	Desvio de finalidade	123
7.3.6	Boa fé e moralidade administrativa	125
8	Aplicação da RAP proposta	127
9	Bibliografia	130

Lista de Tabelas

Tabela 1: Lista de itens com código de Módulo não informado.....	16
Tabela 2: Restrições para <i>trade-offs</i> entre insumos e produtos e % de coincidência das DMUs com os limites estabelecidos (mínimos ou máximos).....	42
Tabela 3: Restrições para <i>trade-offs</i> entre insumos e produtos e comparativo entre % de coincidência das DMUs com os limites estabelecidos (mínimos ou máximos)	47
Tabela 4: Relação de coerência considerada para o modelo Tobit	65
Tabela 5: Número de equações segundo sinal dos coeficientes para cada variável exógena....	65
Tabela 6: Gastos com reintegração de posse de áreas invadidas por regional	89
Tabela 8: Comparação das metodologias das NTs 383/2012 e 126/2018.....	97
Tabela 9: Comparação das metodologias das NTs 383/2012 e 126/2018.....	101

Lista de ilustrações

Figura 1: Lotes oferecidos x arrematados.....	8
Figura 2: Relação RAP / Investimento	9
Figura 3: Análise Comparativa Escore Vigente x RAP reconhecida.....	10
Figura 4: Análise Comparativa Escore Vigente x RAP reconhecida ISA CTEEP	11
Figura 5: Redução PMSO e Aumento de Rede/Capacidade de transformação	11
Figura 6: Custo por KM Rede.....	12
Figura 7: Comparação Custo de O&M (R\$ mil)/Extensão de rede (km)	14
Figura 8: Comparação Custo de O&M (R\$ mil)/Potência aparente (MVA).....	15
Figura 9: Extensão de Rede < 230 kV	34
Figura 10: Extensão de Rede > 230 kV	34
Figura 11: Potência aparente	35
Figura 12: Potência reativa.....	35
Figura 13: Módulos de manobra < 230 kV	36
Figura 14: Módulos de manobra > 230 kV	36
Figura 15: Equipamentos de subestação < 230 kV.....	37
Figura 16: Equipamentos de subestação < 230 kV.....	37
Figura 17: Indisponibilidade	38
Figura 18: Principais equipamentos com desligamentos nas DITs	45
Figura 19: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r).....	66
Figura 20: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r).....	67
Figura 21: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r).....	67
Figura 22: Curva da banheira	72
Figura 23: Falhas em disjuntores x idade dos ativos.....	73
Figura 24: Avarias e/ou falhas em transformadores x idade dos ativos	74
Figura 25: Relação entre Idade e PMSO ajustado.....	77
Figura 26: Relação entre 1/Eficiência e Idade ²	77

1 Considerações iniciais

Em 27/09/2017 foi aberta 2ª fase da Audiência Pública nº 41/2017 (“AP nº 41/2017”), cujo objetivo era obter subsídios à proposta de regulamentação da revisão periódica da Receita Anual Permitida - RAP das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração do custo operacional eficiente das empresas.

a concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Apresentadas as contribuições dos agentes afetados sobre o tema, em 15/08/2018 foi aberta a 3ª Fase da referida AP nº 41/2017. Por meio da Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL (“Nota Técnica nº 126/2018”) e da Nota Técnica nº 141/2018-SRM/ANEEL (“Nota Técnica nº 141/2018”), a ANEEL apresentou novas considerações sobre o modelo de verificação do custo operacional eficiente das empresas.

Assim, o presente documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“ISA CTEEP”) para o aprimoramento da metodologia proposta no bojo da AP nº 41/2017.

1.1 Sumário Executivo

A aplicação de metodologias justas e coerentes é fundamental para que se consiga, simultaneamente, atingir a modicidade tarifária e a sustentabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão.

Tais objetivos não são conflitantes: um reconhecimento tarifário justo, com estabilidade de regras, reduz a percepção de risco pelos investidores, atrai capital para aumento da eficiência do setor e, com visão de longo prazo, gera modicidade tarifária.

Nesse sentido, **reconhecemos o esforço da ANEEL para aprimorar o** modelo de apuração dos custos operacionais eficientes e gerar incentivos para o aumento da eficiência das empresas.

Contudo, **a busca por uma redução tarifária artificial certamente não atingirá o objetivo pretendido. Mais que isso, terá o efeito oposto**, na medida em que:

- (i) Aumenta a percepção de risco por parte das empresas e investidores, os quais podem passar a exigir taxas de rentabilidade maiores;

- (ii) Afasta investimentos produtivos e que gerariam aumento de eficiência; e
- (iii) Reduz o nível de competição.

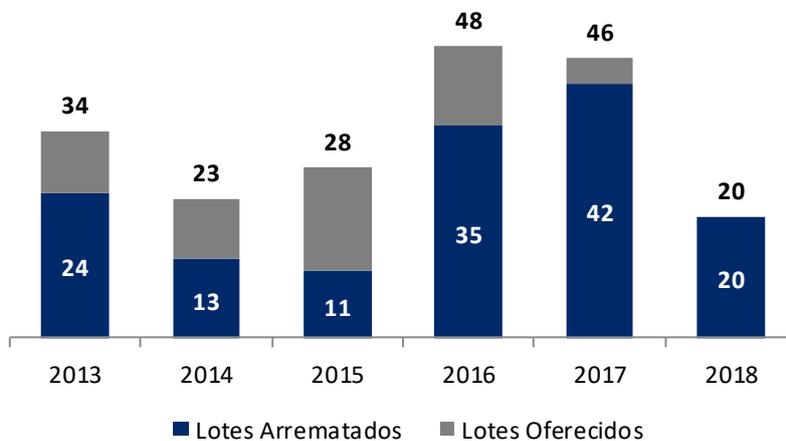
Sendo assim, vai no sentido contrário à missão da ANEEL de “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” e à visão da Agência de “Ser essencial para assegurar a qualidade e a sustentabilidade do serviço de energia elétrica.”

Nessa linha, em artigo publicado pelo Instituto Acende Brasil em outubro de 2017¹, intitulado “Estados, governos, credibilidade e oportunismo”, conclui-se que “**(...) o exame que se espera ver acontecer na audiência pública, em prol da transparência e do debate público esclarecidos, deve ser pautado pela objetividade técnica e distanciar-se do apelo emocional e populista. Mesmo porque, como vimos acima, a conta pode ser artificialmente reduzida e postergada, mas ela sempre volta para aqueles que a deveriam ter pago**” (grifou-se).

Um recente exemplo de dano ao consumidor causado pela busca de uma redução artificial das tarifas é o **fracasso de leilões de transmissão** e posterior aumento expressivo da relação RAP/investimento, **que chegou a atingir nível superior ao dobro do verificado nos anos de maior estabilidade regulatória e respeito ao incumbente**, conforme está demonstrado na Figura 1, a seguir.

¹ http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20171005_CanalEnergia.pdf

Lotes oferecidos x arrematados



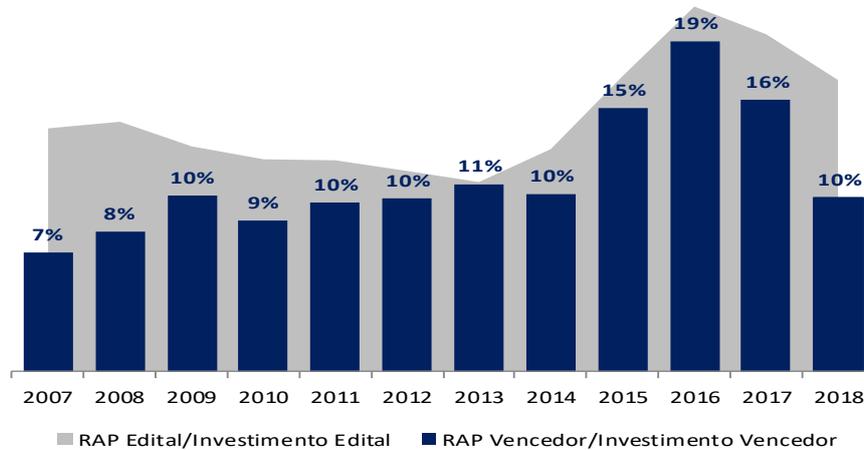
Fonte: ANEEL

Figura 1: Lotes oferecidos x arrematados

O fracasso dos leilões causou graves danos tanto à qualidade como à sustentabilidade do serviço público de fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, o Instituto Acende Brasil afirma que *“A credibilidade e a confiança do Estado brasileiro são cruciais para atrair investimentos e para a retomada do crescimento do país. Veja-se o caso dos leilões de transmissão: com a instabilidade criada pelo atraso no pagamento em questão², diversos lotes ficaram sem oferta e o país deixou de contar com bilhões em investimentos que poderiam ter criado milhares de empregos”* (grifou-se).

² O Instituto Acende referia-se ao pagamento da Rede Básica Sistema Existente - RBSE (nota nossa).

Relação RAP / Investimento



Nota: leilões agrupados conforme ano de publicação do edital

Figura 2: Relação RAP / Investimento

A Figura 2 acima demonstra que, a partir do ano de 2009, houve aumento na relação RAP/Investimento quando comparado com os anos de 2007 e 2008, nos quais a percepção de risco regulatório pelos agentes era baixa. A elevação da relação deve-se ao aumento da percepção de risco pelos empreendedores devido à instabilidade regulatória, como por exemplo, a instabilidade causada pela Medida Provisória nº 579/2012.

Caso a relação RAP vs Investimento de 2007, que era de 7%, tivesse se mantido ao longo dos anos subsequentes, os usuários da rede básica pagariam aproximadamente R\$ 70 bilhões a menos³ pela expansão do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em outras palavras, a instabilidade regulatória onerou e continua onerando o consumidor em bilhões de reais.

A existência de inconsistências e instabilidade regulatória, mesmo que leve a uma redução artificial das tarifas no curto prazo, causará graves custos para a sociedade, como diminuição da qualidade do serviço e aumento do custo da energia no longo prazo. Esse entendimento é inclusive ressaltado pelo Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para ISA CTEEP (Anexo I):

“37. O problema mais grave reside na tentação de promover a redução drástica das

³ O montante foi obtido através da diferença entre a RAP vencedora dos Leilões realizados após 2007 e a RAP projetada considerando-se a relação RAP vs Investimento de 7%

tarifas. Essa solução apresenta grande apelo perante a população e se produz às custas da inviabilização do empreendimento ou da eliminação da rentabilidade inicialmente oferecida.”

As oportunidades de aprimoramento verificadas no bojo da metodologia ora proposta para o processo de revisão tarifária e que serão a seguir detalhadas, decorrem essencialmente da necessidade de coerência:

- (i) Com as regras e sinal regulatório apresentado no contexto da renovação das concessões de transmissão;
- (ii) Com os parâmetros remuneratórios contratados na mesma ocasião; e
- (iii) No tratamento que se pretende dar às concessões de transmissão quando comparado àquele que a ANEEL confere aos demais segmentos de energia elétrica.

Todo esse arcabouço que se propõe por meio da AP n.º 41/2017 acaba por resultar em mudança transformacional no patamar de remuneração. A relação entre receita e score vigente em 2012, quando repactuada a prorrogação das concessões nos termos da Lei nº 12.783/2013, era de aproximadamente 1,64, enquanto que na metodologia atualmente proposta (2018), essa relação passou a ser de 1,28.

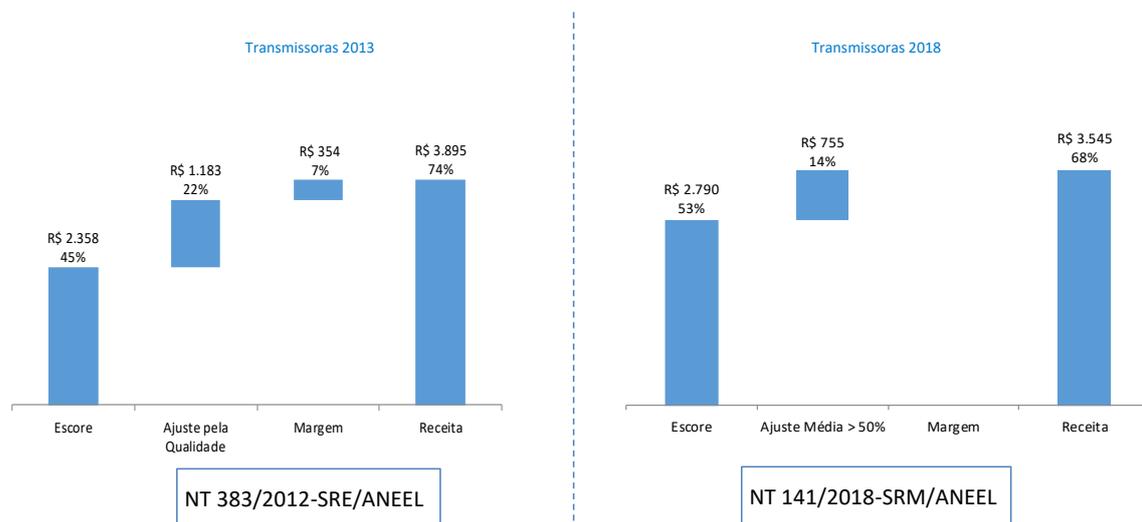


Figura 3: Análise Comparativa Score Vigente x RAP reconhecida

A injustiça cometida com a ISA CTEEP é ainda mais grave, com redução de 1,54 para 1,27, em um contexto de aumento da eficiência da Companhia.

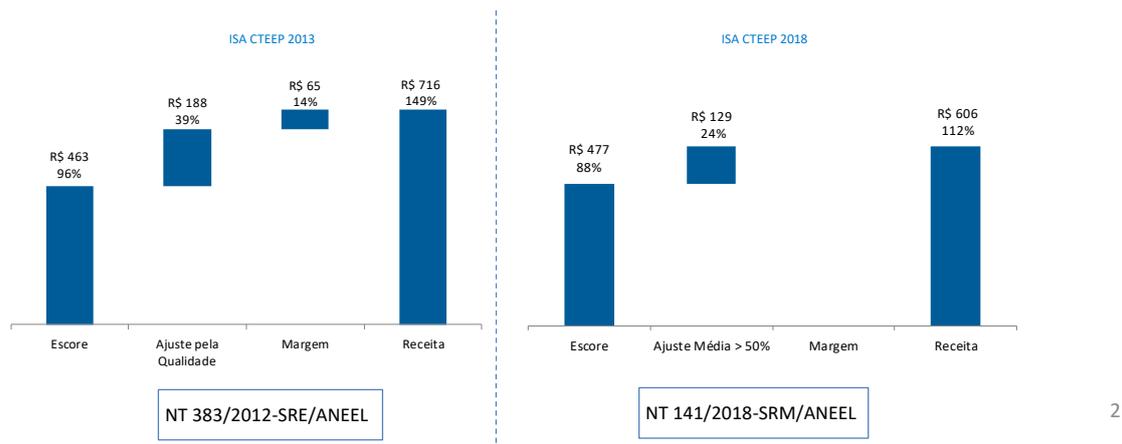


Figura 4: Análise Comparativa Escore Vigente x RAP reconhecida ISA CTEEP

Os custos da ISA CTEEP tiveram uma redução de 1,48% em termos reais e absolutos, para um aumento da rede de 10,2% em extensão de linhas. Isso significa um aumento de eficiência da ISA CTEEP da ordem de 10,59%. Considerando que o aumento de eficiência do setor foi de 4,25%, a eficiência da ISA CTEEP significou 249% em relação à média setorial, conforme pode ser observado na Figura 6.

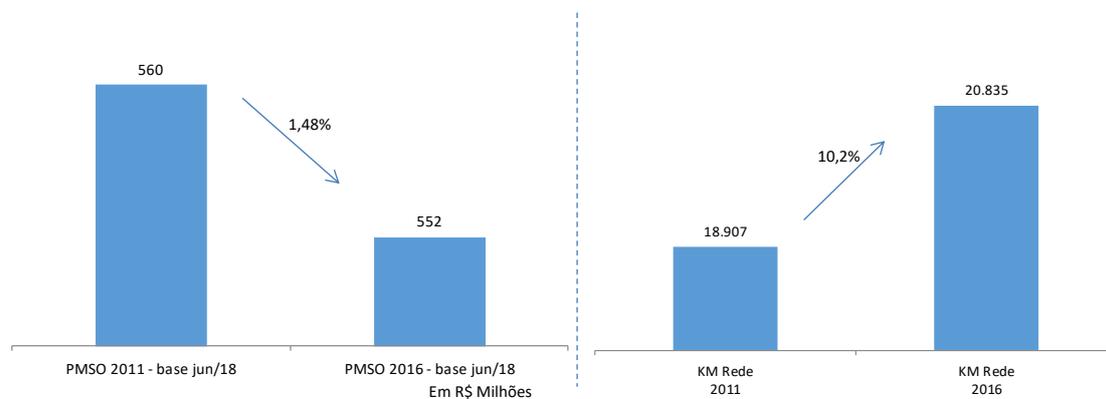


Figura 5: Redução PMSO e Aumento de Rede/Capacidade de transformação

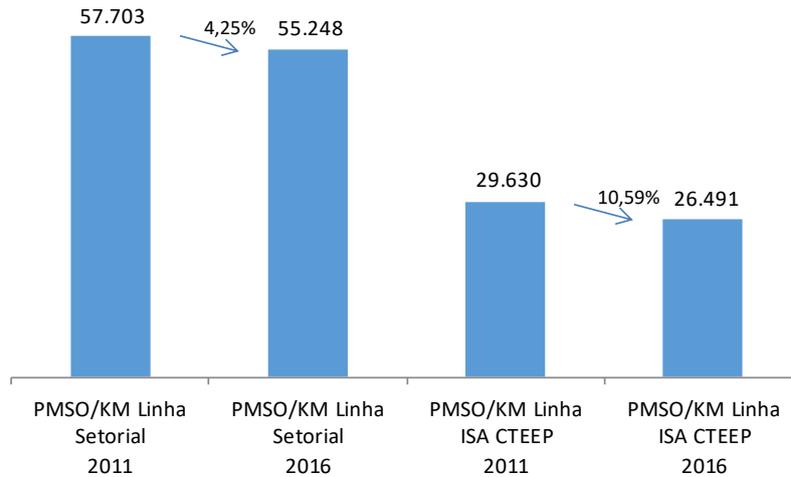


Figura 6: Custo por KM Rede

Assim, enquanto o percentual de reconhecimento tarifário setorial proposto é 6,42 pontos percentuais menor do que o percentual de 2013, para a ISA CTEEP, que teve um aumento de eficiência melhor que a média, o percentual de reconhecimento é 18,01 pontos percentuais menor do que o percentual de 2013, o que dá um claro um sinal regulatório de desincentivo ao aumento da eficiência.

Tal mudança de patamar não é razoável, visto que altera as condições iniciais da proposta para renovação das concessões, conforme posicionamento do Prof. Dr. Marçal Justen Filho:

“14. Em 2012, foi utilizado um modelo de remuneração composto por três elementos. O primeiro era o custo operacional eficiente, tal como determinado pelo método “DEA”. O segundo era um prêmio de qualidade (fundado na disponibilidade das instalações de transmissão), que resultava num percentual a ser somado aos escores de eficiência apurados pelo “DEA”. O terceiro era uma margem de lucratividade de 10%

(...)

18. Por outro lado, as alterações propostas implicam inovação surpreendente na disciplina regulatória, que é agravada pela eliminação de vantagens previstas por ocasião da prorrogação.

(...)

170. No caso concreto, a inovação pretendida é inválida não porque contempla a alteração da disciplina regulatória. O problema fundamental é a modificação do próprio conceito de eficiência e a submissão das empresas a efeitos de fatos ocorridos no passado e insuscetíveis de modificação.

Em suma, a melhor forma de se atingir a modicidade tarifária é com a aplicação de metodologias consistentes, aderentes à realidade fática e que tenham razoabilidade e proporcionalidade nos critérios propostos.

Note-se que o efeito da regulamentação aqui discutida transcende o Setor Elétrico Brasileiro, que é um catalisador para outros setores da economia, com reflexos diretos sobre a reputação do país em termos globais.

O resultado de uma política tarifária justa e consistente, conforme contribuições que serão apresentadas neste trabalho, é a redução da percepção de risco pelos investidores, atração de investimentos e busca pela eficiência, resultando, simultaneamente, em **modicidade tarifária, viabilidade econômico-financeira dos agentes e atração de investimentos produtivos para retomada do processo de crescimento do país.**

1.2 Avaliação comparativa por múltiplos

Um olhar alternativo ao *Data Envelopment Analysis* – DEA que também permite analisar a eficiência das empresas é a relação entre o custo de Operação e Manutenção - O&M e alguns dos produtos das empresas de transmissão, entre as quais apresentaremos: (i) RAP O&M/Extensão de Rede e (ii) RAP O&M/Potência aparente.

Ao analisar a relação RAP O&M/Extensão de Rede do ano de 2016, apresentada na Figura 7, observa-se que a ISA CTEEP apresentou o menor custo realizado por quilômetro de rede entre as transmissoras, assim como quando se compara o múltiplo da ISA CTEEP à média das demais empresas, observa-se que o custo praticado por ela foi aproximadamente 55% menor.

Ocorre que, apesar de apresentar um bom desempenho neste critério, a ISA CTEEP recebe uma receita de O&M por quilômetro de rede de aproximadamente 20% menor do que a média das demais transmissoras consideradas. Ainda, para o próximo ciclo (2018-2023), a SRM propõe um reconhecimento tarifário menor, aumentando a diferença para 26%. **Portanto, enquanto o custo médio das demais empresas é de R\$ 58 mil por quilômetro de rede, o da ISA CTEEP é de R\$ 45 mil, o qual já se mostra insuficiente, sendo que a Superintendência ainda propõe reduzi-lo para R\$ 29 mil, ou seja, metade da média setorial.**

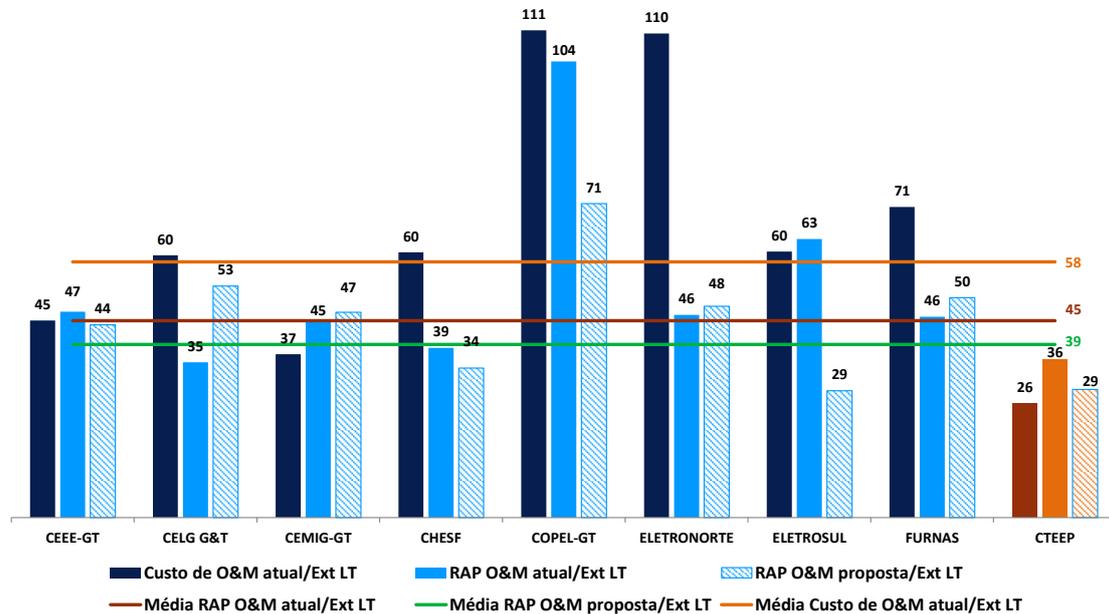


Figura 7: Comparação Custo de O&M (R\$ mil)/Extensão de rede (km)

Considerando a potência instalada por empresa para o ano de 2016, apresentada na Figura 8, observa-se novamente que o custo praticado pela ISA CTEEP foi o menor entre as empresas analisadas, chegando a ser de aproximadamente 48% menor do que a média das demais.

Entretanto, o custo reconhecido de operação e manutenção por MVA para a ISA CTEEP, no ciclo 2013-2018, é aproximadamente 6% menor do que a média do setor. Já para o próximo ciclo (2018-2023), a diferença proposta pela SRM seria ainda maior, aproximadamente 13% menor do que as demais empresas consideradas. **Novamente, demonstra-se o reconhecimento tarifário injusto para a ISA CTEEP: enquanto o custo médio praticado pelo setor é de R\$ 20 mil por MVA, pretende-se reconhecer apenas R\$ 11 mil para a Companhia.**

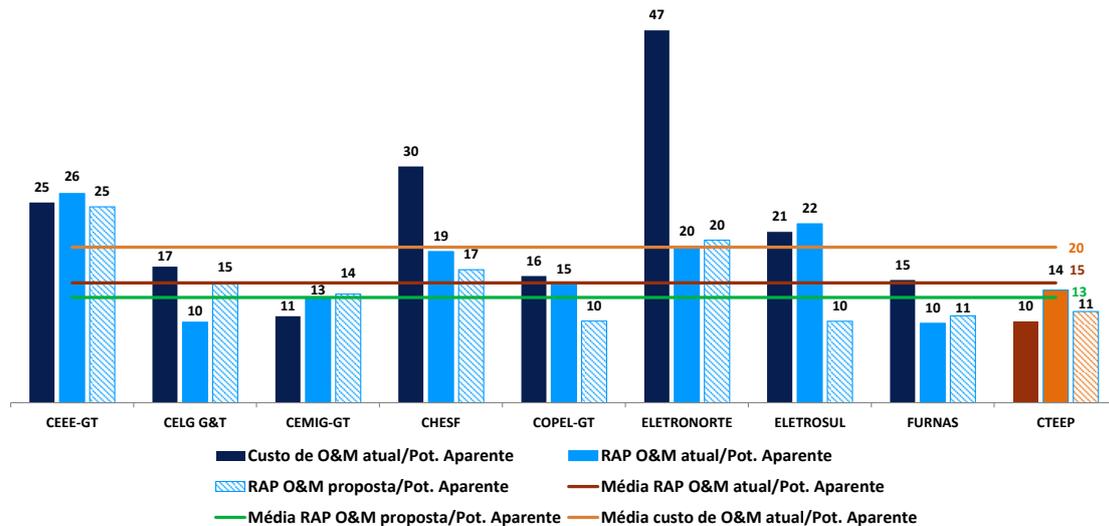


Figura 8: Comparação Custo de O&M (R\$ mil)/Potência aparente (MVA)

Assim, diante do exposto, resta concluir que, apesar da ISA CTEEP apresentar um aumento de eficiência e com o menor custo entre as demais empresas comparadas, o reconhecimento tarifário proposto é de redução para a ISA CTEEP, com índices muito inferiores à média (tanto praticada como reconhecida) de outras empresas. Este é um forte sinal regulatório de desincentivo ao aumento da eficiência.

2 Correção e tratamento da base de dados

Essa seção tem como objetivo requerer que sejam revistos os dados de entrada que foram utilizados na metodologia de *benchmarking*. O modelo DEA parte da premissa de que os dados não possuem nenhum erro de medida, nem mesmo erros aleatórios. Assim sendo, de forma a garantir a robustez dos resultados sobre o O&M reconhecido, é preciso ater-se a qualidade dos dados utilizados, sob pena de que, sem as devidas correções, os resultados não refletirem a realidade operacional das transmissoras.

Isso porque, como sabido, qualquer ajuste nos dados pode ter impacto significativo para o cômputo final de cada transmissora, de modo que a sua correção vai ao encontro do objetivo de se evitar erros materiais.

2.1 Inclusão dos Módulos com os respectivos IdeMdl

Conforme mencionado na Nota Técnica nº 126/2018, os módulos informados na Consulta Pública nº 2/2017 (“Consulta Pública nº 2/2017”) sem os respectivos códigos (IdeMdl) não foram considerados para a composição dos dados. A referida Nota Técnica ainda informa que, caso tais módulos já possuam código atribuído pela ANEEL, estes poderão ser informados pelas concessionárias de transmissão, de modo que poderão ser incorporados à base de dados.

A Tabela 1, abaixo apresenta os módulos com seus respectivos códigos IdeMdl:

Tabela 1: Lista de itens com código de Módulo não informado

Linha	Código do Módulo	ID Agente	Conces. Módulo	Contrato do Módulo	Nome do Módulo	Tipo do Módulo	Tensão	Ext. LT
10763	33377	68	CTEEP	059/2001	LT 138 kV AGUA VERMELHA /GUARIROBA C-1 SP	LT	138	87,95
10764	33378	68	CTEEP	059/2001	LT 138 kV GUARIROBA /VOTUPORANGA 2 C-1 SP	LT	138	67,38
10765	33381	68	CTEEP	059/2001	LT 138 kV CABREUVA /TERMOVERDE CAIEIRAS C-1 SP	LT	138	36,5
10766	33382	68	CTEEP	059/2001	LT 138 kV TERMOVERDE CAIEIRAS /MAIRIPORA C-1 SP	LT	138	22,15
10767	20681	68	CTEEP	059/2001	LT 88 kV JAGUARI /S.JOSE CAMPOS C-2 SP	LT	88	22,42
10768	20719	68	CTEEP	059/2002	LT 138 kV PARAIBUNA /TAUBATE C-1 SP	LT	138	69,3
10769	20721	68	CTEEP	059/2003	LT 138 kV PARAIBUNA /TAUBATE C-2 SP	LT	138	69,3
10772	15814	68	CTEEP	059/2001	LT 138 kV TRES IRMAOS /TRES LAGOAS C-2 SP	LT	138	52,13

Pedido 1. A ISA CTEEP requer que os dados apresentados na Tabela 1 acima, com os seus respectivos códigos IdeMdl, sejam incorporados à base de dados.

2.2 Incomparabilidade das DMU's

O processo de comparação entre empresas para definição do custo operacional eficiente pressupõe justamente a comparabilidade entre estas. Essa comparabilidade deve abranger tanto insumo quanto produtos.

Essa premissa de comparabilidade é confirmada pela própria SRM no item 12 da Nota Técnica nº 160/2017, ao afirmar que: *“Uma questão fundamental de análise de benchmarking é o estabelecimento do critério de comparabilidade entre as empresas, ou seja, quais elementos as caracterizam, em que medidas são comparáveis e sob quais aspectos se diferenciam”*.

Em que pese ser essa a premissa para a adoção do modelo de comparabilidade entre as empresas, a SRM entendeu pela efetividade de se inserir na base de dados empresas que não terão seu custo operacional eficiente definido. Em resumo, a SRM incluiu no modelo as empresas licitadas ou o agrupamento delas em grupos operacionais (holdings), no intuito de promover a comparação com as empresas que participam da definição do custo operacional eficiente.

No entanto, com essa decisão, a principal premissa do modelo adotado pela SRM resta violada, visto que as empresas licitadas possuem estrutura totalmente diversa quando comparadas às empresas que prorrogaram as concessões nos termos da Lei nº 12.783/2013. Isso se verifica especialmente quando se analisa a estrutura de O&M (incluindo engenharia e suprimentos), que deve ser mais robusta nas empresas prorrogadas em razão da quantidade de ativos existentes e da execução de reforços e melhorias.

Essa quebra de premissa e a impossibilidade de comparação entre empresas licitadas com concessões prorrogadas já foi exaustivamente discutida entre os agentes e Agência. No entanto, em que pese a robustez dos argumentos apresentados, o entendimento da ANEEL é de que a manutenção das empresas licitadas na base de comparabilidade não viola a premissa citada.

Assim, diante da negativa da ANEEL de retirar as empresas licitadas da base, deve-se ao menos ser feita uma adequação para promover a comparabilidade dos insumos, considerando

principalmente que, dentre essas empresas, existem aquelas que possuem atividades de geração e distribuição.

A respeito dos insumos inseridos no modelo DEA, essa Agência utiliza como dado de entrada os dados contábeis de cada uma das concessionárias. Esses dados têm origem no Relatório de Informações Trimestrais - RIT e no Balancete Mensal Padronizado – BMP.

De fato, em referidos relatórios constam os custos e despesas efetivamente registrados pelas concessionárias de transmissão. No entanto, referidos relatórios não conseguem capturar, por exemplo, as diferentes formas de rateio dos custos de administração central praticados pelos agentes que possuem, no mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica - CNPJ, os segmentos de geração e transmissão.

O Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE é omissivo quanto à definição de um critério de rateio dos custos da administração central, indicando somente que o critério deve ser consistente e deve estar disponível para eventual fiscalização da ANEEL, como pode ser observado na alínea 15 do item 6.3.23 do MCSE:

“15 [...]

Ficará a critério das Outorgadas que tiverem multiplicidade de atividades fazer a escolha do melhor critério para rateio da Administração Central, com posterior apropriação nas Unidades Operativas da atividade fim. Cabe destacar a necessidade de manter esse critério devidamente documentado e disponível à ANEEL, se necessário”. (sem grifos no original)

Por exemplo, se existirem concessionárias que promovam esse rateio por meio do custo direto alocado em cada segmento, essas não seriam comparadas de forma adequada com concessionárias que façam o mesmo rateio por meio da receita de cada segmento. Portanto, a ANEEL não deveria construir um modelo de benchmarking que contemple ambas sem antes uniformizar os critérios.

Nesse sentido, a alocação desses custos para mais ou para menos no segmento de transmissão por mera definição de critério de rateio de custos indiretos pode alterar significativamente os escores de todo o segmento, tanto no 1º estágio quanto na normalização, afetando a eficiência e o repasse dos custos de O&M para o próximo ciclo tarifário de todas as transmissoras.

Outro aspecto que certamente gera diferenças nos escores de eficiência é a falta de comprometimento das empresas licitadas com a qualidade dos dados dos insumos e produtos que não são afetados pelos resultados obtidos pela aplicação do processo de *benchmarking*. Tal afirmativa pode ser validada pela simples observação das contribuições encaminhadas no âmbito da Consulta Pública nº 2/2017. Naquela oportunidade, somente uma parcela muito pequena das empresas licitadas revisaram e confirmaram a consistência dos dados colocados em Consulta Pública. Ou seja, a qualidade das informações apresentadas pelas empresas licitadas não pode ser atestada.

Ademais, é sabido que algumas das empresas licitadas alocam custos classificados como operacionais em suas holdings não operacionais, com o objetivo de auferirem ganhos (inclusive tributários). Esses custos, por não constarem de quaisquer relatórios contábeis dos quais a ANEEL extrai seus dados, não são inseridos no processo de *benchmarking*. Dessa forma, depois de inseridas no modelo, essas empresas podem ser apontadas como falsamente eficientes. Contudo, essa eficiência se dará justamente porque seus reais e efetivos custos não são capturados pela ANEEL por meio dos relatórios RIT e BMP.

Os agrupamentos de empresas em *Holdings* pela ANEEL buscaram capturar eventuais diferenças de alocação de custos entre empresas de um mesmo grupo. Entretanto, tal agrupamento leva em conta apenas as empresas operacionais do setor de transmissão, não permitindo capturar eventuais custos com pessoal que estejam alocados em outra empresa que não seja uma transmissora de fato. Logo, caso parte dos custos com pessoal estejam alocados na matriz, que não possui nenhum ativo de transmissão, este não aparecerá no agrupamento da ANEEL, resultando em uma *Holding* virtualmente mais eficiente.

Cabe ressaltar que possíveis discrepâncias nos custos com pessoal devido à alocação dos mesmos em empresas não representadas no modelo da ANEEL pode ser verificado por meio da análise das informações encaminhadas pelos agentes em resposta ao Ofício Circular nº 6/2016-SRM/SCT/SFF/ANEEL, de 2 de dezembro de 2016, onde as empresas apresentaram os quantitativos e custos com pessoal.

Pedido 2. A ISA CTEEP requer a análise das informações relativas aos custos com pessoal encaminhadas pelas empresas em resposta ao Ofício Circular nº 6/2016-SRM/SCT/SFF/ANEEL, buscando identificar aspectos que indiquem a alocação de custos em empresas fora do grupo considerado nas bases de dados, principalmente no caso das transmissoras licitadas. Caso

sejam identificados sinais de alocação de custos com pessoal incompatíveis com o esperado de uma transmissora, solicitamos que seja realizada fiscalização dos dados constantes dos relatórios RIT e BMP, de modo a comprovar que o constante desses relatórios reflete o real custo dessas empresa e consequente adequação da base de dados das DMUs.

Pedido 3. A ISA CTEEP requer a análise das informações relativas aos critérios de rateio da administração central, buscando identificar aspectos que indiquem a alocação de custos entre diferentes segmentos. Caso sejam identificados critérios de rateio distintos, que seja definido um único critério para fins de comparação.

2.3 Correção das bases contábeis e incomparabilidade entre RIT e BMP

Cabe pontuar que para que seja possível a comparabilidade “em painel” dos custos operacionais das empresas entre os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016, é necessário que a estrutura desses custos seja idêntica.

Em outras palavras, isso significa dizer que, para que seja possível a comparação, devem ser considerados os mesmos tipos de custos e as mesmas contas contábeis. Essa premissa é fundamental para que a comparação entre as empresas não sofra qualquer distorção.

Em 2013 e 2014, a base de dados utilizada para composição dos custos operacionais foi o RIT. Já em 2015 e 2016 utilizou-se o BMP. Em que pese, em teoria, o RIT ser a consolidação do BMP, é necessário pontuar que as informações constantes nos documentos devem ser possíveis de comparação entre si.

Nesse sentido, ao se analisar as contas utilizadas para compor o PMSO a ser utilizado no modelo, em especial a conta “Outros”, as transmissoras podem identificar certas inconsistências que careceriam de correção pelo regulador para que a principal premissa da utilização do modelo de *benchmarking* – a comparabilidade - seja observada.

Assim, é necessário que, caso sejam identificados equívocos em quaisquer contas, essas devem ser reclassificadas e adequadas, quando necessário.

Vale lembrar que, mesmo considerando as mesmas contas, eventualmente os dados encaminhados à ANEEL podem conter erros e estes também devem ser corrigidos de forma a

refletir não só a realidade dos agentes como também garantir o cálculo adequado dos escores de *benchmarking*.

Pedido 4. A ISA CTEEP requer que sejam consideradas as mesmas contas do PMSO, utilizando-se o mesmo critério aplicado para os anos de 2015 e 2016, ao longo de todos os anos em que foi feita a comparação por meio de dados em painel.

Pedido 5. Considerando que as informações enviadas por um único agente podem afetar a eficiência e, conseqüentemente, a receita de todos os demais, é necessário que a agência promova adequações desde que manifestadas pelos agentes.

2.3.1 Necessidade de consideração dos custos com execuções judiciais

É sabido que para a definição do custo operacional eficiente das concessionárias de transmissão, a ANEEL se utiliza de dados contábeis advindos de relatórios encaminhados periodicamente pelos agentes. A partir desses relatórios, a ANEEL seleciona as contas que serão utilizadas como insumos do DEA.

Logo após a definição do percentual de eficiência via DEA, a ANEEL se utiliza dessa base de contas selecionadas dos relatórios encaminhados para composição da receita de O&M que será reconhecida para o próximo ciclo.

Contudo, dentre as contas não reconhecidas pela ANEEL para esse ciclo de revisão tarifária encontra-se a conta de condenações judiciais pagas. Entende a SRM que, por ser esta uma conta de natureza não recorrente e não comum entre todas as concessionárias, haveria a impossibilidade de reconhecimento de contas dessa natureza para a composição da base a ser utilizada para a aplicação do escore de eficiência.

Ainda, no âmbito da segunda fase da AP nº 41/2017, a ISA CTEEP já havia contribuído no sentido de que haveria a necessidade de reconhecimento da conta de execuções judiciais, justamente por se tratar da conta contábil que congrega custos inerentes à atividade operacional de qualquer empresa em qualquer segmento, não sendo exclusividade do setor de transmissão ou do setor elétrico.

Tais custos não tem natureza esporádica nem mesmo incomum, sendo intrínsecos a qualquer atividade econômica desenvolvida. Ademais, vale lembrar que as execuções judiciais,

constituem custos que deixaram de integrar, em algum momento, as despesas que são alocadas em contas consideradas pela ANEEL.

Tratando especificamente de processos trabalhistas, as empresas do setor elétrico, assim como as empresas de vários outros segmentos da economia, enfrentam recorrentemente processos trabalhistas.

Nesse sentido, é importante ressaltar que as empresas que possuem boas práticas de gestão de recursos humanos têm uma probabilidade menor de sofrer processos trabalhistas, o que não significa, todavia, que essa probabilidade é nula. Sendo assim, a avaliação isolada dos valores de execuções judiciais constitui-se em uma medida parcial de eficiência operacional, que mensura o êxito da gestão da empresa para esse assunto específico.

Em contraste, a metodologia de *benchmarking* que foi empregada pelo regulador para avaliação das empresas de transmissão tem a característica de gerar uma medida de comparação global, que captura os *trade-offs* entre insumos e entre produtos definidos por decisões gerenciais das empresas. Portanto, a exclusão de parte dos insumos (parte dos custos) torna a avaliação incompleta, visto que o custo com execuções judiciais reflete indiretamente parte dos *trade-offs* gerenciais assumidos pelas empresas.

Desse modo, empresas com más práticas trabalhistas tendem a minimizar o seu custo com pessoal em detrimento de ações trabalhistas, o que a torna artificialmente eficiente. Portanto, a existência de tal prática distorce os resultados do modelo, prejudicando as demais empresas, uma vez que os custos judiciais não estão sendo considerados.

Cabe ressaltar que essas despesas recorrentes devem constituir o cálculo dos escores de eficiência e também a base de referência para cálculo do Custo Operacional Eficiente. O PMSO eficiente deve ser repassado às empresas de forma a refletir o custo necessário para operação.

Ademais, vale ressaltar que no âmbito do segmento de distribuição, quando da definição do custo operacional eficiente de 2014 (Audiência Pública nº 23/2014), a ANEEL considerou na composição do PMSO eficiente a conta relacionada a execuções trabalhistas pagas. Veja-se trecho da Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL (“Nota Técnica nº 407/2014”) sobre o tema:

Em relação à proposta apresentada na AP 023 foram incluídas as despesas com condenações trabalhistas, uma vez que se entendeu que esta se enquadra nos critérios

mencionados: são recorrentes e comuns a todas as distribuidoras. As demais condenações cíveis, ambientais e tributárias são pouco significantes na média das distribuidoras. Além disso, condenações cíveis podem conter custos de não natureza não operacional, o que não é desejado.

Assim, por meio da Nota Técnica nº 407/2014, a ANEEL reconheceu expressamente que os custos com execuções judiciais trabalhistas deveriam ser considerados para compor a base do PMSO eficiente, por serem recorrentes e comuns a todas as empresas participantes do processo de revisão tarifária. Desse modo, pelos argumentos aqui já expostos, há necessidade de consideração desses custos para a definição da base do PMSO das transmissoras.

Há que se ressaltar que a não consideração das execuções judiciais pode ter o efeito contrário do desejado pela ANEEL. Isso porque, por certo, decisões empresariais relacionadas a matéria trabalhista, fiscal, cível e ambiental, podem atrair certos riscos que podem culminar em ações judiciais futuras.

Assim, ao não reconhecer execuções judiciais na base do custo operacional eficiente, a ANEEL está, ainda que pela via transversa, incentivando os concessionários a não assumir qualquer risco, o que, ao longo de um ciclo tarifário, resultará em aumento generalizado dos custos das empresas que, estando cientes de que o regulador não reconhecerá valores dispendidos com condenações judiciais, irão optar pelo pagamento de quaisquer pleitos que porventura poderão ser futuramente questionados na via judicial.

Ainda sobre esse ponto, vale ressaltar que, muito embora no âmbito da distribuição os custos com condenações tributárias, ambientais e cíveis não tenham sido considerados, cabe pontuar que esses têm exatamente a mesma natureza dos custos com condenações trabalhistas, qual seja: são recorrentes e comuns a todas as transmissoras, não havendo motivos para que os mesmos não sejam reconhecidos.

Pedido 6. A ISA CTEEP requer que a ANEEL passe a considerar as contas contábeis relacionadas a execuções judiciais, sejam essas de natureza tributária, cível, ambiental ou trabalhistas, para composição do PMSO eficiente.

2.4 Conversão entre Circuito Simples e Duplo

A SRM, por meio da Nota Técnica nº 126/2018, expressou seu entendimento de que deve ser destinado o mesmo montante de recursos para a realização da operação e manutenção das linhas de transmissão em circuitos simples e duplo.

Para justificar o seu entendimento, a Superintendência afirma que *foi testada a utilização das variáveis extensão rede com e sem compensação para circuitos duplos*. Assim, *dada a semelhança dos resultados obtidos, pelos motivos expostos na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL, foi mantido o ajuste para as linhas de transmissão em circuito duplo, as quais tiveram contabilizadas metade do comprimento dos seus circuitos*.

Por sua vez, por meio da Nota Técnica nº 160/2017, a Superintendência afirma que, **sob o ponto de vista dos custos de operação e manutenção, estes estariam muito mais associados à linha de transmissão do que à quantidade de cabos**. (sem grifos no original)

Assim, *uma linha com dois circuitos não implica o dobro de O&M que uma linha circuito simples*. Pelo contrário, **a premissa adotada é que linhas de circuito simples e circuito duplo tendem a ter custos unitários, por km, equivalentes** (sem grifos no original)

Contudo, referido entendimento não merece prosperar, pelas razões abaixo expostas.

Inicialmente, cabe destacar que a conclusão da SRM se baseou no entendimento de que os custos para a operação e manutenção estariam muito mais associados à linha de transmissão do que à quantidade de cabos. Contudo, a Superintendência não apresenta qualquer argumento ou fundamento capaz de corroborar o seu entendimento, se limitando a expor a sua conclusão sem qualquer embasamento, o que viola o princípio da motivação, que deve permear todos os atos da Administração Pública, nos termos do art. 50⁴ da Lei do Processo Administrativo Federal (Lei nº 9.784/1999).

⁴ “Art. 50. Os atos administrativos deverão ser motivados, com indicação dos fatos e dos fundamentos jurídicos, quando:

I – neguem, limitem ou afetem direitos ou interesses”. (sem grifos no original)

Prossegue a SRM afirmando que os custos para a operação e manutenção das linhas em circuito simples e duplo devem ser iguais porque *a premissa adotada é que linhas de circuito simples e circuito duplo tendem a ter custos unitários, por km, equivalente.*

Entretanto, o que se verifica quando se olha para a realidade operativa da ISA CTEEP é que os custos não são equivalentes, conforme será comprovado nos próximos parágrafos.

O primeiro fator que deve ser levado em consideração e que confirma essa diferença de custos está associado a própria composição das linhas, já que os circuitos duplos possuem o dobro de cadeias de isoladores, ferragens de cabos condutores, cabos condutores e espaçadores quando comparados aos circuitos simples. Assim, a existência do dobro de itens, por si só, já torna as manutenções dessas linhas mais custosa, já que elas que são feitas considerando o dobro de itens.

Do mesmo modo, a necessidade de realização de manutenções nas linhas de transmissão em circuito duplo é muito maior do que aquela verificada nas linhas em circuitos simples, uma vez que a probabilidade de ocorrência de falhas nesse tipo de linha é, por decorrência lógica, muito superior àquela verificada nas linhas em circuito simples.

Ainda, as manutenções realizadas nas linhas em circuito duplo são bem mais complexas e demoradas, uma vez que um dos circuitos sempre estará energizado. Dessa forma, devem ser adotadas uma série de providências adicionais visando a segurança na realização da manutenção que não se verificam nas linhas em circuito simples, tais como: (i) utilização de vestimenta especial pelo colaborador que realizará a manutenção; (ii) utilização de Equipamentos de Proteção Individual – EPI diferenciados; (iii) realização do aterramento da linha antes de começar a manutenção; (iv) realização de procedimentos mais complexos de *check-list* pré e pós manutenção, etc.

Já para as linhas em circuitos simples, em princípio, é necessário somente o seu desligamento e a adoção de medidas de segurança padrão aplicáveis para esse tipo de intervenção, não sendo necessária a adoção de nenhuma providência especial ou diferenciada.

Assim, a necessidade da realização de uma série de procedimentos e adoção de diversas medidas de segurança adicionais para a realização da manutenção das linhas de transmissão com circuitos duplos, implica, como não poderia deixar de ser, em maiores custos para a

realização da sua operação e manutenção, o que deve ser reconhecido pela ANEEL na presente revisão tarifária.

Cabe destacar, por oportuno, que a diferença de custos também se verifica nas inspeções aéreas e terrestres realizadas pela ISA CTEEP, uma vez que uma inspeção realizada numa linha em circuito duplo é mais demorada, já que, como dito acima, há uma maior quantidade de itens a serem verificados. Os custos adicionais existentes são: (i) locação de helicópteros por mais tempo; (ii) compra de combustível; (iii) valor das horas do piloto e dos colaboradores da ISA CTEEP disponibilizados para a realização as inspeções, etc.

Ainda, considerando as atividades realizadas pelo Centro de Operações de Transmissão – COT da ISA CTEEP, que é responsável pelo gerenciamento, operação e manutenção de todas as suas instalações, verifica-se que as linhas com circuito duplo são mais custosas do que as linhas com circuito simples. Isso porque, se considerarmos, para fins de simplificação, que o custo para a manutenção do COT é dividido por circuito (pares de *bays*), as linhas com circuito duplo custarão, em princípio, o dobro do que as linhas com circuito simples, já que haverá a alocação de mais pessoal, mais equipamentos e maior tempo será demandado do COT para o gerenciamento, operação e manutenção desse tipo de linha.

Por fim, importante ressaltar que as linhas com circuito duplo ocupam, em média, áreas 35% (trinta e cinco por cento) maior do que as estruturas com circuito simples instaladas em condições similares (mesma faixa de tensão), o que acarreta em um aumento considerável do tempo de execução da inspeção, principalmente relacionado à escalada das estruturas, realização de podas nas áreas, etc., refletindo, por conseguinte, nos custos de operação e manutenção. O mesmo ocorre para a realização de podas, já que as linhas de transmissão em 440 kV possuem uma faixa de servidão de 60 (sessenta) metros, enquanto as linhas na mesma tensão em circuito simples possuem faixas de servidão entre 30 (trinta) e 40 (quarenta) metros, o que reflete, novamente, nos custos associados para a realização desse serviço, que é valorado por m².

Pedido 7. Considerando que restou comprovado que os custos para a realização de operação e manutenção nas linhas em circuito duplo são 34% maiores do que os custos das linhas em circuitos simples, como pode ser comprovado no relatório da Thymos juntado às

presentes contribuições, a ISA CTEEP requer que a ANEEL considere essa diferença de custos no percentual de 34% (ou 1,34) no ajuste aplicado às linhas com circuito duplo.

2.5 Ajuste por Imposto Predial Territorial Urbano - IPTU

Já é de conhecimento dessa Agência que para a aplicação do DEA é necessário que as empresas comparadas produzam os mesmos produtos, e utilizando-se dos mesmos insumos. Sendo assim, aspectos que prejudicam a comparabilidade entre as empresas devem ser endereçados preferencialmente antes dos dados serem inseridos no modelo. Como exemplo desse tipo de correção, pode-se citar o ajuste dos custos de pessoal pelo índice salarial criado pelo regulador.

O modelo proposto pelo regulador traz como input o custo operacional das empresas, informado por meio do BMP. Dentre as contas contábeis que compõem a base de custos considerada comparável pelo regulador consta a conta “Outros”, que contém os custos com o pagamento de tributos. Dentre os tributos de maior peso para a ISA CTEEP, destacamos a despesa com Imposto Territorial Predial Urbano - IPTU referente às áreas de servidão e às instalações da empresa.

Ocorre que, dentre as empresas existentes comparadas no estudo de *benchmarking*, a ISA CTEEP é a única empresa privada da amostra, sendo as demais transmissoras ou de economia mista ou estatais. Na maior parte dos casos, as empresas estatais são isentas do pagamento de IPTU, direito extensivo às empresas de capital misto.

O Artigo 150. VI, alínea “a” da Constituição Federal prevê a impossibilidade de cobrança de impostos entre União, Estados e Municípios, configurando o “Princípio da Imunidade Recíproca”:

“Art. 150. Sem prejuízo de outras garantias asseguradas ao contribuinte, é vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios:

(...)

VI – instituir imposto sobre:

a) Patrimônio, renda e serviços, uns dos outros;”

Assim, uma vez caracterizado que determinado imóvel é de propriedade da União, por exemplo, não poderia haver cobrança de IPTU pelo Município.

O mesmo artigo, no parágrafo terceiro afasta a isenção de impostos para patrimônio e serviços privados, ou casos em que haja pagamento de tarifas pelos usuários. Conforme esse artigo, portanto, as empresas prestadoras de serviço público não deveriam ser imunes ao pagamento de impostos:

“§ 3º As vedações do inciso VI, a, e do parágrafo anterior não se aplicam ao patrimônio, à renda e aos serviços relacionados com exploração de atividades econômicas regidas pelas normas aplicáveis a empreendimentos privados, ou em que haja contraprestação ou pagamento de preços ou tarifas pelo usuário, nem exoneram o promitente comprador da obrigação de pagar imposto relativamente ao bem imóvel.”

Entretanto, de um modo geral, existem decisões judiciais favoráveis à tese da imunidade recíproca quando a empresa envolvida é pública ou sociedade de economia mista, já que a presença do Estado na composição societária afasta a previsão de “empreendimento privado” trazida no parágrafo terceiro.

Neste sentido é o julgado abaixo com o entendimento atual do Superior Tribunal de Justiça - STJ sobre o assunto no julgamento da Ação Civil Ordinária nº 2757 movida pela Companhia Estadual de Águas e Esgotos do Rio de Janeiro (Cedae):

“AÇÃO CÍVEL ORIGINÁRIA. DIREITO CONSTITUCIONAL E TRIBUTÁRIO. ALCANCE DA IMUNIDADE TRIBUTÁRIA RECÍPROCA. ART. 150, VI, ‘A’, DA CRFB/88. NATUREZA PÚBLICA DOS SERVIÇOS DE ÁGUA E ESGOTO PRESTADOS POR SOCIEDADE DE ECONOMIA MISTA. SERVIÇO PRESTADO DE MANEIRA EXCLUSIVA E NÃO CONCORRENCIAL. IRRELEVÂNCIA DO CAPITAL PRIVADO PARTICIPANTE DA COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA AUTORA. JURISPRUDÊNCIA DESTA CORTE NO SENTIDO DE QUE A IMUNIDADE TRIBUTÁRIA RECÍPROCA ALCANÇA AS SOCIEDADES DE ECONOMIA MISTA PRESTADORAS DE SERVIÇOS PÚBLICOS. PRECEDENTES. PEDIDO QUE SE JULGA PROCEDENTE.”

O mesmo ocorreu no julgamento da Apelação nº 00154118720154013300 no Tribunal Regional Federal - TRF da 1ª região:

TRIBUTÁRIO. EMBARGOS À EXECUÇÃO FISCAL. INFRAERO. IMUNIDADE. IPTU. INEXIGIBILIDADE. TAXA DE LIMPEZA PÚBLICA - TLP. DUPLA INCIDÊNCIA SOBRE MESMA ÁREA: TOTAL E DESMEMBRADA. INADMISSIBILIDADE. IMÓVEL LINDEIRO. 1. Imunidade/IPTU. “É compatível com a Constituição a extensão de imunidade tributária recíproca à Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária - INFRAERO, na qualidade de empresa pública prestadora de serviço público”. (...)

Assim como nesses casos, há diversos outros favoráveis às empresas públicas e de economia mista prestadoras de serviços públicos, garantindo o direito ao princípio da imunidade recíproca. Portanto, na prática, é difícil precisar quais empresas públicas e de economia mista pagam esse tipo de tributo.

O fato é que, sendo a ISA CTEEP uma empresa de capital privado, ela não tem para si estendido o direito ao princípio da imunidade recíproca, pagando integralmente o IPTU aos municípios onde tem instalações e faixas de servidão. É uma despesa a mais em sua base de dados que não consta na mesma proporção nas empresas públicas e de economia mista. Para garantir a comparabilidade entre as empresas submetidas ao processo de *benchmarking*, é necessário expurgar a despesa de IPTU do custo operacional para fins de cálculo do escore.

Ainda, a despesa de IPTU é inegociável por parte da prestadora de serviço privada. Não faz parte, portanto, da parcela do custo passível de ser reduzida pela eficiência gerencial da empresa. A despesa configura-se, portanto, como um repasse necessário à empresa privada prestadora de serviço público.

Assim, para tornar a base de despesas comparáveis e fazer o repasse justo de custos, a solução é:

- (i) Expurgar a despesa de IPTU das empresas privadas da base de dados antes de rodar o estudo de benchmarking para cálculo dos escores de eficiência; e
- (ii) Incluir a despesa de IPTU na base de referência para incidência do escore calculado.

É importante ressaltar que a equalização das condições de comparabilidade entre as empresas comparadas é requisito do DEA. E, ainda, que o pagamento dessa despesa é desigual entre os agentes comparados, sem que as empresas privadas tenham margem para atuação.

Pedido 8. A ISA CTEEP requer o expurgo da despesa de IPTU da base de despesas das empresas privadas submetidas ao *benchmarking*, apenas para cálculo do escore, a fim de melhorar a comparabilidade entre elas. Ressalta-se que, para fins de composição da base de referência de custos na qual o escore de eficiência é aplicado para determinação da receita, essa despesa deve ser mantida, uma vez que não é gerenciável pelos agentes.

2.6 Correção Monetária dos Valores de 2017 para 2018

Nos parágrafos 24 e 25 da Nota Técnica nº 126/2018, a ANEEL informa que utilizou os custos operacionais contabilizados entre 2013 e 2016, os quais foram atualizados utilizando-se a

variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA para as contas de pessoal e serviços e a variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M para as demais contas.

Por meio da planilha “*BASE-DE-DADOS.xlsx*”, pode-se observar que os valores históricos de 2016 foram corretamente atualizados para junho/2017, quando adotado o critério descrito na referida Nota Técnica, o que equivale a um valor atualizado de R\$ 527.085,92 mil.

Entretanto, em ambas as tabelas denominadas “*Tabela 12 – Custos Operacionais Regulatórios Propostos X Custos Operacionais Regulatórios Atuais*”, constantes das Notas Técnicas nº 126/2018 e nº 141/2018, a ANEEL apresenta para a ISA CTEEP um custo de PMSO 2016 na base junho/18 equivalente a R\$ 542.134,30 mil.

Aparentemente, a correção do PMSO de junho/2017 para junho/2018, foi feita unicamente utilizando-se a variação do IPCA do período que corresponde a 2,86%, em desacordo com a métrica definida no já citado parágrafo 25 da Nota Técnica nº 126/2018, que determina a utilização da variação do IPCA para as contas de pessoal e serviços e a variação do IGP-M para as contas de materiais e outros.

A correção pelo critério misto IPCA/IGP-M eleva o valor do PMSO 2016 de R\$ 542.134,30 para R\$ 543.983,61 mil, uma diferença aproximada de R\$ 1,9 milhão.

Lembrando-se que, sobre os valores do PMSO 2016, será aplicado o escore de eficiência normalizado, o que definirá o novo valor de O&M para o ciclo 2018-2023 da ISA CTEEP.

Neste caso, aplicando-se a eficiência normalizada (111,87%) sobre o PMSO 2016 corrigido de maneira mista, obtemos uma receita de O&M proposta de R\$ 608.554,46 mil, representando um aumento de R\$ 2.073,03 mil se comparado à receita de O&M proposta de R\$ 606.481,43 mil, corrigida erroneamente somente pelo IPCA.

Pedido 9. A ISA CTEEP requer que, para fins da aplicação do escore de eficiência normalizado, o PMSO 2016 seja atualizado para junho/2018 pela aplicação do critério de correção definido no parágrafo 25 da Nota Técnica nº 126/2018, que corresponde à aplicação da variação do IPCA para as contas de pessoal e serviços de terceiros e variação do IGP-M para as contas de materiais e outros, de forma garantir a correta remuneração dos seus custos de O&M.

3 Benchmarking – Primeiro Estágio

Nesta seção far-se-á uma análise de como se aplicou a metodologia do DEA apenas para o primeiro estágio. Aqui se exibem os pressupostos básicos da modelagem DEA que garantem a consistência do resultado determinístico do escore de eficiência. Caso algum dos pressupostos não seja respeitado, não se tem a certeza da robustez dos resultados e corre-se o risco de fragilizar o segmento ao se aplicar estes sem o devido rigor.

3.1 Crítica à aplicabilidade do DEA

A metodologia DEA-NDRS aplicada a todas as empresas participantes do segmento de transmissão pressupõe que todas as empresas atuem na mesma escala produtiva. Anteriormente, foi efetuada uma divisão entre aquelas que atuavam tanto na geração quanto na transmissão. Essa análise conjunta pode identificar erroneamente empresas eficientes apenas pelo fato de que se utiliza uma variável de folga, a qual se atribui valor 1 para todas as *Decision Making Units* - DMUs, o que será explorado ao longo da seção.

Além disso, a utilização de limites aos pesos eficientes restringe o espaço de solução, e caso estes limites não reflitam a verdadeira realidade possível para uma estrutura produtiva eficiente, estes também podem ser fonte de inconsistência no resultado do modelo.

3.1.1. Crítica ao Uso do DEA na AP nº 41/2017

A metodologia de *benchmarking* DEA foi utilizada para se computar o índice de eficiência das transmissoras, desde que suas premissas sejam respeitadas. São elas:

- (i) Qualquer combinação produto-insumo é factível para todas as firmas⁵; e
- (ii) A fronteira de produção é um espaço vetorial convexo.

Referidas premissas podem ser resumidas na seguinte notação do espaço de produção factível (T):

$$T = \{(x, y) \in R_+^m \times R_+^m \mid x \text{ pode produzir } y\}$$

⁵ *Free disposability* (Bogetoft & Otto, 2011)

Há dúvidas com relação à premissa no que tange se empresas como Alupar⁶, Celg e Celeo poderiam replicar a planta produtiva das demais DMUs, e se Furnas e Chesf também poderiam replicar a planta das empresas de menor porte.

A utilização de dados em painel implica em um novo problema, pois as DMUs não podem ser utilizadas como concorrenciais dentro do ciclo de 1 período, havendo, portanto, na literatura, 4 formas de comparar e se programar o problema de *benchmarking* para dados em painel (Cullinane & Wang, 2010), quais sejam:

- (i) Contemporaneamente, onde se tem um subconjunto de fronteira para cada ponto no tempo;
- (ii) Intertemporal, onde existirá apenas um conjunto factível⁷;
- (iii) Sequencial, onde se forma um conjunto factível para cada ano, aumentando em 1 dimensão a cada período (o que implica em que o último absorverá todas as observações); e
- (iv) Análise de janela, em que cada DMU não necessariamente comparável com todo o conjunto, mas a apenas alguns subconjuntos, em que estes obedecerão ao ciclo, de tal forma que o que foi factível no passado assim continua e de tal forma que a tecnologia se mantém comparável durante o período comparado.

Note que a cada escolha oferece uma modelagem. Atualmente, a metodologia descrita no item (iv) tem sido largamente defendida, pois contempla o ciclo operacional e tecnológico das DMUs de forma não discricionária, permitindo a comparabilidade apenas com o ciclo se encerrando.

O comportamento da relação insumo vs. produto entre as DMUs da mesma empresa entre os anos é praticamente estático, o que revela que o ciclo de produção, operação, manutenção e outros serviços não dura apenas 1 ano.

⁶ Notem que Alupar e Celeo, a despeito do seu porte relativamente menor, definiram a fronteira de produção.

⁷ Metodologia das Notas Técnicas nº 141/2018, 126/2018, 164/2017 e 160/2017.

Outro problema associado a metodologia DEA é a “maldição da dimensionalidade” cunhada por Bellman (1957), onde ao se aumentar a dimensão do espaço vetorial dos produtos e insumos, a amostra deveria crescer exponencialmente para se garantir resultados estatisticamente consistentes. Assim sendo, como nada foi argumentado pela SRM sobre este ponto, é possível que produtos tenham sido incorporados ao modelo sem o devido cuidado para garantir a consistência. Esse ponto será discutido na seção 3.3, quando tratarmos da variável qualidade, que foi dimensionada negativamente, podendo existir um trato mais adequado e preferível sob a ótica da modelagem DEA.

A restrição aos pesos ótimos pode gerar viés no resultado caso seus limites não sejam condizentes com a realidade operacional e de manutenção das transmissoras. Na seção 3.2 há nossa argumentação sobre o que deve ser feito para os limites aos pesos, analisando como estes foram determinados, seus possíveis impactos nos resultados de ambos os estágios da modelagem e na consistência do modelo.

A partir da comparação da relação de insumo (PSMO) vs. produtos (todos), vislumbra-se que existe um problema de comparabilidade entre as DMUs. Há empresas muito pequenas, que não poderiam replicar a estratégia das maiores empresas e vice-versa.

A seguir, as Figura 9 a Figura 17 demonstram a heterogeneidade operacional e de porte de cada DMU, demonstrando que a solução ótima refletida pelo DEA não seria possível de ser replicada para cada empresa caso se flexibilizasse essa opção e, principalmente, no ciclo de 1 ano. Nesse sentido, não apenas 1 ano é pouco para se mudar a realidade operacional da empresa, haja vista a proximidade de cada DMU com a sua contraparte em anos distintos, como é pouco para que uma DMU consiga replicar a estratégia da DMU de fronteira.

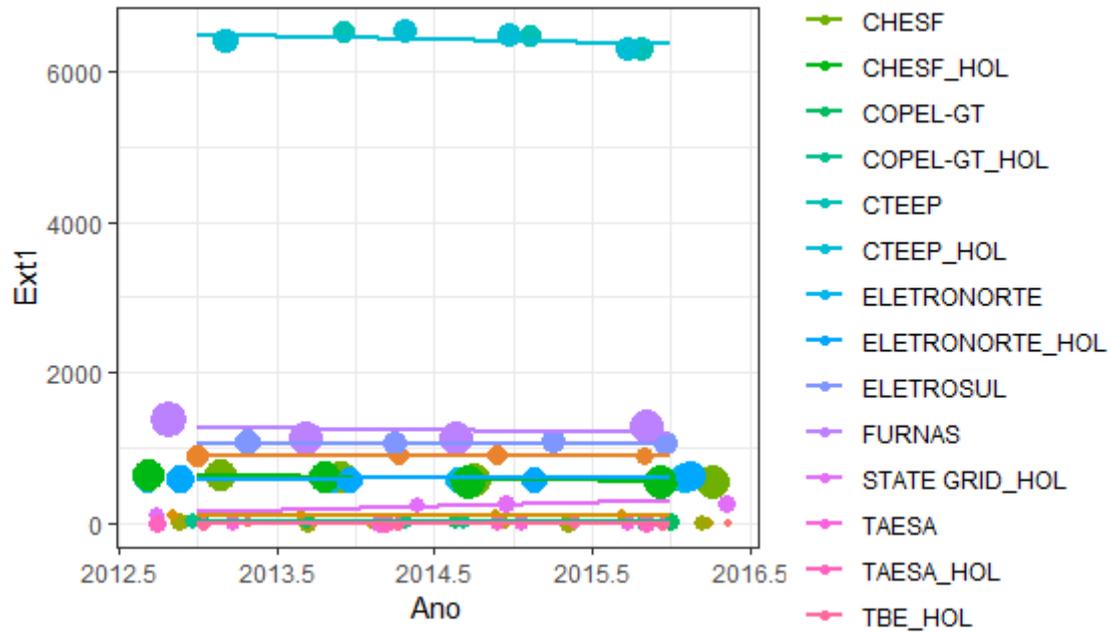


Figura 9: Extensão de Rede <math><230\text{ kV}</math>

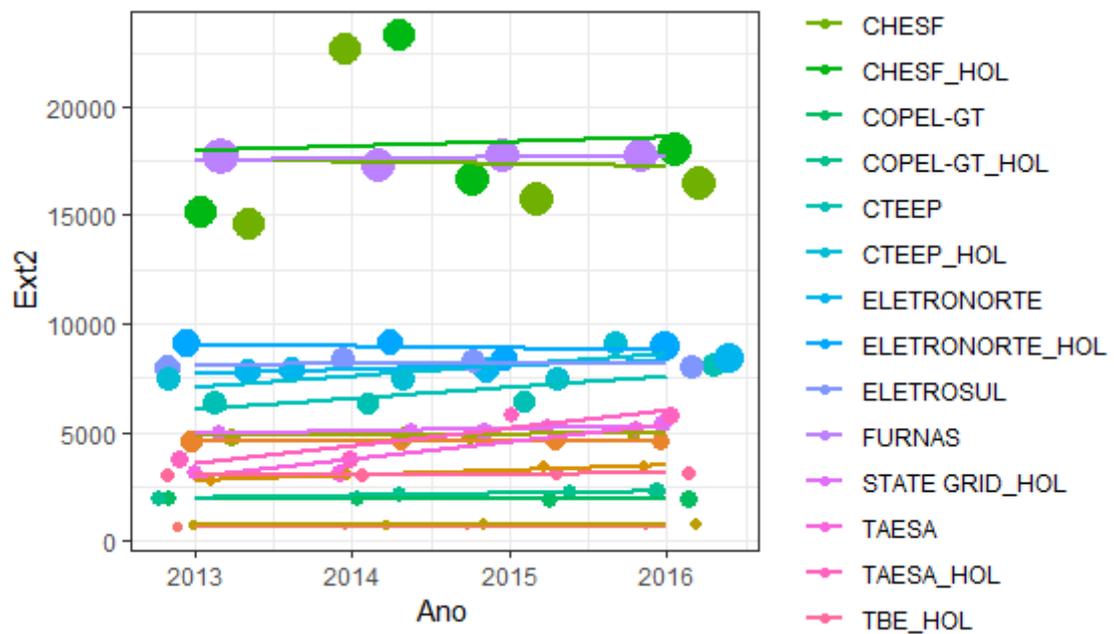


Figura 10: Extensão de Rede $>230\text{ kV}$

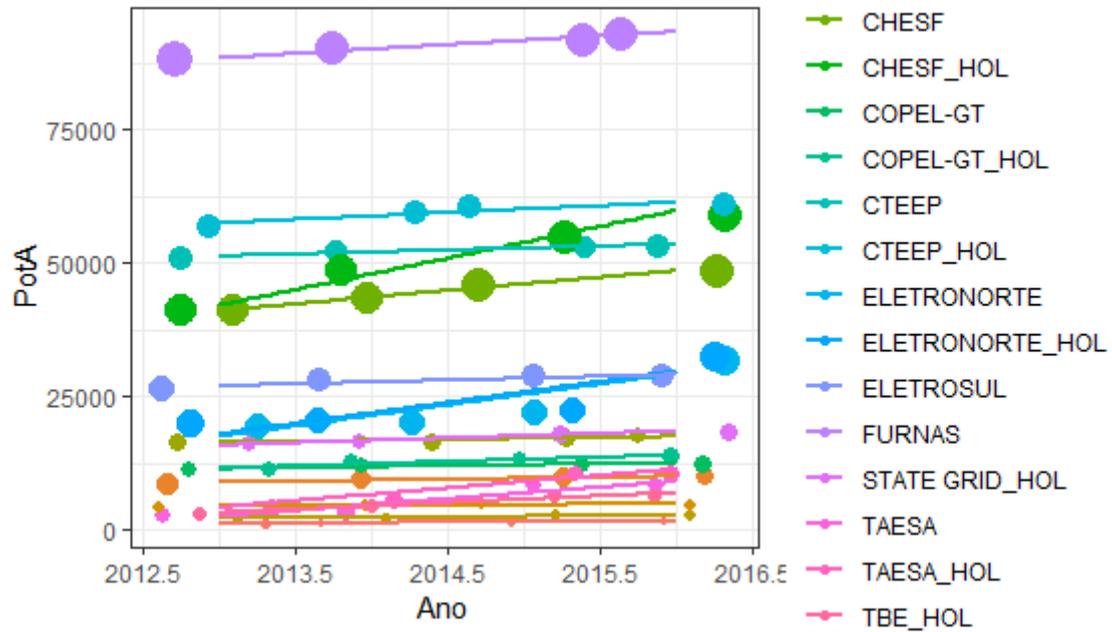


Figura 11: Potência aparente

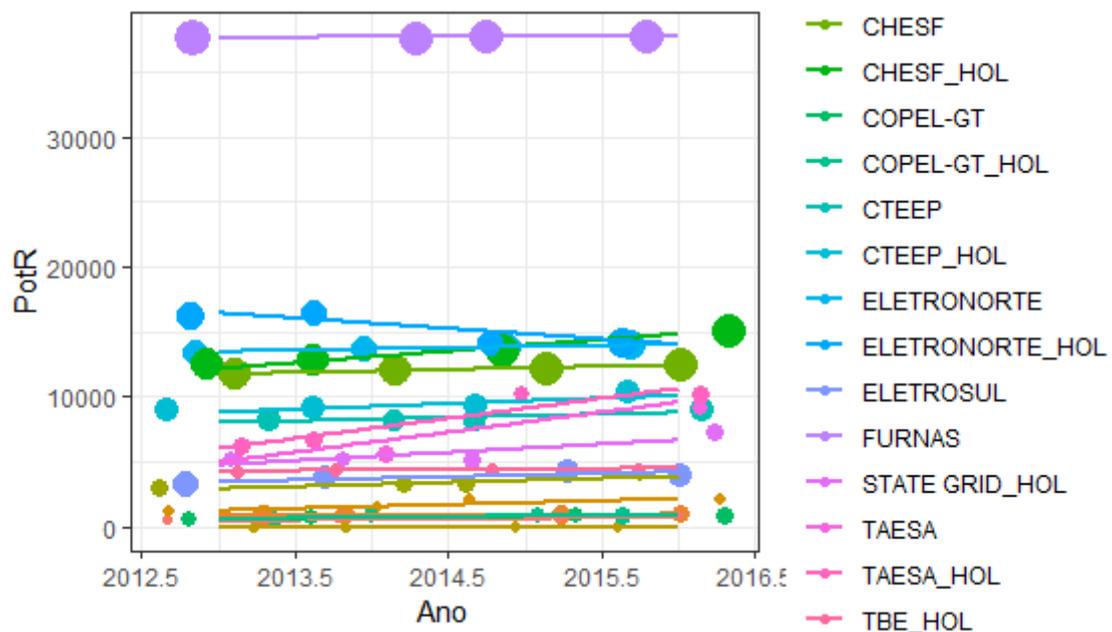


Figura 12: Potência reativa

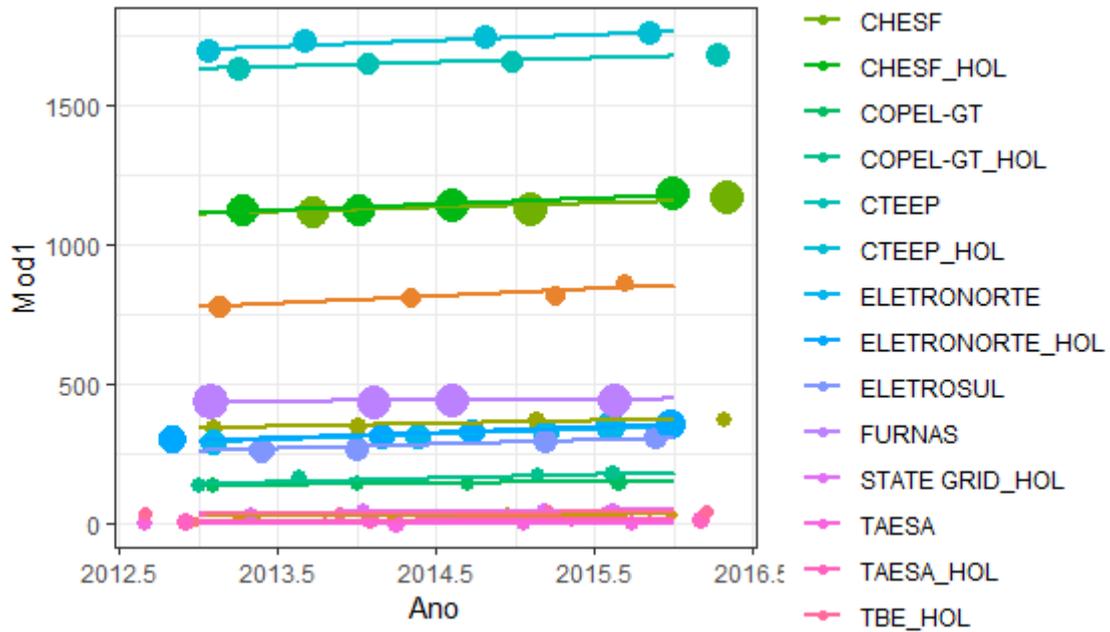


Figura 13: Módulos de manobra < 230 kV

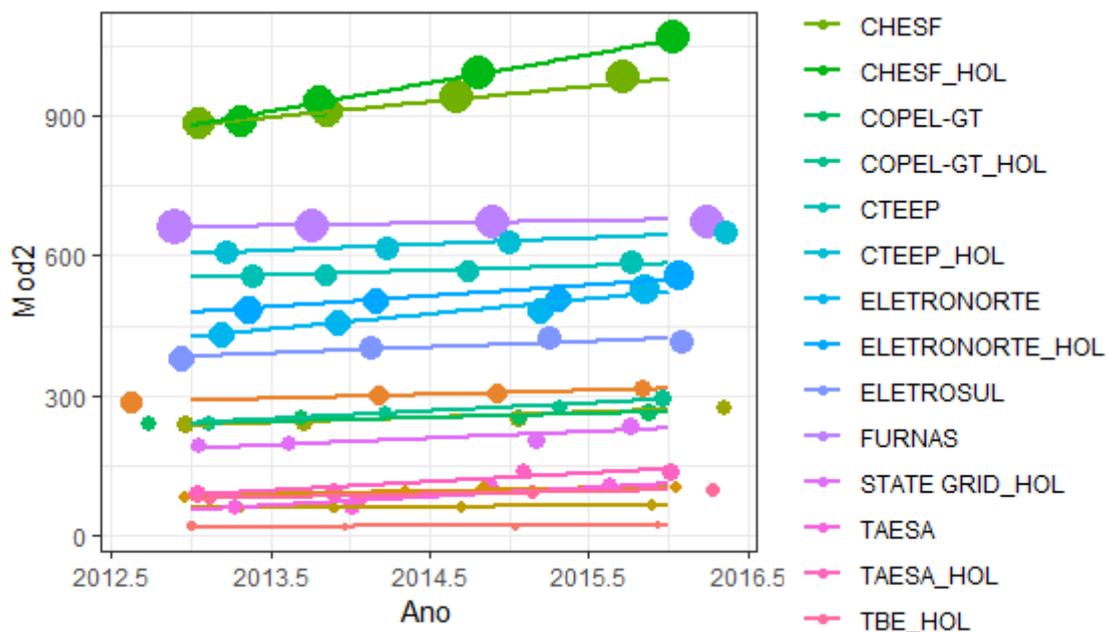


Figura 14: Módulos de manobra > 230 kV

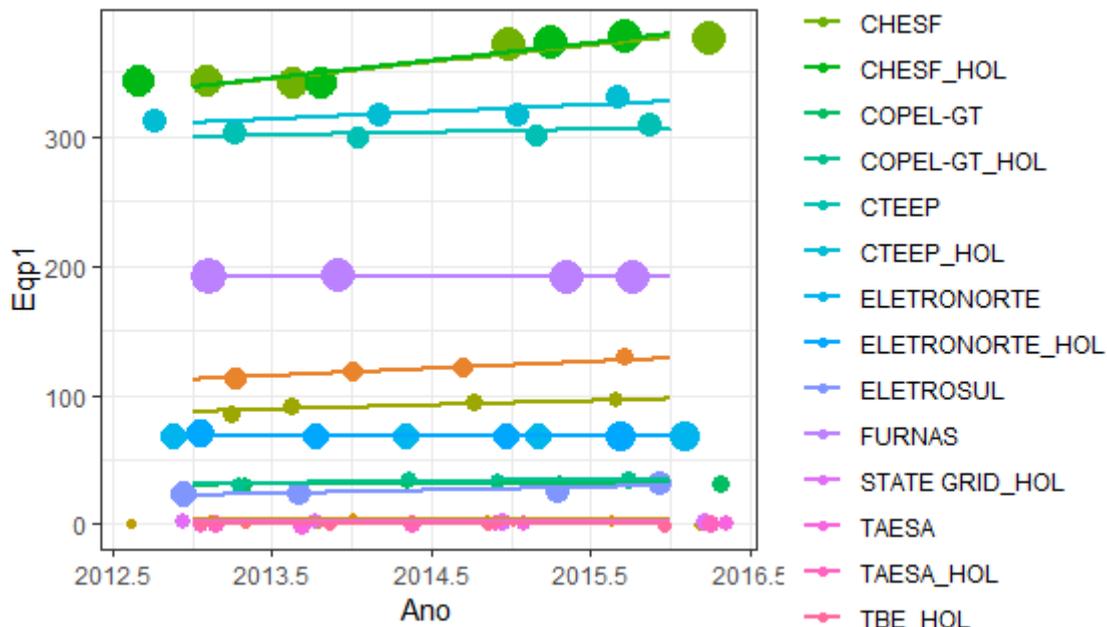


Figura 15: Equipamentos de subestação < 230 kV

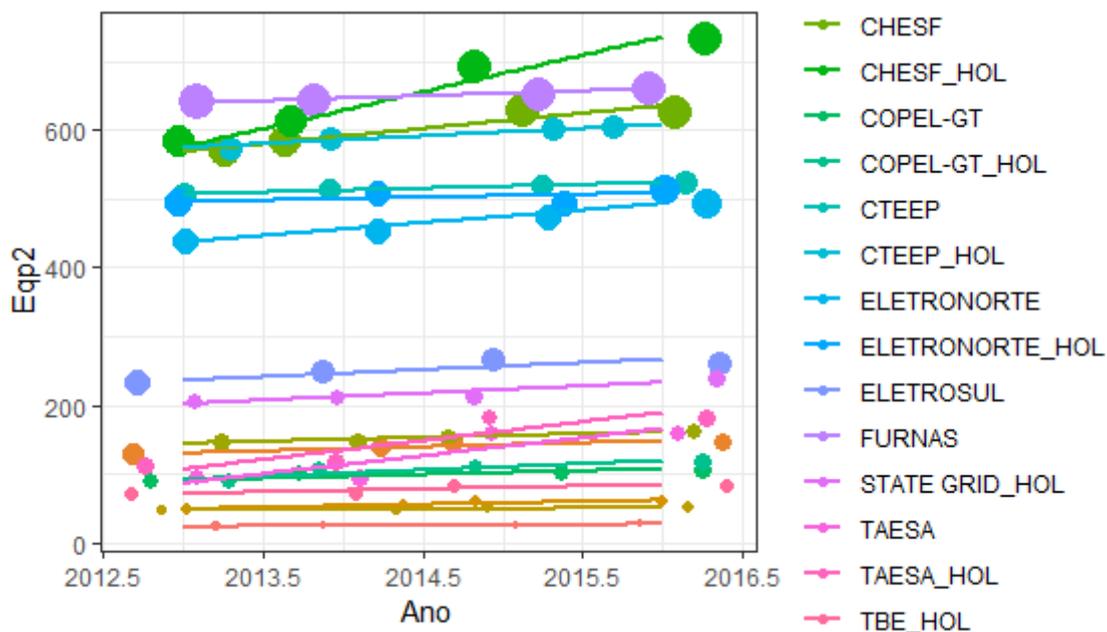


Figura 16: Equipamentos de subestação < 230 kV

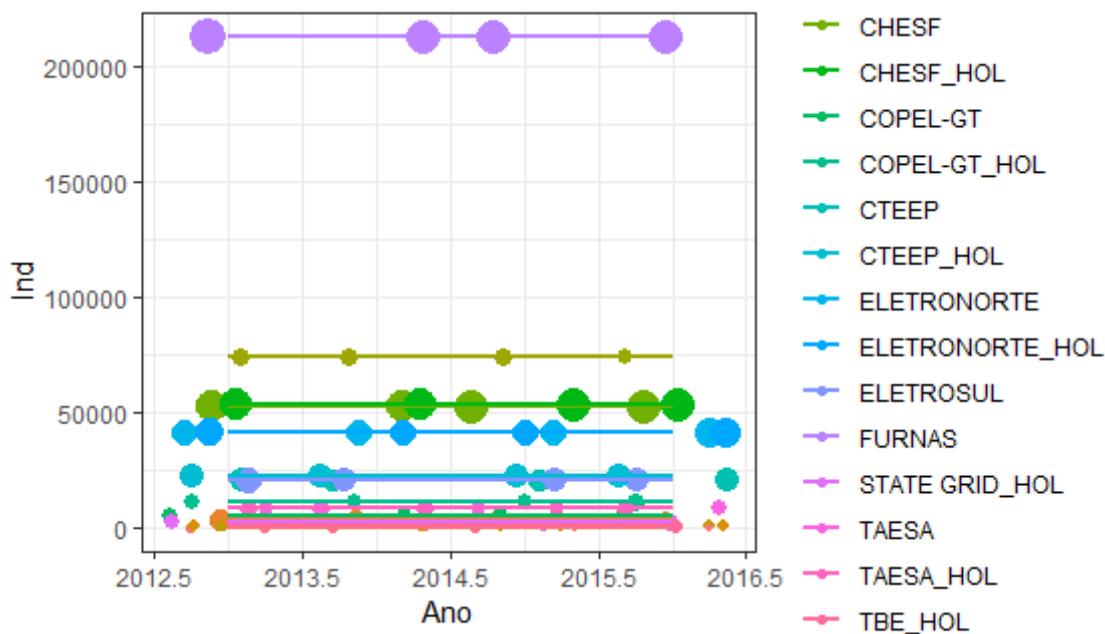


Figura 17: Indisponibilidade

Dado a premissa i, todas necessariamente têm que ser capazes de reproduzir a estratégia operacional das demais. Por isso, cada DMU representa uma restrição a mais no problema do DEA quando se analisa individualmente o cômputo da solução. Contudo, a heterogeneidade da distribuição de produtos indica que há DMUs não comparáveis, ou seja, não conseguindo replicar a estratégia ótima das demais sob as mesmas condições. Portanto, a sua inclusão pode gerar um viés no resultado, dado que a condição i. não é respeitada.

Na literatura sobre o tema, se discute o tópico do parágrafo anterior. A aplicabilidade do método depende se as empresas comparadas por ele são homogêneas, isto é, devem ser capazes de produzir os mesmos produtos, utilizando os mesmos insumos (ver, por exemplo, Thanassoulis, 2001).

O ambiente ao qual estão submetidas as unidades comparadas também deve ser homogêneo, e quando observadas interferências de variáveis não-controláveis pelos agentes, elas devem ser tratadas em um segundo estágio. Alternativamente, pode-se introduzir ajustes nos dados a fim de tornar as empresas comparáveis (SIMAR E WILSON, 2007; BANKER E NATARAJAN, 2008, entre outros). Essa etapa foi refletida pela SRM quando do ajuste temporal dos valores de PMSO, bem como do ajuste do índice salarial para cada empresa atuante em regiões distintas.

Porém, esses ajustes não foram suficientes para trazer ao mesmo nível operacional empresas como FURNAS e CELEO, por exemplo.

Outro ponto importante para a aplicabilidade do modelo DEA refere-se às DMUs que possuem produtos nulos. Este fato compromete a consistência da estimação, pois caso esta DMU esteja na fronteira, é sinal que aquele produto deveria ser desprezado para se chegar a fronteira eficiente. Além disso, a imposição de que o modelo possui a especificação de ser NDRS (fator de escala não decrescente) permite exatamente esta possibilidade (Huguenin, 2012).

Assim sendo, pode-se utilizar da experiência internacional para se buscar alternativas metodológicas que melhorem a robustez e confiabilidade dos resultados. Observando-se a prática no mundo para o setor, tem-se agências reguladoras de energia elétrica utilizando mais de um método para a busca da eficiência, com funções e usos complementares.

Estas agências utilizam conjuntamente mais de uma técnica para examinar a consistência do resultado e a solidez na ordem do ranking. Na Europa, com exceção de Grã-Bretanha, Áustria e Eslovênia, que ainda utilizam somente o DEA e/ou COLS (mínimos quadrados ordinários corrigidos), outros países já incorporaram o SFA (Análise de Fronteira Estocástica). Na América Latina, países como Brasil, México e Colômbia estão concentrados no uso único do DEA.

Há vantagens do DEA sobre o SFA, e vice-versa. Por isso, muitas vezes há uma complementaridade devido a restrições de uso pelo volume e qualidade dos dados. Na comparação entre DEA vs. SFA, Semolini (2014) aponta o seguinte:

DEA:

- (i) Precisa assumir hipótese sobre retorno de escala;
- (ii) Sensível ao aumento do número de variáveis consideradas na análise, tanto para insumos como produtos. O número de agentes eficientes tende a aumentar com o aumento das variáveis, insumos e produtos;
- (iii) Os resultados do DEA são sensíveis à presença de erros de medição e, com isto, a fronteira calculada pode ser distorcida; e
- (iv) Permite seu uso com um número reduzido de observações.

SFA:

- (i) Apresenta vantagem quanto a pouca sensibilidade a problemas de erros de medida, menos sensível à presença de valores extremos;
- (ii) Não precisa assumir qualquer hipótese sobre retorno de escala;
- (iii) Permite a construção do intervalo de confiança da ineficiência e determinar quais as variáveis significativas para o cálculo da eficiência de forma conjunta e não individualmente; e
- (iv) Apresenta uma vantagem de separar o erro em dois componentes – ineficiência e a parte determinística – erros de especificação do modelo ou de medição.

Destarte, o SFA apresenta a vantagem de ser um instrumento de maior efetividade não somente na definição de eficiência, mas, principalmente, no entendimento e metas claras de atuação para melhoria na sua relação custos e produtos.

Pedido 10. A ISA CTEEP requer o desenvolvimento da avaliação da eficiência de custos por meio do SFA, de tal modo a estabelecer comparabilidade entre os métodos e trazendo maior consistência à fixação das metas de revisão tarifária.

3.2 Restrição aos Pesos

O desafio de se buscar um conjunto de pesos associado a cada uma das variáveis, por empresa, para se determinar a relatividade entre insumos e produtos, vem sendo apresentado pela ANEEL desde o início da AP nº 041/2017, tendo a ISA CTEEP apresentado suas contribuições sobre esse tema na segunda fase.

O tema é novamente trazido na Nota Técnica nº 126/2018, cujo conteúdo merece algumas ponderações que ora se apresentam.

De acordo com exposto pela SRM na Nota Técnica nº 126/2018, “o método DEA não estabelece qualquer restrição quanto aos pesos atribuídos a cada componente”, sendo estes “escolhidos livremente, de forma a se obter a maior eficiência possível para cada empresa”. Ainda, de acordo com a SRM, o problema de viés que poderia resultar dessa metodologia foi tratado por meio de restrições de *trade-off* de produção.

Ocorre que a atribuição de pesos deve ser solidamente fundamentada e observar aderência à realidade, de forma que seja realmente factível o “conjunto factível de solução”.

3.2.1 Análise de sensibilidade

Da publicação da Nota Técnica nº 126/2018, com a Tabela 2 refletindo os limites máximos e mínimos para os pesos extraídos da solução ótima do modelo, o que define o conjunto factível de solução, teve-se uma alteração marginal do resultado com a Nota Técnica nº 141/2018 a qual ampliou em 7% o limite superior da 8ª restrição, o que gerou um impacto não desprezível no resultado final.

Assim, por apenas um contraexemplo, fica refutada a hipótese de que alterações no conjunto factível do espaço de soluções do problema de otimização dinâmica do DEA NDRS não é sensível a ajustes de pesos que estejam imputados erroneamente.

Para tanto, a ideia de que os pesos devem ser flexibilizados, não é desprovida de razão, dado que permite ao problema encontrar pontos fora de uma fronteira que não foi construída testando-se empiricamente cada ponto. Uma vez que com probabilidade nula ter-se-ia pesos limítrofes com valores arredondados.

Nossa análise vai no sentido de que dever-se-ia ampliar os pesos para os produtos divididos por nível de tensão, a saber:

- (i) Extensão de Rede;
- (ii) Módulos de Manobra; e
- (iii) Equipamentos de Subestação.

O valor atribuído aos limites de cada restrição foram números extraídos sem o devido rigor técnico, ou estudo associado. Assim sendo, é possível que o presente exercício esteja viesado, apenas por conta de uma restrição errônea.

Para aumentar a consistência da eficiência estimada pela metodologia, é prudente sempre se fazer estudos de sensibilidade, para se verificar o impacto de determinada restrição no cômputo final. Todos os tratamentos de dados foram incorporados pela presente Nota Técnica através de estudos de dinâmica salarial, do devido tratamento da inflação e correção monetária, fato este que ameniza esta discrepância. Da mesma forma, os pesos deveriam ter sido tratados metodologicamente.

Esta tabela também apresenta o volume de DMUs que, ao final, obtiveram relação de pesos coincidentes com os limites pré-estabelecidos.

Tabela 2: Restrições para *trade-offs* entre insumos e produtos e % de coincidência das DMUs com os limites estabelecidos (mínimos ou máximos)

Relação	Limite	Valor	% de coincidência com limites
Potência Reativa vs Potência Aparente	Mínimo	0,50	97,9%
	Máximo	2,00	
Equip. de Subestação ≥ 230 kV vs Mod. Manobra ≥ 230 kV	Mínimo	1,00	23,4%
	Máximo	10,00	
Extensão de Rede < 230 kV vs Extensão de Rede ≥ 230 kV	Mínimo	0,20	100,0%
	Máximo	0,75	
Mod Manobra < 230 kV vs Mod. Manobra ≥ 230 kV	Mínimo	0,20	79,8%
	Máximo	0,75	
Equip. Subestação < 230 kV vs Equip. Subestação ≥ 230 kV	Mínimo	0,20	78,7%
	Máximo	0,75	
Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA)	Mínimo	800,00	98,9%
	Máximo	2.000,00	
Opex vs Extensão de Rede ≥ 230 kV (R\$/km rede)	Mínimo	2.500,00	45,7%
	Máximo	8.500,00	
Opex vs Mod. Manobra ≥ 230 kV (R\$/módulo)	Mínimo	15.000,00	78,7%
	Máximo	75.000,00	

Na Nota Técnica nº 160/2017, é apontado que “em um contexto de informações mais restritas (quanto à disponibilidade para definição de restrições corretas), a opção é utilizar limites mais conservadores (intervalos maiores)”, o que eventualmente pode causar menor poder discriminatório e mais viés nas estimativas. O uso, porém, de restrições que não refletem a realidade pode tornar irrelevante a variável de interesse.

Nesse contexto, foram avaliadas as relações de pesos resultantes da simulação realizada – e divulgada na Nota Técnica nº 126/2018 – comparando-as com as restrições introduzidas a

priori (Tabela 2). Nota-se que, para as relações entre Extensão de Rede < 230kV vs Extensão de Rede \geq 230 kV, Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA) e Potência Reativa vs Potência Aparente grande parte das DMUs analisadas apresentaram relações coincidentes com os limites das restrições impostas, indicando que os valores apresentados não são condizentes com a realidade das relações encontradas nas empresas, e portanto, devem ser revistos.

3.2.2 Da necessidade de fundamentação da ANEEL para estabelecer os atuais limites às restrições aos pesos

Para além das críticas expostas no tópico anterior, é importante ressaltar que a SRM não apresentou qualquer estudo, dados ou informações que respaldem tecnicamente a restrição aos pesos entre produtos e insumos.

Desse modo, sem a necessária fundamentação da sugestão da SRM de restringir os pesos entre os produtos e os insumos, a ISA CTEEP tem violado o seu direito ao contraditório e ampla defesa, uma vez que, ante a falta de apresentação de fundamentos pela Superintendência, não tem como contrapor a opinião da SRM, a qual, pelos motivos acima expostos, não concorda.

Sobre o princípio da motivação, o art. 50, inciso I da Lei do Processo Administrativo Federal (Lei nº 9.784/1999) dispõe que:

“Art. 50. Os atos administrativos deverão ser motivados, com indicação dos fatos e dos fundamentos jurídicos, quando:

I – neguem, **limitem ou afetem direitos ou interesses;**” (sem grifos no original)

Nessa esteira, a Ilustre Professora Maria Sylvia Zanella Di Pietro^[1] nos ensina que:

“A motivação é o ato de administração que, como requisito procedimental necessário à validade de qualquer ato administrativo, serve à revelação dos pressupostos de fato ou de direito que autorizaram ou exigiram a atuação administrativa, bem assim de sua finalidade e causa. **Não é simples exposição dos motivos do ato, isto é, das circunstâncias de fato que estão na sua base, mas sim uma demonstração ampla dos vários aspectos que influem em sua legalidade.**” (sem grifos no original)

E finaliza esclarecendo que:

“A motivação, exigida pela lógica do Estado de Direito, é entre outros aspectos um instrumento de aferição da legalidade do ato administrativo, isto é, serve à verificação da ocorrência dos pressupostos que autorizam a ação do agente”.

Assim, resta clara a ausência de motivação adequada da SRM, uma vez que a Superintendência não apresentou qualquer argumento, estudo ou dado apto a corroborar a sua decisão de sugerir a restrição aos pesos entre produtos e insumos.

Desse modo, sem a devida justificativa, o que se tem é a simples arbitrariedade da Administração Pública, o que não pode ser autorizado por essa I. Agência, uma vez que não esta, além de não ser legalmente autorizada, tem o condão de afetar diretamente das transmissoras de receber uma tarifa justa pela prestação do serviço público de transmissão.

3.2.3 Relação Extensão de Rede < 230kV vs Extensão de Rede ≥ 230 kV

Na Nota Técnica nº 126/2018, a SRM apresenta limites à relação entre as Demais Instalações de Transmissão (“DIT”) e as instalações de Rede Básica são menores que 1, partindo da premissa de que linhas em tensão inferior a 230 kV (DIT) teriam um menor nível de exigência operacional e maior disponibilidade de mão de obra apta a realizar os processos de manutenção quando comparadas às instalações da Rede Básica, o que implicaria, portanto, em menor custo de O&M nas DIT.

Ocorre, no entanto, que as instalações da ISA CTEEP e os dados que serão apresentados abaixo indicam que as premissas adotadas pela SRM não se coadunam com a realidade.

Em Parecer elaborado pela renomada empresa de consultoria e gestão em energia, Thymos Energia (“Thymos”), sobre *“Avaliação dos Atributos no Segmento de Transmissão e seus Impactos nos Custos de Operação e Manutenção”* e que integra estas Contribuições como o Anexo II, é ressaltado documento elaborado pelo UMS Group (<https://www.umsgroup.com/>), que analisou os dados de 31 transmissoras de energia elétrica no mundo, abordando o desempenho do nível de serviço, do custo, da quantidade de produtos e da produtividade das empresas. Referido documento **indicou que a relação esperada entre o custo da rede de baixa tensão e rede de alta tensão é inversa à proposta pela ANEEL. É dizer: o que se verifica é que os custos de O&M das DIT é superior aos custos de O&M da Rede Básica.**

Ainda, de acordo com o Parecer da Thymos, ao se analisar o histórico de perturbações ocorridas nos ativos da ISA CTEEP entre os anos de 2013 à 2017, verifica-se que o número de desligamentos ocorridos nas DIT por quilômetro de rede foi 6 (seis) vezes superior aos desligamentos ocorridos nos ativos da Rede Básica, o que, por questão de lógica, faz com que a ISA CTEEP destine muito mais recursos para a operação e manutenção desse tipo de instalação, uma vez que a ocorrência de desligamentos nas DIT é muito superior às perturbações ocorridas na Rede Básica.

Ao se detalhar especificamente os desligamentos ocorridos nas DIT, nota-se que a grande maioria das ocorrências são verificadas nos alimentadores e nas linhas de transmissão da ISA CTEEP, conforme pode ser observado na Figura 18, abaixo:

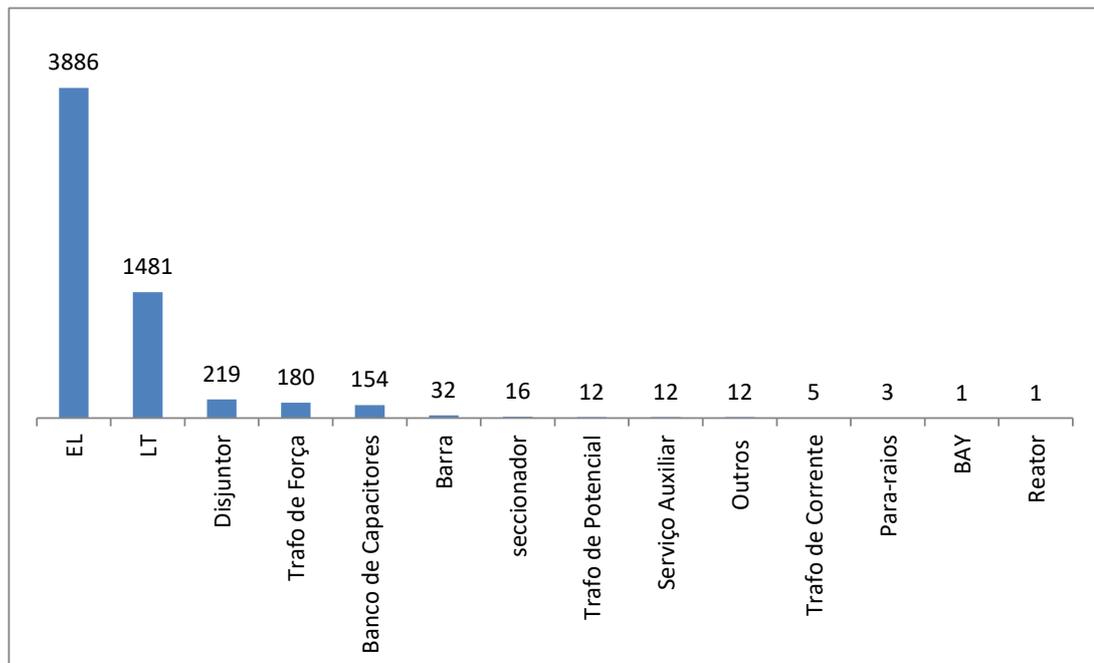


Figura 18: Principais equipamentos com desligamentos nas DITs

Quando há o desligamento de uma linha de transmissão, é necessária a realização de inspeção local das linhas e das estruturas (quando não há o seu religamento automático e a tentativa de religar via telecomando não é aceita). Referida inspeção é realizada por, no mínimo, 2 colaboradores da ISA CTEEP, que trabalham em regime de plantão 24 horas por dia, 7 dias por semana, sendo as inspeções também realizadas nos finais de semana e feriados.

Já no caso dos desligamentos dos alimentadores, verifica-se que, em que pese não ocorrerem nas instalações pertencentes à ISA CTEEP, ainda assim a transmissora tem custos com realização de inspeções nas suas instalações para o restabelecimento do fornecimento de energia.

Isso porquê, como sabido por essa I. Agência, os alimentadores são, de modo simplificado, as linhas de distribuição, as quais pertencem às distribuidoras. Assim, quando há o desligamento de um alimentador (pela queda de uma árvore, por exemplo), após a equipe da distribuidora responsável realizar as devidas verificações e reparos, é necessário que os colaboradores da ISA CTEEP se desloquem até a subestação para fazer o religamento do alimentador e realizar as verificações necessárias.

Ou seja, mesmo quando os desligamentos não ocorrem nas instalações da ISA CTEEP, a concessionária ainda incorre em custos para a manutenção da segurança de suprimento de energia, o que deve ser reconhecido na sua tarifa.

Importante ressaltar por oportuno que, em que pese os custos médios para a realização de inspeções nas DIT e na Rede Básica possam ser equivalentes, eles se alteram a depender de diversos fatores, tais como: (i) região onde ocorreu a perturbação; (ii) facilidade de acesso; (iii) tempo de deslocamento; (iv) localização do local exato da ocorrência da perturbação, etc.

Desse modo, verificasse que as ocorrências nas DIT são responsáveis por consumir a maior parte dos recursos destinados à realização da operação e manutenção das instalações da ISA CTEEP, seja porque o número de perturbações nesse tipo de instalação é muito superior às ocorrências na Rede Básica, seja porque a ISA CTEEP incorre em custos de O&M nas DIT mesmo na hipótese dos desligamentos não ocorrerem em suas instalações, de modo que a sua receita deve refletir essa diferenciação.

No caso da ISA CTEEP, em especial, essa realidade é ainda mais evidente, dadas as características de suas DIT que, em sua maioria, desempenham função sistêmica na operação do SIN, sendo consideradas como uma extensão da Rede Básica, essenciais à segurança do sistema elétrico e à otimização dos recursos eletroenergéticos, cujas instalações devem observar os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).

Cerca de 90% (noventa por cento) das DIT que integram a concessão da ISA CTEEP, tanto em razão de sua localização dentro do SIN, quanto por suas funções e características, exercem

função sistêmica no SIN. Assim, ressalta-se que as DIT que estão sob a concessão de transmissão da ISA CTEEP constituem uma rede interligada (malha), composta por circuitos, transformadores e equipamentos de controle, com características sistêmicas que influenciam a operação do SIN, com custos de O&M elevados em comparação com as instalações de Rede Básica, que torna irreal os limites da Relação Extensão de Rede < 230kV vs Extensão de Rede \geq 230 kV apresentados pela SRM na Nota Técnica nº 126/2018 (retificada pela Nota Técnica nº 141/2018).

Pedido 11. A ISA CTEEP requer o ajuste das faixas de limites de restrição para *trade-off* entre Extensão de Rede < 230 kV vs Extensão de Rede \geq 230 kV para mínimo de 0,20 e máximo de 1,50, de forma a incluir a possibilidade de maiores custos operacionais da rede de menor tensão em relação à de tensão superior, pelos motivos acima expostos.

3.2.4 Relaxamento da restrição aos pesos

Após levantamento de dados que justificassem os pesos impostos, além de análise de sensibilidade realizada, foram obtidos os resultados dos indicadores (Tabela 3) considerando alterações nos limites de:

- Extensão de Rede < 230 kV e Extensão de Rede \geq 230 kV entre 0,2 a 1,5;
- Potência Reativa vs Potência Aparente em 20% dos pesos indicados pela ANEEL, entre 0,40 e 2,40;
- Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA) em 10% dos pesos indicados pela ANEEL, entre R\$ 720 e R\$ 2.200.

Tabela 3: Restrições para *trade-offs* entre insumos e produtos e comparativo entre % de coincidência das DMUs com os limites estabelecidos (mínimos ou máximos)

Relação	Limite	Modelo NT 126/2018		Modelo proposto	
		Valor	% de coincidência com limites	Valor	% de coincidência com limites
Potência Reativa vs Potência Aparente	Mínimo	0,50	97,9%	0,40	93,6 %
	Máximo	2,00		2,40	
Equip. de Subestação \geq 230 kV vs Mod. Manobra \geq 230 kV	Mínimo	1,00	23,4%	1,00	17,0%
	Máximo	10,00		10,00	
Extensão de Rede < 230 kV vs Extensão de Rede \geq 230 kV	Mínimo	0,20	100,0%	0,20	88,3%
	Máximo	0,75		1,50	
Mod Manobra < 230 kV vs	Mínimo	0,20	79,8%	0,20	87,2%

Mod. Manobra \geq 230 kV	Máximo	0,75		0,75	
Equip. Subestação < 230 kV vs Equip. Subestação \geq 230 kV	Mínimo	0,20	78,7%	0,20	78,7%
	Máximo	0,75		0,75	
Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA)	Mínimo	800,00	98,9%	720,00	81,9%
	Máximo	2.000,00		2.200,00	
Opex vs Extensão de Rede \geq 230 kV (R\$/km rede)	Mínimo	2.500,00	45,7%	2.500,00	52,1%
	Máximo	8.500,00		8.500,00	
Opex vs Mod. Manobra \geq 230 kV (R\$/módulo)	Mínimo	15.000,00	78,7%	15.000,00	72,3%
	Máximo	75.000,00		75.000,00	

Nota-se que, com o modelo proposto, o percentual de coincidências com os limites de Potência Reativa vs Potência Aparente mantém-se acima de 90%, porém, este foi o melhor resultado obtido sem o prejuízo das demais relações segundo análise de sensibilidade descrita anteriormente. Além disso, todas as outras restrições impostas passam a ter relativamente baixo número de DMUs nos coincidentes aos limites.

Por fim, a ANEEL aborda que a restrição para *trade-offs* é importante para que não haja alto volume de DMUs na fronteira e os limites sugeridos conforme a Tabela 3 mantém 10 empresas nesta posição, de forma equivalente ao obtido pela reguladora em seu modelo inicial, com a vantagem de melhor representar a realidade do setor.

Pedido 12. Alterar os limites das relações para *trade-off* entre Extensão de Rede < 230 kV vs Extensão de Rede \geq 230 kV para 0,2 e 1,5, entre Potência Reativa vs Potência Aparente para 0,40 e 2,40 e entre Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA) entre R\$ 720 e R\$ 2.200.

3.3 Qualidade

O modelo DEA apresenta algumas limitações inerentes a sua construção. Uma delas é que produtos zerados ou produtos negativos podem causar distorções no resultado original. Isso é causado devido ao fato de que os pesos ótimos determinam o cômputo do escore ou nível de eficiência. Se um produto é zerado, não afetará a eficiência daquela DMU. Portanto, as demais DMUs durante o processo de maximização, tendem a prover o mesmo ajuste.

O mesmo argumento vale para um produto negativo, que tende a ser incluído performando uma taxa de troca com algum outro produto positivo. Essa interpretação sugere, por exemplo, que uma determinada empresa poderia melhorar a sua qualidade simplesmente aumentando

uma única unidade de produto por meio da relação $\frac{p_i}{p_q}$, onde i é um dos 8 produtos e q é o peso da variável qualidade. Essa relação é um fato matemático, determinado pelo vetor gradiente da função score que é $\vec{\nabla}_{score} = [\vec{p}]_{9 \times 1}$, e, portanto, caso a qualidade aumente em uma unidade, bastaria que um produto aumentasse em $\frac{p_i}{p_q}$ unidades.

Há diversas formas de lidar com um produto negativo. Há uma extensa lista de artigos e trabalhos que inserem técnicas de como fazê-lo. (Pastor & Ruiz, 2007), (Silva Portela, Thanassoulis, & Simpson, 2004), (Kerstens & Woestyne, Ignace, 2014), (Sahoo, Luptacik, & Mahlberg, 2011). Assim sendo, mesmo em Bogetoft & Otto (2011, p. 120), argumentar que um custo fixo e não discricionário pode corresponder a um produto negativo, sua equivalência se deve ao fato de que ambos estão na mesma dimensão, assim sendo, é possível promover uma adição das restrições para insumos fixos e produtos. Apenas neste caso a formulação matemática garante que se pode multiplicar ambos os lados da inequação, fazendo com que um insumo fixo seja entendido como um produto negativo.

Na aplicação da SRM, horas de indisponibilidade média não possui a mesma dimensão do PMSO ajustado. Esse fato é óbvio. Portanto, não se está aplicando corretamente o que sugere Bogetoft & Otto (2011, p. 120). Contudo, é possível fazê-lo. A própria ANEEL possui uma fórmula para colocar indisponibilidade na mesma dimensão de PMSO, que é a fórmula da Parcela Variável⁸.

Além disso, da forma como se relaciona a qualidade com os custos operacionais, seria necessário saber o quanto que uma unidade de indisponibilidade geraria de custo, sendo este não discricionário. No entanto, a indisponibilidade não necessariamente gera um custo a mais. Ao contrário, a indisponibilidade reduz o custo, dado que uma matriz produtiva sem preocupação com a qualidade, tende a ser mais barata.

Assim sendo, há duas formas as quais recomendamos tratar esse produto negativo, as quais estão detalhadas nas subseções abaixo.

3.3.1 Utilizar a Parcela Variável - PV para elevar o PMSO das empresas

⁸ Conforme apresentado na Resolução Normativa ANEEL 729/2016.

A partir da argumentação que se segue, entende-se que, com o atual formato em que se incluiu a indisponibilidade, corre-se um grande risco de se utilizar erroneamente a metodologia DEA, haja visto que, mais indisponibilidade não gera um maior custo.

De forma a manter a coerência na modelagem, se pode converter indisponibilidade na mesma medida do insumo, a partir da Parcela Variável - PV elevando-se o PMSO (insumo) das empresas com menor qualidade.

Essa alteração vai de encontro à metodologia proposta por (Bogetoft & Otto, 2011) e adequaria os resultados às premissas esperadas pelo modelo DEA no que tange produtos estritamente positivos.

Pedido 13. A ISA CTEEP requer que se utilize PV + PMSO no cômputo do produto do DEA, de forma a considerar a qualidade como um aumento do custo, deixando-a na mesma dimensão do produto, conforme indica a literatura base da SRM.

Pedido Subsidiário 13.a A ISA CTEEP requer que, caso a qualidade não seja tratada como um produto, o melhor a ser feito é excluí-la do modelo.

3.3.1.1 Exclusão das manutenções programadas

Conforme descrito no parágrafo nº 38 da Nota Técnica nº 126/2018, atualizada pela Nota Técnica nº 141/2018, nesta fase da AP nº 41/2017 está sendo incorporado como um dos produtos do DEA a variável de qualidade e, para tanto, a SRM entendeu que a melhor alternativa seria representar a qualidade pelo tempo total de interrupção das instalações, desconsiderando a influência da tensão, conforme segue:

“25. Também foi incluída uma variável com objetivo de representar a qualidade na 38. Entendeu-se que a melhor alternativa seria representar a qualidade pelo tempo total de interrupção das instalações. Desconsiderando, portanto, a influência da tensão. Em que pese o fato de que pode ser mais caro operar em níveis de tensão mais altos, concordamos com o argumento de que uma relação quadrática com os custos não parece razoável. A representação pelo tempo total de interrupção seria, portanto, a melhor alternativa. Ademais, vale destacar que, no modelo adotado para a distribuição, a qualidade também é representada pelo tempo total de interrupção dos consumidores. Nesse sentido, a mudança da variável contribui para maior harmonização dos modelos de benchmarking adotados pela ANEEL.”

Entretanto, ao se analisar a variável escolhida e sua utilização no modelo, percebe-se que se fazem necessários os seguintes ajustes:

3.3.1.1.1 Definição das ocorrências que devem compor o indicador de qualidade

O processo de apuração de PVI pelo ONS prevê, resumidamente, 4 etapas: (i) lançamento das ocorrências no Sistema de Apuração da Transmissão – SATRA pelo ONS; (ii) manifestação do agente contestando as ocorrências que não julgar procedentes; (iii) análise do ONS da manifestação do agente; e (iv) lançamento das ocorrências pós decisão final do ONS na Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE.

Conforme conta na Nota Técnica nº 126/2018, a ANEEL considerou as ocorrências extraídas do SATRA, cujo status fosse consistido pelo ONS e classificada como fechada e/ou processada.

Para compor os dados de qualidade, a ANEEL utiliza as indisponibilidades contidas na planilha “BASE-DE-DADOS---INDISPONIBILIDADE-DE-INSTALACOES.xlsx”, disponibilizada no site da Agência, as quais são classificadas em três tipos: (i) OPV – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de outros desligamentos; (ii) PPV – Desligamento programado passível de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI; e (iii) RPB – Redução do Pagamento Base.

Convém destacar que os desligamentos programados para a realização de manutenções preventivas são essenciais para manutenção da qualidade da transmissão, visto que é por meio de intervenções preventivas e preditivas que as indesejáveis falhas podem ser evitadas. Ainda nesse sentido, é fundamental considerar que os equipamentos mais antigos, perto do fim da sua vida útil, requerem um número maior de desligamentos para a realização destas intervenções.

Ressaltamos que os desligamentos programados são realizados com aprovação do ONS, que prepara o sistema para o desligamento, o que normalmente ocorre de madrugada ou no horário de carga leve, sempre buscando manter a confiabilidade do sistema na região do desligamento. Logo, as indisponibilidades programadas não deveriam ser parâmetro para medição da qualidade da transmissão, dado que são realizados de forma controlada e não provocam corte de carga ou comprometimento do despacho ótimo, evitando, desta forma, onerar o consumidor através do despacho de usinas térmicas, por exemplo.

Portanto, entendemos que a qualidade deve ser medida considerando somente os desligamentos forçados, de emergência ou urgência, pois são estes que provocam maior dano à sociedade com corte de carga e redespacho por parte do ONS, acarretando na diminuição da qualidade da prestação do serviço de transmissão.

Ainda, considerar os desligamentos programados na variável de qualidade no modelo de *benchmarking* pode induzir os agentes de transmissão a postergar as manutenções no último ano considerado na análise, promovendo resultados contrários ao pretendido por essa Agência.

Diante do exposto, a melhor maneira de avaliar a qualidade do serviço prestado é garantir que o critério de qualidade represente as interrupções que efetivamente tenham sido originadas por má prestação de serviço da transmissora. Logo, devem ser considerados somente os desligamentos forçados – OPV e as Reduções do Pagamento Base – RPB.

Pedido 14. A ISA CTEEP requer que a ANEEL corrija a relação de eventos da base de qualidade, removendo os eventos contabilizados como PPV – Desligamento programado passível de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade.

3.3.1.1.2 Tratamento dos produtos negativos

Para além da necessidade de não se considerar as interrupções programadas quando do cálculo do tempo de indisponibilidade, há necessidade de se dar um tratamento metodológico a variável qualidade.

Conforme apontado por Bogetoft e Otto (2011), tradicionalmente o modelo DEA foi concebido considerando que todas as variáveis relativas a insumos e produtos devem pertencer ao conjunto dos números reais não negativos. Na prática, porém, há situações em que essa premissa não ocorre, como quando são consideradas taxas de retorno ou taxas de crescimento, que podem assumir valores negativos.

Essa limitação do DEA na utilização de valores negativos foi abordada por diversos autores, que propuseram formas distintas de lidar com eles.

Utilizando a referência de Bogetoft e Otto (2011) e como já apontado anteriormente, a ANEEL considerou a qualidade como produto negativo, com entrada no modelo DEA de forma similar

aos demais produtos. Sem participar de nenhuma relação de restrição de *trade-off*, os pesos relativos à qualidade para as 94 DMUs avaliadas no 1º Estágio foram, em sua maioria, iguais a zero (83% dos casos), indicando que sua participação no modelo não atende ao objetivo de sua inclusão.

A. Ali e Seiford (1990) sugerem lidar com esta questão simplesmente adicionando um termo positivo, de tal sorte que $\vec{U} = C_{Dim(\vec{U})}$, onde ao se fazer $P_n < 0$:

$$P_n + \vec{U} = P_{\tilde{n}} \geq \vec{0}$$

Logo, uma transformação monotônica que preserva o ordenamento e a distância euclidiana é uma alternativa simples para o trato de produtos negativos.

Sendo assim, sugere-se a seguinte fórmula para o trato da variável qualidade:

$$Qualidade_i = (Indisponibilidade_i - Infimo(Indisponibilidade_{\Omega}))$$

Onde: *Indisponibilidade_Ω* representa o conjunto de indisponibilidade para todo o espaço amostral, e com o indicador i, para a DMU i.

Embora de fácil execução, uma desvantagem do uso da proposta dos autores diz respeito à criação de uma variável que pode apresentar um grande número DMUs com valores iguais a zero, não recomendável no uso do DEA.

Pedido 15. A ISA CTEEP requer a adoção da metodologia de Ali e Seiford (1990) para o tratamento de produtos negativos, aplicando-se a mesma fórmula descrita nesta seção. Ou seja, somar um vetor de constante de forma que o produto qualidade tenha dimensão positiva.

4 2º Estágio

Nesta etapa, a SRM adotou a utilização de variáveis ambientais para decompor a eficiência estimada pelo modelo DEA. A técnica consiste em estimar a eficiência a partir das variáveis exógenas. Com isso, o resíduo do modelo é determinado por fatores endógenos, e este seria o novo nível de eficiência.

Logo, o resíduo do modelo ganha destaque como a variável a ser estimada, pela fórmula

$U_{tobit} = \frac{1}{Ef_{DEA}} - \left(\frac{\widehat{1}}{Ef_{DEA}}\right)$. Porém, o valor estimado pela ANEEL foi simplesmente:

$$\frac{\widehat{1}}{Ef_{DEA}} = (X - \bar{X})\hat{\beta}$$

Sendo que, isso implica que:

$$\vec{\nabla} \left(\frac{\widehat{1}}{Ef_{DEA}} \right) = \hat{\beta}, \quad \forall X \in \mathfrak{R}$$

Porém, segundo Greene (2002, Cap. 19).

$$\vec{\nabla} \left(\frac{\widehat{1}}{Ef_{DEA}} \right) = \hat{\beta} \times Prob \left[1 < \frac{1}{Ef_{DEA}} < \infty \right]$$

Em Bogetoft e Otto (2011, cap. 6) há a demonstração de como fazer corretamente o ajuste de 2º estágio, tomando o devido cuidado para não estimar com viés o nível de eficiência corrigido. Assim sendo, a modelagem da ANEEL possui um erro material na utilização da modelagem de 2º estágio, o que pode comprometer toda a análise.

Complementando, se utilizou o resíduo do modelo no 2º estágio para se definir qual o nível de eficiência das empresas associados ao subespaço vetorial complementar ao das variáveis exógenas escolhidas. Obviamente, tal análise parte de pressupostos nem sempre observados na prática e possui diversas críticas.

4.1 Crítica ao uso da variável queimadas

Por meio da Nota Técnica nº 126/2018, a SRM definiu as variáveis exógenas que seriam consideradas no 2º estágio do cálculo de eficiência das transmissoras. Segundo a Superintendência, a análise em segundo estágio é utilizada *para incorporar no modelo o efeito de fatores exógenos, que podem estar influenciando o desempenho observado*.

Na acepção da palavra, *exógeno* significa algo que vem de fora, por causas externas, que provém do exterior, do meio externo. Segundo consta na Nota Técnica nº 160/2017, os fatores exógenos são aqueles ***relacionados ao ambiente em que os agentes atuam e que podem estar influenciando o seu resultado***. (sem grifos no original).

O grande desafio no segundo estágio, segundo a própria Superintendência é **a escolha de variáveis que representem de forma adequada os principais fatores geradores de custo de cada empresa.** (sem grifos no original)

Assim, pode-se concluir que as variáveis exógenas são os fatores externos (notadamente as condições ambientais dos locais nos quais as transmissoras prestam o serviço público de transmissão) que estão fora do controle das concessionárias e que podem interferir no seu nível de eficiência, de modo que a ANEEL precisa considerá-los no modelo para que o resultado sobre o nível de eficiência das transmissoras não seja distorcido e reflita, o mais fielmente possível, a sua realidade de operação.

Desse modo, após a realização de estudo que está detalhado no Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018, a SRM recomendou que 3 (três) variáveis exógenas fossem consideradas no ajuste de 2ª estágio, quais sejam: (i) idade média dos ativos; (ii) incidência de queimadas; e (iii) adensamento de rede.

Contudo, especificamente em relação à variável exógena de incidência de queimadas, a ISA CTEEP entende que a mesma deve ser excluída do modelo, uma vez que, conforme será melhor detalhado abaixo:

- (i) as queimadas não podem ser consideradas um fator exógeno, segundo a acepção da palavra e levando-se em consideração o entendimento da SRM;
- (ii) a utilização dessa variável no modelo traz um grande desincentivo para que as transmissoras adotem ações preventivas visando a redução das queimadas; e
- (iii) segundo a própria Superintendência, os dados por ela utilizados sobre as queimadas possuem uma série de limitações e distorções que comprometem de modo irremediável a confiabilidade dos resultados.

Assim, entende a ISA CTEEP que deverá ser considerado fator exógeno diverso para a análise do nível de eficiência das transmissoras. É o que passa a detalhar:

4.1.1 As queimadas não podem ser consideradas como fator exógeno

O primeiro ponto que merece destaque e leva à necessidade de retirada da variável “queimadas” da metodologia proposta é o fato de que as queimadas não podem ser consideradas como um fator exógeno, ao menos não segundo o entendimento da SRM.

Isso porque, conforme ressaltado acima, a SRM entende que os fatores exógenos são aqueles ***relacionados ao ambiente*** em que os agentes atuam e que podem estar influenciando o seu resultado (sem grifos no original). A própria conceituação da palavra corrobora o entendimento da SRM, já que a palavra exógena é conceituada como algo que vem de fora, que provém do meio externo.

Dessa forma, as variáveis exógenas são aqueles fatores que provém do meio externo e que estão absolutamente fora do controle das concessionárias, pois decorrem do ambiente no qual estas prestam o serviço público de transmissão, sendo que esses fatores podem influenciar no cumprimento de suas obrigações, de modo que é necessário considerá-los no cálculo do nível de eficiência das transmissoras para que este esteja o mais aderente possível à realidade operativa.

Um exemplo de fator exógeno que é citado pela própria SRM na Nota Técnica nº 126/2018 e corrobora o entendimento acima é o da densidade das descargas atmosféricas.

Nesse caso, fica claro que se trata de um fator exógeno e que influencia diretamente no nível de eficiência das transmissoras. É fator exógeno porque: (a) se trata de um fenômeno da natureza que está inserido no ambiente no qual as concessionárias prestam o serviço público de transmissão; (b) está totalmente fora do controle das transmissoras, já que estas não conseguem controlar e quantidade de descargas atmosféricas e nem a sua densidade; e (c) afeta diretamente o cumprimento das obrigações pelas transmissoras, uma vez que as descargas atmosféricas podem causar desligamento de linhas, demandar atuação emergencial, causar acidentes com animais e humanos, etc.

Nesse sentido, a incidência de queimadas não pode ser considerada uma variável exógena, uma vez que, em que pese num primeiro momento ela possa parecer algo totalmente fora do controle da atuação humana, não é o que se verifica na realidade, uma vez que muitas

queimadas (senão a grande maioria) pode ser evitada pela atuação preventiva das transmissoras, o que já ocorre, inclusive por determinação do ONS⁹.

Como sabido por essa I. Agência, a ocorrência de queimadas é ocasionada, a grande maioria das vezes, pela falta de informação da população sobre os seus perigos e quais atitudes poderiam ser adotadas pelas pessoas para evitá-las.

Dentre as atitudes que estão sob responsabilidade das pessoas e que podem acarretar em queimadas podemos citar: (a) a queima de bagaço da cana-de-açúcar; (ii) soltar balões próximos às linhas de transmissão; (iii) fazer fogueiras; (iv) empinar pipas próximo da rede, etc.

Como pode ser observado, as queimadas não podem ser enquadradas como uma variável exógena a ser considerada no modelo para o cálculo de eficiência das transmissoras, já que a sua maior ou menor incidência decorre diretamente da atuação humana, e não das condições no ambiente no qual as transmissoras prestam o serviço público, os quais, quando muito, apenas podem agravar o problema.

A própria regulação entende que as queimadas não podem ser consideradas um fator exógeno ao determinar nos Procedimentos de Rede que as transmissoras estão obrigadas a realizar ações preventivas junto à população visando conscientizá-la sobre os perigos das queimadas. Ora, se as queimadas fossem, de fato, uma variável exógena, não haveria a necessidade de realização de campanhas preventivas, já que a atuação das concessionárias não diminuiria a ocorrência desses eventos. Todavia, não é o que se verifica, já que as campanhas realizadas pelas transmissoras têm reduzido significativamente a quantidade, extensão e duração das queimadas.

Por fim, cabe ressaltar que a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT tem entendimento de que a ocorrência de queimadas se caracteriza como fortuito interno das transmissoras, estando dentro do risco do negócio das concessionárias, de modo que estas devem arcar com os prejuízos financeiros decorrentes desses eventos, não existindo excludente de responsabilidade pela ocorrência de caso fortuito ou força maior.

⁹ Módulo 15 dos Procedimentos de Rede.

Nesse sentido, se a própria SRT entende que as queimadas são um fortuito interno e que estão inseridas dentro do risco do negócio das transmissoras (é dizer: são por elas gerenciáveis), não pode a SRM agora considerá-las, para fins do cálculo da eficiência das transmissoras, como uma variável exógena, que é aquela que foge do controle das concessionárias e que decorrem do ambiente no qual elas prestam o serviço público, pois isso seria um contrassenso.

4.1.2 A utilização da variável incidência de queimadas traz um desincentivo à adoção de medidas preventivas pelas transmissoras

Cabe destacar, ainda, que a possível utilização da variável “*incidência de queimadas*” traz um completo desincentivo para que as transmissoras adotem ações preventivas com vistas a evitar a ocorrência de queimadas, o que poderia aumentar drasticamente o número de eventos dessa natureza, uma vez que, conforme exposto acima, estas decorrem diretamente da atuação e da desinformação das pessoas.

Isso porque, caso seja mantida essa variável no cálculo do índice de adversidade das transmissoras, estas terão consideradas, na sua tarifa revisada, um percentual da receita destinado à operação e manutenção de ativos que poderiam ser atingidos por queimadas, já que a consideração dessa variável dentro do modelo pode aumentar o nível de eficiência das concessionárias e, por consequência, o recebimento de receitas.

Assim, a consideração dessa variável no modelo cria um efeito perverso e não se alinha com a atuação preventiva que a ANEEL espera que as transmissoras tenham sobre o tema, o que, inclusive se materializa por meio da obrigação de realização de campanhas preventivas para informar a população sobre os riscos das queimadas nos locais de maior incidência desses eventos.

Ora, se as transmissoras já sabem que será considerado no cálculo dos seus níveis de eficiência a variável exógena de incidência de queimadas, o que possivelmente aumentará o recebimento de receita justamente para cobrir esses eventos, qual é o incentivo que a ANEEL está dando para que elas continuem adotando ações preventivas no lugar de ações repressivas? Por certo que nenhum.

No caso da ISA CTEEP, esse efeito se torna ainda mais perverso, já que a concessionária mantém durante quase uma década um programa de excelência voltado à prevenção de riscos e relacionamento com a comunidade do entorno das linhas de transmissão da concessionária, o qual possui, dentre outros objetivos, evitar a ocorrência de queimadas.

Sobre referido Programa criado em 2012, intitulado Amigos da Energia, o mesmo tem a iniciativa de orientar a população para uma convivência segura com a rede elétrica de transmissão e para atitudes social e ambientalmente responsáveis.

Em apenas seis anos de existência Programa, foram realizadas quase 2.000 atividades para um público direto mais de 63.000 pessoas, entre crianças, professores, bombeiros e moradores das comunidades nas quais existem linhas de transmissão, tanto nas áreas urbana e rural.

O Programa Amigos da Energia tem alcançado públicos diversos: associações de bairro, escolas de ensino infantil e para adultos, igrejas, usinas do setor sucroalcooleiro, cooperativas e sindicatos agrícolas, Corpo de Bombeiros, órgãos prestadores de serviços públicos ligados à saúde e à educação, entre outros grupos de interesse.

Nas áreas rurais, trabalhadores agrícolas e outros profissionais são capacitados sobre como evitar incêndios florestais/queimadas irregulares e desligamentos na rede elétrica, além de outros perigos como a colisão de maquinários e equipamentos com as estruturas da empresa. Já nas regiões urbanas, a abordagem mais ampla, com ênfase na importância de manter livres as faixas de segurança das linhas de transmissão. O público é orientado a não soltar balões, empinar pipa perto da rede elétrica, escalar torres, despejar resíduos na faixa de segurança e outras áreas impróprias, estacionar ou instalar construções irregulares na faixa e a outras ações.

A comunicação conta com materiais diferentes para cada perfil de público, que inclui: cartilhas, folders, cartazes, vídeos no Youtube, vinhetas em rádios locais e folhetos etc.

Os resultados podem ser observados na diminuição do número de desligamentos por queimadas/incêndios em relação ao total de incêndios registrados nas regiões de atuação da empresa, no feedback positivo apresentado em pesquisas aplicadas e no engajamento da população com os temas do Programa.

Nesse sentido, o Programa Amigos da Energia foi, inclusive, um dos programas selecionados para ser apresentado no VIII Seminário Brasileiro de Meio Ambiente e Responsabilidade Social no Setor Elétrico – SMARS, que visa promover discussões técnicas sobre os principais desafios para o planejamento, implantação e operação de empreendimentos do setor elétrico brasileiro, diante dos compromissos com a sustentabilidade, exigências da legislação ambiental e responsabilidade social das empresas. Durante o Seminário são apresentados os trabalhos selecionados que representam as boas práticas das empresas do setor elétrico no equacionamento desses desafios, o que somente confirma a excelência do programa instituído pela ISA CTEEP.

Ainda, importante ressaltar que, dentre as diversas ações adotadas no âmbito do programa, existe uma voltada especificamente para a prevenção de queimadas, na qual já foram adotadas as seguintes medidas:

- (a) **Materiais de comunicação** – Foram produzidas mais de 12 mil cartilhas, 162 mil informativos (flyers), 2 mil cartazes e 5 mil brindes. As cartilhas e brindes foram entregues de maneira orientada pelo prestador de serviços responsável pelo trabalho de campo após a realização de atividades educativas. Os cartazes foram afixados em locais estratégicos da comunidade rural, como usinas e sindicatos de trabalhadores agrícolas. Os informativos foram entregues em pedágios;
- (b) **Anúncios de Rádio** – Uma das ações do plano de mídia foi a veiculação de um jingle educativo (mensagem publicitária musicada) em rádios de grande audiência nas cidades definidas como prioritárias. No total foram realizadas 1.200 inserções em diversas rádios, com um alcance de mais 14 milhões de ouvintes de mais de 35 cidades;
- (c) **Informativos em pedágios** – Foram distribuídos mais de 100 mil exemplares de materiais informativos em pedágios em dias de fluxo intenso;
- (d) **Publicidade no YouTube** – Foram realizados anúncios em vídeo, com dicas para a prevenção de incêndios em área rural e especialmente com alertas sobre os

riscos de ocorrências próximas de linhas de transmissão. O alcance da publicidade foi de aproximadamente 7,3 milhões de usuários;

(e) **Hotsite** – A ISA CTEEP disponibiliza todo o conteúdo informativo e de conscientização por meio de um endereço eletrônico específico¹⁰. Os conteúdos e materiais são públicos e acessíveis a qualquer pessoa interessada, incluindo as comunidades rurais. Os internautas também podem realizar o download e também imprimir os materiais de comunicação.

Os números falam por si só. O engajamento da ISA CTEEP e o alcance do seu programa voltado para a prevenção de queimadas é imenso, de modo que, caso a consideração dessa variável seja mantida, a ISA CTEEP estará sendo penalizada por atuar de forma diligente e por cumprir com a sua obrigação enquanto prestadora de serviço público, reduzindo a ocorrência de queimadas.

Deveria a ANEEL incentivar que as demais transmissoras, a exemplo da ISA CTEEP, investissem cada vez mais na adoção de medidas preventivas para evitar a ocorrência de queimadas, uma vez que, conforme já demonstrado, esse tipo de ocorrência decorre diretamente da desinformação da população e que, por meio de campanhas massivas, a quantidade de queimadas tende a diminuir bastante.

4.1.3 Os dados utilizados pela SRM possuem limitações e distorções que comprometem a confiabilidade dos resultados

Por fim, cabe ressaltar que, segundo afirma a própria SRM, os dados por ela utilizados sobre queimadas, e que culminaram na escolha dessa variável como uma das variáveis a ser considerada no cálculo no nível de eficiência das transmissoras, apresentam uma séria de limitações, distorções e imprecisões que comprometem de sobremaneira a confiabilidade dos resultados das análises, de modo que essa variável deverá ser excluída do modelo, pois ela pode não refletir a realidade operativa das transmissoras.

¹⁰ <http://www.amigosdaenergia.com.br/>

O primeiro ponto que deve ser ressaltado é que, conforme pode ser observado abaixo, a SRM não dispunha da totalidade dos dados de todas as transmissoras para a realização dos estudos para a verificação dos fatores exógenos que comporiam o cálculo da eficiência energética das transmissoras, o que prejudica os resultado dos estudos, uma vez que eles não estarão totalmente aderentes à realidade de operação das concessionárias:

“A ANEEL ainda não dispõe dos dados georreferenciados de todas as linhas de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET. Entretanto, cerca de 74% das linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão que compuserem o estudo formaram a base de dados georreferenciados utilizada. Entre as concessionárias prorrogadas, o percentual de dados georreferenciados disponíveis chega a cerca de 90%”.

Ainda, especificamente sobre as informações utilizadas pela SRM sobre as queimadas para a realização dos estudos, a inconsistência, limitação, distorção e até falta de dados se torna ainda mais patente, prejudicando de modo irremediável os seus resultados.

Conforme consta no Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018, os dados utilizados pela SRM para a realização dos estudos sobre as queimadas foram retirados do banco de dados de queimadas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE entre os anos de 2007 e 2017. Segundo a Superintendência, *os dados disponibilizados pelo INPE contemplam todos os satélites que possuem sensores óticos operando na faixa termal-média de 4um e que o INPE consegue receber*. Portanto, percebe-se que **foram obtidas pelas SRM as informações de todos os satélites aos quais o INPE possui acesso**.

Todavia, em que pese a utilização de todas as informações disponibilizadas pelo INPE, a própria SRM admite a insuficiência de dados e da existência de diversos erros inerentes ao processo que fatalmente comprometem os resultados, dedicando um tópico inteiro no Anexo I da Nota Técnica nº 126/2018 para descrevê-los.

Dentre esses diversos erros, inconsistências e ausência de dados, podemos citar:

- (a) **Resolução espacial dos satélites**: uma queimada de algumas dezenas de metros quadrados era registrada como tendo pelo menos 1 km², também podendo ocorrer no contrário, sendo que uma queimada de apenas alguns metros aparecia na imagem como sendo de, no mínimo, 1 km². Desse modo, ainda que a queimada abranja

área menor que 1 Km², será considerada como se tivesse efetivamente afetado a área de 1 km²;

(b) **Erros de emissão de dados pelos satélites**: estes erros podem ocorrer quando nuvens e fumaça bloqueiam a transmissão do sinal da queimada e nenhum foco de calor pode ser detectado no momento da passagem do satélite. As causas para esses erros podem ser as mais diversas, tais como:

- O horário da passagem dos satélites;
- Problemas no funcionamento dos satélites; e
- Incidência de fogo em uma das encostas de uma montanha, enquanto o satélite só observou o outro lado, etc.

(c) **Taxa de omissão de detecção de fogo pelos satélites é de 40%**;

(d) **Em regiões montanhosas foi verificado que nenhum incêndio menor de que 100.000 m² foi detectado pelos satélites**, de modo que os satélites deixaram de detectar 96% das ocorrências. Em caso de incêndios de médio e grande porte, a taxa de omissão foi de 75%; e

(e) **Se uma queimada ocorrer por várias horas, o foco de calor pode ser detectado mais de uma vez**, devido aos diferentes intervalos de passagens de diferentes satélites.

Assim, conclui a SRM que:

“As análises confirmam os resultados de estudos para outras regiões e demonstra que o método de detecção de focos de calor, se utilizado isoladamente, omite significativa parte das ocorrências de fogo. Este fato é ainda mais significativo para a região da Serra da Mantiqueira, onde as propriedades são em geral pequenas e médias, o relevo acidentado e a maioria das ocorrências de incêndios são de menores proporções e duração que em outras regiões do país, como no Norte e no Centro-Oeste”.

Como pode ser observado, de acordo com o entendimento da própria SRM, os dados que foram utilizados para a realização dos estudos sobre as queimadas estão muito aquém no que se refere à qualidade, confiabilidade e quantidade de informações mínimas necessárias para

garantir a confiabilidade do resultado dos estudos, de modo que não pode ser considerada uma variável exógena com base em resultado decorrente de estudos que utilizaram dados que estão comprometidos ou incompletos.

Isso porque, a falta de confiabilidade dos dados coloca em xeque o resultado dos estudos e, por conseguinte, a ANEEL corre o risco de, ao manter a variável exógena de incidência de queimadas no DEA, não conseguir capturar, de fato, o nível de eficiência das transmissoras, uma vez que este, muito provavelmente, estará descolado da realidade, prejudicando as concessionárias e todos os usuários do sistema de transmissão.

Pedido 16. A ISA CTEEP requer a exclusão da variável “*incidência de queimadas*” utilizada na metodologia DEA para o cálculo do seu nível de eficiência.

4.2 Relação esperada entre as variáveis exógenas e a eficiência

A relação esperada foi determinada pela SRM sem a ancoragem com modelos previamente construídos. Assim, não se tem um modelo teórico já bem estabelecido a ser testado. O papel do modelo econométrico não é construir uma hipótese, e sim testá-la. Logo, algumas das hipóteses assumidas foram refutadas pelos dados, mas foram entendidas como respostas inválidas, o que por si só já demonstra a falha epistemológica na metodologia adotada.

Dessa forma, na ordem de manter a práxis coerente com o *mainstream* econométrico, se faz as seguintes considerações e pedidos.

4.2.1 Crítica à presunção feita pela Aneel entre as variáveis exógenas e o índice de eficiência das empresas

O modelo TOBIT, cujo nome deriva do artigo seminal de Tobin (1958), onde o modelo foi proposto pela primeira vez, possui uma formulação que demonstra a dependência da média condicional aos limites superiores e inferiores para a variável dependente, aqui entendida como 1/Eficiência do 1º Estágio, podendo variar entre $[1 ; +\infty)$.

A partir da escolha do método de análise da eficiência, se propôs a metodologia de seleção do modelo mais adequado. Foram construídos os 4.095 modelos possíveis – dado o número de variáveis independentes consideradas (12) –, sendo excluídas as equações que apresentassem

alguma variável não significativa ($p < 0,1$) e que tivessem coeficientes cuja relação com a variável resposta considerada (1/Eficiência do 1º Estágio) fosse incoerente para o setor. A Tabela 4 resume o que foi assumido pela reguladora como relações coerentes.

Tabela 4: Relação de coerência considerada para o modelo Tobit

Variável	Relação
Idade média dos ativos	Positiva
Declividade média	Positiva
Densidade média de descargas	Positiva
Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação	Positiva
Altura média de vegetação	Positiva
Percentual de vegetação alta	Positiva
Precipitação acumulada anual média	Positiva
Incidência de queimadas	Positiva
Quantidade de acessos de estradas	Negativa
Área de intersecção com estradas	Negativa
Adensamento de rede	Negativa
Coincidência de traçados	Negativa

Fonte: ANEEL

Todavia, conforme será demonstrado abaixo, algumas das relações de coerência apontadas pela SRM mostram-se irrealis do ponto de vista técnico e estatístico, o que, por vezes, pode ter impossibilitado a entrada da referida variável no modelo em qualquer cenário avaliado.

Ainda, especificamente em relação à variável *Área de intersecção com estradas*, a ISA CTEEP requer que o sinal seja invertido para POSITIVO, pelos motivos de serão abaixo detalhados.

Inicialmente, para melhor compreender as relações entre as variáveis independentes (exógenas) e a variável dependente, a partir dos dados originais divulgados pela SRM, os quais estão dispostos na Tabela 5 abaixo, a ISA CTEEP elaborou gráficos de dispersão e cálculo acerca do coeficiente de correlação, cujos resultados podem ser observados na Figura 19, além de realizar avaliação sobre sinal dos coeficientes obtido nos 4.095 modelos simulados.

Tabela 5: Número de equações segundo sinal dos coeficientes para cada variável exógena

Variável	Positivo	Negativo	Não Significativo
Idade média dos ativos	2.020	0	2.075
Declividade média	504	532	3.059
Densidade média de descargas	0	1.406	2.689

Inters. com T. Indíg. e Un. Conserv.	254	449	3.392
Altura média da vegetação	996	2	3.097
Percentual de vegetação alta	550	238	3.307
Precipitação acum. anual média	950	111	3.034
Incidência de Queimadas	506	130	3.459
Quantidade de acessos de estradas	20	6	4.069
Área de intersecção com estradas	400	98	3.597
Adensamento de rede	0	1.901	2.194
Coincidência de traçados	429	431	3.235

Fonte: ISA CTEEP com base nos dados disponibilizados pela ANEEL. Nível de significância adotado: $p < 0,1$

Os resultados das simulações estão descritos nas Figura 19 a Figura 21, abaixo:

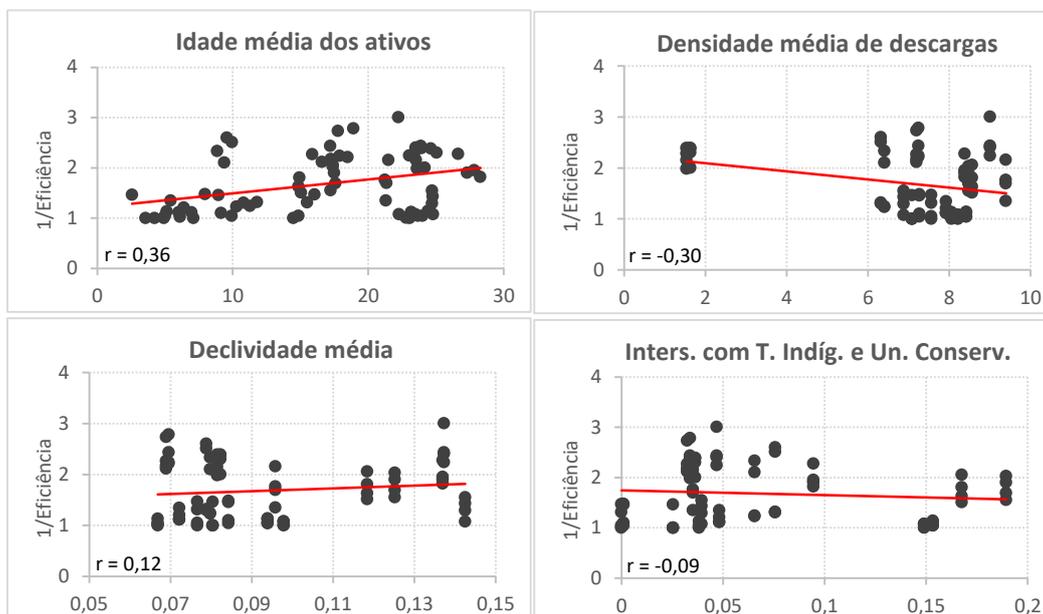


Figura 19: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r)

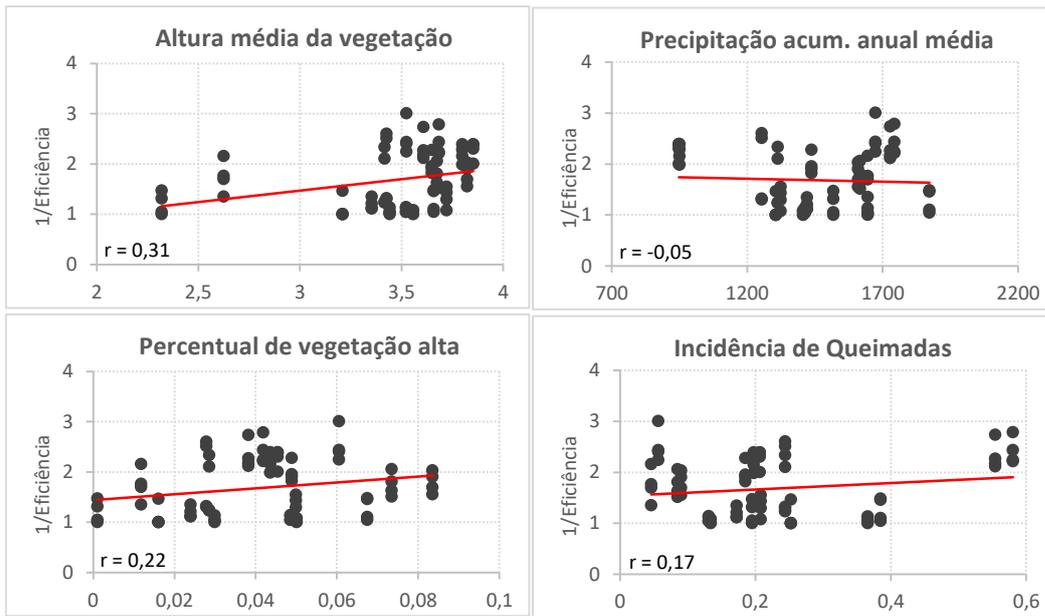


Figura 20: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r)

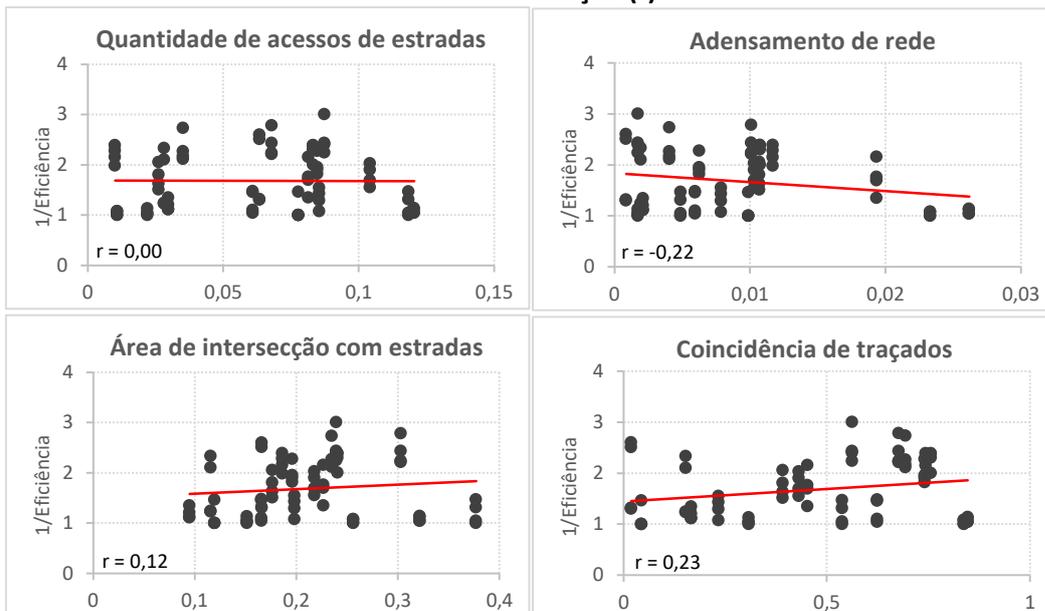


Figura 21: Gráficos de Dispersão de 1/Eficiência versus variáveis exógenas e coeficiente de correlação (r)

Como pode ser notado pela leitura dos gráficos e dos coeficientes de correlação apresentados, é possível verificar que as variáveis *Idade média dos ativos*, *Declividade média*, *Altura média da vegetação*, *Percentual de vegetação alta*, *Incidência de queimadas*, *Quantidade de acessos de estradas* e *Adensamento de rede* apresentam relação com a variável dependente condizente

com o proposto pela ANEEL (Tabela 4). As relações com as demais variáveis serão melhor exploradas a seguir.

Os gráficos de *Densidade média de descargas* e *Precipitação acumulada anual média* sugerem, a princípio, que a relação deveria ser inversa à sugerida pela ANEEL. Contudo, em uma análise mais atenta, percebe-se a presença de DMUs tanto com volume de descargas quanto precipitações muito inferiores às demais (para a primeira, abaixo de 2, quando as demais são maiores que 6 e, para a última, menos de 1.000mm quando as demais são maiores que 1.200mm), apesar de sua variável resposta ter valores médios. Estes pontos referem-se aos dados da CHESF, que pela localização de atuação (região Nordeste), apresenta pouco volume pluviométrico. Caso o modelo desenvolvido não requeresse todas as DMUs para a normalização – e posterior uso das variáveis entre 0 e 1 para o índice de adversidade – uma solução seria excluir os pontos referentes à CHESF para a obtenção do modelo com a coerência da forma como a sugerida pela reguladora, uma vez que a exclusão destes casos traria uma relação positiva para ambas as variáveis exógenas em questão. Todavia, uma vez que a eliminação das DMUs não é possível pelo método utilizado, ambas as variáveis – em especial a densidade de descargas, que tem correlação mais alta – tornam-se inócuas, senão em todos os modelos, em sua maioria, indicando que poderiam ser suprimidas da análise.

Na mesma linha do discorrido para *Densidade média de descargas* e *Precipitação acumulada anual média*, nota-se um conjunto de DMUs com quantidade de *intersecções com terras indígenas e unidades de conservação* destacado das demais. Estes pontos referem-se às empresas presentes no Sudeste (ISA CTEEP) e Paraná (COPEL), que são regiões que contam com a presença de terras indígenas prioritariamente classificadas como sendo “tradicionalmente ocupadas” e com nenhuma área classificada como “interditadas” (FUNAI), sendo, assim, de maior possibilidade de intersecção com as linhas de transmissão do que áreas totalmente restritas à presença de outros povos que não os indígenas. A retirada destas DMUs também tornaria a relação entre essa variável e a variável resposta no sentido tratado pela SRM. Este processo, porém, não é possível, conforme abordado anteriormente, devendo-se manter a variável com a coerência sugerida, sabendo-se que isto poderá torná-la inócua no modelo.

A variável de *Incidência de queimadas* já está detalhada na Seção 4.1 **devendo ser excluída do modelo**.

Com relação à variável *Coincidência de traçados*, percebe-se pela Figura 21 que a relação é inversa à apresentada pela ANEEL. Porém, o número de modelos cujo coeficiente relativo à essa variável é positivo é quase o mesmo daquelas cujo coeficiente é negativo (429 positivo e 431 negativo, Tabela 5). Isto ocorre porque essa variável apresenta alta correlação com as demais variáveis explicativas do modelo, em especial *Idade média dos ativos* ($r = 0,697$) e *Adensamento de Rede* ($r = 0,529$), que se apresentaram mais significativas para a predição da [in]eficiência, deixando a variável *Coincidência de traçados* sem grande relevância no modelo por já ter boa parte de sua explicação contida nas outras duas.

Por fim, **analisando-se a variável *Área de intersecção com estradas*, o que se nota é que os resultados obtidos nas simulações feitas pela ISA CTEEP se mostram inversos ao apontado pela SRM. Ou seja, a SRM considerou essa variável exógena como *negativa*, enquanto as simulações feitas pela ISA CTEEP mostram que essa variável deve ser considerada como *positiva*, o que deverá ser alterado por essa I. Agência Reguladora.**

Utilizando o critério de significância adotado pela ANEEL ($p < 0,1$), dos 2.048 modelos em que foi testada a entrada dessa variável, para 498 ela mostrou-se significativa, **sendo 400 (80%) positivamente e 98 (20%) negativamente**, corroborando com o observado graficamente.

Para entender se a relação encontrada – inversa ao descrito na Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL – ocorreu devido ao nível de significância adotado, analisou-se também o número de equações em que a variável em questão seria considerada significativa para outros valores de nível de significância. Se, ao invés de $p < 0,1$ para a decisão, fosse considerado $p < 0,05$, dos 2.048 modelos, 304 (90%) seriam positivos e 35 (10%) negativos; para $p < 0,01$, haveria 163 (99%) modelos com variável significativamente positiva e apenas 2 (1%) negativos. Se o p-valor a ser considerado fosse maior que o adotado, os resultados consistiriam em: para $p < 0,15$, seriam encontrados 514 (74%) positivos e 184 (26%) negativos; para $p < 0,20$, ficariam 578 (71%) positivos e 238 negativos (29%). Nem mesmo com níveis de significância variando entre valores muito extremos ($p < 0,0001$ e $p < 0,9999$), a relação entre o número de modelos em que as *áreas de intersecção com estradas* mostram-se significativamente positivas versus negativas inverte-se. **Portanto, em todos os cenários analisados, os resultados para essa variável exógena serão sempre positivos.**

Para além do resultado das simulações, o que por si só já demonstra estatisticamente que a conclusão da SRM não está aderente com a realidade, o que se verifica, na prática, é que

quando maior (positiva) o número de instalações da ISA CTEEP que fizerem intersecção com estradas, maiores serão os seus custos para a operação e manutenção desses ativos.

Isso porque as regiões de travessias e cruzamentos, principalmente nas rodovias, ferrovias e hidrovias são consideradas como pontos de atenção pela ISA CTEEP, uma vez que, em eventuais situações de emergência envolvendo instalações que tem intersecção com estradas, a concessionária deverá adotar uma série de medidas adicionais para a realização de manutenções nesses ativos, de modo a minimizar os transtornos causados aos usuários dessas vias e para preservar a sua segurança, o que, por via de consequência, acarreta em maiores custos de O&M.

A título exemplificativo, podemos citar as seguintes providências adicionais que são adotadas pela ISA CTEEP para a realização de procedimentos em instalações que fazem intersecção com estradas, quais sejam:

- (i) As inspeções têm que ser feitas com maior detalhamento, já que se tratam de instalações que estão localizadas em áreas com alto fluxo de tráfego;
- (ii) O tempo para a realização das manutenções é bem maior devido aos cuidados que devem ser tomados com o trânsito no local, já que há risco de queda de materiais nas estradas e que, por esse motivo, a área a ser interditada é maior, de forma a preservar a integridade de pessoas e materiais;
- (iii) O tempo para a programação das atividades nessas instalações é maior devido à necessidade de obtenção de autorizações junto às concessionárias administradoras das rodovias;
- (iv) Por vezes, há necessidade de pagamento de indenizações às concessionárias que administram as vias devido às paralisações parciais ou integrais da rodovia para a realização das manutenções, o que prejudica o faturamento dessas empresas;
- (v) Instalação e manutenção das esferas de sinalização, de modo a orientar as aeronaves de sobrevoam as rodovias; e
- (vi) Limitação de horário para a realização das manutenções, tendo em vista o fluxo de tráfego dessas rodovias.

Como pode ser observado, os custos de O&M nas instalações que fazem intersecção com estradas são superiores aos custos de O&M das demais instalações que estão localizadas nessas regiões, de modo que a receita a ser recebida pela ISA CTEEP deve refletir essa distinção.

Portanto, o sinal da variável *Área de intersecção com estradas* deve ser positivo, o que restou comprovado por meio das simulações feitas pela ISA CTEEP, as quais utilizaram os dados e informações da própria SRM, e se alinha com a realidade de O&M dessas instalações.

Pedido 17. A ISA CTEEP requer a inversão do sinal da variável *Área de intersecção com estradas* para a determinação da coerência do modelo, tornando-o POSITIVO.

4.2.2 Relação entre idade e custo

As variáveis exógenas correspondem às condições ambientais, socioeconômicas, geográficas, ou ainda questões regulatórias, onde as DMUs não exercem qualquer controle. Este é o caso da idade média dos ativos, que foi incorporada como variável exógena no 2º. Estágio do Modelo DEA, conforme consta na Nota Técnica nº 126/2018.

De fato, essa variável mostra-se importante por dois principais pontos: (i) ela reflete em si a noção sobre tecnologia embarcada na concessão e (ii) dá indícios sobre o tipo de operação das empresas. Nessa esteira, quando considerados os planos de manutenção da ANEEL, tem-se que os ciclos propostos para a realização de manutenções são a cada 3 ou 6 anos, o que significa dizer que há concessões licitadas que têm tempo de operação inferior a um ciclo de manutenção.

Assim, tais empresas ainda não desembolsaram sequer o custo mínimo esperado na manutenção de um ativo, não podendo, portanto, serem consideradas em mesmo grau de adversidade dos agentes com concessões mais antigas. Novamente, tal medida seria comparar o incomparável, o que não se admite no DEA.

Desta forma, a idade dos ativos torna-se fator relevante na diferenciação dessas empresas, pois, no mínimo intuitivamente, é evidente concluir que, quanto mais antigo for o ativo, maior será o número de intervenções de manutenção necessários, incrementando, portanto, o custo de manutenção ao longo do tempo da concessão.

Como é sabido e comprovado por diversos estudos a esse respeito, para a avaliação sobre o impacto da idade do ativo *versus* PMSO, se aplica a chamada “curva da banheira”, que demonstra que equipamentos tendem a ter maiores taxas de falhas nos períodos iniciais e finais de seus ciclos de vida, impactando nos custos de O&M:

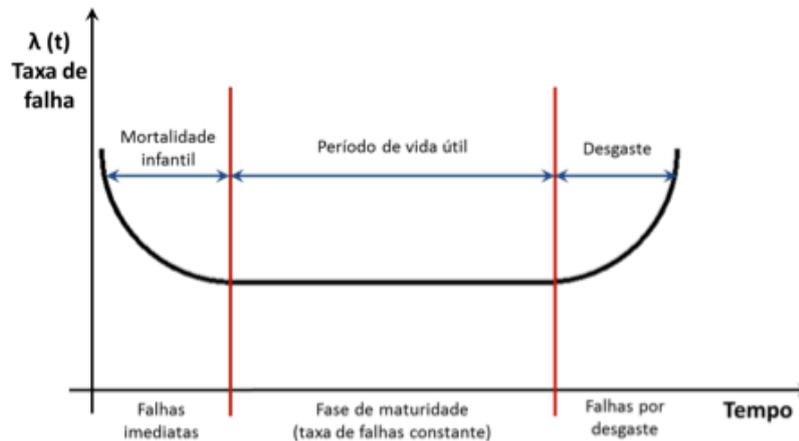


Figura 22: Curva da banheira

Conforme demonstrado na Figura 22 acima, nos períodos iniciais os custos com manutenções são minimizados em razão da cobertura da garantia dos fornecedores dos equipamentos, disponibilidade de peças, etc.

De outro lado, nos períodos finais do ciclo de vida útil ocorre o inverso, existindo fatores que maximizam o impacto nas manutenções, tais como: tecnologia desatualizada, falta de assistência do fabricante e pouca disponibilidade de peças de reposição, aumentando sobremaneira os custos de manutenção.

Portanto, os custos de O&M são diretamente impactados pelas taxas de falhas dos equipamentos. É dizer, quanto maior for a quantidade de falhas de um equipamento, maiores serão os custos de O&M.

Sabe-se, conforme exposto na Figura 22 acima, que a idade dos ativos está diretamente relacionada à probabilidade de ocorrência de perturbações (falhas) e consequente necessidade de manutenção, uma vez que estes se aproximam do final de sua vida útil.

A vida útil regulatória dos ativos é usualmente de 30 anos. No entanto, a ISA CTEEP tem em seu parque ativos que iniciaram sua operação antes dos anos 1970, ou seja, com aproximadamente 50 anos.

A fim de comprovar o quanto exposto anteriormente, segue a Figura 23 abaixo contendo a quantidade de falhas (desligamentos) ocorridas nos disjuntores em comparação com a idade desses ativos:

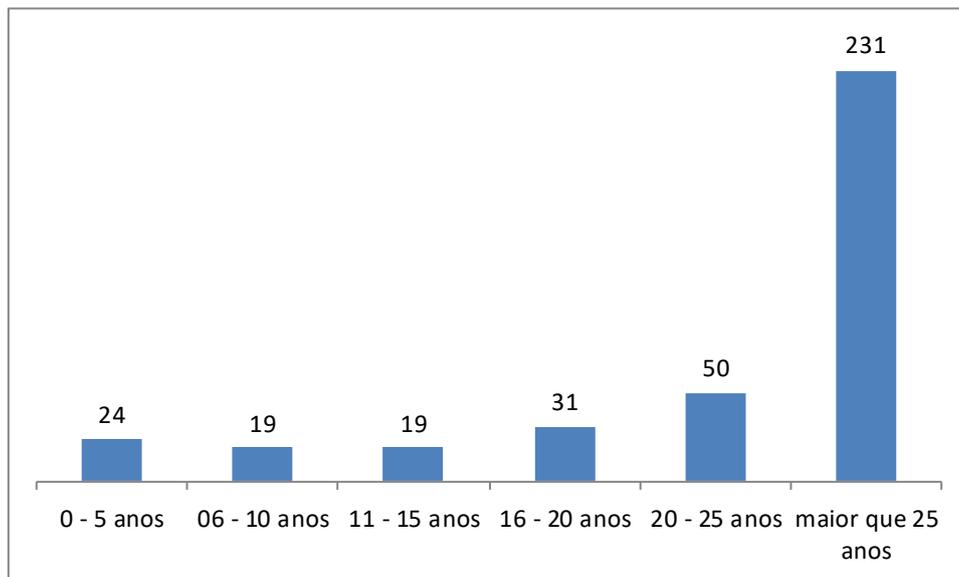


Figura 23: Falhas em disjuntores x idade dos ativos

Como se verifica na tabela acima, o número de falhas nos disjuntores aumenta exponencialmente à medida em que estes equipamentos vão ficando mais velhos, chegando ao seu ápice a partir do 25º ano, o que acarreta em maiores custos com inspeção, ensaios, manutenção e reparos emergenciais.

Outro exemplo que pode ser citado é o dos transformadores.

Analisando-se os dados desses equipamentos, o que se nota é que a quantidade de avarias e/ou falhas nos equipamentos mais antigos é quase 6 (seis) vezes superior à verificada nos equipamentos mais novos (até 5 anos), conforme pode ser observado na Figura 24 abaixo:

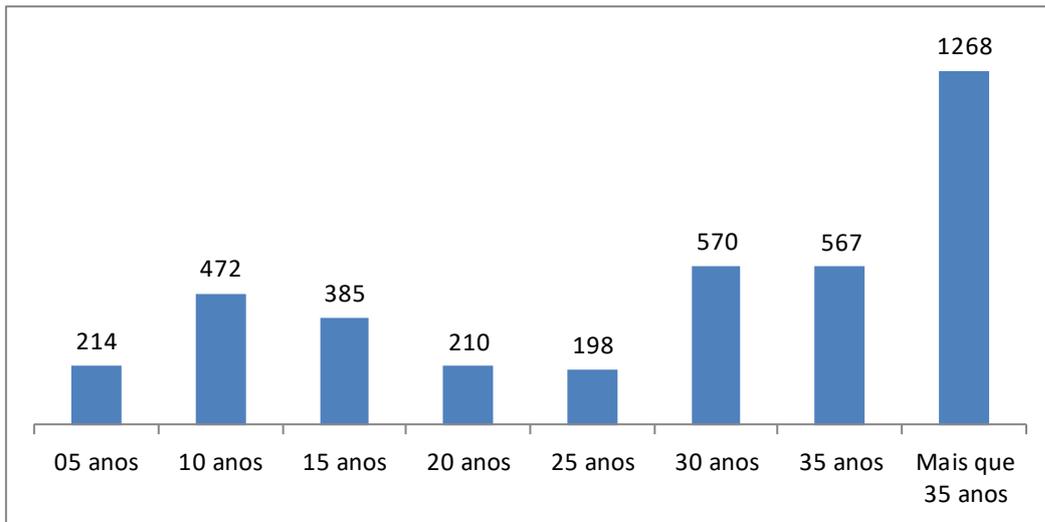


Figura 24: Avarias e/ou falhas em transformadores x idade dos ativos

O mesmo também ocorre com os seccionadores, reles de proteção, etc., cuja taxa de falha (e custo de manutenção) também é muito superior nos equipamentos mais antigos.

Por conseguinte, considerando a existência de equipamentos mais antigos em operação, também é necessário manter um maior estoque de peças sobressalentes para a realização de substituições e reparos que contemplem todos os tipos e modelos de equipamentos instalados na área de concessão da ISA CTEEP, o que aumenta, por consequência, o custo para a manutenção desse estoque.

Ainda, vale mencionar a dificuldade de se encontrar algumas peças para a realização de reparos em equipamentos mais antigos, uma vez que muitos deles já saíram de linha e pararam de ser fabricados, o que também acarreta em custos adicionais pela ISA CTEEP para encontrar as peças necessárias para fazer os reparos nessas instalações.

Portanto, o que se verifica é que os equipamentos mais novos, por utilizarem novas tecnologias, possuem taxas de falhas muito menores do que os equipamentos mais antigos e que, por esse motivo, além de trazerem maior segurança para o fornecimento de energia para o sistema, demandam uma menor quantidade de material em estoque, o que reduz sobremaneira os custos com a sua manutenção.

Ainda, importante destacar que as subestações modernas proporcionam maior confiabilidade ao sistema por meio do monitoramento dos equipamentos, pois ao otimizar o espaço com a

redução de painéis a supervisão de toda a instalação é facilitada com o sistema de supervisão local, conforme será demonstrado a seguir.

Nesse sentido, é possível demonstrar as grandes diferenças existentes entre as subestações da ISA CTEEP mais modernas e as mais antigas, conforme pode ser observado por meio das imagens abaixo.

As imagens que seguem são da Sala de comandos da SE Edgard de Souza, em Santana de Parnaíba, a qual possui grande quantidade de reles para realização de várias funções de proteção e grande quantidade de cabos preenchendo por completo as canaletas de passagem, dificultando a visualização do estado dos equipamentos, sinalização de alarmes e medições devido à disposição dos painéis e distância.



Já nas imagens abaixo, é possível verificar a nova sala de comandos que foi construída utilizando menos espaço, abrigando os painéis de proteção e controle. Os novos painéis possuem menor quantidade de cabos e são interligados por fibra óptica, realizando a comunicação por protocolos. Desta forma, o técnico da SE possui a supervisão de toda a instalação por meio de sistema supervisorio onde recebe alarmes, verifica estado dos equipamentos e realiza comandos.



Diante disso, tem-se comprovado que, quanto mais velho um equipamento for, maior será a necessidade de realização de manutenções e, por consequência, maiores serão os custos para operação e manutenção desses equipamentos, uma vez que: (i) a necessidade de realização de reparos aumenta à medida que o equipamento vai envelhecendo; (ii) muitas das peças necessárias para o reparo desses equipamentos já saíram de linha; e (iii) há a necessidade de se manter um estoque maior com as peças necessárias para a realização de manutenções nos equipamentos mais antigos.

Especificamente em relação aos custos com reparos nos equipamentos mais velhos, é importante ressaltar que, além dos custos com mão de obra e materiais, também devem ser considerados os valores pagos à título de Parcela Variável, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, uma vez que, em virtude dos equipamentos mais antigos precisarem de muito mais manutenções, eles são desligados um maior número de vezes, o que, por sua vez, enseja em um número maior de aplicação de Parcelas Variáveis por indisponibilidades pelo ONS/ANEEL.

Portanto, tem-se comprovado que, quanto mais velho um equipamento for, maior será a necessidade de realização e manutenções e, por consequência, maiores serão os custos para operação e manutenção desses equipamentos.

Nessa linha, em uma avaliação mais detalhada acerca da relação entre custos e tempo de operação dos ativos, verifica-se que ela não é linear, e sim polinomial, crescente de acordo com a idade, conforme pode ser observado na Figura 25.

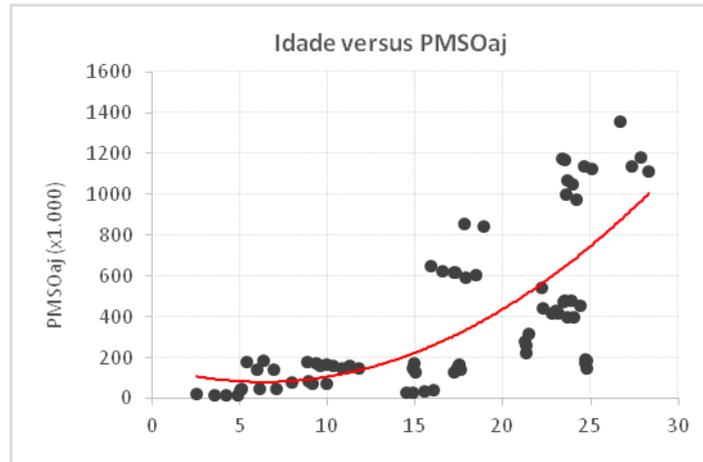


Figura 25: Relação entre Idade e PMSO ajustado

O gráfico acima demonstra que a relação entre PMSO e idade dos ativos não é linear, variando a taxas crescentes, sendo certo que o ajuste quadrático, conforme o gráfico, performa melhor do que o ajuste linear, **o que recomenda que tal variável seja analisada no modelo Tobit como Idade ao quadrado** ao invés de Idade [simples], como forma de refletir mais adequadamente a realidade de dispêndio de custos de manutenção ao longo da vida útil dos ativos que integram as concessões existentes.

Cabe destacar que o modelo Tobit permite a inclusão de variáveis transformadas, existindo somente a necessidade de manutenção da linearidade das relações, o que é corroborado com a Figura 26, que apresenta a relação entre [In]eficiência e Idade².

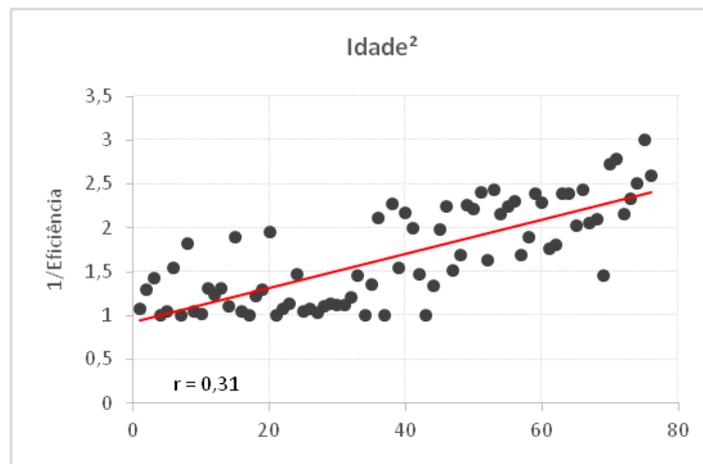


Figura 26: Relação entre 1/Eficiência e Idade²

Assim, conforme demonstrado, e por todos os motivos acima expostos, é necessária a utilização da variável Idade ao quadrado ao invés de Idade [simples] no modelo Tobit.

Pedido 18. A ISA CTEEP requer a utilização da variável idade ao quadrado em substituição pela idade simples, no intuito de atender a argumentação estatística, técnica e operacional.

4.3 Crítica ao uso do R2

A seleção do modelo de 2º estágio utilizado para determinar o índice de adversidade utilizou como critério o máximo R2, dado que as variáveis selecionadas possuem um coeficiente estimado com sinal igual ao que ANEEL esperava (*ad hoc*) e significativos do ponto de vista estatístico ao nível de 90% de significância.

No entanto, o R2 não foi extraído do modelo utilizado, pois o modelo de segundo estágio estimado foi pelo método TOBIT¹¹ (para dados censurados) e o R2 é computado por outro método de estimação, MQO¹². Isso significa que *o modelo com melhor ajuste linear será o escolhido*. Mesmo o modelo TOBIT sendo não linear, e possuir uma interpretação para seus coeficientes diversa do modelo MQO, seria preciso primeiro calcular o fator de escala¹³ para cada coeficiente estimável para que a interpretação seja comparável.

Mesmo para o modelo linear, a utilização do R2 como critério de seleção tende a escolher o modelo mais amplo, vis à vis o mais parcimonioso, porém com variabilidade um pouco menor. Por isso, muitos advogam o uso do R2 ajustado, \bar{R}^2 ¹⁴, que penaliza a entrada de uma variável não significativa no modelo. Essa alternativa faria sentido se, pelo menos, o modelo utilizado fosse linear.

A seleção do modelo não é tarefa fácil, e nem é pautada apenas por um critério. Destaca-se a citação de Gujarati (2011), o qual escreveu um capítulo inteiro (sete) para definir como se deve

¹¹ Modelo cuja média condicional é uma função não linear dos parâmetros populacionais, utilizado para dados censurados ou truncados.

¹² Mínimos Quadrados Ordinários estimador aplicado para computar parâmetros populacionais cuja função é linear.

¹³ Ver Greene (2002) Capítulo 9

¹⁴ Ver Gujarati (2011) Capítulo 7

pautar a escolha do modelo de regressão múltipla. Na pág. 221, tem-se o subtítulo denominado **O Jogo da maximização do R²**, mostrando que escolher o modelo que fornece o maior R² pode ser perigoso, dado que o objetivo principal da análise econométrica não é obter um R² máximo, *per se*, mas sim obter estimativas confiáveis dos verdadeiros coeficientes de regressão para a população, bem como fazer inferências estatísticas a respeito deles.

Ainda, segundo Goldberger (1998) o R² tem um papel muito modesto na análise de regressão, sendo uma medida da qualidade do ajustamento de uma regressão linear de MQO amostral em um conjunto de dados. Nada no modelo clássico de regressão exige que R² seja alto. Logo, um R² elevado não é uma evidência favorável, tampouco R² baixo constitui prova desfavorável.

Como alternativa pode-se utilizar o erro padrão da previsão ao quadrado, que provê um melhor ajuste, segundo Goldberger (1998) apud Gujarati (2011), possuindo a vantagem clara em relação ao R² por não se restringir apenas aos modelos lineares.

$$\hat{\sigma}^2 = \sqrt{\frac{\sum(Y_i - \hat{Y}_i)^2}{n - k}}$$

Embora a qualidade do ajuste do modelo possa ser mensurada pelo R^2 e pelo \bar{R}^2 , sua importância deve ser sopesada por outros pontos, como as expectativas teóricas subjacentes sobre o modelo, bem como a significância estatística. Além disso, testes de especificação tais como a estatística de Durbin-Watson¹⁵, o teste RESET de Ramsey¹⁶ e o teste de multiplicador de Lagrange¹⁷ podem prover um resultado mais confiável para erros de especificação, tornando o problema de selecionar o modelo mais fácil de ser resolvido.

Para finalizar, segundo Hendry (1995) predica que as previsões feitas com o modelo selecionado devem ser logicamente possíveis, o que não foi o caso do modelo selecionado,

¹⁵ Análise de correlação nos resíduos.

¹⁶ Teste geral para detectar erros de especificação.

¹⁷ Serve para comparar a seleção entre modelos concorrentes, com base na ideia de que os modelos caminhem no sentido de um modelo restrito para um modelo livre.

posto que foi ignorado e só foi utilizado para permitir o reagrupamento posterior. Também, ser consistente com a teoria, com sinais e coeficientes estimados fazendo sentido teórico.

Possível ainda exemplificar o citado acima, como no caso de intersecção com estradas, em que a manutenção pode ser facilmente mais cara no caso de um acidente em que se precise interditar a estrada, bem como fatores alheios como o volume de tráfego e acidentes por trecho não terem sido levados em consideração nesta avaliação, o que torna ainda mais ambíguo a determinação de uma relação.

Ainda sobre a seleção do modelo, a hipótese de identificação do modelo TOBIT é que a exogeneidade¹⁸ fraca dos regressores é necessária garantir consistência na estimação, o que não necessariamente é o caso de queimadas, posto que podem ser influenciadas por gastos endógenos com intuito de reduzir sua incidência.

A constância dos parâmetros para alterações marginais no modelo é outra característica desejável. Assim sendo, na medida que outras variáveis são incluídas ou a amostra é alterada, os parâmetros devem possuir alguma constância como sinal de consistência. Por isso, é importante se testar o modelo por meio de técnicas de *bootstrap*¹⁹.

Já os resíduos estimados precisam ser puramente aleatórios e, nos documentos disponibilizados pela ANEEL, como as Notas Técnicas nº 126/2018 e nº 141/2018, não se publicou nenhuma análise dos resíduos obtidos pelo modelo selecionado. A nossa análise indicou a presença de uma relação quadrática entre a variável idade e o resíduo do modelo, o que possibilitou a correção desta variável.

Pedido 19. A ISA CTEEP requer que se faça uma análise de especificação, utilizando-se: estatística Durbin-Watson, teste Reset e multiplicador de Lagrange. Verificar se as hipóteses de identificação do modelo adotado são satisfeitas e utilizar o erro padrão da previsão ao quadrado como critério principal, de forma a não se restringir apenas a modelos lineares.

Pedido Subsidiário 19.a Ao se analisar qualquer novo modelo proposto, a ISA CTEEP requer que se utilize essa metodologia, de forma a garantir a consistência dos resultados.

¹⁸ $E(u_i|X) = 0$, onde u_i são os erros aleatórios do modelo, e X são os regressores.

¹⁹ Ver Efron (1994)

Pedido Subsidiário 19.b Ajustar os parâmetros do modelo TOBIT pelo fator de escala, para a sua aplicação e utilização dos valores previstos.

4.4 Inclusão de novas variáveis exógenas

Com o objetivo de incorporar ao modelo de *benchmarking* o efeito de fatores exógenos que impactam na eficiência das empresas, foi conduzida uma análise de regressão linear (tobit) com 6 variáveis levantadas pela reguladora como sendo possíveis influenciadoras dos custos de O&M, mas que estão além da capacidade de atuação das empresas. De forma geral, as variáveis consideradas refletem fatores puramente ambientais, sem, contudo, englobar fatores socioeconômicos do país que são de extrema relevância no custo final – e, conseqüentemente, na eficiência – mas que as empresas não possuem atuação ativa para qualquer mudança de condição.

Na busca pela alocação de variáveis de complexidade socioeconômica, levantaram-se duas possíveis alternativas que apresentam correlação com a eficiência calculada, quais sejam: (i) subestações estratégicas; e (ii) total de estabelecimentos no país.

4.4.1 Subestações Estratégicas

Como já explicitado durante a presente contribuição, por meio da Nota Técnica nº 126/2018, a SRM definiu as variáveis exógenas que deveriam ser consideradas no 2º estágio do cálculo de eficiência das transmissoras, quais sejam: (i) idade média dos ativos; (ii) incidência de queimadas; e (iii) adensamento da rede.

De acordo com a SRM, a análise em segundo estágio é utilizada *para incorporar no modelo o efeito de fatores exógenos, que podem estar influenciando o desempenho observado*. (sem grifos no original). O grande desafio no segundo estágio, segundo a própria Superintendência, *é a escolha de variáveis que representem de forma adequada os principais fatores geradores de custo de cada empresa*. (sem grifos no original)

As variáveis exógenas são aqueles fatores externos que estão fora do controle das concessionárias e que interferem no seu nível de eficiência, de modo que a ANEEL precisa considerá-los no modelo para que o resultado sobre o nível de eficiência das transmissoras não seja distorcido e reflita, o mais fielmente possível, a sua realidade de operação.

Nesse sentido, sem prejuízo dos questionamentos feitos nas presentes contribuições às variáveis exógenas escolhidas pela SRM para compor o cálculo no segundo estágio, a ISA CTEEP expõe abaixo os motivos pelos quais entende que **deverá ser incluída como variável exógena, no cálculo do seu nível de eficiência, as subestações estratégicas**.

Inicialmente, importante ressaltar que aqui não se pretende discutir se uma subestação deve ou não ser considerada como estratégica, uma vez que a ISA CTEEP concorda que algumas instalações são essenciais para a manutenção da segurança do suprimento energético do país e que, por esse motivo, devem receber especial atenção. Contudo, esse tratamento diferenciado deve estar refletido na composição dos custos da RAP das transmissoras, uma vez que é incontroverso que uma subestação considerada como estratégica tem um custo muito maior do que qualquer outra subestação que não receba essa classificação. É o que passa a demonstrar:

As subestações estratégicas são, segundo o ONS, aquelas que, *se forem desligadas por problemas elétricos ou destruídas/avariadas por outros motivos, a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de perda de grandes blocos de carga e até mesmo blecautes, **cujo impacto social, econômico, político afeta a segurança do Estado e da sociedade***²⁰. (sem grifos no original).

Ainda, segundo o Submódulo 20.1 dos Procedimentos de Rede, consideram-se como instalações e componentes estratégicos as *“Instalações e componentes cujos desligamentos intempestivos ou indisponibilidades podem provocar fortes impactos no desempenho de uma área da rede de operação, como interrupção de carga, restrições ao controle de tensão, variação acentuada de tensão e oscilação sistêmica”*.

Portanto, pode-se concluir que as subestações estratégicas são aquelas vitais para a manutenção da segurança do abastecimento de energia elétrica no país e, em última análise, da própria segurança do Estado e da Sociedade.

²⁰ Submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede.

Exclusivamente para essas subestações, o ONS determina que sejam *realizadas análises complementares para determinar o seu grau de segurança intrínseca*, devendo ser observados, dentre outros aspectos, *o arranjo físico das instalações, as condições das proteções e dos sistemas especiais de proteção, e a disponibilidade de equipamentos de reserva*. Ou seja, para as subestações consideradas como estratégicas, devem ser adotadas uma série de medidas adicionais de segurança que não são adotadas nas outras subestações.

Nos termos do quanto disposto nos itens 4.1 (a) e (b) do submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede, é de responsabilidade do ONS: **(a) manter atualizada a relação de instalações estratégicas e; (b) disponibilizar a relação das instalações estratégicas para os agentes de operação, o CMSE/MME e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.**

Já para as transmissoras, cabe somente a responsabilidade de: **(a) fornecer as informações complementares necessárias às análises para a caracterização das instalações estratégicas; e (b) participar das análises para a revisão da relação as instalações estratégicas²¹.**

Como pode ser observado, **a responsabilidade pela definição de quais subestações deverão ser consideradas como estratégicas para o sistema cabe SOMENTE ao ONS**, devendo as transmissoras colaborarem oferecendo as informações e dados necessários para que o Operador faça a sua análise. **Portanto, a escolha de quais subestações são estratégicas foge totalmente do controle e da ingerência das transmissoras, sendo que a definição cabe ao órgão responsável pela operação do sistema.**

Nos termos do disposto no item 5.1 do Submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede, as subestações estratégicas são classificadas em 4 tipos, quais sejam:

- (i) **Tipo E1**: subestações cuja perda afete o suprimento de energia de, pelo menos, 3 estados, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados;

²¹ itens 4.2 (a) e (b) do Submódulo 23.6 dos Procedimentos de Rede

- (ii) **Tipo E2:** subestações cuja perda afete o suprimento de energia de, pelo menos, 2 estados, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos estados afetados; ou subestações cuja perda afete o suprimento de energia de 1 estado, com corte de carga superior a 50% do total da carga do estado;
- (iii) **Tipo E3:** subestações cuja perda afete o suprimento de energia de 1 estado, com corte de carga superior a 30% do total das cargas do estado; subestações cuja perda afete o suprimento de energia de 1 estado, com corte de carga superior a 30% do total das cargas da região afetada; subestações cuja perda provoque a interrupção local de cargas (supridas a partir de uma mesma subestação) em montantes superiores a 750 MW; e
- (iv) **Tipo E4:** subestações que participam de corredores fluentes de recomposição, cuja indisponibilidade inviabiliza o processo de recomposição fluente do corredor associado.

Assim, para as subestações consideradas como estratégicas, devem ser adotadas uma série de medidas diferenciadas de reforço, proteção, vigilância e manutenção, uma vez que, nos termos do submódulo 10.18 do Manual de Procedimentos da Operação, as ***instalações e componentes classificadas como estratégicos tem tratamento especial, e em função disso, tem acompanhamento diferenciado de manutenção e cuidados especiais na sua operação***. (sem grifos no original).

Por sua vez, o Submódulo 10.14 dos Procedimentos de Rede elenca todas as providências adicionais e especiais que devem ser adotadas pelas transmissoras nas subestações estratégicas, podendo-se citar como exemplo:

- (i) As subestações estratégicas dos tipos E1, E2 e E3 **devem ser providas de assistência local ininterrupta**, independentemente de serem teleassistidas;
- (ii) As subestações estratégicas dos tipos E3 e E4, para serem teleassistidas sem assistência local ininterrupta, necessitam de **redundância de equipamentos e canais de dados**;

- (iii) Para as subestações estratégicas dos tipos E3 e E4, a transmissora deve assegurar que, mesmo em situação de eventual falha da teleassistência, **o tempo para prover a assistência local não pode comprometer o processo de recomposição;**
- (iv) As subestações estratégicas teleassistidas devem: (a) permitir ao centro de operação a supervisão, o comando e a execução da operação com recursos necessários que permitam cumprir as instruções e rotinas operacionais no ONS;
- (v) As subestações estratégicas integrantes da rede de operação devem: (a) **atender aos requisitos de certificação de operadores e atuação com equipe em regime de turno ininterrupto;** (b) atender aos requisitos de gravação de voz das comunicações operacionais; (c) **dispor de recursos humanos** adequadamente dimensionados à quantidade e complexidade das instalações, **para operar em qualquer condição;** e
- (vi) As subestações estratégicas devem ser assistidas **num mínimo de 99,95%** do tempo.

Ainda, a realização de manutenções nesse tipo de instalação se mostra muito mais complexa, uma vez que, considerando a sua vital importância para a segurança do sistema, muitas vezes o ONS cancela as manutenções necessárias na última hora, quando a ISA CTEEP já mobilizou todo o seu pessoal e equipamentos necessários para a realização do serviço, o que demanda, além dos gastos para a realização das manutenções, gastos adicionais com o reagendamento do serviço não executado por exclusiva determinação do ONS.

Como se nota, o tratamento e cuidado que são dispensados às subestações classificadas como estratégicas são absolutamente diferenciados se comparados às subestações consideradas como não estratégicas, **uma vez que as subestações estratégicas, devido à sua condição, nunca podem ficar desassistidas.**

Assim, o que se verifica é que os custos para a operação e manutenção das subestações consideradas como estratégicas para o sistema são muito superiores aos custos para a

operação e manutenção de uma subestação que não se enquadra nesse perfil, de modo que a receita a ser recebida pelas transmissoras deve refletir essa diferenciação.

Por oportuno, cabe mencionar que a ISA CTEEP não desconhece o fato de que parte das subestações estratégicas são compartilhadas com outras transmissoras, o que poderia gerar, em princípio, dúvidas em relação às quais empresas essa variável exógena deveria ser considerada.

Nesse sentido, para dirimir essas possíveis dúvidas, a ISA CTEEP recomenda que **seja utilizado o critério de responsabilidade pela operação e manutenção do Módulo Geral**, que é o mesmo critério utilizado pelo próprio ONS.

Como sabido por essa I. Agência, o Módulo Geral é o ponto comum aonde todos os demais equipamentos de todas as transmissoras são conectados. Contudo, somente uma transmissora fica pela operação e manutenção do Módulo Geral e, conseqüentemente, pela operação e manutenção de toda a subestação, devendo manter uma equipe disponível no local para tanto. Além disso, a concessionária responsável pelo Módulo Geral também é a proprietária do terreno no qual está localizada a subestação.

Ainda, vale ressaltar que é com base na responsabilidade pela operação e manutenção do Módulo Geral que é definida a receita a ser recebida por cada transmissora.

Portanto, **somente para a transmissora responsável pela operação e manutenção do Módulo Geral deve ser considerada a variável exógena de subestação estratégica.**

Por oportuno, cabe informar que 45% das subestações da ISA CTEEP são classificadas como estratégicas, o que aumenta sobremaneira os seus gastos para a sua operação e manutenção desse tipo de instalação.

Nesse sentido, as subestações estratégicas se adequam perfeitamente como variável exógena, que é conceituada como um fator externo (fora do controle das transmissoras) que interfere no seu nível de eficiência, de modo precisa ser considerado no modelo para que o resultado sobre o nível de eficiência das transmissoras não seja distorcido e reflita, o mais fielmente

possível, a sua realidade operativa. É variável exógena porque o enquadramento de uma subestação como estratégica advém de fator externo (determinação regulatória), fora do controle das concessionárias (decisão exclusiva do operador do sistema) e que interfere diretamente nos seus níveis de eficiência (custos adicionais para a sua operação e manutenção).

Pedido 20. I ISA CTEEP requer que seja incluído como variável exógena, no cálculo do seu nível de eficiência, as subestações estratégicas.

Pedido Subsidiário 20.a caso essa I. Agência decida por não reconhecer as subestações estratégicas como uma variável exógena, o que se admite apenas para argumentar, a ISA CTEEP requer que a ANEEL, em atendimento ao princípio da motivação, previsto no art. 50 da Lei nº 9.784/1999, esclareça de maneira pormenorizada os fundamentos que embasaram a sua decisão, de modo que a ISA CTEEP possa exercer o contraditório e a ampla defesa.

4.4.2 Urbanidade

Neste item a ISA CTEEP detalhará os motivos pelos quais deve ser incluída uma nova variável exógena dentro do modelo, qual seja, a variável de URBANIDADE.

Isso porque, as transmissoras que operam em área consideradas urbanas, com alta densidade demográfica, incorrem em uma série de custos adicionais para a operação e manutenção dos seus ativos que não se verificam nas transmissoras de possuem os seus ativos localizados em regiões mais afastadas, de modo que as suas receitas devem capturar essa realidade operativa.

Inicialmente, cabe destacar que a diferenciação do tipo de ocupação do solo pelas instalações (se rural ou urbano) influencia principalmente em questões de segurança do público que tem acesso ao entorno das linhas de transmissão, uma vez que as instalações localizadas nos perímetros urbanos estão muito mais sujeitas à vandalismos ou invasões nas faixas do que as instalações localizadas nas áreas mais afastadas das grandes cidades.

Sobre esse ponto, é importante destacar que, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 669/2016 *“deve ser avaliada a necessidade de realização de inspeções adicionais nas áreas com risco potencial de vandalismo (trechos urbanos com alta concentração demográfica), áreas de implantação industrial (com alta concentração de poluentes) e áreas junto ao litoral”*.

Portanto, o que se verifica é que a própria ANEEL considera que as instalações localizadas em perímetros urbanos devem receber um tratamento especial, em virtude da sua localização.

Desta forma, em cumprimento ao que determina a Agência Reguladora, as instruções normativas internas da ISA CTEEP preveem que se deve inspecionar, ao menos a cada 6 (seis) meses, as instalações localizadas em áreas de trechos urbanos, as quais, como dito acima, estão mais susceptíveis à vandalismos e invasões irregulares.

Ainda, cabe ressaltar que existem diversos outros fatores que influenciam nos custos de O&M das instalações localizadas em regiões com alta densidade demográfica, tais como:

- (i) Aplicação de penalidades pelos órgãos ambientais devido ao descarte inadequado pela população de resíduos em áreas de preservação ambiental permanente;
- (ii) Dificuldade de acesso das equipes às estruturas para a realização de manutenções nas instalações, uma vez que muitas dessas instalações são utilizadas pela população para a fixação de moradias irregulares, o que acarreta na necessidade de uma manutenção ou inspeção mais detalhada;
- (iii) Problemas de erosão, a depender da topografia do terreno e/ou tipo de construção realizada na base das estruturas das torres, o que compromete as suas fundações e, conseqüentemente, a estabilidade da estrutura;
- (iv) Risco à vida de terceiros que sobem nas torres para a instalação de antenas de tv, retirada de pipas, etc.;
- (v) Risco à vida de terceiros em virtude de tensão de passo e/ou toque (acidental ou não) nas linhas de transmissão, no caso de uma descarga atmosférica/sobretensão ou em caso de queda de cabos;
- (vi) Dificuldade de deslocamento em horários de maior tráfego, o que dificulta e atrasa o acesso e a realização de manutenções emergenciais nas instalações;
- (vii) Necessidade de reprogramações ou cancelamento de manutenções devido a problemas na liberação dos circuitos para manutenção por parte das distribuidoras de

serviços já programados e aprovados, ocasionando desmobilização da equipe e necessidade de reprogramações que atendam novamente ao prazo mínimo de antecedência da solicitação; e

(viii) Custos para a reintegração de posse das áreas invadidas, o que envolve: (a) custos processuais (honorários, custas, perícias, etc.); (b) custos para a expedição de mandado para a reintegração da posse; (c) demolição das moradias irregulares; (d) transporte dos pertences das famílias que estavam vivendo nas moradias irregulares, etc.

Especificamente sobre os custos para a reintegração de posse das áreas invadidas, somente entre os anos de 2015-2017, **a ISA CTEEP desembolsou quase R\$ 3,5 milhões**, conforme pode ser observado na Tabela 6 abaixo:

Tabela 6: Gastos com reintegração de posse de áreas invadidas por regional

Regional	2015	2016	2017
Taubaté	R\$ 13.000,00	R\$ 214.500,00	R\$ 100.000,00
Cabreúva	R\$ 221.116,00	R\$ 103.000,00	R\$ 150.300,00
Bauru	R\$ 0,00	R\$ 19.180,70	R\$ 11.000,00
São Paulo	R\$ 283.975,00	R\$ 1.900.923,40	R\$ 471.481,83

Pelo todo exposto, **resta-se comprovado que as transmissoras que possuem a maioria dos seus ativos localizados em áreas urbanas operam em condições distintas das transmissoras que possuem ativos em áreas mais afastadas e que, por esse motivo, incorrem em maiores custos.**

Sobre a definição das localidades que devem ser consideradas como áreas urbanas, a ISA CTEEP sugere que essa verificação seja feita utilizando-se os dados do Ministério do Trabalho e Emprego – MTE a da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS, conforme detalhado abaixo:

O número total de estabelecimentos do país é divulgado anualmente pelo MTE, a partir da coleta de dados da RAIS.

A RAIS foi instituída pelo Decreto nº 76.900, de 23.12.1975 e é de preenchimento anual obrigatório para:

- inscritos no CNPJ com ou sem empregados - o estabelecimento que não possuiu empregados ou manteve suas atividades paralisadas durante o ano-base está obrigado a entregar a RAIS Negativa;
- todos os empregadores, conforme definidos na CLT;
- todas as pessoas jurídicas de direito privado, inclusive as empresas públicas domiciliadas no País, com registro, ou não, nas Juntas Comerciais, no Ministério da Fazenda, nas Secretarias de Finanças ou da Fazenda dos governos estaduais e nos cartórios de registro de pessoa jurídica;
- empresas individuais, inclusive as que não possuem empregados;
- cartórios extrajudiciais e consórcios de empresas;
- empregadores urbanos pessoas físicas (autônomos e profissionais liberais) que mantiveram empregados no ano-base;
- órgãos da administração direta e indireta dos governos federal, estadual ou municipal, inclusive as fundações supervisionadas e entidades criadas por lei, com atribuições de fiscalização do exercício das profissões liberais;
- condomínios e sociedades civis;
- empregadores rurais pessoas físicas que mantiveram empregados no ano-base;
- filiais, agências, sucursais, representações ou quaisquer outras formas de entidades vinculadas à pessoa jurídica domiciliada no exterior.

A divulgação dos dados da RAIS (sem identificação de empresa) é realizada por meio eletrônico, no site do Ministério do Trabalho (<ftp://ftp.mtpps.gov.br/pdet/microdados/RAIS/>).

Assim, a sugestão da ISA CTEEP é de utilizar estes dados para consolidar o número de estabelecimentos existentes em cada um dos municípios e, posteriormente, compará-los por transmissora, utilizando como parâmetro a intersecção de suas linhas de transmissão com cada município brasileiro e atribuindo o total de estabelecimentos existentes nos municípios em cada área de concessão das transmissoras.

De forma resumida: quanto maior for o número de linhas de transmissão que passam nos municípios com o maior número de estabelecimentos, mais “urbana” será considerada a área onde a transmissora atua.

Nesse ponto, cabe ressaltar que é seguro presumir que, quanto maior o número estabelecimentos existentes em um determinado município, maior será a sua densidade demográfica e, portanto, mais “urbano” ele será, já que o desenvolvimento da economia local está diretamente relacionado ao aumento da população.

Caso a concessionária possua mais de uma linha de transmissão interseccionada com um determinado município, esta deverá ser considerada apenas uma vez para a totalização dos estabelecimentos por transmissora.

Por fim, como divulgação da RAIS é feita anualmente, em geral em meados de setembro, os seus dados poderiam entrar no modelo segundo o seu ano de elaboração e divulgação correspondente ou, seguindo o parâmetro utilizado pela SRM nas demais variáveis exógenas, entrar no modelo como a média dos 4 anos. Esta segunda opção mostra-se mais aderente para suavizar possíveis sazonalidades anuais que ocorram em função de crise ou recuperação econômica, políticas públicas de incentivo de impostos entre outras que mudem de forma brusca de um ano para outro o número de estabelecimentos de uma localidade.

Pedido 21. A ISA CTEEP requer que seja incluída variável que represente o pilar socioeconômico na obtenção do índice de adversidade, seja ela subestações estratégicas, conforme detalhado no item 4.4.1 destas contribuições e/ou urbanidade, conforme acima detalhado.

4.5 Crítica ao Reagrupamento

A SRM promoveu um ajuste de 2º estágio a partir do cômputo do índice de adversidade estimado pelo modelo TOBIT. Com isso, comparou 51 DMUs com índices de adversidades maiores, garantindo-se uma janela mínima de 51, ou 2/3 do total.

Note que DMUs com índices pouco adversos foram comparados com mais DMUs do que às aquelas com índices menos adversos, o que significa, na prática, um tratamento desigual entre as empresas. Assim, o ajuste de 2º estágio serve para filtrar empresas diferentes e tornar a

comparação mais justa. Logo, é preciso corrigir este ponto, mantendo-se fixo tamanho do grupo.

Além disso, a relação de 51 DMUs ou 2/3 da amostra é arbitrária. Existe uma relação ótima entre número de DMUs e variáveis. Os artigos de Fitzsimmons (2011) e Golany (1989) argumentam que deve haver uma relação mínima de 3 casos para cada variável,

Demonstrando como a literatura científica sobre o tema aborda esta questão, tem-se Banker et al (1989) onde apresentam, como regra geral que o número de DMUs deve ser, no mínimo, 3 para cada variável. Mais conservador, González-Araya (2003), por sua vez, sugere que o número mínimo desta relação deve ser entre 4 e 5. Uma vez que são 10 as variáveis presentes no modelo (1 insumo + 9 produtos), o agrupamento deve manter um mínimo de 30 elementos em cada grupo.

De forma a não reduzir o número de DMUs de forma tão radical, sugere-se utilizar 1/2 das DMUs do problema. Assim, mantem-se uma coerência com a proposta da metodologia, que é comparar apenas DMUs parecidas. Além de manter o interesse da análise de *benchmarking*, que é demonstrar qual empresa de fato é eficiente, e premiar a empresa com melhor estratégia operacional. Fato este que é atingido com o maior número de DMUs, desde que comparáveis. Assim, deve-se utilizar 1/2, e manter-se constante o número escolhido para todas as DMUS.

Pedido 22. A ISA CTEEP requer que sejam utilizados 1/2 das DMUs no reagrupamento, e que este número se mantenha constante para todos os reagrupamentos.

5 Normalização

A metodologia proposta pela SRM para definir os custos operacionais regulatórios a serem utilizados na revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica considera no estudo de *benchmarking* todas as empresas de transmissão do setor elétrico brasileiro.

Nessa 3ª fase da AP nº 041/2017, foram acatadas as contribuições de alguns agentes para que o ajuste de eficiência fosse realizado por meio da eficiência média das empresas com score de eficiência acima de 50%, a exemplo do que é praticado para o segmento de distribuição.

No entanto, há especificidades no modelo do segmento de transmissão que não podem ser desconsiderados e que justificam o uso de uma referência de eficiência média menor que o patamar proposto.

O primeiro deles é o uso de dados de painel. No caso do segmento de distribuição, os produtos e insumos correspondem a valores médios dos três anos considerados no estudo. No segmento de transmissão, cada ano corresponde a uma DMU que se confronta com as demais. O modelo de painel tende a criar uma fronteira de eficiência bem mais desafiadora do que no modelo de médias anuais e, com isso, resultados de escore de eficiência menores. Portanto, uma referência de eficiência média muito acima do escore médio (média aritmética), deixa o escore final da maior parte da amostra muito baixo, o que, por si só, revela a necessidade de uma revisão desse critério.

O segundo ponto é que, no segmento de distribuição, as empresas que entram no cálculo da referência de eficiência média são as mesmas que estão sendo avaliadas. No caso do segmento de transmissão, além das empresas que estão sob análise, são incluídas empresas licitadas e composição de *holding*. Deste modo, torna-se evidente e razoável a necessidade de se considerar apenas as empresas que estão sendo analisadas na comparação final de ajuste de eficiência média, e não todas as empresas que foram utilizadas no modelo.

Com efeito, o resultado desse estudo de *benchmarking* será aplicado somente nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão que prorrogaram o contrato de concessão em dezembro de 2012.

Na Tabela 10 da Nota Técnica nº 141/2018, a SRM apresenta a eficiência já considerando o rateio de PMSO (pessoal, material, serviço de terceiros e outros) de cada empresa para o contrato em revisão.

Tabela 10 – Eficiência já considerando o rateio do PMSO de cada empresa para o contrato em revisão.

Empresa	Ano	Eficiência
CEMIG-GT – CC 006/1997	2016	98,95%
CTEEP – CC 059/2001	2016	88,04%
CEEE-GT – CC 055/2001	2016	77,01%
CELG G&T – CC 063/2001	2016	69,49%
FURNAS – CC 062/2001	2016	55,75%
COPEL-GT – CC 060/2001	2016	50,72%
CHESF – CC 061/2001	2016	44,35%
ELETROSUL – CC 057/2001	2016	37,56%
ELETRONORTE – CC 058/2001	2016	34,36%

Diante do exposto e considerando o reflexo dos resultados apresentados, bem como a potencialização do incentivo e a busca das melhores práticas de operação e manutenção entre as empresas que terão a aplicação da metodologia resultante, a ISA CTEEP propõe que sejam excluídas do cálculo da média as empresas licitadas, como medida necessária para sanar as inconsistências ora apontadas.

Outro aprimoramento necessário diz respeito ao aproveitamento das empresas que apresentaram eficiência inferior a 50%. Conforme já foi mencionado, a SRM propõe um ajuste pela média dos escores com eficiência igual ou maior que 50%, na tentativa de superar a amplitude entre a melhor e a pior eficiência apuradas, e assim, desprezou da amostra as transmissoras que apresentaram eficiência inferior.

Por esse procedimento, são excluídas da amostra de escores 33% do total de empresas sujeitas ao processo de revisão tarifária, e essa informação, além de relevante, causa inconsistências como as que serão descritas por meio de exemplos:

- A **subida** de uma única DMU de 49% para 51% implicaria em que, mesmo diante de um cenário de aumento de eficiência, a eficiência média reduziria.
- A **queda** de uma única DMU de 51% para 49% implicaria em que, mesmo diante de uma queda de eficiência, a eficiência média aumentaria.

Os dois exemplos demonstram a instabilidade promovida, pois a melhora de uma empresa pode afetar todas, mas em uma direção não intuitiva, o que gera uma instabilidade no modelo e quebras indesejadas na análise de eficiência. Por exemplo, faria sentido uma empresa reduzir o seu custo operacional, para ficar mais eficiente, e mesmo assim a ANEEL, utilizando esta metodologia, pagar um custo total de O&M ainda maior no cômputo de todas as transmissoras?

Uma empresa, além de tudo, tem em mente que seu resultado afeta as demais empresas, simplesmente pela normalização. Com isso, o regulador incentiva a cooperação de grupos, de forma que uma empresa melhorando sua eficiência, pode aumentar a receita das demais.

Nessa mesma linha, uma empresa, ao reduzir seu custo operacional, fica mais eficiente, terá um escore maior de reconhecimento de custos e aumentará a média, o que tornará seu resultado um pouco menor. Contudo, caso ela esteja no limiar de 49% de eficiência e pular

para 51%, terá a seguinte relação: terá um escore maior de reconhecimento de custos, assim como no primeiro caso, mas reduzirá a média, o que torna seu resultado ainda mais positivo. Tal fato gera uma descontinuidade no *threshold* escolhido para o corte.

Não bastasse a demonstração acima, não há justificativas para a exclusão de empresas que apresentaram escore de eficiência inferior a 50%, uma vez que a utilização de toda a informação disponível é um critério que a própria ANEEL adota. E, jogar fora informação disponível e correta pode gerar viés nos resultados.

Nesse contexto, o mais salutar para a confiabilidade do modelo seria utilizar a média dos escores de todas as empresas que passarão pelo processo de revisão tarifária, incluindo aquelas com escore de eficiência inferior a 50%.

Em que pese a afirmação acima, apenas para tentar trazer uma contribuição mais ampla, alternativamente, uma forma de não excluir informação relevante para o modelo, seria atribuir para as DMUs com eficiência menor que 50%, o valor de 50%, evitando assim o desprezo de informações relevantes. Este processo é conhecido como “winsorização”²², técnica utilizada para tratamento de *outliers* que apara valores extremos, sem excluí-los (acima ou abaixo dos percentis mínimos e máximos definidos).

Há diversos artigos seminais que mostram que esta técnica melhora a robustez dos resultados exatamente por não diminuir a amostra (Dixon & Tukey, 1968), bem como demonstram que o poder do teste se eleva ao se utilizar esta técnica (Allison, Neale, M. C., , Zannolli, R., , Schork, N. J., , & Amos, C, 1999). Outro artigo (Wilcox, 2005) explica a técnica e demonstra o quanto valores extremos podem afetar a efetividade dos estimadores.

Com essas premissas, o novo referencial representará a média das eficiências das empresas com contrato em revisão seguida de processo de winsorização, proporcionando um sinal regulatório mais ajustado para o universo das empresas com contrato de concessão de interesse. Dessa forma, a eficiência média em questão passa a ser de 65,55%.

²² Charles P. Winsor (1895–1951) foi um engenheiro e bioestatístico que utilizou a técnica pela primeira vez.

Caso não seja realizado o processo de winsorização, a média das eficiências somente das empresas que passarão pelo processo de revisão tarifária (excluindo as licitadas), com escore superior a 50%, passa a ser 73,33%.

E, caso a ANEEL entenda por não excluir as licitadas, mas adote a técnica de winsorização, a média das eficiências será 71,15%.

Pedido 23. A ISA CTEEP requer que sejam utilizadas para o cômputo da normalização apenas as empresas que estão passando pela revisão tarifária, inclusive as que obtiveram eficiência menor que 50%.

Pedido Subsidiário 23.a Seja utilizada para o cômputo da normalização apenas as empresas que estão passando pela revisão tarifária, inclusive as que obtiveram eficiência menor que 50%, winsorizando seu resultado no *threshold* (limite) de 50%.

6 Do impacto regulatório das mudanças propostas

Em setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579/2012, alterada pela Medida Provisória nº 591/2012, posteriormente convertidas na Lei nº Lei n.º 12.783/2013, que trata das condições para a prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica com vencimento em meados de 2015.

À época em que foi conferida a possibilidade de prorrogação das concessões de transmissão no âmbito da Lei nº 12.783/2013, ficaram estabelecidas as seguintes condições, por meio da Nota Técnica nº 383/2012-SER/ANEEL (Nota Técnica nº 383/2012): (i) prorrogação considerando a base de ativos atual da concessão; (ii) indenização da parcela não amortizada dos ativos de Sistemas Existentes - SE e Novas Instalações - NI; e (iii) a definição de uma RAP Inicial, calculada por meio de um estudo de custos operacionais eficientes, com adição de uma margem de lucro de 10% definida pela EPE por meio da Nota Técnica DEA/DEE 01/12, **tendo sido com base nessas premissas que as transmissoras optaram por prorrogar suas concessões.**

Esse é o cenário que antecede a presente Audiência Pública.

De acordo com o disposto na Nota Técnica nº 160/2017, alterada pela Nota Técnica nº 141/2017, para a revisão tarifária das transmissoras existentes que ora se discute, optou-se

novamente pela análise de *benchmarking* com o uso do DEA, dentre outros motivos, por ter sido utilizada nas últimas três revisões para o segmento de transmissão.

Nesse sentido, a Nota Técnica nº 160/2017 afirma ter trazido alguns aprimoramentos em relação à metodologia estabelecida à época da renovação das concessões (Nota Técnica nº 383/2012).

Contudo, o que se observa é que os “aprimoramentos” apresentados pela SRM não podem ser classificados como tal, pois se tratam, em verdade, de profundas alterações metodológicas que trazem ao processo de revisão tarifária mais elementos duvidosos e que geram distorções incompatíveis com o correto processo de *benckmarking*, tornando o método totalmente questionável, o que pode implicar em um desincentivo à eficiência, na mão contrária à finalidade do processo.

Isso porque, como pôde ser verificado durante toda a presente contribuição, as premissas basilares sob as quais foram feitas as renovações das concessões de transmissão estão sendo totalmente modificadas pela metodologia de revisão tarifária ora proposta pela SRM. É dizer: não se tratam de apenas alguns ajustes pontuais visando a atualização e o aprimoramento da metodologia, mas sim de alterações profundas que modificam por completo as condições estabelecidas à época da renovação das concessões e sob as quais as transmissoras optaram por renovar as suas concessões, a qual, se for mantida, causará uma alteração substancial no patamar de receita a ser recebida pelas transmissoras e um profundo desequilíbrio econômico-financeiro nos seus contratos de concessão.

Dessa forma, sem prejuízo do detalhamento que será feito adiante das mudanças propostas pela SRM, segue abaixo a Tabela 7 contendo as diferenças entre a metodologia estabelecida para o cálculo da tarifa estabelecida à época da renovação das concessões e a metodologia ora proposta:

Tabela 7: Comparação das metodologias das NTs 383/2012 e 126/2018

Etapa	Metodologia Renovação das Concessões (Nota Técnica nº 383/2012)	Metodologia Proposta (Notas Técnicas nº 126/2018 e nº 141/2018)
Amostra	Incluiu apenas as empresas que estavam passando por processo de revisão tarifária.	Inclui as empresas licitadas, as que estão passando por processos de revisão

		tarifária e as holdings.
1º Estágio: Modelo	Modelo DEA dividido em CRS e IRS, com restrições aos pesos.	Modelo DEA NDRS com restrições aos pesos.
1º Estágio: Produtos	6 níveis de tensão para km de extensão de rede. Módulos de Manobra. Quantidade de Transformadores. MVA.	2 níveis de tensão para: km de rede, módulos de manobra, equipamentos de subestação. Inclusão de potência reativa e potência aparente. Inclusão de qualidade.
Normalização	Soma de (1-eficiência média)	Divisão pela eficiência média de DMUs com 50% de eficiência ou maior.
Critério de Normalização	Grupos por PV/RAP média.	Não houve.
Outliers	CELG.	Sem tratamento.

Como pode ser observado, as mudanças propostas pela SRM desconfiguram por completo as premissas sob as quais a ISA CTEEP (e todas as demais transmissoras) aceitou renovar a sua concessão, o que viola o equilíbrio econômico financeiro das concessões, quebra a legítima expectativa de direito das concessionárias à manutenção das bases sob as quais as renovações das concessões foram feitas e viola a segurança jurídica, o que, por certo, culminará no afastamento dos investimentos estrangeiros tão necessários para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Assim, com o devido acatamento, entende a ISA CTEEP que os parâmetros anteriormente utilizados não poderiam ser alterados sem que houvesse uma prévia e profunda discussão com todos os agentes afetados., uma vez que tais alterações tem o condão de afetar financeiramente as concessionárias, o que, por sua vez, poderá se refletir na adequada prestação do serviço público de transmissão.

Cabe salientar, por oportuno, que a ISA CTEEP não é avessa a mudanças e nem à evolução da legislação, o que entende necessário e salutar para o desenvolvimento do setor elétrico. Contudo, não pode existir a mudança a qualquer custo.

As mudanças propostas vão muito além de simples “aprimoramentos” pontuais. Trata-se do estabelecimento de uma nova metodologia totalmente diversa da anterior, em frontal violação à legítima expectativa de direito de foi criada nas transmissoras à época da renovação das suas concessões, o que causa enorme insegurança jurídica.

Assim, essa I. Agência não pode permitir que haja uma completa transmutação de uma metodologia estabelecida para o cálculo das receitas das transmissoras, a qual, repita-se, **foi ESSENCIAL para a opção de renovação das concessões pelas transmissoras**, para uma metodologia completamente nova que pretende incluir diversos parâmetros não existentes na metodologia anterior e que acabam por reduzir de forma abrupta e substancial a receita das transmissoras, em prejuízo da prestação do serviço público com continuidade, qualidade e eficiência.

A alteração completa da metodologia estabelecida à época da renovação das concessões se torna ainda mais grave quando se observa que a grande maioria das propostas de alterações da SRM carecem de qualquer fundamento e/ou embasamento técnico, o que impossibilita a contestação pela ISA CTEEP e por todos os demais agentes, já que não se sabe quais as premissas adotadas pela Superintendência para chegar às conclusões e propor as mudanças sugeridas.

Dessa forma, há patente violação ao princípio da motivação que deve permear todos os atos da Administração Pública e, por consequência, violação aos princípios do contraditório e da ampla defesa, previstos na nossa Constituição Federal.

Feito este introito, a ISA CTEEP passa a demonstrar abaixo as profundas mudanças que foram feitas da metodologia anterior para a ora proposta, as quais acabaram por criar um novo modelo que resulta numa redução considerável dos seus níveis de receita, frustrando sua legítima expectativa de manutenção das bases sob as quais optou por renovar a sua concessão.

6.1 Necessidade de Manutenção da Metodologia estabelecida na Nota Técnica nº 383/2012, enquanto a nova metodologia proposta não estiver livre de viés

Analisando o resultado do modelo atualmente proposto pela SRM (Notas Técnicas nº 126/2018 e nº 141/2018), se tem uma discussão em andamento sobre a adequabilidade do

referido modelo e, principalmente, do formato pelo qual foi implementado o reconhecimento dos custos.

Nesse sentido, há uma necessidade de se depurar ainda mais o modelo ora proposto, de modo que este reflita, da forma mais fidedigna possível, a realidade operativa e de custos das transmissoras.

Isso porquê, conforme se analisa a metodologia proposta pela SRM, se percebe diversos pontos sensíveis que geram um maior risco regulatório para o setor elétrico e, por consequência, frustra a expectativa das transmissoras de recebimento de uma receita adequada para a prestação do serviço público de transmissão com continuidade, qualidade e eficiência.

Nesse sentido, e conforme salientado acima, é sabido que a metodologia proposta à época da renovação das concessões (Nota Técnica nº 383/2012) foi incorporada pelas transmissoras e passou a fazer parte da equação econômico-financeira dos seus contratos de concessão e, portanto, é ainda o modelo de *benchmark* pelo qual as empresas tomam as suas decisões estratégicas. Dessa forma, a mudança abrupta e profunda dessa modelagem, a despeito de já estar sendo discutida, deve obedecer às melhores práticas e sinalizações para o mercado.

6.2 Resultados com o modelo da Renovação das Concessões (Nota Técnica nº 383/2012)

A metodologia existente à época da renovação das concessões faz alusão a essa diferença e trata empresas que estão em dois segmentos diferentes (geração e transmissão) de forma distinta das empresas que atuam apenas em transmissão. Esse fato permite que as DMUs comparadas sejam, ora com retornos constantes de escala, ora crescentes, a partir do segmento em que atuam, se apenas na transmissão ou na geração e transmissão.

Conforme já ressaltado no presente documento, entende-se também mais adequado que seja considerado como DMU apenas das empresas que estão passando pela revisão tarifária (a SRM propõe que sejam utilizadas as empresas licitadas, as que estão em processo de revisão tarifária e suas *holdings*). Este ponto é relevante pois, sem o devido cuidado nas informações inseridas no modelo por parte da empresa revisada que será afetada diretamente pela comparação, não há como garantir a consistência na fronteira calculada.

Supondo que haja algum erro nos produtos e insumo das empresas que fazem parte da metodologia de *benchmarking*, mas que não terão seu reconhecimento de custo afetado pela atual revisão tarifária, não há nenhum incentivo para que esta empresa corrija este erro. Na seção 2 solicitamos a correção de dados para a ISA CTEEP, os quais podem gerar impactos significativos no modelo. O mesmo pode ser feito pelas demais empresas. Aquelas que não passam atualmente pela revisão provavelmente nada o farão, pois seu resultado não será afetado.

Por fim, a retirada da margem de 10% na nova metodologia foi outra alteração substancial que, se mantida, causará enorme desequilíbrio econômico-financeiro nas concessões, conforme será melhor detalhado na seção 7.

Assim, o que se percebe é que, ao utilizar o modelo de *benchmarking* da época da renovação das concessões (Nota Técnica nº 383/2012), tem-se um resultado mais coerente, em que as empresas de fronteira ISA CTEEP e CEMIG se mantêm entre as duas revisões.

Entretanto, ao utilizar a metodologia proposta pela SRM, o que se nota é uma grande diferença de resultado entre ambas metodologias, o que confirma o fato de que não houve apenas “aprimoramentos” de uma metodologia para outra, mas sim a criação de um novo modelo para a definição das tarifas das transmissoras.

Para fins de facilitar a consulta, segue novamente quadro contendo as principais alterações de uma metodologia para outra estão destacadas na Tabela 8 abaixo:

Tabela 8: Comparação das metodologias das NTs 383/2012 e 126/2018

Etapa	Metodologia Renovação das Concessões (Nota Técnica nº 383/2012)	Metodologia Proposta (Notas Técnicas nº 126/2018 e 141/2018)
Amostra	Incluiu apenas as empresas que estavam passando por processo de revisão tarifária.	Inclui as empresas licitadas, as que estão passando por processos de revisão tarifária e as holdings.
1º Estágio: Modelo	Modelo DEA dividido em CRS e IRS, com restrições aos pesos.	Modelo DEA NDRS com restrições aos pesos.
1º Estágio: Produtos	6 níveis de tensão para km de extensão de rede.	2 níveis de tensão para: km de rede, módulos de manobra, equipamentos de

	Módulos de Manobra. Quantidade de Transformadores. MVA.	subestação. Inclusão de potência reativa e potência aparente. Inclusão de qualidade.
Normalização	Soma de (1-eficiência média)	Divisão pela eficiência média de DMUs com 50% de eficiência ou maior.
Critério de Normalização	Grupos por PV/RAP média.	Não houve.
Outliers	CELG.	Sem tratamento.

Comparando-se as duas metodologias, se chega a uma diferença não desprezível, e que pode ser interpretada como uma discricioniedade pura da Administração Pública (sem justificativa técnica e sem razoabilidade). Por conta da alteração nos produtos utilizados, a matriz de pesos não teve a justificativa a essa alteração bem fundamentada.

Ainda, importante salientar que não houve o tratamento de *outliers*, o que demonstra que as alterações propostas pela SRM são discricionárias. Outro ponto que merece destaque é que, na nova metodologia sugerida, o fato de uma empresa atuar em dois segmentos não foi levado em consideração na modelagem.

A qualidade é outro item que merece uma atenção especial. Na metodologia anterior, em seu critério PV/RAP média, premiava-se a empresa mais eficiente com um maior ajuste. Hoje, na metodologia proposta e com sinal negativo, pode, no máximo, ter peso não nulo, o que tenderia a reduzir a eficiência da empresa menos eficiente, porém sem restrição alguma. 78 DMUs dentre as 94 consideradas apresentaram peso zero como solução ótima.

Além disso, a inclusão da possibilidade do modelo ser NDRS (retorno de escala não decrescente) permite às empresas pequenas se tornarem DMUs competitivas. Assim sendo, na fronteira, tivemos a Celeo/holding/2016, Alupar/holding/2016 e Alupar/holding/2014 na fronteira de eficiência, alocando 0.07, 0.734 e 0.724, à variável de folga do modelo, que não é um produto em si, e por isso, se tornaram eficientes.

Por fim, a utilização de produtos que refletem características diferentes do modelo anterior tem o efeito de provocar uma mudança nos critérios de eficiência adotados anteriormente. Tal mudança pode ser entendida como uma discricionariedade pura pois, a despeito de serem funções do mesmo tipo de produto, temos que risco e retorno também são funções da mesma variável e são diametralmente opostos quando comparados com o comportamento eficiente. Logo, a divisão entre produtos com níveis de tensão de 230kv, bem como a inclusão da variável proxy de qualidade, e o desdobramento da potência em reativa e aparente, irá mudar a estratégia ótima definida na Nota Técnica nº 383/2012, para que uma determinada empresa seja eficiente. Esta mudança não necessariamente atende aos melhores critérios de longo prazo e nem promove a melhor sinalização para o segmento. Pode, na realidade, elevar o risco regulatório, como já dito anteriormente.

Pelo todo exposto, tem-se que a criação de uma nova metodologia pela SRM tem o condão de: (i) afetar a segurança jurídica, (ii) frustrar legítima expectativa de direito das transmissoras de manter as bases sob as quais optaram por renovar as suas concessões; (iii) quebrar as bases sob as quais as concessões foram renovadas; (iii) causar desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão; e (iv) prejudicar a prestação do serviço público de transmissão com continuidade, qualidade e eficiência.

Pedido 24. A ISA CTEEP requer que seja utilizada a metodologia existente à época da renovação das concessões (Nota Técnica nº 383/2012) para o cômputo dos escores de eficiência, normalização e reconhecimento do O&M.

7 Necessidade de consideração da margem de lucratividade de 10%

Nesta seção será demonstrada a necessidade de manutenção da margem de lucro de 10%, uma vez que a sua retirada, como ora proposto pela SRM, viola diversos princípios administrativos aos quais essa I. Agência deve obediência e terá o condão de causar enormes prejuízos ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Contudo, antes de adentrar na análise da metodologia proposta na 3ª fase da AP nº 41/2017, convém ressaltar alguns princípios de direito administrativo aos quais os atos administrativos das Agências Reguladoras devem obediência, sob pena de terem sua validade contestada.

Nesse sentido, vale destacar os princípios do direito adquirido, da segurança jurídica, da razoabilidade, da proporcionalidade, da eficiência, da motivação, da finalidade, da boa-fé e da moralidade dos atos administrativos, previstos no artigo 5º e incisos da Constituição Federal, no artigo 2º da Lei Federal nº 9.784/1999, no artigo 6º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB, bem como na doutrina administrativista brasileira.

7.1 A Discricionariedade limitada (técnica) das Agências Reguladoras

Diferentemente de outros órgãos da Administração Pública, cujos atos adotam critérios de *conveniência* e *oportunidade* próprios da discricionariedade administrativa, os atos das Agências Reguladoras têm o dever de eficiência, ou da máxima eficiência, em vista de terem sido criadas com a finalidade de regular e fiscalizar atividades específicas e extremamente complexas da economia, cuja prestação é concedida pelo Poder Público a particulares. Esta finalidade decorre da competência outorgada na lei de criação de cada agência reguladora, que lhe delega competências próprias do Poder Executivo.

Por esta razão, os atos das Agências Reguladoras devem, sempre, estar pautados na melhor técnica, com base em critérios técnico-científicos que demonstrem, de forma inequívoca, sem voluntarismos ou subjetivismos, que foi empregada a melhor solução ao caso específico. A demonstração da melhor técnica se dá com a indispensável motivação do ato administrativo.

Assim, além de estarem dentro dos limites fixados em lei, os atos das Agências Reguladoras são vinculados ao emprego da melhor técnica, em vista do dever de eficiência própria de sua atribuição. Desta forma, as Agências Reguladoras gozam de mínima discricionariedade administrativa, na medida em que seus atos não se orientam por critérios de *conveniência* e *oportunidade*, sendo que a pouca discricionariedade de que dispõem está limitada e circunscrita ao emprego da melhor técnica.

Somente o uso da melhor técnica tornará eficiente a atuação das Agências Reguladoras e as conduzirá na consecução de sua finalidade administrativa, desincumbindo-as de suas atribuições legais de regular e fiscalizar serviços públicos essenciais exercidos por delegação.

7.2 Contexto Fático

Em 11.9.2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579/2012, que concebeu novas regras para prorrogação das concessões de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Dentre as regras dispostas na norma constava o pagamento às concessionárias de transmissão pelos ativos não depreciados, bem como a fixação das novas RAPs, necessárias à operação, à manutenção e à administração do serviço de transmissão de energia elétrica, objeto do contrato de concessão prorrogado. As novas RAPs foram fixadas por meio da Portaria nº 579/2012, do Ministério de Minas e Energia – MME.

Para fixação das novas RAPs, o MME valeu-se da Nota Técnica nº 383/2012, que definiu o valor inicial do custo operacional eficiente de O&M e o prêmio pela qualidade das concessionárias de transmissão; bem como da Nota Técnica DEA/DEE 01/12, da EPE, que sugeriu ao MME que adotasse o valor de 10% como taxa de lucro nas tarifas de O&M (“Nota Técnica EPE”).

A Nota Técnica EPE ressaltou que, em vista dos desafios que a prorrogação das concessões imporia às empresas, a taxa de lucro de 10% seria *um fator favorável à aceitação das condições de renovação propostas pelo órgão concedente*. A Nota Técnica EPE asseverou, ainda que, *uma taxa de lucro relativamente baixa poderá induzir à não renovação, o que poderá afetar as reduções tarifárias antevias pelo Governo*.

Em atenção à Nota Técnica EPE, o MME adotou nas RAPs a margem de lucro de 10% para atrair e convencer os detentores das concessões de transmissão a aceitarem as regras da Medida Provisória nº 579/2012 e requererem a prorrogação de suas concessões. Porém, as regras concebidas pela Medida Provisória nº 579/2012 partiram da premissa, equivocada, de que todos ativos de transmissão existentes em 31.5.2000 estariam depreciados. Assim, não seriam indenizados.

Em vista de a RAP definida para o período de prorrogação da concessão, com a taxa de lucro de 10%, não ser considerada adequada o suficiente sem o pagamento pelos ativos existentes em 31.5.2000, o Conselho de Administração da ISA CTEEP, em reunião havida em 12.11.2012, recomendou aos acionistas que não fosse prorrogado o Contrato de Concessão de Transmissão nº 059/2001, celebrado em 20.6.2001, com o que o prazo de concessão terminaria em 07.07.2015 e os ativos seriam revertidos à União Federal, mediante indenização daqueles não depreciados e dos investimentos não amortizados.

Para a ISA CTEEP, seria mais vantajoso abrir mão da concessão ao final do prazo contratual e receber indenização pelos ativos não depreciados e pelos investimentos não amortizados, conforme então previsto no contrato de concessão e na Lei nº 8.987/1995, do que prorrogar a concessão, operá-la, mantê-la e administrá-la pelo novo prazo contratual, com base na RAP ofertada pela Portaria nº 579/2012, que continha a margem de lucro de 10%, mas não considerava a o pagamento pelos ativos existentes em 31.5.2000.

Como não somente a ISA CTEEP, mas outras concessionárias de transmissão também externaram intenção de não prorrogarem seus contratos de concessão, o Governo Federal reviu seu posicionamento e, acertadamente, publicou a Medida Provisória nº 591/2012, admitindo pagar o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31.5.2000. As Medidas Provisórias nº 579/2012 e nº 591/2012 foram convertidas na Lei nº 12.783/2013.

Em vista da revisão do posicionamento do Governo Federal, a ISA CTEEP reviu seu posicionamento e, em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 3.12.2012, concordou com a prorrogação da concessão, em vista da RAP definida pela Portaria nº 579/2012, a qual considerava margem de lucro de 10%.

Importante ressaltar que, mesmo com a margem de lucro de 10% e com o pagamento dos ativos não depreciados existentes em 31.5.2000, ao se calcular o valor presente das receitas futuras, vis-à-vis os riscos envolvidos, os ganhos auferidos pela ISA CTEEP com a prorrogação da concessão eram pouco superiores aos que teria caso não requeresse a prorrogação da concessão e tivesse a indenização dos ativos não depreciados e dos investimentos não amortizados ao término do contrato de concessão, com a reversão dos ativos à União Federal. Mas, sem a margem de lucro de 10%, a prorrogação da concessão não se justificava economicamente, por não ser vantajosa, sendo preferível a reversão dos ativos à União Federal e recebimento da indenização pelo término da concessão.

Mesmo assim, a ISA CTEEP houve por bem manter seu investimento no país e, com a alteração trazida pela Medida Provisória nº 591/2012, somente requereu a prorrogação de seu contrato de concessão de serviços de transmissão de energia elétrica, em vista da condição contratual proposta pelo Poder Concedente, de que haveria margem de lucro de 10% nas tarifas de O&M. Ou seja, **a margem de lucro de 10% integrou as bases do negócio** contratado entre Poder

Concedente e ISA CTEEP, com base na qual aceitou as obrigações contratuais, os riscos e investimentos envolvidos.

Porém, no primeiro processo de revisão tarifária periódica das RAPs após a prorrogação das concessões, a SRM propõe a total e completa alteração da metodologia de revisão tarifária então vigente, com a exclusão da margem de lucro de 10% das tarifas de O&M das concessões de transmissão.

7.3 Nulidade da exclusão da margem de Lucro de 10%

O percentual de lucratividade definido pelo MME foi condição essencial para a aceitação da prorrogação das concessões pela ISA CTEEP. A retirada do percentual fere a legítima expectativa do concessionário de ver respeitadas as condições contratadas, com o surgimento de um *fato da administração* a impor *excessiva onerosidade* ao administrado contratante com a Administração Pública, com a quebra do *equilíbrio econômico-financeiro* estabelecido por ocasião da prorrogação da concessão sob as novas regras da Medida Provisória nº 579/2012, alterada pela Medida Provisória nº 591/2012.

Diversas seriam as violações constitucionais e legais que levariam à nulidade do ato administrativo da ANEEL que excluísse a margem de lucro de 10% das tarifas de O&M das concessões de transmissão, o que faria emergir ao concessionário o direito (i) ao restabelecimento da exata equação de equilíbrio econômico-financeiro estabelecida quando da prorrogação das concessões ou (ii) à rescisão do contrato de concessão, com a indenização do concessionário e reversão dos ativos à União Federal, na forma prevista em lei.

Para embasar seu posicionamento, durante todas as fases em que apresentou contribuições à AP nº 41/2017, a ISA CTEEP teve o cuidado de contratar parecer do Ilmo. Dr. MARÇAL JUSTEN FILHO, o qual apresenta novamente por ocasião desta contribuição (Anexo I), e ao qual diversas vezes fará remissão.

Isto posto, a ISA CTEEP passa a fundamentar, ainda que de forma sumária, as inconstitucionalidades e ilegalidades de eventual ato administrativo da ANEEL que exclua a margem de lucro de 10% das tarifas de O&M das concessionárias de transmissão.

7.3.1 A margem de 10% integrou equação do equilíbrio econômico-financeiro

O equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão no setor elétrico, assim como em qualquer contrato administrativo, é uma garantia constitucional e legal. É sagrado e intangível. É a principal garantia que tem o concessionário, frente à prevalência do interesse público, à imperatividade e à supremacia da vontade da Administração, à mutabilidade do contrato, à álea administrativa. Não importa qual seja a atuação da Administração desfavorável ao concessionário e à avença, sempre terá este direito à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro e, quando esta recomposição não for possível, terá direito à rescisão do contrato, por culpa da Administração, que estará obrigado a indenizá-lo.

Nesse sentido, a exigir o equilíbrio do contato durante toda a sua vigência, estão o artigo 37, XXI, da Constituição Federal, ao determinar a manutenção, na execução dos serviços, das condições efetivas da proposta; os artigos 57, parágrafo 1º; 58, parágrafo 2º; 65, II, “d” e parágrafo 6º, da Lei nº 8.666/1993; bem como o artigo 9º, parágrafos 2º, 3º e 4º, e o artigo 10, da Lei nº 8.987/1995.

Segundo BANDEIRA DE MELLO²³ *“equilíbrio econômico-financeiro (ou equação econômico-financeira) é a relação de igualdade formada, de um lado, pelas obrigações assumidas pelo contratante no momento do ajuste e, de outro lado, pela compensação econômica que lhe corresponderá. A equação econômico-financeira é intangível.”*

Vale colacionar lição de CAIO TÁCITO²⁴, a encarecer a imprescindibilidade do resguardo do contratante com a Administração, até para que haja interessados em com ela contratar, em vista de todas as desvantagens do contrato administrativo em face do contratado, à vista da posição desigual da Administração: *“Essa garantia do equilíbrio econômico-financeiro do contrato administrativo – que tem outras implicações, como adiante indicado – preserva a sua natureza comutativa (equivalência intrínseca entre as prestações) e sinalagmática (reciprocidade das obrigações)”*.

²³ MELLO. Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*, Malheiros, São Paulo, 2014, 31ª ed., pág. 655.

²⁴ *Apud* BANDEIRA DE MELLO, Celso Antonio. *Op. cit.*, pág. 635.

Ou seja, apesar das diferenças entre as partes contratantes, para CAIO TÁCITO o sinalagma do contrato administrativo e sua comutatividade estariam garantidos pelo equilíbrio econômico-financeiro. Em um contrato em que tudo o mais é desigual, o equilíbrio econômico-financeiro, do ponto de vista daquele que contrata com a Administração, seria a verdadeira razão da existência do contrato e o que justificou a intenção e o interesse na contratação. Vale dizer que, sem o equilíbrio econômico-financeiro, sequer haveria contrato administrativo.

Assim, ao celebrar a prorrogação do contrato de concessão, o concessionário passa a ter um direito adquirido ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão durante todo o novo prazo de vigência contratual. Direito este insuscetível de lhe ser retirado pela atuação administrativa, pois garantido constitucional, legal e contratualmente.

Na hipótese da ocorrência de ato unilateral do Poder Concedente que acarrete desequilíbrio à equação econômico-financeira prevista inicialmente no contrato de concessão, terá o concessionário direito ao imediato reequilíbrio.

A margem de lucro adotada pela Portaria nº 579/2012 integrou a equação econômico-financeira do contrato de concessão. A respeito, cite-se MARÇAL JUSTEN FILHO, em seu parecer:

“59. A margem de lucro adotada na Portaria 579/2012 integrou-se na equação econômico-financeira da concessão.

60. A equação econômico-financeira compreende todas as vantagens e todos os encargos assumidos por uma das partes por ocasião da pactuação de um contrato – ou de sua prorrogação, quando adotadas bases inovadoras para o relacionamento entre as partes.

[...]

64. Mais especificamente, o dito acréscimo foi proposto para tornar o empreendimento atraente para os investidores. A inexistência de margem de lucratividade se constituiria em desincentivo à prorrogação das concessões. O texto é expresso nesse sentido.

65. Portanto, houve o acréscimo de uma margem de 10% como forma de assegurar o lucro na exploração do empreendimento, visando influenciar a decisão dos antigos concessionários quanto à prorrogação.

66. A margem de lucro configurou-se, portanto, como uma vantagem essencial à formulação da decisão da concessionária quanto a aceitar a prorrogação. Entre os motivos da decisão de aceitar a prorrogação, encontrava-se a existência da margem de lucro.

67. Uma vez prevista a margem de lucro de 10% por ocasião da pactuação da prorrogação, incorporou-se ela na equação econômico-financeira e se tornou insuprimível por ato unilateral da autoridade reguladora ou do Poder Concedente.”

Isto posto, dúvidas não há de que a retirada da margem de lucro de 10% pretendida acarretaria alteração na equação econômico-financeira do contrato de concessão, o que obrigaria ao imediato reequilíbrio, para restituição da mesma equação econômico-financeira existente quando da prorrogação da concessão.

MARÇAL JUSTEN FILHO vai além em seu parecer, para estressar a impossibilidade de supressão da margem de lucro, por se tratar de condição essencial do negócio firmado entre as partes contratantes e por ter integrado a equação econômico-financeira do contrato:

“79. Uma simples comparação permite evidenciar a configuração de uma condição insuprimível do negócio. Suponha-se que, ao invés de ter ocorrido a prorrogação dos contratos examinados, tivesse existido uma licitação. Imagine-se que, por ocasião da instauração do certame, estivesse previsto que o concessionário teria direito a uma RAP contemplando margem de 10% de lucro sobre as atividades de O&M e que existiria uma parcela remuneratória fixada em vista da qualidade do desempenho. Ninguém ousaria negar que essas previsões integrariam a equação econômico-financeira do contrato, sendo inviável a sua supressão ao longo da concessão.

80. No exemplo da licitação, o aspecto fundamental reside nas condições ofertadas pelo Poder Público para o particular participar da disputa e assumir a condição de concessionário.

81. Não se passa diversamente na hipótese de prorrogação de concessão, quando as condições essenciais do negócio são redefinidas. A inexistência de licitação é irrelevante para o caso. O fundamental reside em que foi garantida ao concessionário uma margem de lucro de 10% - circunstância que fundamentou a sua decisão de aceitar as novas condições contratuais. [...]

82. As condições originais estabelecidas por ocasião da pactuação (ou da prorrogação inovadora) de uma concessão vinculam ambas as partes para o futuro. Essas vantagens, que são essenciais para a formulação da decisão do particular de participar ou não do contrato, tornam-se parte integrante da avença.

83. É pacífico o entendimento de que os contratos administrativos apresentam certas características diferenciais, entre as quais se encontra a intangibilidade da equação econômico-financeira.

[...]

87. [...]. O Direito protege o particular contra o confisco de seu patrimônio e lhe garante a obtenção dos resultados financeiros previstos originalmente.

88. A concessão de serviço público é um contrato complexo, que impõe ao particular obrigações vultosas e o subordina a riscos relevantes, mediante garantias irredutíveis.

[...]

95. Isso significa que, no momento inicial da contratação, são fixadas regras contratuais que asseguram uma relação específica e determinada entre as obrigações e os riscos

atribuídos ao concessionário e as vantagens (especialmente aquelas relativas à remuneração) a ele reconhecidas.

96. Essa relação original entre encargos e vantagens é tutelada pelo Direito – tanto em nível constitucional, como infraconstitucional – durante a vigência do contrato.

97. Essa proteção assegura ao concessionário a preservação das condições originalmente previstas, vedando alterações supervenientes introduzidas pelo Estado.

[...]

99. A intangibilidade da equação econômico-financeira assegura que as modificações nas condições do serviço serão compensadas por providências destinadas a recompor a relação original entre encargos e vantagens.”

Ao responder aos quesitos formulados pela ISA CTEEP, MARÇAL JUSTEN FILHO sustenta que a autoridade reguladora deve respeitar os direitos e garantias que deram identidade ao contrato prorrogado:

“[...] A concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, pactuada pelo prazo de trinta anos, contempla uma relação entre vantagens e encargos para ambas as partes. Embora a concessionária tenha o dever de ampliar a eficiência de sua exploração, daí não se segue que a cada cinco anos haja a pactuação de um novo contrato, com regras determinadas unilateralmente pela Agência Reguladora. Pode-se aludir a uma equação econômico-financeira dinâmica para indicar a possibilidade de variação do conteúdo e da extensão de direitos e obrigações, a partir da avaliação dos dados da realidade. Há uma margem de discricionariedade técnica, mas a autoridade reguladora está obrigada a respeitar os direitos e garantias que dão identidade à contratação, tal como originalmente celebrada ou como previsto no contrato prorrogado.”

MARÇAL JUSTEN FILHO ainda respondeu afirmativamente a quesito feito no sentido de que a previsão de uma margem de lucro de 10% para atividades de O&M, relativamente às concessões de transmissão de energia elétrica prorrogadas com base na Medida Provisória nº 579/2012, integrou a equação econômico-financeira das concessões:

“[...] Tratou-se de vantagem prevista como indispensável para assegurar a atratividade do negócio e convencer os então concessionários a aderir à proposta de prorrogação do contrato. Foi reconhecido formalmente por órgão governamental que uma margem de lucro dessa ordem era indispensável para tornar a prorrogação viável.”

Por fim, questionado se a ANEEL poderia eliminar a margem de lucro de 10% ao promover a revisão ordinária das concessões de transmissão, MARÇAL JUSTEN FILHO respondeu negativamente:

“Não. A ANEEL não foi investida de competência de reconfigurar radicalmente a concessão, por ocasião da revisão ordinária. No bojo desse processo, cabe-lhe apurar a

eficiência na exploração dos recursos econômicos e na prestação de serviço público. A margem de lucro assegurada por ocasião da prorrogação não se enquadra no âmbito da exploração dos recursos econômicos. Essa remuneração não se integra no conceito de eficiência da prestação do serviço concedido, eis que se trata de uma verba destinada a assegurar a atratividade do negócio. O regime jurídico dos contratos administrativos impede que a autoridade reguladora elimine a margem de lucro assegurada por ocasião da contratação (ou da prorrogação contratual, quando ocorrentes modificações significativas). Essa margem de lucro integra a equação econômico-financeira da concessão e dá identidade ao contrato, o que implica ausência de competência da autoridade pública para promover unilateralmente a sua supressão ou modificação.”

A margem de lucro foi uma vantagem prevista pelo Poder Concedente como indispensável à celebração do aditivo que prorrogou o contrato de concessão. Desta forma, não pode ser suprimida. Mas, ainda que se admitisse eventual variação da margem de lucro, esta jamais poderia compreender a supressão do direito, adquirido, de o concessionário obter lucro, pois não é razoável supor que o concessionário, que somente aceitou contratar com a Administração Pública diante da existência da margem de lucro, da noite para o dia passaria a estar obrigado a manter a prestação dos serviços públicos contratado sem qualquer lucro.

Vale ressaltar ainda que se a ANEEL alterar a margem de lucro necessariamente terá que repor a equação econômico-financeira inicial, na exata medida em que a equação foi afetada pela alteração da margem de lucro.

Mas não só. Na hipótese de alterar a margem de lucro de 10%, a ANEEL, em atenção ao princípio da transparência e da motivação, deverá demonstrar qual era a equação econômico-financeira então existente, bem como quais medidas foram adotadas para restabelecimento imediato da mesma equação. Terá, ainda, que demonstrar que a equação foi restabelecida exatamente como antes, sob pena de violação da mais importante regra contratual e do mais sagrado direito do concessionário.

Nesse sentido, está a lição de CARLOS ARI SUNDFELD²⁵:

*“Excluir parte da receita de concessionário, incluir novos ônus para outros, são providências que, em tese, podem até ser adotadas unilateralmente, mas só pela Administração e **com plena demonstração de que será preservado o equilíbrio***

²⁵ Sundfeld, Carlos Ari. *Direito Administrativo Econômico* – São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2013 – (Coleção Pareceres; v.1), p. 31/32 e 33/34

econômico-financeiro original das concessões. Incluir pura e simplesmente novos ônus ou retirar parte significativa das receitas, sem apontar qualquer compensação ou mesmo avaliar o impacto das medidas, fere o pactuado originalmente e, por isso, torna a providência carente de validade.

[...]

Ganha especial relevo, entre o plexo de explicações que devem ser divulgadas no processo de consulta pública, a demonstração de fontes de recursos para arcar com novas obrigações ou perdas de receita. Seria descabido se a agência pura e simplesmente lançasse novas regras sob a genérica justificativa de que, apesar delas, o equilíbrio estaria mantido em virtude de ganhos de produtividade, aumento de receita ou redução de despesas em relação ao originalmente previsto. Fundamentar a viabilidade da medida não significa apontar, sem qualquer demonstração, situações genéricas que potencialmente equilibrariam financeiramente o contrato. Para cumprir o seu dever de motivar a proposta, a Anatel se vê obrigada a apontar, objetivamente, os mecanismos que seriam empregados para reequilibrar os contratos afetados”. (sem grifos no original)

Por fim, transcreve-se o entendimento dos tribunais brasileiros, resumido em decisão basilar do STJ que ressalta que preservar as circunstâncias e expectativas que levaram o concessionário a contratar com a Administração Pública é expressão do princípio da segurança jurídica, bem como que a quebra da equação do equilíbrio econômico-financeiro gera o dever de recomposição do equilíbrio e, em caso de surpresa lesiva, o dever de o Estado indenizar o concessionário:

“ADMINISTRATIVO. RECURSO ESPECIAL. AÇÃO DE INDENIZAÇÃO POR DANOS DECORRENTES DA QUEBRA DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATO DE CONCESSÃO. TRANSPORTE AÉREO. CONGELAMENTO TARIFÁRIO. VULTOSOS PREJUÍZOS CAUSADOS À CONCESSIONÁRIA. EVIDENTE RUPTURA DA EQUAÇÃO FINANCEIRA ORIGINALMENTE PACTUADA. DIREITO À RECOMPOSIÇÃO DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO ORIGINAL. ATENÇÃO AOS PRINCÍPIOS DA CONFIANÇA E DA SEGURANÇA JURÍDICA. INDENIZAÇÃO DEVIDA. ORIENTAÇÃO DO SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL: RE 1.831.180/DF, RELATOR MINISTRO OCTAVIO GALLOTTI E RE 571.969/DF, RELATORA MINISTRA CARMEM LÚCIA. RECURSO ESPECIAL PROVIDO PARA RECONHECER O DEVER DA UNIÃO DE INDENIZAR A AUTORA, EM MONTANTE A SER APURADO EM FUTURA LIQUIDAÇÃO.

[...]

3. Os contratos de concessão têm garantida a manutenção do seu equilíbrio econômico financeiro, de modo a viabilizar que as obrigações assumidas pelo contratante no momento do ajuste encontrem correspondência na compensação econômica adequada; é assegurada durante todo o período de execução do contrato a real e efetiva correlação entre a execução do contrato e a sua remuneração, conforme preconizam, de forma uníssona, doutrinadores excelentes como os Professores HELY LOPES MEIRELLES, CELSO ANTONIO BANDEIRA DE MELO e CAIO TÁCITO.

4. A manutenção da equação financeira original do contrato de concessão é mais que uma orientação doutrinária vitoriosa, com respaldo jurisprudencial; na verdade, constitui princípio erigido sob a égide constitucional desde a Carta de 1969, no art. 167, II, hoje repetido na Constituição Cidadã de 1988, no art. 37, XXI. À época da relação contratual sob exame a legislação infraconstitucional, do mesmo modo, referendava a adoção do

aludido princípio, consoante depreende-se do teor do art. 55, II, do Decreto-Lei 2.300/86 e dos arts. 57, §§1o. e 2o. e 58 da Lei 8.666/93.

5. A garantia de estabilidade da relação jurídico-administrativa contratada entre Poder Concedente e a Concessionária é expressão clara do princípio da segurança jurídica, assegurando àqueles que assumem a execução de um serviço de interesse público a preservação das circunstâncias e expectativas que levaram à assunção do contrato. A quebra da equação por ato omissivo ou comissivo do Poder Concedente gera, por conseguinte, o dever de recomposição do equilíbrio, não somente em nome da almejada segurança jurídica como da inegável importância da continuidade da prestação do Serviço Público, até para não gerar desconfiância na firmeza dos tratos públicos.

6. Ainda que se possa considerar que o esfacelamento do segmento aéreo nacional possa ter advindo de má gestão ou qualquer outro fator de ordem privada das empresas do setor, não há como negar que o engessamento tarifário, em tempos de notória corrosão monetária em decorrência da inflação, provocou endividamento progressivo, sucateamento das frotas e piora expressiva dos serviços prestados, agravando, sobremaneira, a situação enfrentada. Ao retirar das empresas a faculdade de fixar e alterar tarifas de modo a manter a sua higidez financeira, forçando-as a operar em margem muitas vezes aquém da rentabilidade normal, o Poder Concedente diretamente provocou a quebra do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, gerando o dever de indenizar.

7. Não se diga que o dano suscitado não é indenizável por decorrer de política econômica, de caráter geral, visto que a edição do DL 2.284/86, que instituiu o Plano Cruzado, não pode ser invocada como escusa para o desrespeito de garantia constitucional, sobretudo porque a relação de sujeição da empresa aérea, ora recorrente, com o Poder Público não foi estabelecida na generalidade, tal como mais um súdito da autoridade estatal, ela derivava, pelo contrário, de um claro vínculo contratual, por se tratar de relação fulcrada em concessão de serviço estatal. Referida orientação já passou pelo crivo do Supremo Tribunal Federal em precedentes históricos, em tudo semelhantes ao caso dos autos, figurados primeiro pela TRANSBRASIL, RE 1.831.180/DF, Relator Ministro OCTAVIO GALLOTTI e, mais recentemente, pela VARIG, RE 571.969/DF, Relatora Ministra CARMEM LÚCIA.

8. In casu, em que pesem as ponderações tecidas nas instâncias ordinárias, foram elaborados dois laudos periciais que constataram a efetiva ocorrência dos prejuízos decorrentes da ruptura da equação financeira da concessão, tal como alegado pela empresa autora. Assim, estabelecida a ocorrência do dano e o seu evidente nexos causal com a ação do Poder Concedente que, ao praticar uma política tarifária divorciada da realidade, abalou de forma substancial a estrutura financeira da concessão, impõe-se o reconhecimento do dever de indenizar.

9. Assentado que os reajustes de tarifas efetuados pelo Poder Público foram insuficientes para garantir a equação financeira levando a capacidade econômica da Concessionária à exaustão, com patente desrespeito dos princípios da confiança e da segurança jurídica, pilares que sustentam o direito do administrado, na inegável disparidade de forças verificada nas relações travadas com a Administração, de rigor o reconhecimento do direito da autora à indenização postulada.

10. Rompida a confiança e concretizada a surpresa lesiva, surge o dever de indenizar, que merece ser rápida e integralmente assumido pelo Estado como verdadeira expressão de atendimento do interesse público, com a preservação da segurança jurídica e sinalização de que os contratos são honrados pela Administração, servindo

mesmo como incentivo à continuidade da prestação de serviços públicos de excelência, em regime de concessão.

11. O interesse que se tem por indisponível é o público e não o da Administração; a UNIÃO, quando se furta de suas obrigações contratuais no afã único de minimizar despesas patrimoniais, não atende ao interesse público, ao revés, enriquece às expensas do dano alheio, aviltando princípios e pilares institucionais do Estado Democrático de Direito, agindo exclusivamente no resguardo de interesse público secundário que, mesmo legítimo, não se superpõe aquel'outro primário.

12. Recurso Especial provido para reconhecer o dever da UNIÃO de indenizar a autora, ora recorrente, pelos danos efetivamente causados em decorrência da ruptura do equilíbrio econômico do contrato de concessão, em montante a ser apurado em futura liquidação. Prejudicadas as demais questões.” (REsp 1248237/DF, Min. Rel. Napoleão Nunes Maia Filho, 1ª Turma, Data Julgamento: 18.09.2014. (sem grifos no original)

7.3.2 Violação da segurança jurídica

Em um Estado Democrático de Direito, a Administração Pública deve-se fazer crível, de forma a manter a confiança e o interesse na prestação de serviços públicos delegados. A segurança nas relações jurídicas é indispensável ao equilíbrio institucional, ainda mais em um ambiente regulado como o das concessões, onde o particular tem pouca liberdade, precisando acreditar que será cumprido o que contrata com o Estado. Do contrário, a iniciativa privada fica desestimulada, em prejuízo da economia e da sociedade.

Foi oferecida uma margem de 10% de lucro justamente para atrair os concessionários e incentivá-los a prorrogar suas concessões, os quais, para tanto, confiando no Poder Concedente, assumiu obrigações de investimentos e diversos riscos. Seria inadmissível, por representar verdadeira afronta ao pactuado e violação do princípio da segurança jurídica, retirar o direito à margem de lucro na primeira oportunidade de revisão das tarifas. Cite-se, a respeito, trecho do parecer de MARÇAL JUSTEN FILHO:

“149. Como já se afirmou, os modelos regulatórios apresentam virtudes e defeitos. Mas há um requisito indispensável à existência da regulação, que consiste na segurança e na previsibilidade.

[...]

152. A inovação radical da regulação, que contradiga os incentivos positivos e negativos anteriormente consagrados, não apenas surpreende o setor regulado.

153. Mais do que isso, a contradição inovadora acarreta a frustração dos esforços realizados pelos agentes econômicos. A organização por eles adotada se revela como ineficiente, eis que foi orientada a atingir resultados distintos daqueles posteriormente consagrados.

154. Como decorrência, produz-se a desorganização do setor, eis que os incentivos negativos e positivos são distribuídos de modo aleatório. Isso acarreta a perda da confiança dos agentes econômicos na autoridade reguladora e propicia a redução da eficiência dos incentivos positivos e negativos inerentes à atividade regulatória.

155. É evidente que a regulação não pode ser estática e imutável. Compreende alterações e aperfeiçoamentos, de modo contínuo.

156. Mas não se admite a alteração radical e revolucionária da regulação, quando isso configurar uma contradição com as orientações consagradas em momento anterior.

157. Assim se passa porque as medidas adotadas pela autoridade reguladora dão origem a uma confiança legítima dos agentes econômicos. Os sujeitos aplicam os seus recursos e esforços para atingir os resultados pretendidos, inclusive para fazer jus aos benefícios previstos no modelo anterior.

158. A confiança legítima do particular na autoridade pública é uma decorrência do modelo de Estado Democrático de Direito.

159. Não se trata de tutelar percepções arbitrárias, criadas pela imaginação do particular. A proteção do sujeito privado decorre da conduta específica e determinada adotada pela autoridade pública, orientada a influir sobre as decisões dos particulares. A confiança legítima é aquela resultante de condutas objetivas da autoridade pública, que refletem a adoção de orientações para o presente e para o futuro.

160. Por isso, é indispensável que a autoridade reguladora sinalize previamente a sua intenção de introduzir alterações relevantes na regulação. Isso permitirá que os agentes econômicos adaptem-se ao novo modelo.”

A violação da segurança jurídica traz consequências que vão desde a nulidade do ato até o dever de indenizar o concessionário que teve sua confiança traída com o descumprimento do que foi contratado com a Administração Pública.

7.3.3 Falta de razoabilidade e proporcionalidade

Conforme exposto, eventual alteração da margem de lucro de 10% somente seria admissível nas seguintes condições:

- (i) fosse demonstrada a equação de equilíbrio econômico-financeiro existente antes da alteração da margem de lucro;
- (ii) fossem apresentadas, de imediato, as medidas adotadas para recompor a equação de equilíbrio; e
- (iii) fosse demonstrado que tais medidas efetivamente recompõem a equação de equilíbrio econômico-financeira afetada pela alteração da margem de lucro

Mas, mesmo na hipótese acima aventada, não é razoável e foge a qualquer padrão de proporcionalidade do ato administrativo admitir a supressão completa da margem de lucro, como pretende a ANEEL.

Mais do que isso, a ANEEL pretende uma completa e total alteração da metodologia de revisão tarifária periódica. Em vez de se buscar aprimorar a metodologia existente, o que se propõe é passar a adotar uma metodologia totalmente nova.

Nesse sentido, são expressos tanto o Memorando nº 90/2018-SRM/ANEEL, datado de 18.5.2018, que consultou a Procuradoria Geral da ANEEL, como o Parecer nº 00283/2018/PFANEEL/PGF/AGU, datado de 8.6.2018, em resposta à consulta. Tais documentos deixam claro que, para o processo de revisão ordinária periódica, a metodologia de definição da receita referente a O&M na transmissão de energia elétrica está sendo totalmente revista, incluindo os 10% adicionados à época da celebração da prorrogação dos contratos de concessão.

Aprimoramentos são possíveis e bem-vindos, mas sem eliminar as condições mínimas, originalmente previstas quando da prorrogação da concessão, bem como sem a substituição dessas condições por outras unilateralmente e que não garantem a mesma equação econômico-financeira. A conduta da Agência nessa direção excederia os limites da razoabilidade e da proporcionalidade dos atos administrativos, que resultariam viciados e, portanto, nulos. A respeito, vale a transcrição do parecer de MARÇAL JUSTEN FILHO:

“128. A revisão ordinária, verificada a cada cinco anos, não pode implicar a eliminação das condições originalmente previstas e a sua substituição por outras – unilateralmente fixadas pelo Estado.

129. Somente inexistiriam limites para a revisão ordinária se fosse o caso de pactuar um novo contrato a cada cinco anos. Mas isso significaria o direito de o concessionário amortizar os seus investimentos e depreciar todos os seus bens e obter a integralidade da compensação por seu capital no prazo de cinco anos.

130. Assim não o é. O concessionário assume obrigações de longo prazo, cuja viabilidade depende da estabilidade das condições essenciais do empreendimento. A substituição de todas as regras da concessão, a cada cinco anos, eliminaria a segurança jurídica, indispensável à participação da iniciativa privada em empreendimentos de interesse econômico geral.

131. Ou seja, nenhum sujeito privado dispor-se-ia a participar em uma concessão se fosse reconhecida a viabilidade de eliminação, depois de cinco anos, das vantagens a ele ofertadas originalmente.”

Da mesma forma, sequer seria razoável alegar existência de interesse público na modicidade tarifária pretendida ao custo da imposição de desvantagens e da violação de direitos do concessionário, com a retirada da margem de lucro. Aliás, haveria total desproporção entre o suposto benefício da modicidade tarifária pretendida à população e a desvantagem imposta ao concessionário, com a violação de suas garantias e do equilíbrio econômico-financeiro. Nesse sentido, MARÇAL JUSTEN FILHO, em seu parecer:

134. Não cabe nem mesmo argumentar que a eliminação de vantagens contratuais destina-se a permitir a redução das tarifas, o que propiciaria vantagens para a população em geral.

135. Esse argumento é incompatível com um Estado Democrático de Direito. A contratação administrativa contempla direitos e garantias para ambas as partes. Cada qual está obrigada a respeitar lealmente os direitos alheios. O interesse de reduzir tarifas não legitima a supressão de direitos assegurados ao concessionário.

7.3.4 Ausência de eficiência (ato sem vinculação - arbitrariedade)

Conforme mencionado, as Agências Reguladoras têm dever de eficiência, ou de máxima eficiência, nos termos do artigo 2º da Lei Federal nº 9.784/99, que se traduz no dever de pautar seus atos na melhor técnica disponível, de forma transparente e justificada.

Contudo, aparentemente, a ANEEL não se desincumbiria de seu dever, com o que violaria o princípio da eficiência, ao substituir por uma nova a metodologia de revisão dos custos operacionais das concessionárias de transmissão, na forma pretendida por meio da Nota Técnica nº 160/2017, alterada pela Nota Técnica nº 164/2017 e mantidas nas Notas Técnicas nº 125/2018 e nº 126/2018.

Para fins de redefinir o critério de avaliação dos custos operacionais, a ANEEL utilizou a ferramenta DEA, por considerá-la “*amplamente utilizada em estudos dessa natureza por agências reguladoras de diversas jurisdições em todo o mundo*”. Nesse sentido, trecho da Nota Técnica nº 126/2018:

“21. A exemplo do que foi feito nos ciclos de revisão anteriores e no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, optou-se pelo uso do DEA (Data Envelopment Analysis) como método para a estimação da eficiência de custos. Por se tratar de uma ferramenta amplamente utilizada em estudos dessa natureza por agências reguladoras de diversas jurisdições em todo o mundo, pelas suas vantagens em termos de flexibilidade e simplicidade, bem como por ter sido utilizado nas últimas três revisões para o segmento de transmissão sem contestações.”

Porém, o princípio da eficiência restaria violado e, portanto, daria margem a ato arbitrário, ao se constatar que a ANEEL utilizou como premissa o método DEA, mas dele se afastou e o desconfigurou, para encontrar resultados que melhor atendesse ao objetivo que a ANEEL pretendia alcançar, desvinculando-se da melhor técnica. Ou seja, utilizou o método DEA parcialmente, apenas naquilo que entendeu razoável, mas fez adaptações e criou regra nova, em verdadeiro voluntarismo, a seu bel prazer, para forçar resultados segundo sua conveniência e oportunidade, o que não se admite na atividade vinculada de uma agência reguladora.

Nesse sentido, transcreve-se trechos da Nota Técnica nº 126/2018, destacando-se as adaptações e alterações do método DEA, por conveniência (que podem ser consideradas arbitrárias), adotadas pela ANEEL, quando verificou que tal método, por si só, não era bom o suficiente para atingir aos objetivos pretendidos para a revisão dos custos operacionais das concessionárias de transmissão:

“40. Na solução do problema de programação linear pelo método DEA, a eficiência é obtida a partir da ponderação das variáveis utilizadas no modelo conforme formulação apresentada no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL. Essencialmente, a solução busca encontrar um conjunto de pesos associados a cada uma das variáveis, por empresa, que determinam a relatividade entre insumos e produtos.

*41. Em sua concepção clássica, o método DEA não estabelece qualquer restrição quanto aos pesos atribuídos a cada componente. Estes são escolhidos livremente, de forma a se obter a maior eficiência possível para cada empresa em análise. **Essa total liberdade de escolha dos pesos pode, em alguns casos, conduzir a resultados pouco intuitivos** como, por exemplo, variáveis com peso nulo. Em última análise, isso reduz o poder discriminatório do modelo e introduz viés às estimativas de eficiência.*

[...]

*63. Destaca-se a intensidade dos valores de correção obtidos. É esperado que fatores exógenos possam influenciar no desempenho de custos das empresas. Contudo, casos muito extremos, devem ser avaliados com cautela. **Não parece razoável**, por exemplo, que 54,26 pontos percentuais de eficiência da CEMIG-GT10, no ano de 2016, sejam em decorrência de fatores ambientais. Isso implicaria que fatores, como Idade Média dos Ativos, Incidência de Queimadas e Adensamento de Rede, justificassem cerca de R\$ 80 milhões por ano de custos operacionais da empresa.*

*64. Nesse sentido, apesar de as regressões de segundo estágio terem se mostrado importantes para ajudar a identificar fatores externos que estariam influenciando o resultado de eficiência das empresas, o mecanismo de correção desse resultado parece desarrazoado. Na próxima seção, **será descrita uma abordagem alternativa para consideração dos fatores exógenos no cálculo da eficiência das transmissoras.***

[...]

68. **A adaptação foi no sentido de manter conjunto mínimo de comparação para cada observação. Isso porque a adoção direta do método resultaria em agrupamentos muito pequenos para as empresas com índices mais altos. Na falta de empresas comparáveis, todas as empresas operando nas condições mais adversas seriam consideradas 100% eficientes, o que vai de encontro ao propósito original de se fazer esse tratamento alternativo, que é considerar os efeitos dos fatores exógenos dentro de uma perspectiva de razoabilidade.**

69. **Assim, foi mantido um grupo de comparação mínimo de 2/3 da amostra original. Isso significa que, para o pior caso, ou seja, para a observação em condições de operação mais adversas, eliminou-se da base de observações comparáveis o terço da amostra correspondente àquelas observações com menor adversidade**

operacional.

[...]

76. **Os índices discriminados na Tabela 10 têm como referência o máximo nível de eficiência verificado dentre as observações consideradas. Assim como ocorreu no estudo submetido a Audiência Pública, dada a grande amplitude entre a melhor e a pior eficiência apuradas, reconhece-se a dificuldade em se aplicar os índices calculados pela metodologia DEA de forma direta. (...)**

77. **Dentro dessa premissa, buscando potencializar o incentivo à busca das melhores práticas de operação e manutenção, nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL foi proposto que as eficiências estimadas pelo modelo DEA fossem normalizadas pelo terceiro quartil do conjunto de resultados.**

(...)

79. **Julgando razoáveis tais argumentos, propõe-se que o ajuste seja feito pela média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, igual a 78,96%.” (sem grifos no original)**

Conforme textualmente fez constar da Nota Técnica nº 160/2017, reiterada na Nota Técnica nº 126/2018, a metodologia utilizada não é precisa ou consistente o suficiente, motivo pelo qual a ANEEL teve que a alterar e adaptá-la, como o que pode ter desbordado dos limites da legalidade, por violação do dever de eficiência e de vinculação do ato administrativo à melhor técnica. Nas palavras de MARÇAL JUSTEN FILHO, em seu parecer:

“16. Um dos problemas evidentes da metodologia proposta consiste na confessada incapacidade de avaliar a variação da eficiência das concessionárias ao longo dos últimos cinco anos.

17. A finalidade principal da revisão ordinária consiste em investigar o desempenho das concessionárias, tomando por base a avaliação da sua eficiência. Se o método adotado for inadequado a isso, existe uma limitação insuperável à sua adoção.”

A Nota Técnica nº 160/2017, bem como a Nota Técnica nº 126/2018, expressamente reconhecem que o método DEA traz distorções, além de, *em alguns casos, conduzir a resultados pouco intuitivos*. Conforme ressaltado por MARÇAL JUSTEN FILHO:

*“23. A expressão “**resultados pouco intuitivos**” deve ser interpretada na acepção de destituídos de fundamento lógico ou consistência científica. Trata-se de um eufemismo para indicar distorções incompatíveis com o rigor da atividade regulatória.”*

[...]

25. Ou seja, a própria NT reconhece que o método DEA pode produzir resultados distorcidos, decorrentes da ausência de critério objetivo no tocante à seleção e à aplicação de valorações quanto aos diversos elementos considerados.”

[...]

Evidentemente, os riscos identificados na própria NT 160 não podem ser eliminados mediante escolhas aleatórias da autoridade reguladora. Se o método propicia incerteza e insegurança, o resultado não é eliminado por decisões voluntaristas e subjetivas do poder público.”

Em seu parecer, MARÇAL JUSTEN FILHO reforça outro trecho da Nota Técnica nº 160/2017, em que ela cita que variáveis fundamentais para a aplicação do modelo adotado não foram tomadas em consideração. Mais uma vez demonstrando a ausência da imprescindível melhor técnica:

“29. O trecho evidencia a ausência de consideração a questões essenciais para determinar a eficiência na atividade de transmissão de energia elétrica. As variáveis do meio físico circundante são essenciais para tanto. Não é adequado comparar as diversas empresas tomando em vista apenas a extensão das linhas, os equipamentos utilizados, a remuneração da mão de obra. É inquestionável que o desempenho de cada prestadora de serviço é delimitado pela Natureza e por outras circunstâncias exógenas.

30. A eliminação de tais variáveis conduz à distorção dos resultados, eis que deixam de ser consideradas diferenças essenciais entre as empresas comparadas.

[...]

34. Mais precisamente, o fundamental reside no reconhecimento de que a avaliação realizada em 2012 observou critérios diversos daqueles contemplados em 2017. Isso inviabiliza a avaliação da variação da eficiência das empresas no período. Ou seja, os eventuais ganhos de eficiência verificados em vista dos critérios de 2012 não são detectados por um método diverso de avaliação da eficiência, adotado em 2017.

35. Ou seja, a própria NT 160 reconhece que é impossível determinar se as variações observadas teriam sido decorrentes de melhora ou piora na eficiência da empresa.

[...]

36. Essas passagens conduzem ao reconhecimento de que a metodologia proposta é insuficiente e necessita aperfeiçoamento.

37. É relevante insistir em que a atividade regulatória legitima-se pela vinculação a critérios técnico-científicos. Não é válida a decisão fundada em critérios insuficientes para produzir um resultado cientificamente consistente.

38. Nem se contraponha que o cenário regulatório é excessivamente complexo, o que conduz à inviabilidade de uma solução técnico-científica satisfatória.

39. Esse tipo de argumento implica o reconhecimento da inadequação da atividade regulatória.

40. Mais grave, no entanto, é consagrar uma decisão subjetiva, que não se alicerça em fundamentos técnico-científicos. Adotar-se-ia uma solução pelo simples critério da comodidade, mesmo sendo reconhecida a sua incorreção.”

Desta forma, a Nota Técnica nº 126/2018, assim como a Nota Técnica nº 160/2017, desbordam do embasamento técnico-científico e partem para o subjetivismo, para o voluntarismo, valendo-se de um juízo de oportunidade para atingir o fim colimado da modicidade tarifária, ao custo do desfavorecimento do concessionário. Não só subverte a intenção pretendida pela Nota Técnica EPE, de incentivar o concessionário a prorrogar a concessão, como extrapola os limites da discricionariedade técnica, exatamente pela ausência de critérios técnico-científicos.

Conforme exposto anteriormente, os atos das Agências Reguladoras são vinculados à melhor técnica como requisito de validade, em atendimento ao princípio da eficiência com que devem ser havidos. Desta forma, ausente a discricionariedade limitada, será arbitrário e, portanto, nulo, o ato administrativo, pois tratar-se-á de ato sem vinculação à melhor técnica, sem a demonstração dos parâmetros técnico-científicos que o justificariam.

Mais uma vez, vale transcrever trecho do parecer de MARÇAL JUSTEN FILHO sobre a discricionariedade técnica das Agências Reguladoras:

“110. A autoridade reguladora é investida de autonomia para adotar as soluções mais adequadas. Mas essa autonomia não se configura como discricionariedade no sentido próprio. Trata-se de adotar soluções fundadas no conhecimento técnico-científico.

111. A competência da autoridade reguladora para adotar uma solução fundada em pressupostos técnicos e econômicos não compreende o poder jurídico para transmutar o objeto do contrato ou as suas condições essenciais.

112. Ou seja, as condições originais dão identidade à contratação, o que impede a introdução de alterações que – se tivessem sido previstas originalmente – teriam afetado a decisão das partes ou de terceiros.

113. Bem por isso, a revisão ordinária é delimitada pelos direitos assegurados ao concessionário, no momento inicial da concessão.

114. A dinamicidade da equação econômico-financeira não significa que a autoridade reguladora disponha de autonomia para eliminar direitos e garantias que foram essenciais para a contratação.

115. Por outro lado, os parâmetros adotados na revisão ordinária devem ser predeterminados e objetivos, sendo vedado à autoridade reguladora eleger os indicadores que bem lhe aprouver, segundo um juízo de oportunidade.

116. Muito menos cabível é variar os parâmetros de modo a assegurar o atingimento de um resultado desfavorável ao concessionário. Isso se passa quando a autoridade reguladora escolhe os índices mais desfavoráveis à elevação das tarifas. Não é válida a decisão de afastar os índices que acarretarão o aumento da tarifa e adotar aqueles que produzem a sua redução. A discricionariedade técnica não é um poder jurídico outorgado para prejudicar o concessionário.”

[...]

141. Ou seja, a variação no tocante à margem de lucro não envolvia uma avaliação discricionária, fundada em juízo de conveniência e oportunidade.

142. Mais ainda, exigia o exercício de um juízo de discricionariedade técnica, no tocante à necessidade de garantir lucratividade ao concessionário. A eventual variação da margem de lucro não compreendia o poder para suprimir o direito de o concessionário obter o lucro.”

Acrescente-se, por fim, a ausência de motivação relativa à exclusão da margem de lucro de 10%, indispensável não só à validade do ato administrativo, como também para demonstrar o suposto emprego da melhor técnica e da eficiência na atuação da Agência Reguladora, ou seja, para assegurar que agiu de forma vinculada e dentro do limite da discricionariedade técnica.

7.3.5 Desvio de finalidade

Em vista de sua natureza e das atribuições de regular ramo complexo e extremamente relevante da atividade econômica, que são os serviços públicos exercidos sob concessão, os atos das Agências Reguladoras são finalísticos, pois, sempre, devem estar voltados à consecução de um determinado objetivo ou finalidade.

Nesse sentido, o processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão tem por objetivo a análise do desempenho da atividade concedida, após cinco anos de prestação dos serviços. Assim, tem por finalidade rever os custos, os investimentos, a base de ativos, para que, diante dos direitos e obrigações previstos no contrato de concessão, buscar o melhor equilíbrio entre a gestão eficiente e a tarifa adequada, para manter a qualidade, a

continuidade e o constante aprimoramento da prestação do serviço público. Cite-se, a respeito, MARÇAL JUSTEN FILHO:

“121. A revisão ordinária busca determinar os custos eficientes do empreendimento. Essa avaliação não versa sobre a margem de lucro, nem pode alterar os elementos componentes da remuneração do concessionário.

122. Especificamente, a margem do lucro do particular não é objeto da revisão ordinária. Essa verba não integra propriamente as despesas diretas e indiretas necessárias à execução da atividade objeto do contrato.

123. A correção do raciocínio não é desmentida nem mesmo pela figura do LDI (Lucros e Despesas Indiretas). Ainda que a fórmula abranja as “despesas indiretas”, o montante do lucro encontra-se segregado das demais verbas.

*124. Ou seja, a margem de lucro incide sobre as despesas. Portanto, a variação da eficiência do concessionário no tocante ao empreendimento afeta o montante da remuneração final – não porque seja um custo, mas porque integra o valor correspondente à exploração do empreendimento. Mas não cabe alterar a margem de lucro **conforme** a variação da eficiência.”*

A finalidade do processo de revisão tarifária periódica estaria sendo desviada com a supressão da margem de lucro pretendida pela ANEEL. Isto porque tal atitude seria um desincentivo à gestão eficiente, à qualidade, à continuidade e ao aprimoramento da prestação do serviço, na medida em que teria, como único objetivo, a busca da modicidade tarifária, de forma não justificada e sem qualquer embasamento técnico-científico. Não que a modicidade tarifária não seja relevante ou um princípio do serviço público concedido a ser almejado.

Porém, a busca da modicidade tarifária deve ser paulatina, legítima, embasada tecnicamente, com a criação de um ambiente para tanto, de forma equilibrada, criteriosa e constante. Não deve ser buscada à custa de inconstitucionalidades, de ilegalidades que viciam e tornarão nulo o ato jurídico que a preferir, criando mais uma judicialização que poderá prejudicar não só serviço concedido, mas a própria sociedade que a modicidade tarifária buscou beneficiar. Ou seja, não se deve *descobrir um santo para cobrir outro*.

Tão importante quanto a modicidade tarifária são a eficiência, a qualidade, a continuidade e o aprimoramento constante do serviço público concedido, o que requer respeito ao direito dos concessionários. O ato administrativo da revisão tarifária que focar somente na modicidade tarifária certamente estará desviando de sua finalidade, incidindo em nulidade. MARÇAL JUSTEN FILHO é preciso a respeito, em seu parecer:

“208. O desvio de finalidade consiste num defeito do ato administrativo, que é apto a ocorrer especialmente nas hipóteses de competência discricionária.

209. O desvio de finalidade apenas se verifica nas hipóteses em que a autoridade administrativa exercita uma competência de que é titular.

210. Verifica-se o desvio de finalidade quando a autoridade se vale dessa competência para atingir um fim distinto daquele que norteou a atribuição da dita competência.

211. No desvio de finalidade, configura-se um conflito entre a finalidade teórica e uma certa competência e o fim prático buscado pela autoridade. O defeito reside em que a autoridade se vale de sua competência para realizar um fim concreto que não está compreendido nessa competência.

212. A invalidade por desvio de finalidade decorre da frustração de garantias asseguradas ao interessado, caso a autoridade se valesse da competência apropriada.

213. O problema fundamental do desvio de finalidade reside em que, ao invocar a competência de modo inadequado, a autoridade deixa de observar limites e restrições que impediriam o atingimento de determinado resultado.

214. O defeito da atuação administrativa é ainda mais grave quando o desvio de finalidade acarreta a ausência de adoção de um procedimento formal, destinado a proteger os direitos e interesses do administrado.

215. No caso concreto, a ANEEL dispõe de competência para promover a revisão tarifária ordinária. Mas há evidências de que a finalidade concreta buscada é a redução tarifária.

216. A competência para a revisão ordinária envolve a avaliação da eficiência no desempenho da atividade concedida. A finalidade buscada é incentivar a gestão mais adequada, de modo a obter benefícios tarifários.

217. Mas a finalidade a ser buscada não é a redução tarifária pura e simples. Não se trata de diminuir as tarifas **sem justificativa, sem** atuação ineficiente.

[...]

220. Adotar critérios destituídos de fundamento técnico-científico, de modo a produzir um resultado de ineficiência, configura desvio de finalidade. Assim se passa porque a autoridade vale-se da competência para a revisão ordinária para fim distinto daquele a que ela se norteia.” (grifos nossos e negritos no original)

7.3.6 Boa fé e moralidade administrativa

A forma em que a Nota Técnica nº 160/2017 propõe a metodologia de revisão tarifária periódica, suprimindo, por completo, a margem de lucro de 10%, pode ser interpretada como uma violação dos princípios da boa-fé e da moralidade administrativa.

Não seria por completo desarrazoada uma leitura no sentido de que o Poder Concedente, para atrair os concessionários e convencê-los a aceitar as regras da Medida Provisória nº 579/2012

e prorrogar as concessões existentes, concedeu uma margem de lucro de 10%. Mas, após alcançado seu objetivo, na primeira oportunidade de revisão tarifária, o benefício da margem de lucro é retirado. Pode ficar a impressão de um engodo de que os concessionários teriam sido induzidos a erro.

Mesmo que a Nota Técnica EPE tenha mencionado que a margem de lucro proposta seria objeto de “reavaliação pela ANEEL no processo de revisão tarifária dos próximos anos”, **JAMAIS** foi cogitada a possibilidade de total supressão da margem de lucro, o que faria supor que o concessionário prestaria os serviços sem qualquer margem de lucro. Fosse este o caso, a prorrogação da concessão jamais teria sido aceita.

Mais do que isso, **JAMAIS** foi considerado que a ANEEL suprimiria, por completo, a margem de lucro sem qualquer justificativa técnico-científica e sem a efetiva demonstração **(a)** da equação de equilíbrio econômico-financeiro então existente, **(b)** das medidas propostas e **(c)** de que tais medidas seriam suficientes para recompor a exata equação de equilíbrio econômico-financeiro afetada com a alteração (e não supressão) da margem de lucro, única maneira de ela ser considerada constitucional, legal e válida.

Cite-se, a respeito, parecer de MARÇAL JUSTEN FILHO específico para o caso em comento:

“132. Nesse cenário, as condições atrativas de um empreendimento seriam temporárias. O particular seria atraído a uma espécie de “emboscada”, mediante condições interessantes de contratação. No entanto, tais condições seriam suprimidas pela autoridade reguladora, depois de o concessionário ter assumido compromissos de longo prazo.

133. Esse tipo de conduta é incompatível com a moralidade administrativa. A autoridade reguladora está obrigada a adotar conduta norteada pela boa-fé em face do particular. Não é compatível com a disciplina constitucional a eliminação de vantagens que tinham sido essenciais para a aceitação da contratação pela parte.”

CARLOS ARI SUNDFELD²⁶ tem o mesmo posicionamento sobre o tema da violação dos princípios da boa-fé e da moralidade administrativa:

“Diante desses casos o particular se vê protegido pelo ato jurídico em si, que lhe confere direitos e obrigações que não podem ser desconsiderados por norma jurídica posterior, e também pelo fato de haver firmado acordo com o Poder Público, a quem se deve presumir atuação legítima e condizente com o princípio da moralidade e da boa-fé.

²⁶ *Op. cit.*, p. 77.

No caso concreto, a consulente realizou e programou investimentos em infraestrutura pública baseando-se no modelo regulatório oferecido, que previa determinado potencial de exploração econômica para os aludidos empreendimentos. Foi com base nas condições econômicas estabelecidas que a consulente adquiriu as usinas termelétricas. Se o Poder Público, após atrair tais investimentos, modifica as regras econômicas fixadas originalmente, além de prejudicar o ato jurídico perfeito, acaba também afrontando os princípios da boa-fé e da moralidade administrativa". (sem grifos no original)

Por mais esse fundamento, seria nulo o ato administrativo que suprimisse a margem de lucro.

Pedido 25. A ISA CTEEP requer a reconsideração da proposta de metodologia de revisão tarifária periódica das transmissoras, no que tange aos custos operacionais, objeto da 3ª fase da AP nº 41/2017, para reincluir referida margem de lucro de 10%.

8 Aplicação da RAP proposta

No item III.5 da Nota Técnica nº 126/2018, a SRM detalha as regras para a aplicação da RAP revisada.

Dentre os pontos abordados no referido tópico, a SRM recomenda que seja aplicada uma regra de transição dos valores atualmente recebidos pelas transmissoras para a nova RAP revisada a ser recebida no próximo ciclo (2018-2023). Isso porque, conforme afirma a própria SRM, *a nova regra de revisão de receita poderia gerar impactos relevantes para parte das empresas.*

Primeiramente, a ISA CTEEP parabeniza a SRM pela adoção de uma iniciativa que conjuga os objetivos de modicidade tarifária com a capacidade de redução de custos por parte das transmissoras.

Como regra de transição, a SRM sugere que tanto o aumento quanto a redução de receitas sejam aplicados em 5 parcelas iguais e anuais até a próxima revisão tarifária em 2023.

A tabela abaixo, disponibilizada no âmbito da Nota Técnica nº 141/2018, ilustra a situação de cada uma das transmissoras quanto ao aumento ou redução da receita e a proposta de aplicação da regra de transição:

Tabela 14 - Valores de O&M propostos para o período de julho de 2018 a junho de 2023, a preços de jun/18 (R\$ X 1.000,00)

Empresa	Jul/2018 a Jun/2019	Jul/2019 a Jun/2020	Jul/2020 a Jun/2021	Jul/2021 a Jun/2022	Jul/2022 a Jun/2023
CEMIG-GT CC 006/1997	224.214,21	225.811,54	227.408,88	229.006,21	230.603,54
CTEEP CC 059/2001	720.854,49	692.261,23	663.667,96	635.074,70	606.481,43
CEEE-GT CC 055/2001	259.286,51	255.962,58	252.638,64	249.314,70	245.990,76
CELG G&T CC 063/2001	28.853,84	31.430,76	34.007,68	36.584,60	39.161,52
FURNAS CC 062/2001	908.609,36	925.630,67	942.651,97	959.673,28	976.694,58
COPEL-GT CC 060/2001	161.835,43	151.076,59	140.317,76	129.558,92	118.800,09
CHESF CC 061/2001	721.049,26	703.376,43	685.703,61	668.030,78	650.357,95
ELETROSUL CC 057/2001	506.965,70	445.040,99	383.116,28	321.191,57	259.266,86
ELETRONORTE CC 058/2001	403.934,10	407.318,59	410.703,08	414.087,57	417.472,06
Total	3.935.602,91	3.837.909,38	3.740.215,86	3.642.522,33	3.544.828,80

Especificamente para o caso da ISA CTEEP, a proposta é que sua receita seja reduzida de R\$ 749.447,75 mil para R\$ 606.481,43 mil, o que representa uma redução de R\$ 142.966,32 mil, correspondente a 19,07% em relação à receita atualmente recebida. Assim, a redução da receita da ISA CTEEP seria de R\$ 28.593,26 mil por ano.

Contudo, a ISA CTEEP entende que o critério sugerido pela Superintendência, de simples divisão dos montantes nos cinco anos seguintes, não se mostra o mais adequado, uma vez que não está aderente à realidade operativa das transmissoras, já que não considera que há um limite operacional à redução de custos num curto espaço de tempo.

Como já mencionado, a proposta da SRM é de que a redução ou aumento da receita seja dividido em 5 parcelas iguais e anuais, as quais seriam incluídas até o próximo ciclo de revisão tarifária.

Contudo, a ISA CTEEP considera que esse percentual de redução de receita anual pode ser muito alto. Caso uma transmissora sofra uma perda de receita ao longo do ciclo que ultrapasse 25% da receita atual, o impacto no seu fluxo de caixa será excessivo e prejudicará o cumprimento de suas obrigações enquanto prestadora de serviço público compromissada com a qualidade, eficiência e continuidade.

Conforme ressaltado pela própria SRM, o objetivo da criação de uma regra de transição é para se evitar que haja *impactos relevantes para parte das empresas*. Ou seja, a regra de transição foi proposta com a finalidade de dar tempo para que as transmissoras adequem a sua estrutura de custos à sua nova realidade tarifária, uma vez que o período de apenas 1 ano é um tempo muito curto para tanto.

Desse modo, não promover uma limitação no ritmo de redução se mostra ainda inadequado para que as transmissoras consigam manter as suas obrigações dado o novo patamar de receita.

Desse modo, a ISA CTEEP sugere que seja adotado o limite de até 5% ao ano para a redução das receitas, limitando o impacto total em 25% ao longo dos cinco anos. Com a fixação do limite de 5%, as transmissoras terão tempo hábil para adequar as suas obrigações aos novos patamares de receita e atingirem a eficiência-meta determinada pela ANEEL, sem que haja prejuízo à prestação do serviço público de transmissão com continuidade, qualidade e eficiência.

Assim, caso não haja o estabelecimento do percentual de redução ora proposto, a Agência não impedirá que as empresas sofram impactos relevantes em suas operações e na manutenção dos seus ativos.

Analisando a literatura internacional, tem-se o artigo de Haney e Pollitt (2013). Nele é citado que reguladores internacionais aplicam o limitador para os efeitos financeiros provocados pela revisão tarifária. Por exemplo, na Irlanda há um limitador de 2% ao ano; na Grã-Bretanha é de 1%; em Portugal há um limite de 0,5% nos primeiros 3 anos e de 2,5% nos 3 anos seguintes.

Jamasb, Niellesen e Pollitt (2004) avaliam o comportamento estratégico das empresas do setor elétrico que passam pela análise de *benchmarking*, demonstrando que a revisão tarifária causa efeito nas empresas e no seu comportamento operacional. O trabalho conclui que o regulador precisa reconhecer os efeitos de curto prazo de suas escolhas, aplicá-las criteriosamente (Jamasb, Niellesen e Pollitt, 2004, pp. 17) e ter discernimento no uso dos seus resultados. Esse argumento fortalece a utilização de um limitador do efeito financeiro da análise de *benchmarking*, de forma a minorar possíveis riscos de erros nos critérios utilizados para promover a análise.

Além do critério limitador para o efeito financeiro ser algo já defendido na literatura sobre o tema, empiricamente, a aplicação gradual dos efeitos financeiros permite às empresas que estiverem abaixo do nível eficiente ajustarem sua estratégia operacional, permitindo melhorar sua eficiência e economicidade, o que gerará ganhos de longo prazo, em detrimento de um ajuste menos abrupto no curto prazo.

Todavia, **quando houver o aumento da receita, não há que se falar em regra de transição, devendo o aumento ser repassado para a transmissora de forma imediata e de uma única vez.**

Isso se deve ao fato de que, se há um aumento na receita de um ciclo tarifário para o outro, é porque a ANEEL reconheceu que a tarifa recebida pela concessionária era insuficiente para fazer frente às suas obrigações enquanto prestadora de serviço público. Desse modo, não faz sentido que haja o repasse gradual desse aumento, uma vez que a transmissora precisa da sua nova receita para poder cumprir a suas obrigações e a lentidão do repasse prejudicaria esse objetivo, já que a concessionária teria que operar com menos receita do que necessitaria.

Pedido 26. A ISA CTEEP requer a manutenção do período de adaptação com ajuste gradual dos valores de custos operacionais reconhecidos e a fixação do limite de redução no patamar máximo de 5% ao ano, sendo que não deve haver limite de repasse quando houver o aumento na receita.

9 Bibliografia

A. ALi, & Seiford, L. (1990). Translation Invariance in Data Envelopment Analysis,. *Operations Research Letters*, 403-405.

Akaike, H. (1973). Information theory as an extension of the maximum likelihood principle. Em B. N. Petrov, & F. Csaki, *Second International Symposium on Information Theory* (pp. 267-281). Budapest: Akademiai Kiado.

Banker, R. D. (2008). Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity. . *Operations Research*, , 56, 48-58.

Banker, R. D., & Morey, R. C. (1986). Efficiency analysis for exogenously sized inputs and outputs. *Operations Research*, 34, pp. 513-521.

Bellman, R. (1957). *Dynamic programming*. Princeton: Princeton University Press.

Bogetoft, P., & Otto, L. (2011). *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. New York: Springer.

Coelli, T. J., Rao, D. S., O'Donnell, C. J., & Battese, G. E. (2005). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Springer.

- Cullinane, K., & Wang, T. (2010). The efficiency analysis of container port production. *OR Spectrum*, 717-738.
- Dixon, W. J., & Tukey, J. W. (1968). Aproximate Behavior of the Distribution of Winsorized t. *Technometrics*, 83-98.
- Fitzsimmons, J. A. (2011). *Administração de Serviços: Operações, estratégia e tecnologia da informação (6ed)*. Porto Alegre: Bookman.
- FUNAI. (24 de setembro de 2017). *Fundação Nacional do Índio*. Fonte: Terras Indígenas: <http://www.funai.gov.br/index.php/indios-no-brasil/terras-indigenas>
- Golany, B. &. (1989). An application procedure for DEA. *OMEGA: The International Journal of Management Science*, 17(3), pp. 237-250.
- Gujarati, D. N. (2011). *Econometria Básica* (5a. ed.). Porto Alegre: AMGH Editora.
- Haney, A.; Pollit, M. (2013). International Benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice? *Energy Policy*, pp. 267-281.
- Huguenin, J.-M. (2012). *Data Envelopment Analysis. A pedagogical guide for decision makers*. Lousanne: IDHEAP.
- Hurvich, C., & Tsai, C.-L. (1986). Regression and time series model selection in small samples. *Biometrica*, 287-293.
- Jamasb, Tooraj, Nillesen, Paul and Pollitt, Michael, (2004), Strategic behaviour under regulatory benchmarking, *Energy Economics*, **26**, issue 5, p. 825-843.
- Kerstens, K., & Woestyne, Ignace. (2014). A note on a variant of radial measure capable of dealing with negative inputs and outputs in DEA. *European Journal of Operational Research*, 341-342.
- Neter, J., Kutner, M. H., Nachtsheim, C. J., & Wasserman, W. (1996). *Applied Linear Statistical Models* (4 ed.). McGraw-Hill.
- Pastor, J., & Ruiz, J. (2007). *Variables with negative values in DEA*. Berlin: Springer.

- Paula, G. A. (2013). *Modelos de regressão com apoio computacional*. São Paulo: Instituto de Matemática e Estatística - USP.
- Sahoo, B. K., Luptacik, M., & Mahlberg, B. (2011). Alternative measures of environmental technology structure in DEA: An application. *European Journal of Operational Research*, 750-762.
- Semolini, R. (2014). *Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas.
- Silva Portela, M., Thanassoulis, E., & Simpson, G. (2004). Negative data in DEA: a directional distance approach applied to bank branches. *Journal of the Operational Research Society*, 1111-1121.
- Simar, L., & Wilson, P. (2007). Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes. *Journal of Econometrics*, ., 31-64.
- Thanassoulis, E. (2001). *Introduction to the Theory and Application of Data Envelopment Analysis: A Foundation Text with Integrated Software*. New York: Springer.