

Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL

Em 22 de setembro de 2017.

Processo: 48500.000703/2017-80

Assunto: **Revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica: custos operacionais regulatórios.**

## I – DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica dispõe sobre os critérios e procedimentos a serem utilizados no processo de revisão periódica das **receitas anuais permitidas** das instalações de transmissão de energia elétrica, especificamente em relação às regras para apuração dos custos operacionais regulatórios.

## II – DOS FATOS

2. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dispôs, entre outros, sobre a segregação de atividades de transmissão e distribuição. Como resultado foram firmados contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica com a Afluente (resultado da desverticalização da COELBA), Evrecy (resultado da desverticalização da Escelsa) e Light GT (desverticalização da LIGHT). Das três novas concessionárias, apenas a Light não possui cláusula de revisão periódica da receita anual permitida.

3. A Audiência Pública nº 068/2008 teve por objetivo discutir as metodologias e critérios gerais para o Segundo Ciclo de Revisões Periódicas das receitas das concessionárias de transmissão de energia elétrica (2CRP - T). Nessa ocasião realizou-se um estudo de *benchmarking* dos custos operacionais, descrito nas Notas Técnicas nº 371/2008–SRE/ANEEL, de 10 de dezembro de 2008 (SIC nº 48548.007061/2008-00), e nº 396/2009–SRE/ANEEL, de 1º de dezembro de 2009 (SIC nº 48548.004556/2009-00).

4. A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, dispôs, entre outros, sobre a equiparação das instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais, para efeitos técnicos e comerciais, aos concessionários de serviço público de transmissão. Atualmente, existem Portarias do MME que estabelecem equiparação a duas empresas: CIEN e Conversora Uruguaiana.

5. A Resolução Normativa nº 386, de 15 de dezembro de 2009, aprovou as regras para a segunda revisão da receita anual das concessionárias de transmissão existentes.



Fl. 2 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

6. Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispôs sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, redução dos encargos setoriais, modicidade tarifária, entre outros. Nesse contexto, nove concessionárias de transmissão prorrogaram seus contratos de concessão: CEEE GT, CELG GT, CEMIG GT, CHESF, COPEL, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS.

7. Em 4 de junho de 2013, a Resolução Normativa nº 553, aprovou a versão 1.0 do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Na revisão metodológica do 3CRP-T optou-se pela manutenção da mesma relação percentual entre custos operacionais regulatórios e custo de reposição dos ativos obtida no último processo de revisão, acrescido de um percentual de 1,3% como previsão de custos com seguros. Foram mantidas, portanto, as premissas e parâmetros obtidos no estudo de *benchmarking* realizado no âmbito da AP 068/2008.

8. Em 13 de dezembro de 2016, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 754, por meio da qual foram realizadas alterações pontuais no item Outras Receitas do Submódulo 9.1 do PRORET, em virtude da aprovação dos procedimentos do programa de Pesquisa e Desenvolvimento P&D, e que resultaram numa versão 1.1 do mencionado Submódulo.

9. Em 24 de fevereiro de 2017, foi aberta a Consulta Pública nº 2/2017, com fins de avaliação da base de dados que subsidiaria o estudo de benchmarking dos custos operacionais das concessionárias de transmissão. As contribuições foram recebidas até 10 de abril de 2017.

10. Em 02 de agosto de 2017, foi aberta a primeira fase da Audiência Pública nº 41/2017, que trata do aprimoramento da regulamentação da revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão. A primeira fase encerrou-se em 15 de setembro.

### III – DA ANÁLISE

11. Há algum tempo, a ANEEL vem utilizando métodos de *benchmarking* na definição dos custos operacionais regulatórios em seus processos de revisão tarifária. Esse tipo de abordagem consiste numa análise comparativa entre os custos operacionais praticados pelas empresas. Dessa análise extrai-se uma referência com a qual os custos praticados por cada empresa podem ser comparados, tornando-se possível atribuir um nível de eficiência a cada empresa e, então, definir os valores de custos operacionais regulatórios associados a uma referência de eficiência definida pelo Regulador.

12. Uma questão fundamental da análise de *benchmarking* é o estabelecimento do critério de comparabilidade entre as empresas, ou seja, quais elementos as caracterizam, em que medida são comparáveis e sob quais aspectos se diferenciam. Existe uma série de alternativas possíveis, desde o método até a escolha de como modelar as empresas e quais variáveis utilizar para representá-las. A seguir será detalhada a proposta de metodologia a ser adotada para essa finalidade.

#### III.1 – Metodologia de Cálculo de Eficiência

13. A exemplo do que foi feito nos ciclos de revisão anteriores, optou-se pelo uso do DEA (*Data Envelopment Analysis*) como método para avaliação da eficiência. Por se tratar de uma ferramenta amplamente utilizada em estudos dessa natureza por agências reguladoras de diversas jurisdições em todo o mundo, pelas suas

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 3 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

vantagens em termos de flexibilidade e simplicidade, e também por ter sido utilizado nas últimas três revisões para o segmento de transmissão, sem ter sido objeto de contribuições em sentido contrário no âmbito das Audiências Públicas realizadas.

14. Um maior detalhamento desse método pode ser encontrado nas Notas Técnicas que subsidiaram os processos de revisão tarifária dos segmentos de transmissão e distribuição, bem como no Apêndice C desta Nota Técnica.

### III.1.1 – Variáveis

15. A base de dados utilizada contempla as informações referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade de cada empresa, tanto em termos quantitativos quanto qualitativos<sup>1</sup>, e os custos operacionais contabilizados entre 2013 e 2016.

16. O insumo utilizado no estudo foi a despesa operacional das transmissoras, composto pelas contas de pessoal, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros, para o período de 2013 a 2016. As fontes de informação foram os dados contábeis do Balanço Mensal Padronizado – BMP para os anos de 2015 e 2016 e do Relatório de Informações Trimestrais – RIT para o período de 2013 e 2014. A base de dados foi submetida à Consulta Pública nº 2/2017 e as eventuais alterações advindas das contribuições recebidas já foram incorporadas<sup>2</sup>. As contas e subcontas utilizadas no estudo são apresentadas no Apêndice A desta Nota Técnica e os valores anuais foram atualizados para a data-base de janeiro de 2017. Utilizou-se o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA para atualização monetária das contas de pessoal e serviços, e o Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM para as demais.

17. Outro ajuste adotado sobre os valores de custos operacionais refere-se à diferenciação do custo de mão de obra entre regiões. Esse tema será abordado mais detalhadamente no Apêndice B desta Nota Técnica e busca refletir no modelo a diferença nas condições de operação de uma concessionária, a depender de sua área de atuação, em função nível salarial de cada região.

18. A exemplo do último estudo realizado para o segmento de distribuição, optou-se por realizar o ajuste para a dimensão salarial diretamente nos dados de entrada do modelo. A análise do custo de mão de obra resulta em um índice que mede a diferença relativa do nível salarial considerando uma “cesta” de ocupações relacionadas ao segmento de transmissão. Índices mais altos indicam que a região tem um custo de mão de obra mais elevado em relação à referência, no caso a Região NE. Esse índice é então utilizado para normalizar os custos operacionais das transmissoras, dividindo as contas de pessoal e serviços de terceiros. Dessa forma, o procedimento pretende corrigir os custos das empresas da influência do ambiente no qual atuam, emulando um cenário em que todas estariam operando sob as mesmas condições. Os resultados obtidos no estudo são apresentados na Tabela 1.

<sup>1</sup> Por exemplo, para cada transmissora, constam: a quantidade de cada tipo de equipamento, para cada nível de tensão; potência, em MVA, para cada nível de tensão; extensão de linha de transmissão, para cada nível de tensão, etc.

<sup>2</sup> Algumas contribuições ainda se encontram em análise. Entretanto, caso sejam consideradas, seus efeitos nos resultados podem ser considerados marginais.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 4 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 1 – Índice salarial

Região	Índice Salarial
CO	106,54%
NE	100,00%
N	110,91%
SE	123,54%
S	110,86%

19. As variáveis de produto consideradas para o modelo de custos operacionais eficientes devem refletir as instalações disponibilizadas por cada transmissora. De forma geral, caracterizam-se pelas linhas de transmissão e pelos equipamentos que compõem as subestações. A representação de linhas de transmissão e subestações por unidades modulares segue o mesmo formato adotado na base de remuneração e no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET da ANEEL. No presente modelo as variáveis de produto escolhidas são apresentadas na Tabela 2 e explicitadas mais adiante no texto:

Tabela 2 – Variáveis

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede: Tensão $\geq$ 230 kV e tensão $<$ 230 kV	Considera extensão total das redes e ajuste para circuito duplo.
Potência total de equipamentos de subestação	Soma das potências de transformadores, reatores, banco de capacitores série e paralelo, compensadores síncronos e estáticos, conversoras e bancos de filtros, etc. (MVA + Mvar)
Equipamentos de subestação	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra	Soma das unidades modulares de manobra (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade	Valor médio da potência total interrompida.

20. A extensão de rede reflete o comprimento das linhas de transmissão, ou seja, a extensão da “faixa de passagem” por elas ocupadas. Esse ponto representa uma mudança em relação aos estudos anteriores que consideravam toda a extensão de cada circuito. 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. Portanto, 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. Portanto, foi necessário promover ajuste para as linhas de transmissão em circuito duplo, as quais tiveram contabilizadas metade do comprimento de seus circuitos.

21. Quanto à potência total de equipamentos de subestação, assumiu-se a importância de se adicionar à potência de transformadores, única variável de potência adotada em ciclos anteriores, também a potência de conversoras e a potência reativa de equipamentos de subestação e linhas de transmissão, como reatores, capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros. Não se mostrou necessária a



Fl. 5 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

segregação dessas grandezas, potência ativa e reativa, em duas variáveis, assumindo-se a premissa de que a operação e manutenção em termos unitários desses equipamentos, por MVA ou Mvar, é equivalente, de modo que a soma dos valores (de MVA e Mvar) atende aos objetivos da modelagem proposta.

22. Além disso, a variável “potência total de equipamentos de subestação” e a variável “número de equipamentos”, são complementares na representação dessas instalações, uma vez que combinam características qualitativas e quantitativas, respectivamente. Como exemplo, pode-se citar o caso de conversoras que, apesar de serem representadas por apenas um módulo, são associadas à relevante potência em MVA, estando bem representadas na base de ativos escolhidos.

23. Cabe ressaltar que o número de unidades de equipamentos considera um ajuste para o caso de bancos de transformadores e reatores monofásicos, multiplicando-os por 3, além de incluir os equipamentos reservas cadastrados no SIGET.

24. As unidades modulares de manobra são representadas pela soma dos módulos de entrada de linha, conexão de equipamentos e interligação de barramento.

25. Também foi incluída uma variável com objetivo de representar a qualidade na prestação do serviço das concessionárias sob análise. É premissa do modelo que essa variável impacta os custos operacionais, afinal, a melhoria dos padrões de qualidade, medida no segmento de transmissão com o mecanismo da Parcela Variável, requer ações coordenadas que inevitavelmente estão relacionados à operação e manutenção dos ativos. Desse modo, é razoável propor um modelo que considere não apenas as características das instalações de transmissão sob responsabilidade das concessionárias, mas também o nível de qualidade do serviço por elas prestado.

26. Conforme art. 4º da Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016<sup>3</sup>, a medida da qualidade do segmento de transmissão é baseada na disponibilidade e capacidade operativa das instalações de transmissão. Cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a apuração dos eventos de desligamentos/restrições que são atribuídos à cada transmissora. Indisponibilidades cuja responsabilidade é atribuída à concessionária de transmissão são consideradas na apuração da Parcela Variável, a ser deduzida da RAP, exceto quando decorrentes das situações tratadas na regulamentação vigente.

27. A variável escolhida para representar o nível de qualidade das concessionárias sob estudo é a potência total interrompida média dos anos de 2013 a 2016. Para tanto, foram considerados os relatórios de desempenho das instalações, que inclui número de ocorrências, suas durações e eventuais ajustes, além de responsabilidades. Para apuração da Parcela Variável são consideradas as Funções Transmissão – FT, definidas conforme Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005: “conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares”. Para cada FT foi considerada sua capacidade nominal, conforme definido nos Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST, celebrados entre o ONS e as concessionárias.

28. A opção pela média das interrupções entre os anos de 2013 a 2016, em detrimento dos valores verificados em cada ano, decorre da volatilidade observada para essa variável. De um ano para outro, podem haver

<sup>3</sup> A Resolução Normativa nº 729, de 2016, aprimorou a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, vigente ao longo de praticamente todo o período a partir do qual se realizou a presente análise. O processo de aprimoramento manteve os principais conceitos referentes à qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de transmissão.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 6 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

diferenças significativas entre as potências interrompidas. Tal fato pode estar relacionado ao próprio ciclo de falhas dos equipamentos de transmissão, que, em muitos casos, ocorrem com frequências bianuais, quinquenais ou, até mesmo, decenais. Nesse sentido, a apuração das falhas médias acumuladas em um período mais longo está mais alinhado com os objetivos propostos.

### III.1.2 – Pesos

29. 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 desta Nota Técnica. 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<sup>4</sup>.

30. Em sua concepção clássica, o método 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.

31. O problema de viés nas estimativas de eficiência associado ao método DEA é conhecido e discutido na literatura acadêmica. Para atualização da metodologia de definição dos custos operacionais das concessionárias de transmissão optou-se, a exemplo do que foi feito nos estudos anteriores<sup>5</sup>, pela introdução de restrições no problema objetivando mitigar esse efeito.

32. Há diversas alternativas possíveis para tratar o tema. A literatura acadêmica é rica em trabalhos relacionados à correção de viés nas estimativas do DEA. A abordagem utilizada neste estudo baseou-se na proposição de Podinovski (2004)<sup>6</sup> de restrições de *trade-offs* de produção.

33. O autor propõe incorporar restrições adicionais à formulação clássica do problema, baseadas em limites de *trade-offs* de produção, incorporados por meio de restrições nos pesos relativos atribuídos entre insumos e/ou produtos no modelo multiplicativo, conforme expressão a seguir.

$$\alpha \leq \frac{v_j}{u_i} \leq \beta \quad (1)$$

34. A restrição acima implica que existe um limite de substituição entre as variáveis, ou seja, é possível substituir uma unidade do produto “j” por no máximo  $\beta$  unidades do insumo “i”. Da mesma forma, no limite inferior, é possível substituir uma unidade do produto “j” por no mínimo  $\alpha$  unidades do insumo “i”. De maneira análoga também seria possível estabelecer *trade-offs* de substituição entre produtos ou entre insumos.

35. Em termos práticos, ao se introduzir tais restrições, está se limitando a solução do problema em

<sup>4</sup> Optou-se pela formulação do DEA na forma conhecida como problema dos multiplicadores ou múltiplos (*multiplier problem*)

<sup>5</sup> As últimas atualizações do cálculo de eficiência que subsidiaram a definição dos custos operacionais para os segmentos de transmissão e distribuição utilizaram o método DEA com restrições de pesos. Para mais informação vide Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, de 24/10/2012 e Nota Técnica nº 66/2015-SRM/SGT/ANEEL, 24/4/2015.

<sup>6</sup> PODINOVSKI, V. V. Production trade-offs and weight restrictions in data envelopment analysis. Journal of the Operational Research Society, v. 55, n. 12, p. 1311-1322, 2004

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 7 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

atribuir pesos aos insumos e produtos com base na importância relativa entre eles. Essa importância relativa deve ser introduzida a partir de informações externas, como constatações empíricas, opiniões de especialistas, etc. Para mais detalhes sobre a formulação matemática do DEA com restrições de pesos recomenda-se a leitura do Apêndice C desta Nota Técnica.

36. Na escolha das variáveis que estariam sujeitas a restrições, buscou-se avaliar inicialmente correlação entre elas. Por exemplo, a escolha de representação em separado da extensão de rede por nível de tensão ( $<$  ou  $\geq$  230 kV) implica na possibilidade de atribuir pesos distintos para cada uma, contudo, é natural esperar que haja uma relação entre esses custos.

37. Na escolha dos valores dos limites, inicialmente buscou-se informações junto às próprias transmissoras, a fim de identificar algum tipo de importância relativa entre os tipos de equipamentos na perspectiva dos custos de O&M. Tal abordagem se mostrou infrutífera na medida em que as informações encaminhadas dispunham de baixo nível de detalhamento, o que inviabilizou a segregação das despesas por tipos de equipamento. Diante disso foram utilizados valores derivados de contratos entre partes relacionadas registrados na ANEEL.

38. Registre-se que em um contexto de informações mais restritas, a opção é utilizar limites mais conservadores (intervalos maiores), ou seja, menos informação contribui para modelos com menor poder discriminatório e mais vies nas estimativas. Ao mesmo tempo, se como trata de um modelo de *benchmarking*, no qual as empresas competem pelos melhores escores do *ranking*, um modelo mais consistente significa uma melhor apuração de eficiência e consequentemente um maior prêmio para as empresas no topo do *ranking*. Da mesma forma, modelos menos consistentes, com presença acentuada de vies, podem premiar indevidamente algumas empresas colocando-as em patamares compatíveis com as mais eficientes, em desfavor das últimas. Em síntese, a ausência de informação favorece as empresas menos eficientes e prejudica as mais eficientes dentro do processo comparativo. Existem, portanto, incentivos para que as empresas busquem contribuir com o regulador na construção do melhor modelo possível. Espera-se que o processo de Audiência Pública contribua nesse sentido.

39. A Tabela 3 resume as restrições de *trade-off* introduzidas no modelo sobre as quais cabem as seguintes considerações:

40. As restrições envolvendo produto e insumo refletem o limite da taxa de substituição entre uma unidade de equipamento (representados por extensão de rede, MVA + Mvar, ou unidade de equipamento) e uma unidade de custo representada por R\$. Representam, portanto, limites de custos unitários.

41. Os contratos entre partes relacionadas permitiram algum nível de discretização de custos entre equipamentos. Quando possível, os valores de O&M foram isolados. Nos demais casos, foram realizadas regressões do total de O&M previsto no contrato *versus* o conjunto de equipamentos e linhas de transmissão associadas a eles. Os valores utilizados consideram uma grande amplitude, a fim de compensar incertezas em sua apuração.

Tabela 3 - Restrições para *trade-offs* entre insumos e produtos.

Relação	Limite	Valor
Opex vs Rede $\geq$ 230kV (R\$/km rede)	Mínimo	2.500,00
	Máximo	8.500,00
Rede < 230kV vs Rede $\geq$ 230kV	Mínimo	0,20
	Máximo	0,75
Opex vs Pot. T (R\$/MVA-MVAr)	Mínimo	400,00
	Máximo	4.000,00
Opex vs Mod. Manobra (R\$/módulo)	Mínimo	15.000,00
	Máximo	70.000,00
Mod. Eq. vs Mod. Manobra	Mínimo	1,00
	Máximo	10,00

42. No caso da segregação da rede em dois níveis de tensão, partiu-se da premissa de que linhas em tensão inferior a 230 kV teriam um menor nível de exigência operacional e maior disponibilidade de mão de obra apta a realizar os processos de manutenção a elas associados, apresentando, conseqüentemente, menores custos de O&M.

43. Também no caso da separação de módulos em “*equipamento*” e “*manobra*,” partiu-se da premissa que módulos de equipamentos exigem procedimentos de manutenção mais complexos, razão pela qual entendeu-se que deveriam representar custos de O&M mais altos.

### III.1.3 – 2º Estágio

44. Em estudos de *benchmarking* utilizando DEA, é por vezes recomendável uma análise de segundo estágio utilizando um método paramétrico, tipicamente regressão linear. O segundo estágio é utilizado para incorporar no modelo o efeito de fatores exógenos, relacionados ao ambiente em que os agentes atuam e que podem estar influenciando o seu resultado. Uma das vantagens da abordagem em dois estágios é a possibilidade de acomodar no modelo diversas variáveis em diferentes formatos, sem ter que assumir, *a priori* a sua relação (positiva ou negativa) com a produtividade das empresas. Além disso, por ser tratar de uma regressão, é possível avaliar a significância estatística do resultado. Assim, a condução de uma análise de segundo estágio pode ser uma boa alternativa para testar e validar premissas da influência de variáveis ambientais no resultado do estudo de eficiência, eventualmente corrigindo o resultado do primeiro estágio.

45. No caso específico, existem inúmeros fatores que poderiam estar influenciando o desempenho das transmissoras como, por exemplo: tipo e porte da vegetação, queimadas, clima, incidência de raios, relevo, declividade, tipo de acesso às instalações, coincidência ou proximidade de traçados de linhas do mesmo agente, densidade espacial das instalações, custo de mão de obra etc. No caso da mão de obra, a característica da variável favorece uma aplicação no primeiro estágio pelo fato de impactar diretamente os custos com pessoal. Para as demais dimensões citadas, a relação não é tão direta.

46. No entanto, tal análise exigiria um conhecimento de todos os ativos físicos georreferenciados de cada transmissora. Constatou-se que a quantidade de dados de ativos constante no banco de dados georreferenciados da ANEEL não está compatível com a quantidade de informações constantes no SIGET, indicando que a base de dados

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 9 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

estaria incompleta. Por essa razão, não foi possível realizar uma análise de segundo estágio com essas variáveis para a abertura dessa Audiência Pública. Oportunamente, na medida em que se realize as interações e fiscalizações necessárias e que esses dados estejam disponíveis, esse procedimento poderá ser complementado e uma correção de segundo estágio poderá ser realizada, caso se mostre necessária.

### III.1.4 – Holdings

47. Outro aprimoramento da metodologia proposta em relação àquelas utilizadas em processos tarifários anteriores consiste na inclusão das concessionárias oriundas exclusivamente de processos licitatórios no conjunto de amostras utilizadas para o estudo de *benchmarking*.

48. Em simulações preliminares, entretanto, foram observadas grandes discrepâncias entre os índices de eficiência atribuídos às concessionárias licitadas e aqueles atribuídos às concessionárias não licitadas: os índices de eficiência estimados para as concessionárias licitadas mostraram-se significativamente superiores aos estimados para as concessionárias existentes quando da publicação da Lei nº 8.987, de 1995.

49. Considerando o fato de que diversas concessionárias licitadas são composições societárias que incluem tanto as concessionárias existentes quando da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, quanto novos grupos empresariais, as discrepâncias entre as eficiências verificadas para as concessionárias licitadas e as verificadas para as concessionárias existentes podem decorrer de um problema de alocação de custos entre as Sociedades de Propósito Específico – SPE e suas respectivas acionistas. Isso porque, em alguns casos, uma parte ou a totalidade dos custos administrativos, dentre outros, estariam alocados na empresa “mãe”.

50. Sob essa premissa, a discrepância de eficiência observada não seria resultado exclusivamente de uma melhor gestão, mas sim da ausência de um segmento importante de atividades operacionais no âmbito da SPE. Haveria, portanto, dificuldades de comparabilidade entre agentes dessas duas categorias.

51. Para minimizar os efeitos dessa eventual alocação de custos das SPE em suas acionistas de maior porte, a partir da análise de composições societárias<sup>7</sup> e de interações com a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE<sup>8</sup>, as empresas foram agrupadas em *Holdings* e estas, por sua vez, passaram a compor o grupo de amostras comparadas por meio do modelo DEA, em substituição às SPE individualizadas. Nesse caso não haveria problema de alocação de custos porque a empresa “Holding” englobaria todos os custos, bem como todos ativos físicos de suas subsidiárias.

52. A Figura 1 e a Figura 2 apresentam duas das *Holdings* consideradas na composição da amostra de empresas utilizadas no presente estudo. Sabe-se que, em alguns casos, o agrupamento operacional difere do agrupamento pelo critério societário. Nesse sentido algum nível de discricionariedade foi exercido na formação dos grupos de empresas. O processo de Audiência Pública será a oportunidade para discussão desse critério. O detalhamento de todas as *Holdings* utilizadas para fins desse estudo e as empresas que as integram será disponibilizado em conjunto com as a base de dados.

<sup>7</sup> Como regra geral, as SPE foram atribuídas à Holding liderada pela transmissora existente com maior participação em suas composições societárias.

<sup>8</sup> Em alguns casos, a SPE não foi atribuída à Holding de maior participação em sua composição societária, mas à acionista que efetivamente realiza a operação e manutenção das instalações de transmissão objeto de seu contrato.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 10 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Figura 1 – Composição da STATE GRID Holding

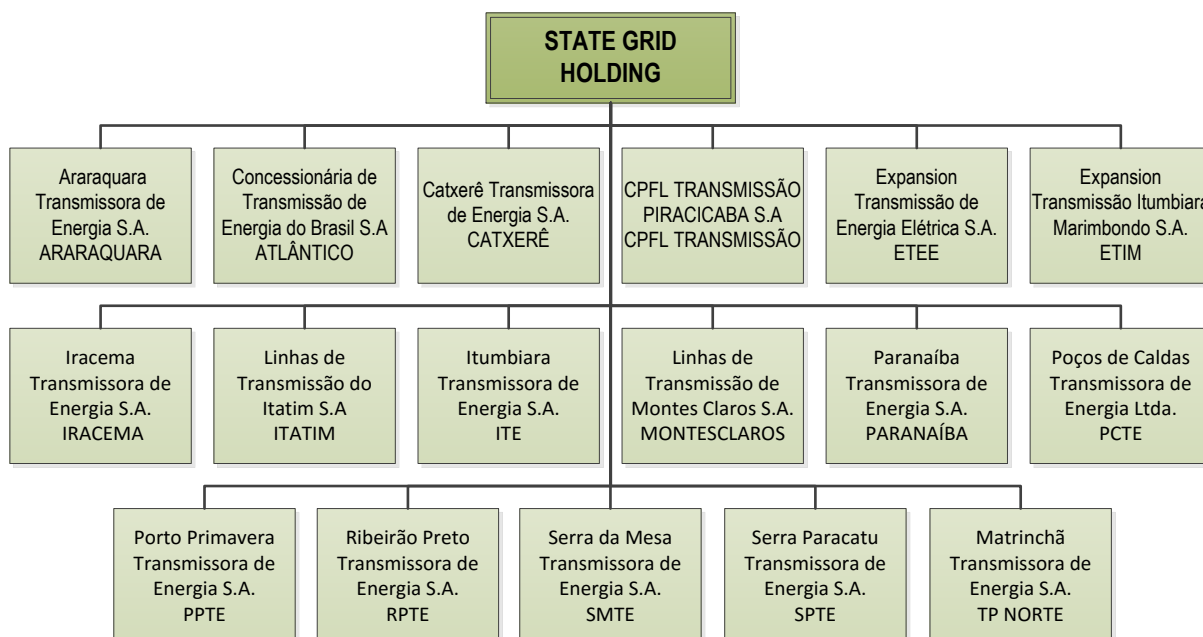
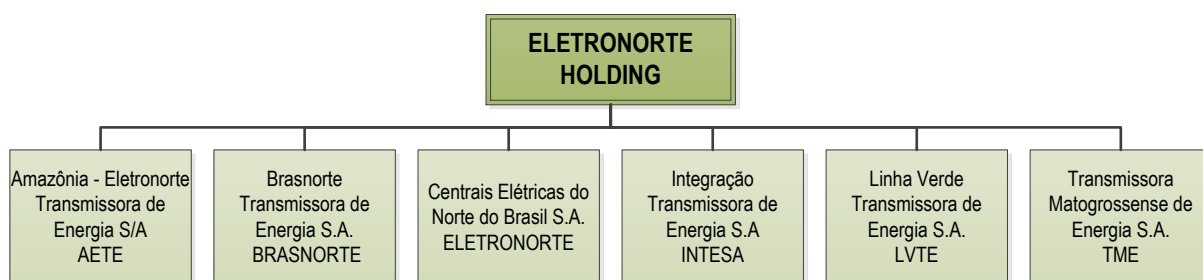


Figura 2 – Composição da ELETRONORTE Holding



53. Por fim, destacamos que algumas *Holdings* foram expurgadas da amostra: NEOENERGIA, LINTRAN e ISOLUX, que após a realização de testes estatísticos foram consideradas *outliers*; e ABENGOA, por encontrar-se em processo de recuperação judicial.

### III.1.5 – Separação dos custos operacionais associados aos contratos de concessão prorrogados em 2012

54. Os custos contábeis utilizados como insumo no modelo DEA são informados pelas empresas à ANEEL associados a seus respectivos Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ. Assim, para empresas com mais de um contrato de concessão vinculado ao mesmo CNPJ, faz-se necessário tratamento que permita individualizar os custos operacionais referentes a cada contrato de concessão, uma vez que nem todos serão objeto do processo de revisão a ser realizado em 2018.

55. Dessa forma, também foram acrescentadas à amostra, observações para representar os contratos de interesse (neste caso, os contratos de concessão prorrogados em 2012), que são uma composição i) dos custos totais informados por cada empresa, ii) com os ativos físicos e indicadores de qualidade vinculados apenas a tais contratos.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

56. Assim, o próprio método do DEA será utilizado para identificar a parcela de custos associados aos ativos vinculados aos contratos de concessão que passarão por processo de revisão. Como os *inputs* de custos são os mesmos, mas a quantidade de ativos é menor, a solução ótima indicará uma parcela adicional de ineficiência que corresponde à parcela de custos operacionais que pode ser reduzida em função da individualização do contrato que será revisado.

### III.1.6 – Resultado

57. Os resultados da aplicação da metodologia proposta estão dispostos na Tabela 4. A introdução das *Holdings* na amostra teve efeitos positivos em sua capacidade discriminatória, uma vez que as observações a elas correspondentes passaram a ser as referências de eficiência.

58. A eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016 foi de 62,44 %<sup>9</sup>. A amplitude entre a maior (100 %) e a menor (30,67 %) eficiência é de 69,33 %.

59. Os resultados também sugerem que algumas empresas teriam apresentado significativos ganhos de eficiência de um ano para outro, como ocorre, por exemplo, com a CEMIG-GT, de 2015 para 2016 (Variação de quase 15%) e com a CEEE-GT de 2015 para 2016 (Variação de quase 20%). Tais variações estariam essencialmente relacionadas à redução dos custos apresentados, uma vez que houve variação marginal nas variáveis explicativas. Com tal variação, no ano de 2016, ambas empresas subiram no ranking de eficiência e a CEMIG-GT passou a ser um *benchmark*.

60. Apesar da baixa probabilidade de que ganhos de eficiência de tal monta ocorram em um período de tempo tão curto, a princípio, não vemos motivos para contestá-los, uma vez que os resultados obtidos se baseiam em informações fornecidas periodicamente pelas empresas à ANEEL, passíveis de fiscalização, e que foram submetidas à Consulta Pública nº 002/2017, na qual as empresas tiveram a oportunidade de corrigir eventuais erros.

<sup>9</sup> Desconsiderando as observações que, para fins de rateio, foram exclusivamente associadas aos contratos prorrogados em 2012.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 12 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 4 – Ranking de eficiências obtido

Posição	Empresa	Ano	Eficiência	Posição	Empresa	Ano	Eficiência
1	CELEO Holding	2016	100.00%	36	ALUPAR Holding	2013	56.31%
	CEMIG-GT Holding	2016	100.00%	37	COPEL-GT	2015	55.71%
	CEMIG-GT	2016	100.00%	38	FURNAS CC 062/2001	2016	55.55%
	CELEO Holding	2014	100.00%	39	COPEL-GT Holding	2015	55.51%
	CELEO Holding	2015	100.00%	40	FURNAS	2014	55.43%
	CTEEP Holding	2015	100.00%	41	FURNAS Holding	2015	55.41%
	CELEO Holding	2013	100.00%	42	FURNAS	2015	54.06%
	CELG G&T	2013	100.00%	43	FURNAS Holding	2014	52.82%
2	CTEEP	2014	99.45%	44	COPEL-GT Holding	2016	49.73%
3	CTEEP	2015	99.01%	45	COPEL-GT	2016	49.30%
4	CEMIG-GT CC 006/1997	2016	98.97%	46	ELETRONORTE Holding	2015	48.22%
5	CTEEP Holding	2014	96.59%	47	ELETRONORTE Holding	2014	48.15%
6	CELG G&T	2014	96.34%	48	CEEE-GT	2013	48.08%
7	CTEEP Holding	2016	93.52%	49	CEEE Holding	2013	47.98%
8	CTEEP	2013	92.94%	50	ELETRONORTE	2015	47.21%
9	CTEEP	2016	89.45%	51	ELETRONORTE	2014	46.72%
	CTEEP CC 059/2001	2016	89.45%	52	FURNAS	2013	46.44%
10	CTEEP Holding	2013	87.60%	53	ELETRONORTE Holding	2013	45.80%
11	CEMIG-GT Holding	2015	86.14%	54	CHESF Holding	2014	45.67%
	CEMIG-GT	2015	86.14%	55	CHESF	2014	45.42%
12	STATE GRID Holding	2014	82.07%	56	COPEL-GT Holding	2013	45.23%
13	STATE GRID Holding	2013	81.82%	57	COPEL-GT	2013	45.23%
14	CEMIG-GT Holding	2014	79.70%	58	COPEL-GT CC 060/2001	2016	45.07%
	CEMIG-GT	2014	79.70%	59	ELETRONORTE	2013	43.45%
15	CEEE-GT	2016	76.57%	60	FURNAS Holding	2013	41.72%
	CEEE Holding	2016	76.57%	61	CHESF	2013	41.71%
16	CEEE-GT CC 055/2001	2016	76.32%	62	TAESA Holding	2014	41.63%
17	CELG G&T	2015	75.60%	63	CHESF Holding	2013	41.63%
18	ALUPAR Holding	2016	75.45%	64	CHESF Holding	2016	40.84%
19	CEMIG-GT	2013	74.92%	65	CHESF	2016	40.56%
	CEMIG-GT Holding	2013	74.92%	66	ELETROSUL	2014	40.31%
20	STATE GRID Holding	2016	74.68%	67	CHESF Holding	2015	40.17%
21	ALUPAR Holding	2015	73.33%	68	ELETROSUL Holding	2016	39.94%
22	TAESA Holding	2015	70.94%	69	CHESF	2015	39.82%
23	TAESA Holding	2016	70.13%	70	ELETROSUL Holding	2014	39.47%
24	STATE GRID Holding	2015	68.42%	71	ELETROSUL Holding	2015	39.39%
25	CELG G&T	2016	67.30%	72	ELETRONORTE Holding	2016	39.24%
	CELG G&T CC 063/2001	2016	67.30%	73	ELETRONORTE	2016	38.53%
26	TAESA	2015	66.10%	74	ELETROSUL	2016	38.26%
27	TAESA	2016	65.33%	75	ELETROSUL	2015	38.12%
28	CEEE-GT	2014	60.86%	76	TAESA Holding	2013	37.76%
29	CEEE Holding	2014	60.82%	77	CHESF CC 061/2001	2016	37.18%
30	ALUPAR Holding	2014	60.82%	78	TAESA	2013	35.84%
31	FURNAS Holding	2016	59.95%	79	TAESA	2014	35.35%
32	COPEL-GT	2014	58.75%	80	ELETROSUL CC 057/2001	2016	33.09%
33	FURNAS	2016	58.44%	81	ELETRONORTE CC 058/2001	2016	32.16%
34	CEEE Holding	2015	58.33%	82	ELETROSUL	2013	30.97%
	CEEE-GT	2015	58.33%	83	ELETROSUL Holding	2013	30.67%
35	COPEL-GT Holding	2014	57.77%				

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

61. Em relação ao último estudo de *benchmarking* realizado em 2012<sup>10</sup>, considerando apenas os resultados obtidos pelo modelo DEA (desconsiderando, portanto, o ajuste feito em função de indicadores de qualidade, conforme descrito na Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, de 2012), não se observa grandes alterações no ranking das nove empresas que passarão por processo de revisão em 2018, muito embora se observe variações significativas em algumas empresas.

62. A maior variação ocorreu para a ELETROSUL, que saiu da 4ª posição para a última; sem, entretanto, apresentar grande variação em sua eficiência estimada: que era de 46,90%, segundo o estudo de 2012 e passou a ser de 38,26% no presente estudo.

63. Além de CEMIG e CEEE, sobre as quais já discorremos, destaca-se também a melhora na eficiência de Furnas, que aumentou quase 20 pontos percentuais do último para o presente estudo.

64. Vale ressaltar que a comparação entre os resultados obtidos pelo presente estudo e pelo estudo de 2012 deve se dar com cautela, uma vez que houve aprimoramentos de uma metodologia para a outra, como a contabilização da compensação de potência reativa, a compensação para linhas de circuito duplo e a inserção da variável qualidade no primeiro estágio do modelo DEA. Não há como distinguir em que medida as variações observadas seriam decorrentes da melhora (ou piora) da eficiência da empresa, ou da mudança da forma de medi-la. A Tabela 5 apresenta comparação dos rankings.

Tabela 5 – Comparação entre o ranking de eficiência obtido pelo presente estudo e o obtido pelo estudo de 2012

Metodologia Proposta				Metodologia NT 383/2012-SRE/ANEEL		
Posição	Empresa		Eficiência	Posição	Empresa	Eficiência
1	CEMIG-GT	↑	100.00%	2	CEMIG-GT	61,50%
2	CTEEP	↓	89.45%	1	CTEEP	96,00%
3	CEEE-GT	■	76.57%	3	CEEE-GT	58,30%
4	CELG G&T	---	67.30%	---	CELG G&T	Tratamento específico
5	FURNAS	↑	58.44%	6	FURNAS	39,30%
6	COPEL-GT	↓	49.30%	5	COPEL-GT	45,50%
7	CHESF	■	40.56%	7	CHESF	36,70%
8	ELETRONORTE	■	38.53%	8	ELETRONORTE	26,70%
9	ELETROSUL	↓	38.26%	4	ELETROSUL	46,90%

Legenda:

↑ Subiu no ranking   ■ Manteve a mesma posição   ↓ Desceu no ranking

### III.2 – Regras de Aplicação

65. Os índices discriminados na Tabela 4 têm como referência o máximo nível de eficiência verificado no setor. Dada a grande amplitude entre a melhor e a pior eficiência apuradas, reconhecemos a dificuldade em se aplicar os índices calculados pela metodologia DEA de forma direta. Uma tônica que vem sendo adotada pela Aneel para diversos componentes do cálculo tarifário, seja no segmento de transmissão ou de distribuição, é o estabelecimento de uma referência regulatória e a possibilidade de as empresas auferirem receita adicional caso tenham apresentado desempenho superior ao exigido pelo regulador.

<sup>10</sup> No âmbito do processo de prorrogação das concessões vincendas em 2015.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 14 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

66. Assim, dentro dessa premissa, buscando potencializar o incentivo à busca das melhores práticas de operação e manutenção, propomos que as eficiências estimadas pelo modelo DEA sejam normalizadas pelo terceiro quartil do conjunto de resultados (77,35 %).

67. Conforme destacado na seção III.1III.1.5III.1.5, os contratos prorrogados em 2012 foram representados de forma individualizada, permitindo a separação dos custos operacionais associados exclusivamente às instalações a eles vinculadas. A Tabela 6 discrimina os índices de eficiência normalizados pelo terceiro quartil e individualizados para os contratos de concessão de interesse.

Tabela 6 – Eficiência Normalizada pelo terceiro quartil e individualizada para os contratos de concessão de interesse

Empresa	Eficiência Normalizada e Individualizada para o Contrato de Concessão de Interesse
CEMIG-GT CC 006/1997	127.95%
CTEEP CC 059/2001	115.64%
CEEE-GT CC 055/2001	98.67%
CELG G&T CC 063/2001	87.00%
FURNAS CC 062/2001	71.81%
COPEL-GT CC 060/2001	58.26%
CHESF CC 061/2001	48.06%
ELETROSUL CC 057/2001	42.78%
ELETRONORTE CC 058/2001	41.57%

68. Propomos então que os índices discriminados na Tabela 6 sejam aplicados aos custos operacionais informados pelas empresas para o ano de 2016.

69. A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos e os compara com os custos operacionais regulatórios atuais, que consistem na Receita Anual Permitida – RAP estabelecida pela Portaria MME nº 579, de 2012, a preços de junho de 2017, acrescida de 2% dos Valores Novos de Reposição – VNR das instalações de transmissão vinculadas a cada contrato e que entraram em operação comercial desde 1º de janeiro de 2013.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 15 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 7 – Custos Operacionais Regulatórios Propostos X Custos Operacionais Regulatórios Atuais (R\$ X 1.000,00)

Empresa	A	B	C	D	E
	Custos Operacionais Informados para o ano de 2016 - PMSO 2016 (Ref.: jun/17)	Eficiência Normalizada e Individualizada	Custos Operacionais Regulatórios Propostos (A X B) (Ref.: jun/17)	Custos Operacionais Regulatórios Atuais (Ref.: jun/17)	Variação dos Custos Operacionais Regulatórios atuais para os propostos (C/D - 1)
CEMIG-GT CC 006/1997	178.318,31	127,95%	228.149,69	215.754,98	5,74%
CTEEP CC 059/2001	527.085,92	115,64%	609.540,72	719.078,27	-15,23%
CEEE-GT CC 055/2001	244.399,81	98,67%	241.139,64	246.339,90	-2,11%
CELG G&T CC 063/2001	43.120,28	87,00%	37.516,01	24.312,46	54,31%
FURNAS CC 062/2001	1.340.563,19	71,81%	962.666,58	862.140,01	11,66%
COPEL-GT CC 060/2001	179.207,78	58,26%	104.408,76	164.176,33	-36,40%
CHESF CC 061/2001	1.122.126,78	48,06%	539.320,22	716.212,86	-24,70%
ELETROSUL CC 057/2001	528.205,86	42,78%	225.972,73	560.190,25	-59,66%
ELETRONORTE CC 058/2001	929.786,97	41,57%	386.542,48	388.144,63	-0,41%

70. Destacamos que a significativa diferença entre os custos operacionais regulatórios atuais e os custos regulatórios propostos para a ELETROSUL decorrem, em parte, do aprimoramento metodológico associado à variável qualidade. Enquanto na metodologia proposta, tal variável compôs o primeiro estágio do modelo DEA, no último estudo realizado, foi utilizada para o ordenamento das empresas em grupos, para os quais os resultados de eficiência do modelo DEA foram ajustados com acréscimos que variavam de 10 %, para aquelas com piores índices de qualidade a 49 %, para aquelas com melhores índices de qualidade.

71. Assim, apesar de, em 2012, a ELETROSUL ter obtido resultado de 46,90 % de eficiência estimada por meio do método DEA, a empresa recebeu 49 pontos percentuais adicionais em sua eficiência em decorrência de tal critério, o que atenuou significativamente o reposicionamento que deveria ter ocorrido em seus custos operacionais caso os resultados do método DEA não tivessem sido ajustados.

### III.2.1 – Custos operacionais aplicáveis às concessionárias desverticalizadas ou transmissoras equiparadas

72. Os contratos das concessionárias de transmissão desverticalizadas nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, bem como das empresas que foram equiparadas técnica e comercialmente às concessões de transmissão nos termos da Lei nº 12.111, de 2009, possuem cláusula de revisão periódica sobre toda sua base de ativos, tornando-se necessária a determinação de referencial regulatório que envolva a totalidade dos custos eficientes de operação, manutenção e administração, entre outros, associada a essas concessões de transmissão. Já para empresas licitadas, a autorização de reforços se trata, em geral, de acréscimo marginal à base de ativos das concessionárias e, por esse motivo, uma grande parte dos custos operacionais, em especial os administrativos, já estariam contemplados na receita ofertada no processo licitatório.

73. Como solução para definição dos custos operacionais regulatórios das empresas acima mencionadas, propõe-se a aplicação de percentual que será obtido de estudos a partir das frações dos custos operacionais eficientes das concessionárias prorrogadas em relação ao custo de reposição dos seus ativos. Considerando (i) tratar-se da mesma a referência de preços para valoração dos investimentos, que independe do porte das transmissoras e é dada pelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL; e (ii) que o estudo, quando finalizado,

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 16 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

capturaria, além da eficiência média do segmento de transmissão, particularidades das regiões em que atuam as concessionárias e nível médio de qualidade do setor, entende-se que a adoção desse resultado nas empresas de pequeno porte seria coerente.

74. No entanto, o cálculo desse percentual depende da aprovação da metodologia de Banco de Preços Referenciais, dos resultados da Audiência Pública nº 41/2017, que trata da apuração da Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão, bem como da própria metodologia discutida na presente Nota Técnica. A finalização destas regras tem previsão de encerramento no primeiro semestre do próximo ano, portanto, para a efetiva discussão do tema trazido nessa seção, entendemos que este deverá ser tratado em nova fase de Audiência Pública, após a aprovação dos Submódulos 9.1 e 9.2, já com os resultados obtidos e novas propostas, a partir da aplicação das metodologias vigentes.

75. Finalmente, ressaltamos que nenhuma das concessionárias desverticalizadas ou equiparadas aqui tratadas possuem a data-base contratual fixada em julho de 2018. Portanto, esse percentual somente seria aplicável a partir do processo tarifário subsequente à 1º julho de 2018. Até essa data, em especial para as concessionárias licitadas, para o adicional de receita decorrente da autorização de reforços e/ou melhorias, propõe-se a aplicação do disposto no Submódulo 9.1 atualmente vigente.

### III.2.2 – Tratamento das transferências das Demais Instalações de Transmissão – DIT

76. A Resolução Normativa nº 758, de 7 de fevereiro de 2017, estabeleceu as condições gerais para incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT pelas concessionárias de distribuição. Essa transferência abrange, em suma, ativos das DIT que atualmente são de uso exclusivo de concessionárias de distribuição, desde que não abrangidos pela Portaria MME nº 120/2016, ou seja, nos termos da regulamentação vigente, as DIT que se enquadram no §2º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013 não tem a transferência compulsória estabelecida.

77. Dentre as definições estabelecidas na REN 758, de 2017, encontram-se os prazos e condições para as transferências compulsórias. O artigo 2º estabelece:

*“Art. 2º As DIT listadas no Anexo serão incorporadas ao Ativo Imobilizado das distribuidoras especificadas na sua primeira revisão tarifária ordinária subsequente a 1º de janeiro de 2019.*

*§1º Mediante acordo entre as partes, a distribuidora pode assumir a operação das instalações que serão transferidas previamente à incorporação, sem fazer jus a qualquer antecipação de receitas e de custos operacionais nos processos tarifários.*

*§2º As DIT com reforços autorizados devem ser incorporadas na primeira revisão tarifária da distribuidora após o comissionamento do ativo.*

*§3º A partir da incorporação, as distribuidoras passam a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações e as transmissoras deixam de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT transferidas.*

*§4º A transferência das DIT de que trata o caput não cessam as obrigações anteriores à data de incorporação dos ativos referentes aos pagamentos dos encargos de conexão ainda não efetuados”.*

78. À época da aprovação da Resolução, julgou-se adequado que a inclusão dos bens que serão transferidos às distribuidoras fosse efetivada somente após sua avaliação na Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, o que aconteceria nos processos de revisão tarifária, em julho de 2018. Outro fato relevante que



Fl. 17 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

motivou a decisão tomada é que, atualmente, as receitas iniciais dos contratos prorrogados sob a égide da Lei nº 12.783, de 2013, e que se referem apenas ao O&M, foram calculadas para toda a concessão de transmissão, conforme Portaria MME nº 580, de 31 de outubro de 2012, sendo estas rateadas dentre as instalações existentes pelo seu valor novo de reposição, calculado pelo Banco de Preços ANEEL.

79. Assim, o custo de O&M atualmente vinculado a determinada instalação não estaria necessariamente associado à sua operação. Esse rateio não causa distorções quando se analisa a empresa como um todo, para a qual é garantido o recebimento do valor total da receita pela sua disponibilidade, desde que respeitados os padrões de qualidade estabelecidos. No entanto pode tornar-se relevante ao se destacar bens específicos da base de ativos existentes. Concluiu-se, portanto, que a definição da receita que seria deduzida em virtude da transferência das DIT, associada somente aos custos operacionais, ocorreria quando da discussão da metodologia de revisão tarifária periódica.

80. A pretendida solução tem por objetivo vincular a eventual redução de receita com o efetivo custo de O&M das instalações a serem transferidas. Assim, será estudada proposta semelhante ao tratamento dispensado às concessionárias detentoras de mais de um contrato, discutido na seção III.1.5: Para cada empresa que será submetida à revisão tarifária, se incluiria no conjunto de amostras do modelo DEA uma observação composta pelos mesmos custos e uma base “líquida” dos bens a serem transferidos. Como resultado, a redução esperada no parâmetro de eficiência em virtude da redução dos ativos poderia ser diretamente relacionada à redução na receita advinda do processo de transferência das DIT.

#### IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

81. Aplicam-se leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e os Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 e nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

#### V – DA CONCLUSÃO

82. A metodologia proposta apresenta alguns aprimoramentos em relação às metodologias utilizadas em processos tarifários anteriores, tais como a compensação de circuitos duplos, a inclusão da potência reativa e a contabilização de transformadores e reatores por unidades e não por módulos, que melhoram sua capacidade de representar os custos operacionais das concessionárias de transmissão.

83. Outro aprimoramento que merece destaque é a inclusão das concessionárias licitadas agrupadas por *holdings* no grupo de amostras a serem comparadas pelo modelo DEA, o que aumentou a capacidade discriminatória da metodologia e estabeleceu novos *benchmarks*.

84. A eficiência média apurada para o setor de transmissão, para o período de 2013 a 2016 foi de 62,44 %<sup>11</sup> e a amplitude entre a maior (100 %) e a menor (30,67 %) eficiência é de 69,33 %, demonstrando que há bastante espaço para ganhos de eficiência neste segmento.

85. Quanto à aplicação, buscando potencializar os incentivos regulatórios, propôs-se que as eficiências estimadas pelo modelo DEA sejam normalizadas pelo terceiro quartil do conjunto de resultados (77,35 %) para que,

<sup>11</sup> Desconsiderando as observações que, para fins de rateio, foram exclusivamente associadas aos contratos prorrogados em 2012.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 18 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

posteriormente sejam aplicadas aos custos operacionais atualmente praticados pelas empresas.

## VI – DA RECOMENDAÇÃO

86. Recomendamos o encaminhamento do processo à Diretoria para deliberação de abertura de Audiência Pública conforme proposta apresentada nesta Nota Técnica, em duas partes: (i) a primeira, com duração de 30 dias (início dia 27/9/2017 e término dia 26/10/2017), quando serão disponibilizadas a presente Nota Técnica e a minuta do trecho do Submódulo 9.1 do PRORET, associado aos custos operacionais, para contribuições; e (ii) a segunda, com duração de 15 dias (início dia 30/10/2017 e término dia 13/11/2017), para oportunizar manifestações relativas apenas às contribuições recebidas na primeira parte da AP. Assim, os interessados não mais poderão contribuir à proposta da ANEEL (o que já terá ocorrido na primeira parte) mas terão a oportunidade de se manifestar formalmente em relação às contribuições dos demais.

LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER  
Especialista em Regulação

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL  
Especialista em Regulação

HERMANO DUMONT VERONESE  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

**JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ**  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

## Apêndice A Base de Dados

As bases são compostas por dados de custos contábeis e ativos físicos para todos os agentes de transmissão cadastrados na ANEEL que se encontravam em operação em junho de 2016<sup>12</sup>, conforme detalhado nas Tabelas 1 e 2.

As informações referem-se ao período de 2013 a 2016, sendo que aquelas relacionadas a despesas contábeis do ano de 2016 ainda não estão disponíveis e serão agregadas à base em momento posterior.

Tabela 1 – Despesas Contábeis

Variáveis	Descrição	Período	Fonte	Metodologia
Pessoal	Despesas operacionais classificadas como custo de pessoal e administradores, de acordo com o MCSE em valores históricos (R\$ mil).	2013 – 2014	RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva)	NG 01 (Pessoal) e 02 (Administradores), com exceção das despesas com Déficit ou Superávit Atuarial e Programa de Aposentadoria / Demissão Voluntária.
		2015 - 2016	BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão)	Contas 6105.2.XX01 a 6105.2.XX03, 6105.2.XX06 a 6105.2.XX08, 6105.2.XX10 e 6105.2.XX99, onde XX assume os valores 05, 06, 25 e 26.
Materiais	Despesa operacional classificada como custo de materiais de acordo com o MCSE em valores históricos (R\$ mil).	2013 – 2014	RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva)	NG 11 (Materiais).
		2015 – 2016	BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão)	Contas 6105.2.XX01, 6105.2.XX10, 6105.2.XX99, onde XX assume os valores 07 e 27.
Serviços de Terceiros	Despesa operacional classificada como custo com serviço de terceiros de acordo com o MCSE em valores históricos (R\$ mil).	2013 – 2014	RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva)	NG 21 (Serviços de Terceiros).
		2015 - 2016	BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão)	Contas 6105.2.XX01, e 6105.2.XX10, onde XX assume os valores 08 e 28.
Outros	Despesa operacional classificada como arrendamentos e aluguéis, seguros, tributos e outros custos de acordo com o MCSE em valores históricos (R\$ mil).	2013 - 2014	RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva)	NGs 92 (Seguros), 93 (Tributos) e 99 (Outros), sendo que para esta última foram considerados os itens 19.1 a 19.5, 19.11 e 19.12, conforme detalhamento do RP.
		2015 - 2016	BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão)	Contas 6105.2.XX01, 6105.2.XX02, 6105.2.XX10, 6105.2.XX99, onde XX assume os valores 10, 16, 19, 30, 36 e 39. Especificamente para Outros foram consideradas também 6105.2.XX03 e 6105.2.XX04.

<sup>12</sup> Apuração com base no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 2 – Ativos Físicos

Variáveis	Descrição	Fonte	Metodologia
Número de Módulos Construtivos	<p>Número de Módulos Construtivos sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão, segmentados por:</p> <p>(i) tipo (Bancos de Capacitores – BC; Bancos de Filtros – BF; Capacitores Série – CR; Compensadores Estáticos – CE; Compensadores Síncronos – CS; Conversoras – CV; Entradas de Linha – EL; Interligações de Barramento – IB; Módulos de Conexão – MC; Módulos Gerais – MG; Linhas de Transmissão – LT; Reatores de Barra – RTB; Reatores de Linha – RTL; Reatores de Neutro – RTN, Reatores Série – RTS, Transformadores de Aterramento – TT e Transformadores de Potência – TR), e</p> <p>(ii) faixas de tensão (maior que 0 e menor ou igual a 25,8 kV, para a classe de tensão 13,8 kV, maior que 25,8 kV e menor ou igual a 37 kV, para a classe de tensão de 34,5 kV, maior que 37 kV e menor ou igual a 72,5 kV, para a classe de tensão de 69 kV, maior que 72,5 kV e menor ou igual a 145 kV, para a classe de tensão de 138 kV, maior que 145 kV e menor ou igual a 242 kV, para a classe de tensão de 230 kV, maior que 242 kV e menor ou igual a 362 kV, para a classe de tensão de 345 kV, maior que 362 kV e menor ou igual a 550 kV, para a classe de tensão de 500 kV, maior que 550 kV e menor ou igual a 660 kV, para a classe de tensão de 600 kV e maior que 660 kV e menor ou igual a 765 kV, para a classe de tensão de 750 kV).</p>	Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET e processos anuais de reajuste de receita das concessionárias de transmissão.	Contagem dos Módulos Construtivos sob responsabilidade de concessionária de transmissão, em operação comercial em junho de cada ano, segmentados por tipo e por faixa de tensão (conforme descrição ao lado), a partir das listas de módulos publicadas anualmente pela ANEEL no âmbito dos processos de reajuste de receita das concessionárias de transmissão, discriminados na Tabela 3.
Capacidade de Transformação, em MVA	Capacidade total de transformação dos equipamentos sob responsabilidade de cada concessionária, segmentada por faixas de tensão (mesmas utilizadas na variável “Número de Módulos Construtivos”).		Soma das potências (extraídas diretamente do SIGET), em MVA, dos Transformadores – TR sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão, em operação comercial em junho de cada ano, segmentados por faixa de tensão (conforme descrição ao lado), a partir da maior tensão do equipamento e identificados a partir das listas de módulos publicadas anualmente pela ANEEL no âmbito dos processos de reajuste de receita das concessionárias de transmissão, discriminadas na Tabela 3.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 21 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Capacidade de Compensação de Energia Reativa, em Mvar	Capacidade total de compensação de energia reativa dos equipamentos sob responsabilidade de cada concessionária, segmentada por faixas de tensão (mesmas utilizadas na variável “Número de Módulos Construtivos”).		Soma das potências (extraídas diretamente do SIGET), em Mvar, dos equipamentos de compensação reativa (BC, BF, CE, CR, CS, RTB, RTN e RTS) sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão, em junho de cada ano, segmentados por faixa de tensão (conforme descrição ao lado) e identificados a partir das listas de módulos publicadas anualmente pela ANEEL no âmbito dos processos de reajuste de receita das concessionárias de transmissão, discriminadas na Tabela 3.
Extensão de rede	Extensão total das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária, segmentada por faixas de tensão (mesmas utilizadas na variável “Número de Módulos Construtivos”).		Soma da extensão (extraídas diretamente do SIGET), em km, de todas as linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão, em operação comercial em junho de cada ano, segmentada por faixa de tensão (conforme descrição ao lado), identificadas a partir das listas de módulos publicadas anualmente pela ANEEL no âmbito dos processos de reajuste de receita das concessionárias de transmissão, discriminadas na Tabela 3.
Tipo de circuito	Tipo de circuito, simples ou duplo, de cada módulo “linha de transmissão”.	SIGET	Informação qualitativa de cada módulo “linha de transmissão”, disponível no SIGET.
Faseamento	Tipo de faseamento de módulos de transformadores e reatores: banco de unidades monofásicas ou equipamento trifásico.	SIGET	Informação qualitativa de cada módulo “transformador” ou “reator”, disponível no SIGET.

Tabela 3 – Fontes das listas de módulos utilizadas para cada ano

Ano	Atos	Endereço eletrônico
2013	Resolução Homologatória nº 1.559, de 27 de junho de 2013 e Despacho nº 1.783, de 10 de junho de 2014.	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20141783.rar">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20141783.rar</a>
2014	Resolução Homologatória nº 1.756, de 24 de junho de 2014, e Despacho nº 4.835, de 16 de dezembro de 2014.	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20144835.zip">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20144835.zip</a>
2015	Resolução Homologatória nº 1.918, de 23 de junho de 2015, e Despacho nº 585, de 8 de março de 2016.	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2016585.rar">http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2016585.rar</a>
2016	Resolução Homologatória nº 2.098, de 28 de junho de 2016.	<a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20162098_1.zip">http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20162098_1.zip</a>

## Apêndice B Metodologia De Cálculo Do Índice Salarial

### 1. Base de Dados – RAIS

A Relação Anual de Informações Sociais – RAIS é um registro administrativo, criada em 1975, pelo Decreto nº 76.500, com diversos fins operativos e administrativos do Ministério do Trabalho e Emprego (MTb). Os estabelecimentos que possuem vínculos trabalhistas formalizados são obrigados a enviar as informações da RAIS ao MTb, anualmente. Os dados contidos na RAIS podem ser comparados a um censo anual do segmento formal do mercado de trabalho, contendo informações de assalariados que possuem carteira de trabalho, servidores públicos e estatutários. Além das informações de identificação da empresa, a RAIS apresenta as informações de vínculo empregatício como: idade, escolaridade, remuneração, etc., trabalhador a trabalhador.

O Programa de Disseminação das Estatísticas do Trabalho (PDET) do MTb possibilita o acesso às informações da RAIS, a qualquer empresa, mediante pactuação de termo de compromisso. Os dados disponibilizados por meio desse programa são consolidados em termos geográficos, setoriais e ocupacionais. A partir desta base de dados, foram realizados estudos no intuito de apurar eventuais diferenças regionais entre remunerações de atividades afeitas ao segmento de Transmissão, porém, necessitou-se de maior grau de especificidade, somente possível com a utilização da “RAIS discriminada”.

O acesso às informações individuais, por vínculo empregatício e por empresas, conhecido como ‘microdados’ ou ‘RAIS discriminada’, é resguardado pela legislação, visto que há exposição de informações sigilosas. A ANEEL possui convênio com o MTb para utilizar as informações da RAIS discriminada, de forma restrita e confidencial. Apesar dos resultados e análises baseados na RAIS discriminada não poderem ser divulgados de modo a identificar, individualmente, trabalhadores e estabelecimentos, tais dados se mostraram úteis às pretensões deste trabalho, quando filtrados e agrupados regionalmente.

#### 1.1 Principais Filtros dos Dados

Os seguintes campos informativos da base de dados RAIS foram utilizados para a construção do índice salarial regional em atividades e ocupações afeitas ao segmento de transmissão de energia elétrica:

- i. ‘REM MED (R\$)’ - apresenta a remuneração média mensal do trabalhador, em valores nominais. De acordo com o Manual de Orientação da RAIS, integram o valor de remuneração: salários, honorários, gratificações, comissões, diárias, adicionais por tempo de serviço, remuneração integral do período de férias (incluindo o adicional e abonos), remuneração e prêmios por horas extraordinárias ou por serviços noturnos, entre outros;
- ii. ‘CBO Ocupação 2002’- código de ocupação, de acordo com a Classificação Brasileira de Ocupações (CBO), publicada no Diário Oficial da União, Portaria MTb nº 397, de 9 de outubro de 2002. Exemplo: Engenheiro eletricista, Assistente administrativo, Advogado, Eletricista de manutenção eletroeletrônica, etc.;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

- iii. 'NAT JURIDICA' - natureza jurídica do estabelecimento, conforme estabelecido pela Comissão Nacional de Classificação (CONCLA) – identifica a natureza jurídica dos estabelecimentos, por exemplo: Órgãos Públicos, Sociedades de Economia Mista, Sociedades Limitadas, Companhias Abertas, etc.;
- iv. 'CNAE 95 Classe' - Classificação Nacional de Atividades Econômicas, conforme publicado em Resoluções da CONCLA - indica o grupo de atividades de atuação da empresa/entidade, como por exemplo: Atividades de Investigação, Vigilância e Segurança; Obras para Telecomunicações; Instalações Elétricas; Produção de Energia Elétrica; etc.

## 2. Metodologia de extração e depuração dos dados da RAIS

Primeiramente foram descompactadas todas as informações da RAIS, de todo o território brasileiro, referentes a três anos, obtendo-se o seguinte resultado:

Tabela 1 – Base de dados bruta

Ano	Nº de registros por vínculo empregatício
2013	75.400.510
2014	76.107.279
2015	72.175.102
<b>Total</b>	<b>223.682.891</b>

'Vínculo Ativo 31/12' é um campo do arquivo RAIS que identifica se o vínculo empregatício era ativo no último dia do ano. Decidiu-se por considerar somente os dados que apresentavam vínculo empregatício em 31/12, no respectivo ano. Complementarmente, foram expurgados os vínculos empregatícios que apresentavam remuneração média mensal abaixo de um salário mínimo, obtendo-se o seguinte resultado:

Tabela 2 – Filtro por vínculos ativos e Remuneração mínima

Ano	Nº de registros com vínculo empregatício ativo em 31/12	Nº de registros com vínculo empregatício ativo em 31/12 e Remuneração média igual ou maior que salário mínimo
2013	48.948.433	46.827.147
2014	49.571.510	47.362.610
2015	48.060.807	45.833.248
<b>Total</b>	<b>146.580.750</b>	<b>140.023.005</b>

A partir da base de dados filtrada, conforme exposto na Tabela 2, acima, e considerando somente as atividades econômicas (CNAE) que possuem relação com o Setor Elétrico, conforme Tabela 3, abaixo, obteve-se o seguinte resultado:



Fl. 24 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 3 – Filtro por atividade econômica

CNAE 95 Classe	Descrição	Nº Vínculos empregati cios	CNAE 95 Classe	Descrição	Nº Vínculos empregati cios
40118	Produção de Energia Elétrica	100.600	45438	Instalações Hidráulicas, Sanitárias	96.919
40126	Transmissão de Energia Elétrica	42.518	45497	Outras Obras de Instalações	151.124
40134	Comércio Atacadista de Energia Elétrica	4.087	45500	Obras de Acabamento	737.269
40142	Distribuição de Energia Elétrica	223.886	45608	Aluguel de Equipamentos de Transporte	42.041
40207	Produção e Distribuição de Gás	11.757	74110	Atividades Jurídicas	467.332
40304	Produção e Distribuição de Vapor	2.313	74128	Atividades de Contabilidade e de Administração	829.552
45110	Demolição e Preparação do Terreno	19.663	74136	Pesquisas de Mercado e de Opinião	26.741
45128	Sondagens e Fundações Desenvolvidas	128.936	74144	Gestão de Participações Sociais	100.524
45136	Grandes Movimentações de Terra	259.045	74160	Atividades de Assessoria em Gestão	440.265
45217	Edificações (Residenciais, Industriais)	3.309.452	74209	Serviços de Arquitetura e Engenharia	798.259
45225	Obras Viárias	722.846	74306	Ensaaios de Materiais e de Produtos	74.980
45233	Obras de Arte Especiais	230.983	74403	Publicidade	249.538
45250	Obras de Montagem	436.317	74500	Seleção, Agenciamento e Locação	1.591.870
45292	Obras de Outros Tipos	809.933	74608	Atividades de Investigação, Desenvolvimento	2.079.702
45314	Obras para Geração e Distribuição	323.996	74705	Atividades de Imunização, Higienização	2.332.776
45330	Obras para Telecomunicações	220.462	74918	Atividades Fotográficas	54.618
45411	Instalações Elétricas	497.117	74926	Atividades de Envasamento e Embalagem	37.317
45420	Instalações de Sistemas de Ar Condicionado	144.804	74993	Outras Atividades de Serviços	4.121.581
				<b>Total</b>	<b>21.721.123</b>

Em seguida, foram expurgadas empresas que possuíam natureza jurídica do setor público, ou seja, foram retiradas da base de dados os vínculos empregatícios alocados em estabelecimentos que possuíam as seguintes naturezas jurídicas:

Fl. 25 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Tabela 4 – Filtro por Natureza Jurídica

NAT JURIDICA	Descrição	NAT JURIDICA	Descrição
1015	Órgão Público do Poder Executivo Federal	1139	Fundação Federal
1023	Órgão Público do Poder Executivo Estadual ou do Distrito Federal	1147	Fundação Estadual ou do Distrito Federal
1031	Órgão Público do Poder Executivo Municipal	1155	Fundação Municipal
1040	Órgão Público do Poder Legislativo Federal	1163	Órgão Público Autônomo Federal
1058	Órgão Público do Poder Legislativo Estadual ou do Distrito Federal	1171	Órgão Público Autônomo Estadual ou do Distrito Federal
1066	Órgão Público do Poder Legislativo Municipal	1180	Órgão Público Autônomo Municipal
1074	Órgão Público do Poder Judiciário Federal	1198	Comissão Polinacional
1082	Órgão Público do Poder Judiciário Estadual	1201	Fundo Público
1104	Autarquia Federal	1210	Associação Pública
1112	Autarquia Estadual ou do Distrito Federal	2011	Empresa Pública
1120	Autarquia Municipal	2038	Sociedade de Economia Mista

As remunerações praticadas em órgãos e empresas públicas podem não refletir a realidade do custo de mão de obra de suas respectivas regiões. A observação empírica dos dados evidencia de forma clara um descolamento dos patamares remuneratórios dessas instituições/empresas, que praticam valores muito superiores às médias regionais, especialmente para as ocupações de nível médio. Além disso, há estudos acadêmicos<sup>13</sup> que, utilizando a RAIS como base de dados, evidenciaram a existência de baixa relação entre eficiência e as remunerações praticadas pelo setor público, em algumas atividades do Setor Elétrico.

Ao não considerar os estabelecimentos com naturezas jurídicas do setor público, conforme Tabela 4, acima, foram retirados 401.222 registros, tendo o banco de dados se reduzido para 21.319.901 vínculos empregatícios.

O Ofício Circular nº 6/2016-SRM/SCT/SFF/ANEEL, de 2/12/16, solicitou aos Agentes de Transmissão informações a respeito do quantitativo de mão de obra utilizado em suas operações, agrupados de acordo com a Classificação Brasileira de Ocupações (CBO). A Tabela 5 apresenta o resultado da tabulação dos dados recebidos:

<sup>13</sup> FARINA, C.M. Remuneração e produtividade do trabalho no segmento de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2017

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Tabela 5 – Filtro CBO Transmissoras

CBO	Descrição	Frequência	CBO	Descrição	Frequência
3131	Técnicos em eletricidade e eletrotécnica	18,8%	6220	Trabalhadores de apoio à agricultura	1,2%
2143	Engenheiros eletricitistas, eletrônicos e afins	8,9%	2124	Analistas de tecnologia da informação	1,2%
4110	Agentes, assistentes e auxiliares administrativos	5,9%	3133	Técnicos em telecomunicações	1,1%
5173	Vigilantes e guardas de segurança	4,4%	3121	Técnicos em construção civil (edificações)	1,1%
8611	Operadores de instalações de geração	4,3%	2410	Advogados	0,9%
5143	Trabalhadores nos serviços de manutenção	3,9%	9922	Trabalhadores operacionais de conservação	0,8%
8612	Operadores de instalações de distribuição	3,9%	8601	Supervisores da produção de utilidades	0,8%
7321	Instaladores e reparadores de linhas e equipamentos	3,8%	2524	Profissionais de recursos humanos	0,6%
3132	Técnicos em eletrônica	3,3%	3516	Técnicos em segurança do trabalho	0,5%
3003	Técnicos em eletromecânica	3,2%	4221	Recepcionistas	0,5%
2521	Administradores	3,1%	2149	Engenheiros de produção, qualidade, segurança e meio ambiente	0,5%
1421	Gerentes administrativos, financeiros, de marketing e de vendas	2,9%	1427	Gerentes de manutenção e afins	0,5%
2142	Engenheiros civis e afins	2,1%	3141	Técnicos mecânicos na fabricação e montagem	0,5%
9511	Eletricistas de manutenção eletroeletrônica	2,0%	2144	Engenheiros mecânicos e afins	0,4%
5174	Porteiros, vigias e afins	1,8%	4141	Almoxarifes e armazenistas	0,4%
2522	Contadores e afins	1,4%	7823	Motoristas de veículos de pequeno e médio porte	0,4%
2512	Economistas	1,4%	2523	Secretárias(os) executivas(os) e afins	0,4%
3115	Técnicos em controle ambiental, utilidades e segurança	1,3%		Outros	3,1%
4101	Supervisores administrativos	1,3%		<b>Total</b>	<b>92,6%</b>

Após as depurações anteriores e ao considerar apenas os trabalhadores envolvidos nestas ocupações, conforme Tabela 5 acima, a base de dados filtrada totalizou 9.605.599 vínculos empregatícios provenientes de ocupações típicas do segmento de transmissão de energia elétrica, oriundos de empresas do setor privado com atividades econômicas correlatas ao setor elétrico, em todo o território brasileiro, referentes aos anos de 2013, 2014 e 2015.

### 3. Metodologia de cálculo

#### 3.1 Indicador de tendência central

A média, mediana e a moda são medidas de tendência central com a função de resumir em apenas uma informação a característica de todo conjunto de dados, de modo que seja representativo de toda a série.

A média aritmética é, possivelmente, a medida mais usada. Contudo, ela pode conduzir a erros de interpretação e em muitas situações pode ter sua aplicação prejudicada. A média é afetada de forma contundente por valores extremos da amostra e pode não ser a medida adequada para representar um conjunto de dados com tal característica. A mediana por sua vez é uma medida resistente<sup>14</sup> em particular para distribuições muito assimétricas ou contendo valores atípicos.

<sup>14</sup> Quando for pouco afetada por mudanças de uma pequena porção de dados.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 27 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Quando se está trabalhando com variáveis sujeitas a grandes variações, como salários, outras medidas têm de ser consideradas, tal como a mediana e percentis da série de dados. O problema da média de tendência central para salários é discutido por McCLAVE<sup>15</sup>

*[...] outro exemplo de dados para os quais a tendência central é melhor descrita pela mediana do que pela média é o dos salários dos atletas profissionais (por exemplo, jogadores de basquete da NBA – National Basketball Association). A presença de poucos atletas (como Lebron James) com salários extremamente altos afeta a média, elevando-a muito acima do valor da mediana. Assim, a mediana proporcionará uma ideia mais acurada do salário típico da liga profissional. A média poderia exceder a ampla maioria de medições da amostra (salários), fazendo com que seja uma mediada enganosa de tendência central.*

Foram reproduzidos cálculos utilizando-se a média no lugar da mediana nos estudos realizados e as diferenças apuradas se mostraram irrelevantes, porém, pelos motivos explanados acima, os cálculos foram realizados utilizando-se a mediana como medida de tendência central.

### 3.2 Regiões Consideradas

Verificou-se que a divisão geográfica por Estados da Federação esbarrava em distorções que tornavam os resultados pouco confiáveis. Alguns Estados apresentaram uma quantidade pequena de vínculos empregatícios em determinadas ocupações - menos de 50 observações, menos de 20 ou, até, sem nenhuma observação - o que tornou a comparação entre as ocupações, nos diferentes Estados, impraticável. A desagregação em grandes áreas urbanas<sup>16</sup> - capitais e respectivas cidades periféricas - somente se mostrou relevante nas regiões da Grande São Paulo e Grande Campinas, dado o grande número de trabalhadores presentes nestas duas áreas e, principalmente, na expressiva diferença remuneratória observada quando comparada à Região Sudeste como um todo. Nos outros casos, as diferenças entre centros urbanos e Região foram insignificantes, não motivando, portanto, qualquer distinção.

Por outro lado, segregar unicamente a região metropolitana de São Paulo/Campinas esbarra em algumas premissas metodológicas. Isso porque diferentemente do segmento de distribuição, que deu origem a essa abordagem, não estão definidos de forma clara quais os municípios em que a concessionária atua. Ao agente de transmissão cabe operar instalações que por vezes se estendem por mais de um município, Estado ou até mesmo Região. Nesse contexto, existe por parte do concessionário uma maior liberdade quanto à escolha da localidade onde ele irá concentrar a sua força de trabalho.

De fato, pode-se observar na prática empresas que optaram por alocar seus centros de operação/sede em localidades muito distantes de onde se concentram a maior parte de seus ativos elétricos, em alguns casos até em Regiões distintas. No limite, tal constatação vai de encontro a premissa do custo de aquisição de mão de obra com um fator exógeno e que afeta o desempenho das empresas, levantando a dúvida sobre o grau de influência dessa variável no cálculo de eficiência para o segmento de transmissão. Contudo, em que pese essa reflexão, entendeu-se que em alguma medida diferenças de custo de mão de obra podem influenciar os custos das transmissoras na medida em que haveriam vantagens operacionais em se estar mais próximo das instalações. Assim,

<sup>15</sup> McCLAVE, James T., BENSON, P. George, SINCICH, Terry, Estatística para Administração e Economia. 10 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. p.57.

<sup>16</sup> Segundo definições de Regiões Metropolitanas e municípios do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE e Regiões Integradas de Desenvolvimento – RIDEs – 2010.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 28 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

a proposta inicial é incluir o fator de ajuste do índice salarial no modelo, porém, considerando um nível de segregação mais amplo. Oportunamente, o processo de audiência pública servirá para discutir e amadurecer essas premissas.

Por fim, optou-se por adotar a divisão geográfica em Regiões: Centro-Oeste (CO); Nordeste (NE); Norte (NO); Sudeste, sem distinção para a região da Grande São Paulo e Grande Campinas (SE); e, Sul (SU).

### 3.3 Diagrama de Caixa - *boxplot*

De modo a eliminar valores extremos (*outliers*) da base de dados filtrada, dividiu-se os valores de remuneração média mensal, por CBO e por Região, em quartis. Considerou-se, então, as seguintes fórmulas:

$$\text{Limite inferior} = Q1 - (Q3 - Q1) * 1,5$$

$$\text{Limite superior} = Q3 + (Q3 - Q1) * 1,5$$

Onde:

Q1 = valor que divide a base de dados no 1º quartil;

Q3 = valor que divide a base de dados no 3º quartil

As remunerações médias mensais abaixo do limite inferior e acima do limite superior, por CBO e por Região, foram desconsideradas, sendo eliminados 689.433 registros, resultando, finalmente, numa base de dados com 8.916.166 registros, conforme tabela 6, abaixo.

Tabela 6 – Base de dados de vínculos empregatícios, após *boxplot*, por Região

CO	NE	NO	SE	SU	Total
740.437	1.512.555	455.163	4.980.416	1.227.595	8.916.166

### 3.4 Parametrização

A partir da base de dados filtrada, conforme Tabela 6, acima, calculou-se o índice salarial de cada Região, composto pelas medianas da remuneração mensal de cada CBO ponderadas pela sua frequência típica de ocorrência no segmento de transmissão de energia, conforme Tabela 5. O índice busca refletir a diferença relativa do custo de mão de obra entre as áreas de atuação das empresas e seu cálculo se deu pela seguinte parametrização:

$$\text{Índice Salarial}^{Região} = \frac{\sum_{CBO=1}^n \text{mediana remuneração}_{CBO}^{Região} \times \text{Frequência}_{CBO}}{\sum_{CBO=1}^n \text{mediana remuneração}_{CBO} \times \text{Frequência}_{CBO}}$$

$n$  é o total de CBO considerados, conforme Tabela 5, onde também se encontram suas respectivas *Frequências*.

O que significa dizer que:

*Numerador*: as medianas de cada CBO, por Região, foram ponderadas pelas suas respectivas frequências e, finalmente, somadas, por Região. O que representa a remuneração média de cada uma das Regiões.



Fl. 29 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

*Denominador:* as medianas de cada CBO, incluindo todas as Regiões, ponderadas pelas suas respectivas frequências e, finalmente, somadas. O que representa a remuneração média de todos os dados.

O resultado de tal divisão, '*índice de salarial por Região*', indicará o quanto cada Região se aproxima ou se distancia do parâmetro central, definido no *Denominador*. Assim, valores maiores que 100% indicarão que determinada Região pratica remunerações maiores do que a média e, de modo inverso, valores menores que 100% indicarão que determinada Região pratica remunerações menores do que a média.

Tabela 7 – Valores obtidos do Índice Salarial, por Região.

Região	CO	NE	NO	SE	SU
Índice Salarial	92.802%	87.106%	96.612%	107.613%	96.563%

### 3.4 Aplicação do índice

Como já discutido, a área de atuação das empresas de transmissão pode se estender por múltiplas Regiões o que dificulta a aplicação de um índice único. A utilização de fatores de ponderação se mostrou inviável visto que não se dispõe da participação de força de trabalho das empresas em cada uma das Regiões. Logo, por simplicidade, nos casos em que o agente detém concessão para instalações em mais de uma Região foi arbitrado um índice com base na maior concentração desses ativos. A Tabela 8 resume as regiões atribuídas a cada empresa e seus respectivos índices<sup>17</sup>.

Tabela 8 – Índice salarial por empresa.

Empresa	IdAgente	Região	Índice Salarial	Empresa	IdAgente	Região	Índice Salarial
AETE	4835	N	1.109	IEJAPI	7220	SE	1.235
AFLUENTE T	7284	NE	1	IEMADEIRA	6957	N	1.109
AMAZONAS GT	8505	N	1.109	IEMG	6245	SE	1.235
ARARAQUARA	6954	SE	1.235	IENNE	6623	CO	1
ATE III	5455	CO	1.065	IESUL	6905	S	1.109
ATE IV	6242	S	1.109	INTESA	5456	CO	1.109
ATE V	6241	S	1.109	Iracema	6624	NE	1
ATE VI	6240	S	1.109	ITATIM	7091	CO	1.065
ATE VII	6622	N	1.109	ITE	5018	CO	1.065
ATE VIII	7738	N	1.109	JTE	6248	CO	1.065
ATLÂNTICO	7525	N	1.109	Light	5161	SE	1.235
Brasnorte	6625	CO	1.065	LTC	7740	CO	1.065
BRILHANTE	7089	CO	1.065	LTT	5457	SE	1.235
BRILHANTE II	8194	CO	1.065	LUMITRANS	4821	S	1.109
CAIUÁ-T	8105	S	1.109	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	8103	CO	1.065
Caldas Novas	7741	CO	1.065	LVTE	7215	N	1.109
CATXERÊ	6955	CO	1.065	Macapá	6906	N	1.109
CEEE-GT	5785	S	1.109	Manaus TR	6908	N	1.109
CELG G&T	5703	CO	1.065	MARANHENSE	8108	NE	1
CEMIG-GT	4951	SE	1.235	Marumbi	8104	S	1.109
Centroeste	5015	SE	1.235	MGE	7357	SE	1.235

<sup>17</sup> Os índices apresentados na Tabela 8 estão normalizados pelo menor valor.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 30 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

CHESF	48	NE	1	MONTECLAROS	7354	SE	1.235
CIEN	655	NE	1.109	Narandiba	8466	NE	1
COPEL-GT	6491	S	1.109	NORTEBRASIL	6958	N	1.109
Coqueiros	6903	CO	1.065	PANTANAL	8554	CO	1.065
COSTA OESTE	7940	S	1.109	PARANAÍBA	8397	SE	1.235
CPFL TRANSMISSÃO	8312	SE	1.235	PCTE	6247	SE	1.235
CPTE	3945	SE	1.235	PEDRAS	6910	SE	1.235
CTEEP	68	SE	1.235	PPTe	5013	SE	1.065
EATE	2651	SE	1.109	RPTE	6246	SE	1.235
EBTE	6901	CO	1.065	SÃO GOTARDO	8193	SE	1.235
ECTE	2606	S	1.109	SÃO JOÃO	8469	NE	1
ELETRONORTE	372	CO	1.109	SLTE	7742	SE	1.235
ELETROSUL	402	CO	1.109	SMTE	5459	CO	1.065
ENCRUZO	7523	NE	1.109	SPTE	6243	SE	1.235
ENTE	4380	NE	1	STC	5454	S	1.109
ERTE	3939	SE	1.109	STN	4825	NE	1
ESDE	7219	SE	1.235	TAESA	7527	CO	1.235
ETAU	3942	S	1.109	TDG	7355	NE	1
ETEE	2608	CO	1.065	TER	7090	CO	1.065
ETEM	7356	CO	1.065	TME	7217	SE	1.065
ETEP	2648	N	1.109	TP NORTE	8106	SE	1.065
ETES	6244	SE	1.235	TPAE	7214	S	1.109
ETIM	3946	SE	1.235	Transirapé	5011	SE	1.235
ETN	7884	NE	1	TRANSLESTE	4734	SE	1.235
ETSE	8109	S	1.109	TRANSNORTE	7953	N	1.109
ETVG	7526	SE	1.065	Transudeste	5014	SE	1.235
EVRECY	7055	SE	1.235	TSBE	8107	S	1.109
FOTE	8659	S	1.109	TSLE	8196	S	1.109
FURNAS	394	SE	1.235	TSP	7218	SE	1.235
GOIÁS	7351	SE	1.065	Uirapuru	5017	S	1.109
IE Pinheiros	6904	SE	1.235	VCTE	5016	N	1.109
IEGARANHUNS	7913	NE	1	Xingu	6907	N	1.109

## Apêndice C Método DEA e Adaptações

Abaixo apresentamos o modelo *Data Envelopment Analysis* – DEA utilizado nessa Nota Técnica para a estimativa dos custos operacionais eficientes. A Equação 1, a seguir, apresenta a formulação do DEA na forma conhecida na literatura como problema dos multiplicadores ou dos múltiplos (*multiplier problem*) para o caso de retornos não decrescentes de escala (DEA-NDRS).

$$\begin{aligned}
 \max_{u,v,\varphi} \quad & h_o = \sum_{j=1}^m v_j y_j^o + \varphi \\
 \text{s.a} \quad & \sum_{i=1}^n u_i x_i^o \leq 1 \\
 & \sum_{j=1}^m v_j y_j^k + \varphi - \sum_{i=1}^n u_i x_i^k \leq 0 \quad (k = 1, 2, \dots, K) \\
 & u_i, v_j \geq 0 \quad \varphi \geq 0
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde

$h_o$ : parâmetro de eficiência da empresa sob análise;

$y_j^k$ : vetor de produto(s) da empresa “k”;

$x_j^k$ : o vetor de insumo(s) da empresa “k”;

$v_j$ : “peso” atribuído ao produto “j”;

$u_i$ : “peso” atribuído ao insumo “i”;

$n$ : total de insumos;

$m$ : total de produtos;

$\varphi$ : “fator de escala”;

O modelo proposto nesta Nota Técnica considera apenas um insumo, qual seja, custos operacionais. Em contrapartida são considerados uma série de produtos tipicamente recorrentes em estudos do gênero, aplicados ao segmento de transmissão de energia elétrica.

É necessário fazer algumas considerações acerca da escolha do tipo de retornos de escala. Uma das poucas premissas que precisa ser definida de antemão na modelagem do DEA é o tipo de retornos de escala que melhor caracteriza o setor em análise. A premissa de retornos não decrescentes de escala – ou seja, que há ganhos de escala no setor na medida em que se aumenta o tamanho da operação vem sendo assumida pela ANEEL. Até então, não houve questionamentos sobre essa premissa, razão pela qual foi mantida para esse trabalho.

### Adaptações na formulação clássica do DEA:

Duas adaptações foram feitas no modelo tradicional apresentado acima. A primeira foi a incorporação de uma variável de qualidade no modelo. A variável qualidade foi representada de forma inversa, baseada nas interrupções da prestação do serviço de transmissão, ou seja, a falta de qualidade. Por essa razão, a relação com a eficiência é negativa. Considerá-la diretamente como produto invalidaria uma hipótese básica do modelo, que assume uma relação positiva entre insumos e produtos ou, no nosso caso, custos e produtos. A solução adotada foi considerá-la como produto negativo, ou seja, multiplicando variáveis por -1 e tratando-a como produto no modelo, conforme equações a seguir:

$$\begin{aligned}
 \max_{u,v,\varphi} \quad & h_o = \sum_{j=1}^{m_1} v_j y_j^o + \sum_{jn=1}^{m_2} v_{jn} (-y_{jn}^o) + \varphi \\
 \text{s.a} \quad & \sum_{i=1}^n u_i x_i^o \leq 1 \\
 & \sum_{j=1}^{m_1} v_j y_j^k + \sum_{jn=1}^{m_2} v_{jn} (-y_{jn}^k) + \varphi - \sum_{i=1}^n u_i x_i^k \leq 0 \quad (k = 1, 2, \dots, K) \\
 & u_i, v_j \geq 0 \quad \varphi \geq 0
 \end{aligned} \tag{2}$$

onde

$y_{jn}^{ik}$ : vetor de produto(s) da empresa “k” que apresenta(m) uma relação negativa com os custos operacionais;

$m_1$ : total de produtos;

$m_2$ : total de produtos negativos.

Incluir um produto negativo no algoritmo de DEA é o equivalente a introduzir variáveis não discricionárias de insumo ao problema. Do ponto de vista da solução do problema, são insumos sob os quais não há possibilidade de redução. Portanto, na prática, atuam como uma restrição de comparação entre as empresas. A fundamentação teórica dessa proposta está descrita em Bogetoft e Otto (2010).

Outra adaptação foi a introdução de limites para a relação entre pesos das variáveis na solução do problema. A abordagem utilizada neste estudo baseou-se na proposição de Podinovski (2004) de restrições com base em *trade-offs* de produção, conforme abaixo.



Fl. 33 da Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

$$\begin{aligned}
 \max_{u,v,\varphi} \quad & h_o = \sum_{j=1}^{m1} v_j y_j^o + \sum_{jn=1}^{m2} v_{jn} (-y_{jn}^o) + \varphi \\
 \text{s.a} \quad & \sum_{i=1}^n u_i x_i^o \leq 1 \\
 & \sum_{j=1}^{m1} v_j y_j^k + \sum_{jn=1}^{m2} v_{jn} (-y_{jn}^k) + \varphi - \sum_{i=1}^n u_i x_i^k \leq 0 \quad (k = 1, 2, \dots, K) \\
 & -v_r + \alpha_r u_i \leq 0, r = 1, \dots, R \\
 & v_t - \beta_t u_i \leq 0, t = 1, \dots, T \\
 & u_i, v_j \geq 0 \quad \varphi \geq 0
 \end{aligned} \tag{3}$$

onde

$\alpha_r$ : limite inferior para o valor atribuído ao peso  $v_j$  relativamente ao peso  $u_i$ ;

$\beta_t$ : limite superior para o valor atribuído ao peso  $v_j$  relativamente ao peso  $u_i$ ;

$R$ : total de restrições de limite inferior;

$T$ : total de restrições de limite superior;

Cabe destacar que em (3), por simplicidade de notação, optou-se por representar apenas restrições entre produtos e insumos ( $v_j, u_i$ ), contudo, no modelo proposto também foram inseridas restrições entre produtos ( $v_{j1}, v_{j2}$ ).



## ANEXO I

**Anexo I DA NOTA TÉCNICA Nº 160/2017-SRM/ANEEL**  
**ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO**

<b>Data:</b> setembro de 2017	<b>Área Responsável:</b> SRM
<b>Título da Regulação:</b> Revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica: apuração dos Custos Operacionais Regulatórios	

<b>Qual é o problema que se quer resolver? Qual é o público-alvo?</b>	
(i)	<p>Descrever a natureza e a extensão do problema.</p> <p>Os contratos de concessão do serviço público de transmissão dispõem sobre a revisão tarifária periódica na receita anual permitida - RAP, que deve ser realizada a cada quatro ou cinco anos, nas condições específicas de cada instrumento contratual. É de competência da ANEEL a realização dos processos de revisão tarifária, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.</p> <p>O Submódulo 9.1 do PRORET estabelece as regras de revisão tarifária para as concessionárias de transmissão não licitadas. As normas atuais carecem de atualização metodológica em diversos pontos. Além disso, a vigência da versão atual do Submódulo 9.1 findará em junho de 2018. Com isso, a presente proposta de regulamentação visa aprimorar as regras para apuração dos Custos Operacionais Regulatórios. Destaca-se que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para concessionárias não licitadas (prorrogadas, desverticalizadas ou equiparadas), as regras vigentes de revisão da RAP não se aplicam sobre toda a base de ativos;</li> <li>2. É necessário o aprimoramento da metodologia utilizada para estimar os custos operacionais regulatórios;</li> </ol> <p>São público-alvo: (i) as concessionárias de transmissão, bem como agentes equiparados, nos termos da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e (ii) usuários dos sistemas de transmissão.</p>
(ii)	<p>Identificar os principais afetados pelo problema.</p> <p>As concessionárias de transmissão, bem como os usuários da Rede Básica e demais instalações de transmissão que fazem o pagamento pela disponibilização dessas instalações ao Sistema Interligado Nacional - SIN.</p>
(iii)	<p>Estabelecer as causas do problema.</p> <p>Trata-se de atualização periódica das metodologias aplicáveis à revisão tarifária das concessionárias de transmissão.</p>

<b>Justificativas para a intervenção:</b>	
(iv)	<p>Por que a intervenção é necessária?</p> <p>Pelo fim de vigência da versão atual do Submódulo 9.1 do PRORET;  Pela necessidade de aprimoramento da metodologia utilizada para estimar os custos operacionais regulatórios;</p>
(v)	<p>Existem outras formas de intervenção que não a implementação de nova regulamentação?</p> <p>Não, as regras propostas são de competência da ANEEL e necessárias para transparência e padronização dos processos de revisão da RAP para o segmento de transmissão de energia elétrica.</p>

**Objetivos perseguidos:**

(vi) Quais são os objetivos e os efeitos esperados com a regulamentação?

Garantir adequado cumprimento às cláusulas econômicas dos contratos de concessão, por meio da aplicação de regras justas, especificamente quanto ao estabelecimento de custos operacionais regulatórios.

(vii) Qual é o prazo para a implantação do regulamento?

A proposta é de que o Submódulo do PRORET aludido tenha efeito a partir de 1º de julho de 2018 quando da realização da próxima revisão das receitas das transmissoras.

**Opções consideradas:**

(viii) Quais as alternativas para solução do problema foram consideradas?

A única alternativa vislumbrada seria a replicação do Submódulo 9.1 do PRORET vigente para períodos posteriores a junho de 2018.

(ix) Justificar a opção escolhida, inclusive a de não regular.

Para esse assunto, não regular significa insegurança jurídica ao setor, já que o Submódulo 9.1 do PRORET atual terminará sua vigência em junho de 2018. Assim, não haverá regras para a realização das revisões contratualmente estabelecidas.

**Análise de custo-benefício:**

(x) Descrever e mensurar os custos e os benefícios, em termos financeiros, da regulação para os principais grupos afetados.

Os custos e os benefícios, em termos financeiros, da regulação proposta estão detalhados na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

(xi) Elencar custos e benefícios não financeiros. Avaliar os riscos envolvidos nas alternativas consideradas.

Os custos e os benefícios não financeiros da regulação proposta também estão detalhados na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

**Análise do Estoque Regulatório:**

(xii) O regulamento proposto implica alteração e/ou revogação de outro regulamento existente? Caso afirmativo, discriminar.

Sim, o Submódulo 9.1 do PRORET será objeto de atualização com este processo.

(xiii) Avaliar a correlação entre a regulação proposta e o estoque regulatório.

Como esse processo busca substituir um regulamento existente por outro mais atualizado não haveria qualquer impacto no estoque regulatório.

**Acompanhamento dos efeitos do regulamento proposto:**

(xiv) Propor alternativas para acompanhamento dos efeitos do regulamento proposto.

Em até quatro anos, deverá ser analisada a pertinência das regras constantes do Submódulos 9.1 do PRORET para verificação se estão adequadas à realidade daquele momento, caso contrário proposições de atualizações serão requeridas.