

Em 7 de dezembro de 2018.

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 apresenta a metodologia a ser utilizada no cálculo dos custos operacionais regulatórios associados aos contratos de concessão nº 006/1997, nº 055/2001, nº 057/2001, nº 058/2001, nº 059/2001, nº 060/2001, nº 061/2001, nº 062/2001 e nº 063/2001, no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

II – DOS FATOS

2. Em 21 de fevereiro de 2017, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 037/2017-SRM/ANEEL, por meio da qual apresentou as bases de dados que seriam utilizadas no estudo de eficiência dos custos operacionais das concessionárias de transmissão e que subsidiaria a definição dos custos operacionais regulatórios dos contratos de concessão que passariam por revisão no período de julho de 2018 a junho de 2023.

3. 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. Inicialmente, seriam recebidas contribuições até 10 de março de 2017. Posteriormente, a pedido das concessionárias de transmissão, o prazo para o recebimento de contribuições foi estendido até 10 de abril de 2017.

4. Em 22 de maio de 2017, na 20ª Sessão de Sorteio Público Ordinário, o Processo nº 48500.000703/2017-80 foi distribuído para relatoria do Diretor André Pepitone da Nóbrega.

5. Em 26 de julho de 2017, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 118/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48500.001220/2017-00), por meio da qual dispôs sobre os critérios e procedimentos a serem utilizados para apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR e Outras Receitas no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica. Foram propostas alterações nos Submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET.

6. 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. Foi estabelecido período de contribuições até 15 de setembro de 2017.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

7. Em 22 de setembro de 2017 a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM emitiu a Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001545/2017-00), por meio da qual propôs os critérios e procedimentos a serem utilizados na apuração dos custos operacionais regulatórios no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica.
8. Também em 22 de setembro de 2017, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001549/2017-00) por meio da qual propôs os critérios gerais a serem adotados pela ANEEL na definição do custo de capital a ser considerado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes ao Sistema Interligado Nacional - SIN, como parte integrante da revisão do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, referente ao período de julho de 2018 a junho de 2023.
9. Em 27 de setembro de 2017, foi aberta a Segunda fase da Audiência Pública nº 041/2017, que trata do aprimoramento da regulamentação da revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão, com o objetivo de colher subsídios em relação aos temas de custos operacionais regulatórios e custo de capital¹.
10. Em 4 de outubro de 2017, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001623/2017-00) por meio da qual retificou os resultados apresentados na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.
11. Em 8 de novembro de 2017 a ANEEL publicou Aviso de Alteração da Audiência Pública nº 041/2017, por meio do qual estendeu o período para envio de contribuições da primeira etapa, até 24 de novembro de 2017; e alterou o período de contribuições da segunda etapa, que teve início em 28 de novembro de 2017 e término em 11 de dezembro de 2017.
12. Na primeira etapa da Segunda Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foram recebidas 16 contribuições, em sua maioria de agentes e associações setoriais. Na segunda etapa da Segunda Fase da Audiência Pública nº 041/2017 foram recebidas 8 contribuições, todas de agentes e associações setoriais.
13. Em 5 e 6 de fevereiro, e 14 de março de 2018 a SRM emitiu os Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.000158/2018-00), nº 002/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.000161/2018-00) e nº 004/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.000361/2018-00) por meio dos quais solicitou às concessionárias de transmissão informações acerca de eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal, a partir do qual poderia ser realizado seu agrupamento para fins de estudos de benchmarking.
14. Entre fevereiro e março de 2018, as concessionárias de transmissão responderam aos Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL, nº 002/2018-SRM/ANEEL, e nº 004/2018-SRM/ANEEL.
15. Em 18 de maio de 2018, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 079/2018 (SIC nº 48580.000690/2018-00) por meio da qual propôs i) encaminhamentos para a Audiência Pública nº 041/2017 em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR e Outras

¹ A 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foi realizada em duas etapas distintas: (i) na primeira etapa, com início em 27/9/2017 e término em 26/10/2017, na qual foram disponibilizadas as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e 161/2017-SRM/ANEEL e, posteriormente, nº 164/2017-SRM/ANEEL, para contribuições; e (ii) na segunda etapa, com início em 30/10/2017 e término em 13/11/2017, na qual foram oportunizadas manifestações relativas exclusivamente às contribuições recebidas na primeira etapa da Audiência Pública.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

Receitas, objeto de discussão 1ª Fase, bem como em relação às regras relativas à remuneração do capital, que, juntamente com os custos operacionais regulatórios foram objeto de discussão da 2ª Fase; e ii) a aplicação de metodologia de revisão provisória para as concessionárias de transmissão de energia elétrica.

16. Em 22 de maio de 2018, no âmbito da 17ª Reunião Pública Ordinária de 2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL (i) aprovou a atualização das regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR e Outras Receitas constantes no Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a serem utilizadas no processo de revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas – RAP das instalações de transmissão de energia elétrica²; e (ii) estabeleceu regra provisória para as concessionárias de transmissão cuja data-base revisional é 1º de julho de 2018, definindo que as diferenças entre o resultado provisório e o definitivo sejam apuradas quando da realização do processo definitivo e compensadas em parcelas iguais até a próxima revisão tarifária.

17. Entre a abertura da 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 e julho de 2018, diversas concessionárias de transmissão enviaram à ANEEL os dados georreferenciados das linhas de transmissão sob sua responsabilidade, o que permitiu à equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) a construção dos indicadores que representam as condições ambientais às quais se submete cada concessionária.

18. Em 3 de agosto de 2018 a SRM emitiu a Nota Técnica nº 125/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001209/2018-00) por meio da qual dispôs sobre proposta de tratamento dos investimentos em melhorias realizados nos termos da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, e propõe alteração da regulamentação vigente, em especial da Resolução Normativa nº 443/2011 e do Submódulo 9.7 do PRORET, aprovado por meio da Resolução Normativa nº 643/2014.

19. Também em 3 de agosto de 2018 a SRM emitiu a Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001210/2018-00), por meio da qual, recomendou a abertura de nova fase da Audiência Pública nº 041/2017, dando continuidade à discussão iniciada por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais regulatórios a serem utilizados no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica.

20. Em 15 de agosto de 2018, foi aberta a Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017, que trata do aprimoramento da regulamentação da revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão. A Terceira Fase teve como objetivo colher subsídios em relação aos temas de custos operacionais regulatórios e investimentos em melhorias de pequeno porte.

21. O prazo de contribuições foi originalmente estabelecido para o período 15 de agosto a 17 de setembro de 2018 e, a pedido das concessionárias de transmissão, foi prorrogado duas vezes. Inicialmente até 1º de outubro de 2018 e, em seguida, até 11 de outubro de 2018.

22. Em 24 de agosto de 2018, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 141/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001312/2018-00) por meio da qual retificou os resultados apresentados na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

23. Na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foram recebidas 14 contribuições, em sua maioria de agentes e associações setoriais representantes dos agentes concessionários de transmissão de energia elétrica.

² Foi publicada a Resolução Normativa nº 816/2018.

* 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 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

24. Em 3 de setembro de 2018, no âmbito da Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 35/2018, o Processo nº 48500.000703/2017-80 foi redistribuído para relatoria do Diretor Efrain Pereira da Cruz.

25. Em 22 de outubro de 2018, a SRM emitiu o Ofício Circular nº 7/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001667/2018-00) por meio do qual solicitou às concessionárias de transmissão o detalhamento de dados contábeis para fins de estudos de *benchmarking*.

26. Em 26 de outubro de 2018, por meio do Memorando nº 2013/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001765/2018-00), a SRM solicitou à Procuradoria Federal junto à ANEEL, parecer quanto à possibilidade da ANEEL revisar a Receita Anual Permitida - RAP total das concessionárias que prorrogaram seus contratos de concessão ou se há parcela da receita à qual não se aplica revisão.

27. Em 31 de outubro de 2018, a SRM emitiu o Ofício Circular nº 8/2018-SRM/ANEEL (SIC nº 48580.001776/2018-00) por meio do qual disponibilizou às concessionárias de transmissão a possibilidade de se reunir presencialmente, entre os dias 12 e 13 de novembro de 2018, com a equipe de georreferenciamento da ANEEL, com o objetivo de sanar eventuais divergências encontradas na base de dados georreferenciados utilizada no estudo apresentado por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

28. Entre 6 de novembro e 3 de dezembro de 2018, as concessionárias de transmissão enviaram os detalhamentos contábeis solicitados por meio do Ofício Circular nº 7/2018-SRM/ANEEL para o endereço eletrônico oficiocircular7_2018_srm@aneel.gov.br.

29. Entre 12 e 16 de novembro de 2018, representantes das concessionárias de transmissão ELETRONORTE, CTEEP, COPEL, COSTA OESTE, FURNAS e CHESF compareceram à ANEEL para esclarecer pontos divergentes por elas identificados na base de dados georreferenciados que compôs o estudo de *benchmarking* apresentado por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL. Em sua maioria, apresentaram os dados por meio de mensagem eletrônica. As concessionárias TBE, CEEE-GT, CELG-GT, STATE GRID e CEMIG-GT também enviaram dados por meio de mensagem eletrônica.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

III – DA ANÁLISE

30. Conforme destacado nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 126/2018-SRM/ANEEL, um ponto central no processo de definição de custos operacionais regulatórios é o estabelecimento do critério a ser adotado pelo regulador para aferição do nível de eficiência de custos das empresas.

31. Essa etapa compreende o estabelecimento de um modelo teórico que irá nortear o regulador na identificação de uma referência de custos compatível com as particularidades de cada agente. A especificação desse modelo deve levar em consideração as características do segmento em análise e tem como grande desafio a escolha de variáveis que representem de forma adequada os principais fatores geradores de custo da atividade desenvolvida.

32. Desde a abertura da Consulta Pública nº 02/2017, a ANEEL vem discutindo a especificação desse modelo de *benchmarking* com a sociedade. Além da Consulta Pública nº 02/2017, realizada com o objetivo de se avaliar a base de dados que subsidiou este estudo, foram submetidas à apreciação da sociedade duas propostas metodológicas, nas duas últimas fases da Audiência Pública nº 041/2017.

33. Tanto na 2ª quanto na 3ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017, considerando um painel de dados composto pelos ativos físicos e dados contábeis das concessionárias de transmissão, referentes ao período de 2013 a 2016, a ANEEL propôs metodologia de *benchmarking* a partir do método *Data Envelopment Analysis* – DEA, adotando, em ambas, a premissa de retornos não decrescentes de escala.

34. A modelagem proposta na 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 continha seis variáveis de produtos³. Foram adotadas restrições de pesos entre produtos e insumos e entre produtos. Dada a ausência de dados georreferenciados não foi realizada análise de segundo estágio a partir de variáveis ambientais. Os resultados finais foram normalizados pelo 3º quartil dos escores de eficiência estimados e sua aplicação às RAP das concessionárias de transmissão seria imediata.

35. Diante do grande número e da diversidade das contribuições recebidas no âmbito da Segunda Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foi proposta nova fase de discussão do tema, a fim de que o modelo pudesse ser novamente avaliado. Após a consideração de uma série de elementos trazidos durante o período de contribuições, a modelagem proposta na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017 foi mais detalhada que a anterior, compreendendo um total de nove variáveis de produtos⁴. Também foram adotadas restrições de pesos. A partir de dados georreferenciados encaminhados à ANEEL pelas concessionárias de transmissão, foi realizada análise de segundo estágio considerando a influência de doze variáveis ambientais nos escores de eficiência das empresas. Um modelo de segundo estágio que restringia a comparação entre empresas submetidas níveis semelhantes de adversidades operacionais foi adotado⁵. Os resultados finais foram

³ Extensão de rede com tensão inferior a 230 kV; Extensão de rede com tensão igual ou superior a 230 kV; Potência total de equipamentos de subestação (MVA + Mvar); Equipamentos de subestação, composta por unidades de transformadores e reatores e módulos dos demais equipamentos (BC, BF, CR, CS, CE, CV); Somatório do número de módulos de manobra (EL, CT e IB); e MVA interrompido, como produto negativo, representando a (falta de) qualidade.

⁴ Extensão de rede com tensão inferior a 230 kV; Extensão de rede com tensão igual ou superior a 230 kV; Potência ativa total (MVA); Potência reativa total (Mvar); Equipamentos de subestação, composta por unidades de transformadores e reatores e módulos dos demais equipamentos (BC, BF, CR, CS, CE, CV) com tensão inferior a 230 kV; Equipamentos de subestação, composta por unidades de transformadores e reatores e módulos dos demais equipamentos (BC, BF, CR, CS, CE, CV) com tensão igual ou superior a 230 kV; Somatório do número de módulos de manobra (EL, CT e IB) com tensão inferior a 230 kV; Somatório do número de módulos de manobra (EL, CT e IB) com tensão igual ou superior a 230 kV; e Média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016, como produto negativo, representando a (falta de) qualidade.

⁵ Vide Nota Técnica nº 160/2018-SRM/ANEEL.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

normalizados pela média dos escores estimados de eficiência iguais ou superiores a 50%, conforme ocorre para o segmento de distribuição. A aplicação às RAP das concessionárias de transmissão ocorreria ao longo de todo o ciclo revisional.

36. Na 1ª Etapa da 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 foram recebidas 16 contribuições, em sua maioria de agentes e associações setoriais. Na 2ª Etapa da 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 foram recebidas 8 contribuições, todas de agentes e associações setoriais. Na 3ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foram recebidas 14 contribuições, em sua maioria de agentes e associações setoriais.

37. A análise das contribuições recebidas tanto na Segunda quanto na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017 consta no Relatório de Análise de Contribuições – RAC anexo. A seguir será detalhada a proposta final para a metodologia de cálculo dos custos operacionais regulatórios associados aos contratos de concessão nº 006/1997, nº 055/2001, nº 057/2001, nº 058/2001, nº 059/2001, nº 060/2001, nº 061/2001, nº 062/2001 e nº 063/2001, no âmbito do processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

III.1 – Base de Dados

III.1.1 – Ativos físicos

38. As simulações apresentadas nesta Nota Técnica contemplam a análise de todas as contribuições apresentadas no âmbito da Consulta Pública nº 2/2017, da 2ª e da 3ª Fases da Audiência Pública nº 041/2017. O status da análise de cada instalação, para cada ano do período de 2013 a 2016 consta no arquivo “BASE DE DADOS.xlsx”, anexo, e segue a classificação discriminada na Tabela 1.

Tabela 1 – Status da análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 2/2017, na Segunda e na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017

| Status | Descrição |
|--------|---------------|
| R | Ratificado |
| E | Excluído |
| M | Modificado |
| A | Acrescentado |
| N | Não informado |

39. Foi mantido o critério de não se considerar para fins de contagem, tampouco na composição de variáveis agregadas⁶, os módulos com status “Acrescentado” cujos respectivos códigos (IdeMdl) não foram apresentados pelas concessionárias de transmissão em quaisquer das etapas de discussão.

40. Ademais, dos códigos apresentados pelas empresas, foram considerados apenas aqueles que também foram identificados nos anexos das Resoluções Homologatórias de Receita Anual Permitida publicados anualmente pela ANEEL, considerando o período de 2013 a 2018.

41. Reiteramos que não há como prescindir da análise da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações da Transmissão e Distribuição – SCT para a inclusão de novas instalações de transmissão na base de dados da ANEEL. No âmbito dessa análise, as informações prestadas pelas concessionárias são checadas e, as instalações são classificadas conforme as estruturas modulares adotadas pela ANEEL.

⁶ Como potência aparente por nível de tensão, extensão de linha por nível de tensão, etc

* 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 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

42. Cumpre ainda destacar que, anualmente, as concessionárias de transmissão têm a oportunidade de validar a relação das instalações sob sua responsabilidade e que constam nas relações de módulos divulgadas em conjunto com as Resoluções Homologatórias de Receita Anual Permitida. Também nestas ocasiões, podem apresentar recursos administrativos requerendo a inclusão de instalações que não constem em tais relações.

III.1.2 – Agrupamento das concessionárias

43. No âmbito da 2ª Fase da Audiência Pública nº41/2017, foi sugerido que o agrupamento das concessionárias licitadas e prorrogadas ocorresse a partir de um critério operacional, considerando eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal e/ou serviços e não de um critério societário, como havia ocorrido no modelo então proposto.

44. Desta forma, por meio dos Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL e nº 004/2018-SRM/ANEEL a ANEEL solicitou às concessionárias de transmissão informações acerca de eventual compartilhamento de infraestrutura e/ou pessoal, a partir do qual poderia ser realizado seu agrupamento para fins de estudos de *benchmarking*. A partir das respostas recebidas, novo agrupamento foi adotado para a metodologia proposta na 3ª Fase da Audiência Pública nº41/2017.

45. Nesta terceira etapa de discussões, diante de esclarecimentos prestados pelas concessionárias sobre as respostas elas haviam encaminhado em referência aos Ofícios Circulares nº 001/2018-SRM/ANEEL e nº 004/2018-SRM/ANEEL, foram realizados alguns ajustes, de modo que o novo agrupamento adotado resultou em cinco agrupamentos operacionais (*Holdings* operacionais), que, juntamente com as nove empresas cujos contratos foram prorrogados em 2012, compuseram a amostra objeto do estudo. A Tabela 2 discrimina os agrupamentos operacionais adotados no estudo.

Tabela 2 - Agrupamentos operacionais adotados no estudo

| Agrupamento Operacional | ID Agente | Razão Social | Sigla |
|-------------------------|-----------|--|--------------|
| ALUPAR_HOL | 7953 | TRANSNORTE ENERGIA S.A | TRANSNORTE |
| | 7526 | Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. – ETVG | ETVG |
| | 7356 | Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. | ETEM |
| | 7217 | Transmissora Matogrossense de Energia S.A. | TME |
| | 6244 | Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. | ETES |
| CELEO_HOL | 8194 | Brilhante II Transmissora de Energia Ltda | BRILHANTE II |
| | 8108 | INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | MARANHENSE |
| | 7740 | LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A. | LTC |
| | 7523 | Encruzo Novo Transmissora de Energia S.A. | ENCRUZO |
| | 7089 | Brilhante Transmissora de Energia S.A. | BRILHANTE |
| | 6910 | Pedras Transmissora de Energia S.A | PEDRAS |
| | 6903 | Coqueiros Transmissora de Energia S.A | Coqueiros |
| | 6248 | Jauru Transmissora de Energia S.A | JTE |
| | 5457 | LT Triângulo S.A | LTT |
| | 5016 | Vila do Conde Transmissora de Energia S.A. | VCTE |
| STATE GRID_HOL | 8397 | PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | PARANAÍBA |
| | 8106 | MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A | TP NORTE |
| | 7525 | Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil S.A | ATLÂNTICO |
| | 7354 | Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A | MONTESCLAROS |
| | 7091 | Linhas de Transmissão do Itatim S.A | ITATIM |
| | 6955 | Catxerê Transmissora de Energia S.A. | CATXERÊ |
| | 6954 | Araraquara Transmissora de Energia S.A. | ARARAQUARA |
| | 6624 | Iracema Transmissora de Energia S.A. | Iracema |
| | 6247 | Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda. | PCTE |
| | 6246 | Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A | RPTE |
| | 6243 | Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A | SPTE |
| | 5459 | Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A. | SMTE |
| | 5018 | Itumbiara Transmissora de Energia S.A. | ITE |
| | 5013 | Porto Primavera Transmissora de Energia S/A | PPTE |
| | 3946 | Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A | ETIM |
| | 2608 | Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A | ETEE |
| TAESA_HOL | 8193 | São Gotardo Transmissora de Energia S.A | SÃO GOTARDO |
| | 7527 | Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A | TAESA |
| | 5455 | ATE III Transmissora de Energia S.A | ATE III |
| | 3942 | Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A | ETAU |
| TBE_HOL | 8109 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A | ETSE |
| | 7219 | Empresa Santos Dumont de Energia S.A. | ESDE |
| | 6901 | Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. | EBTE |
| | 5454 | Sistema de Transmissão Catarinense S.A | STC |
| | 4821 | Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica | LUMITRANS |
| | 4380 | Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A | ENTE |
| | 3939 | Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A | ERTE |
| | 2651 | Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A | EATE |
| | 2648 | Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A | ETEP |
| | 2606 | Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A | ECTE |

46. Assim, o estudo foi realizado com 56 observações (*Decision Making Units – DMUs*): 1 observação para cada ano do período analisado, para cada uma das 14 empresas analisadas (ALUPAR_HOL, CELEO_HOL, STATE GRID_HOL, TAESA_HOL, TBE_HOL, CEEE-GT, CELG-GT, CEMIG-GT, CHESF, COPEL-GT, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS)

Fl. 9 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

III.2 Metodologia de Cálculo de Eficiência – Data Envelopment Analysis – DEA 1º Estágio

47. Foi mantida a opção pelo uso do método *Data Envelopment Analysis* – DEA para a estimação da eficiência de custos, a exemplo do que foi feito nos ciclos de revisão anteriores, no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL.

48. Maior detalhamento desse método pode ser encontrado nas Notas Técnicas que subsidiaram os processos de revisão tarifária dos segmentos de transmissão e distribuição, e no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

III.2.1 – Variáveis

49. Conforme detalhado nas seções anteriores, a base de dados utilizada contempla as informações referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade de cada empresa, tanto em termos quantitativos quanto qualitativos⁷, e os custos operacionais contabilizados entre 2013 e 2016.

50. 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, discriminadas no Apêndice 1 desta Nota Técnica. A fonte dessa informação foi o registro contábil no 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.

51. Conforme destacado na seção III.1, a base de dados foi submetida à apreciação da sociedade tanto na Consulta Pública nº 2/2017 quanto na Segunda e na Terceira Fases da Audiência Pública nº 041/2017. 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. Todos os valores apresentados nesta Nota Técnica têm referência de preço em junho de 2018.

52. Tanto na 2ª quanto na 3ª Fases da Audiência Pública nº 041/2017, foram apresentadas contribuições no sentido de se acrescentar despesas incorridas pelas concessionárias com condenações judiciais nos custos utilizados como dados de entrada no método DEA.

53. Após análise das contribuições e das informações encaminhadas pelas concessionárias em resposta ao Ofício Circular nº 7/2018-SRM/ANEEL entendeu-se não ser cabido o reconhecimento de custos operacionais relativos a despesas com condenações judiciais. Entretanto, reconheceu-se pertinente o argumento de que poderia haver uma relação de substituição entre as despesas de pessoal e as condenações trabalhistas. Ou seja, valores elevados de condenações trabalhistas poderiam ser motivados por uma falha do concessionário em atender a legislação trabalhista. Nesse caso específico, a desconsideração por completo das despesas com condenações trabalhistas poderia sinalizar de forma equivocada nos escores de eficiência, premiando aquelas empresas que tem despesas menores por descumprir a legislação.

54. A partir dessa constatação buscou-se atender parcialmente a contribuição adotando-se o seguinte procedimento: as condenações trabalhistas foram consideradas na construção dos valores de entrada do modelo de *benchmarking* e, portanto, para apuração dos escores de eficiência. Contudo, na construção da base de aplicação dos índices as despesas com condenações trabalhistas foram suprimidas. Dessa forma atende-se o objetivo de não repassar para o consumidor final despesas consideradas impróprias e ao mesmo

⁷ 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.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

tempo evitar a sinalização equivocada de eficiência para empresas que eventualmente reduzam seus custos operacionais a partir do descumprimento da legislação trabalhista.

55. Por fim, destaca-se que na análise do resultado final da 3ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017, foram identificados erros na extração dos valores de insumo (PMSO) para algumas empresas nos anos de 2015 e 2016. Isso porque identificou-se que no procedimento de extração foram incluídas, equivocadamente, as contas relativas a “Arrendamentos e Aluguéis” e “Déficit ou Superávit Atuarial” que historicamente não entram no cômputo dos custos operacionais regulatórios.

56. Foi mantido o ajuste adotado referente à diferenciação do custo de mão de obra entre regiões, detalhado no Apêndice B da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL.

57. No tocante aos produtos, não houve alterações em relação à modelagem proposta na 3ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017⁸, de modo que foi mantida a diretriz de que tais variáveis devem refletir as instalações disponibilizadas por cada transmissora.

58. 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. As variáveis de produto escolhidas são apresentadas na Tabela 3 e serão explicitadas mais adiante no texto.

Tabela 3 – Variáveis utilizadas no modelo de 1º estágio.

| Variáveis | Descrição |
|--|--|
| Extensão de Rede com tensão inferior a 230 kV | Considera extensão total das redes com tensão inferior a 230 kV e ajuste para circuito duplo. |
| Extensão de Rede com tensão igual ou superior a 230 kV | Considera extensão total das redes com tensão igual ou superior a 230 kV e ajuste para circuito duplo. |
| Potência aparente total, em MVA, de equipamentos de subestação. | Soma das potências de transformadores e conversoras (MVA) |
| Potência reativa total, em Mvar, de equipamentos de subestação. | Soma das potências de reatores, banco de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros (Mvar) |
| Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV | Soma das unidades de equipamentos principais com tensão inferior a 230 kV e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos. |
| Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV | Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos. |
| Módulos de manobra com tensão inferior a 230 kV | Soma das unidades modulares de manobra com tensão inferior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos). |
| Módulos de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV | Soma das unidades modulares de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos). |
| Qualidade | Média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016. |

59. As linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão permanecem representadas a partir de sua extensão, divididas em duas faixas de tensão: até 230 kV e igual ou superior a 230 kV. Foi mantido o ajuste para as linhas de transmissão em circuito duplo, as quais tiveram contabilizadas metade do comprimento de seus circuitos. Assim, as linhas de transmissão foram representadas em duas variáveis: *Extensão de Rede com tensão inferior a 230 kV*, e *Extensão de Rede com tensão igual ou superior a 230 kV*.

⁸ Conforme detalhado na Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL, as maiores alterações do modelo proposto na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017 em relação àquele apresentado nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, proposto na Segunda Fase da Audiência Pública nº 041/2017 decorrem da abertura de algumas das variáveis produto consideradas.

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

Fl. 11 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

60. A potência aparente de transformadores e conversoras, em MVA, compôs a variável *Potência Aparente Total*, enquanto a potência reativa dos equipamentos de compensação reativa, tais como reatores, bancos de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros, em Mvar, compôs a variável *Potência Reativa Total*.

61. Os equipamentos principais das subestações também estão representados em termos quantitativos por meio das variáveis *Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV* e *Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV*, que consistem na soma das unidades de equipamentos principais, considerando ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos, que são multiplicados por três.

62. Importante destacar que as variáveis *Potência Aparente Total* e *Potência Reativa Total*, associadas às variáveis *Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV* e *Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV* são complementares na representação dessas instalações, pois capturam o seu porte, além da capacidade das subestações. Como exemplo, pode-se citar o caso de conversoras que, apesar de conter pequeno número de equipamentos modulares, estão associadas à relevante potência aparente, em MVA, estando bem representadas na base de ativos escolhidos.

63. As unidades modulares de manobra, entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos, compõem as variáveis *Módulos de manobra com tensão inferior a 230 kV* e *Módulos de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV*.

III.2.2 Qualidade

64. A qualidade permanece sendo representada pela média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

65. Em relação à base de dados utilizada na presente proposta, não houve alteração em relação àquela utilizada no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL: Os dados referentes à qualidade da prestação do serviço de transmissão de energia elétrica foram extraídos do Sistema de Apuração da Transmissão – SARTRA. Também não houve alteração nos critérios adotados para a contabilização das indisponibilidades, respeitado o status de Consistido pelo ONS e, considerados apenas os registros cuja análise tenha sido classificada como fechada e/ou processada.

66. Da mesma forma como ocorreu para os modelos anteriormente propostos, a opção pela média dos tempos totais de interrupção 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 diferenças significativas. 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.2.3 Pesos

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

Fl. 12 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

produtos⁹.

68. Em sua concepção clássica, o método DEA não estabelece restrições 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.

69. Na presente proposta, o problema de viés nas estimativas de eficiência permanece sendo tratado por meio da introdução de restrições de *trade-offs* entre os pesos das variáveis¹⁰, assim como ocorre nos estudos de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e de que tratam as Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL.

70. Apesar de terem sido objeto de contribuições tanto na 2ª quanto na 3ª Fases da Audiência Pública nº 014/2017, optou-se por manter as restrições discriminadas na Tabela 4 da Nota Técnica nº 141/2018-SRM/ANEEL. A análise das contribuições sobre este tema é detalhada no Relatório de Análise de Contribuições – RAC, anexo.

Tabela 4 - Restrições para trade-offs entre insumos e produtos.

| Relação | Limite | Valor |
|--|--------|-----------|
| Potência Reativa vs Potência Aparente | Mínimo | 0,50 |
| | Máximo | 2,00 |
| Equip. de Subestação ≥ 230 kV. vs Mod. Manobra ≥ 230 kV | Mínimo | 1,00 |
| | Máximo | 10,00 |
| Extensão de Rede < 230kV vs Extensão de Rede ≥ 230kV | Mínimo | 0,20 |
| | Máximo | 0,75 |
| Mod. Manobra < 230 kV vs Mod. Manobra ≥ 230 kV | Mínimo | 0,20 |
| | Máximo | 0,75 |
| Equip. Subestação < 230 kV vs Equip. Subestação ≥ 230 kV | Mínimo | 0,20 |
| | Máximo | 0,75 |
| Opex vs Potência Aparente (R\$/MVA-MVAr) | Mínimo | 800,00 |
| | Máximo | 2.000,00 |
| Opex vs Extensão de Rede ≥ 230kV (R\$/km rede) | Mínimo | 2.500,00 |
| | Máximo | 8.500,00 |
| Opex vs Mod. Manobra ≥ 230 kV (R\$/módulo) | Mínimo | 15.000,00 |
| | Máximo | 75.000,00 |

III.2.4 Resultado da aplicação do método DEA com a modelagem adotada

71. O resultado da aplicação da metodologia DEA, conforme detalhado nas seções anteriores está discriminado na Tabela 5. Como será detalhado a seguir, optou-se por uma análise da eficiência em dois estágios.

⁹ Optou-se pela formulação do DEA na forma conhecida como problema dos multiplicadores ou múltiplos (multiplier problem)

¹⁰ 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 (Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL, de 24/10/2012 e Nota Técnica nº 66/2015-SRM/SGT/ANEEL, 24/4/2015), pela introdução de restrições no problema objetivando mitigar esse efeito. 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 (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)¹⁰ de restrições de trade-offs de produção.

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

Tabela 5 – Resultados da metodologia DEA com a modelagem proposta

| Empresa | Ano | Eficiência | Empresa | Ano | Eficiência |
|----------------|------|------------|-------------|------|------------|
| ALUPAR_HOL | 2016 | 100,00% | CELG G&T | 2016 | 61,08% |
| ALUPAR_HOL | 2014 | 100,00% | ALUPAR_HOL | 2013 | 60,32% |
| CEMIG-GT | 2016 | 100,00% | CEMIG-GT | 2013 | 58,58% |
| CELEO_HOL | 2016 | 100,00% | COPEL-GT | 2014 | 58,58% |
| CTEEP | 2015 | 98,59% | COPEL-GT | 2015 | 57,25% |
| CELEO_HOL | 2015 | 97,56% | CEEE-GT | 2014 | 55,77% |
| TBE_HOL | 2016 | 94,92% | CEEE-GT | 2015 | 55,01% |
| CELEO_HOL | 2013 | 93,82% | FURNAS | 2016 | 52,22% |
| ALUPAR_HOL | 2015 | 92,87% | COPEL-GT | 2016 | 50,63% |
| TBE_HOL | 2015 | 90,09% | FURNAS | 2014 | 50,05% |
| CELG G&T | 2013 | 88,00% | FURNAS | 2015 | 48,79% |
| CELEO_HOL | 2014 | 87,69% | CHESF | 2016 | 46,32% |
| CTEEP | 2014 | 87,66% | CHESF | 2014 | 45,64% |
| CTEEP | 2013 | 87,62% | CHESF | 2015 | 44,50% |
| CTEEP | 2016 | 86,11% | COPEL-GT | 2013 | 43,83% |
| STATE GRID_HOL | 2014 | 84,80% | TAESA_HOL | 2014 | 43,25% |
| CELG G&T | 2014 | 84,78% | ELETROSUL | 2014 | 42,28% |
| TAESA_HOL | 2016 | 81,13% | CEEE-GT | 2013 | 40,96% |
| TAESA_HOL | 2015 | 80,37% | CHESF | 2013 | 40,94% |
| STATE GRID_HOL | 2013 | 79,71% | FURNAS | 2013 | 40,36% |
| CEMIG-GT | 2015 | 78,27% | ELETROSUL | 2015 | 40,14% |
| STATE GRID_HOL | 2016 | 75,16% | TAESA_HOL | 2013 | 39,09% |
| TBE_HOL | 2014 | 75,11% | ELETROSUL | 2016 | 39,02% |
| CEEE-GT | 2016 | 70,96% | ELETRONORTE | 2015 | 38,30% |
| CELG G&T | 2015 | 68,24% | ELETRONORTE | 2014 | 37,63% |
| STATE GRID_HOL | 2015 | 67,22% | ELETRONORTE | 2013 | 36,53% |
| CEMIG-GT | 2014 | 66,67% | ELETROSUL | 2013 | 31,25% |
| TBE_HOL | 2013 | 63,63% | ELETRONORTE | 2016 | 28,79% |

III.3 Análise de 2º Estágio

72. Em estudos de *benchmarking* utilizando DEA, é por vezes recomendável uma análise de segundo estágio utilizando método paramétrico, tipicamente, a regressão linear. O segundo estágio é utilizado para incorporar no modelo o efeito de fatores exógenos, que podem estar influenciando o desempenho observado. 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.

73. Assim, a condução de uma análise de segundo estágio pode ser uma boa alternativa para testar e validar premissas da influência de fatores exógenos, tais como idade média das instalações sob responsabilidade das empresas e/ou variáveis ambientais no resultado do estudo de eficiência, corrigindo, eventualmente, o resultado do primeiro estágio.

74. No caso específico, existem diversos fatores que poderiam estar influenciando o desempenho das transmissoras, por exemplo: tipo e porte da vegetação, pluviosidade, incidência de raios, declividade do terreno, 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.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

III.3.1 Variáveis Exógenas

75. Entre a abertura da 2ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 e julho de 2018, diversas concessionárias de transmissão enviaram à ANEEL os dados georreferenciados das linhas de transmissão sob sua responsabilidade, o que permitiu à equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) o desenvolvimento de estudo sobre as condições ambientais às quais está submetida cada concessionária.

76. Quando da emissão das Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL, a ANEEL não dispunha dos dados georreferenciados de todas as linhas de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET. Entretanto, cerca de 74 % das linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão que compuseram o estudo formaram a base de dados georreferenciados utilizada. Entre as concessionárias prorrogadas, o percentual de dados georreferenciados disponíveis chega a cerca de 90%.

77. Entre a abertura da 3ª Fase da Audiência Pública nº 041/2017 e meados de novembro novos dados foram agregados à base de dados georreferenciados da ANEEL. A SRM emitiu o Ofício Circular nº 8/2018-SRM/ANEEL por meio do qual disponibilizou às concessionárias de transmissão a possibilidade de se reunir presencialmente com a equipe de georreferenciamento da ANEEL, com o objetivo de sanar eventuais divergências encontradas na base de dados georreferenciados utilizada no estudo apresentado por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

78. Representantes das concessionárias de transmissão ELETRONORTE, CTEEP, COPEL, COSTA OESTE, FURNAS e CHESF compareceram à ANEEL para esclarecer pontos divergentes por elas identificados na base de dados georreferenciados que compôs o estudo de *benchmarking* apresentado por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL. Em sua maioria, apresentaram os dados por meio de mensagem eletrônica. As concessionárias TBE, CEEE-GT, CELG-GT, STATE GRID e CEMIG-GT também enviaram dados por meio de mensagem eletrônica.

79. Assim, cerca de 83 % das linhas de transmissão sob responsabilidade das concessionárias de transmissão que compuseram o estudo formaram a base de dados georreferenciados utilizada. Entre as concessionárias prorrogadas, o percentual de dados georreferenciados disponíveis chega a cerca de 99.23%.

80. O detalhamento do estudo realizado pela equipe de georreferenciamento da SGI (Equipe Geo HEX) consta no ANEXO I da Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL.

81. A variável Idade Média dos Ativos, cuja metodologia de cálculo é descrita na Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL foi atualizada, uma vez que foi identificado erro material nos cálculos realizados. As informações referentes às instalações de transmissão classificadas como RBNI em 2012, indenizadas no processo de prorrogação de concessões, não haviam sido levadas em consideração, o que ocorre no presente estudo.

82. Diante de argumentação apresentada pela CTEEP em suas contribuições apresentadas no âmbito da Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017, a ANEEL incluiu dentre as variáveis exógenas testadas a variável *Idade média dos ativos elevada ao quadrado*.

83. A Tabela 6 apresenta a descrição das variáveis “*Idade média dos ativos*” e “*(Idade média dos ativos)²*” e das 11 variáveis ambientais construídas a partir do estudo realizado pela equipe de georreferenciamento da SGI e que foram analisadas no âmbito do segundo estágio.

Tabela 6 – Variáveis exógenas analisadas no estudo de segundo estágio

| Variável | Descrição |
|--|--|
| Idade média dos ativos | Idade média dos ativos sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão. |
| (Idade média dos ativos) ² | Quadrado da idade média dos ativos sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão. |
| Declividade média | Declividade média do terreno por onde passam as linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão. |
| Densidade média de descargas | Densidade média das descargas atmosféricas incidentes nas proximidades (envoltória de 1 km) das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária de transmissão. |
| Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação | Relação entre a área de intersecção entre a envoltória (1 km) dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a área de Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais e Terras Indígenas e área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Altura média de vegetação | Altura média da vegetação presente na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Percentual de vegetação alta | Soma dos percentuais de vegetação de altura de 5 a 20 m, 20 a 30 m e 30 a 50 m na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Precipitação acumulada anual média | Precipitação acumulada média anual na área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Incidência de queimadas | Quantidade média de focos de calor por km ² da área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Quantidade de acessos de estradas | Quantidade de acessos de estradas, Federais e Estaduais, pavimentadas e não pavimentadas, por km ² da área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Área de intersecção com estradas | Relação entre a área de intersecção entre a envoltória (1 km) dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora e a envoltória de 1 km do traçado de rodovias Federais e Estaduais, pavimentadas e não pavimentadas, e área da envoltória de 1 km dos traçados das linhas de transmissão sob responsabilidade de cada transmissora. |
| Adensamento de rede | Relação da extensão total de linhas de transmissão sob responsabilidade de cada concessionária e área da menor circunferência que as circunscribe. I I |
| Coincidência de traçados | Relação entre a extensão das linhas de transmissão que compartilham traçado com outras linhas de transmissão de uma mesma concessionária com a extensão total de linhas de transmissão desta concessionária. |

III.3.2 Prospecção de Modelos

84. A partir das 13 variáveis pré-selecionadas, foram testados diversos modelos utilizando regressões Tobit¹² considerando como variável dependente os escores de eficiência obtidos no primeiro estágio¹³. Por análise combinatória, foram testadas todas as combinações possíveis (8.190 regressões) dessas 13 variáveis. Das 8.190 regressões testadas, foram descartados todos os resultados nos quais algum dos coeficientes estimados não apresentou significância estatística¹⁴.

¹¹ No caso de transmissoras com redes descontínuas é feita a soma das razões para cada aglomerado de instalações. Para mais detalhes, vide Anexo I.

¹² O modelo Tobit é um modelo de regressão com variável dependente truncada.

¹³ Excluídas as observações que haviam sido incluídas no modelo para fins de rateio, detalhadas nas seções III.4 e III.8. As regressões são realizadas entre as eficiências usando a distância de Sheppard (1/distância de Farrell) e as variáveis explicativas.

¹⁴ Critério de significância: Pr (>t) <0.1

Fl. 16 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

85. Também foram descartadas as regressões cujos coeficientes estimados apresentaram-se incoerentes, por exemplo, coeficientes negativos para a variável idade, na tentativa de explicar maiores custos de operação e manutenção ou coeficientes positivos para a variável concentração, também na tentativa de explicar maiores custos de operação e manutenção. A Tabela 7 discrimina os critérios de admissão dos coeficientes obtidos.

Tabela 7 - Critérios de admissão dos coeficientes estimados

| Variável | Critério de admissão de cada coeficiente |
|--|--|
| Idade média dos ativos | Positivo |
| (Idade média dos ativos) ² | Positivo |
| Declividade média | Positivo |
| Densidade média de descargas | Positivo |
| Intersecção com Terras Indígenas e Unidades de Conservação | Positivo |
| Altura média de vegetação | Positivo |
| Percentual de vegetação alta | Positivo |
| Precipitação acumulada anual média | Positivo |
| Incidência de queimadas | Positivo |
| Quantidade de acessos de estradas | Negativo |
| Área de intersecção com estradas | Negativo |
| Adensamento de rede | Negativo |
| Coincidência de traçados | Negativo |

86. Por fim, restaram 12 modelos a serem analisados, para os quais também foram realizadas regressões pelo método dos Mínimos Quadrados Ordinários. Os 12 modelos foram então ordenados a partir de seu coeficiente de determinação, R^2 , e aquele com o maior resultado para este coeficiente foi selecionado: a variável dependente foi a distância de Sheppard e as explicativas foram *Idade Média dos Ativos*, *Precipitação Acumulada Anual Média* e *Adensamento de Rede*. O resultado da regressão do modelo *Tobit* selecionado está disposta na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados da regressão *Tobit* do modelo selecionado

| | Coefficiente Estimado | Erro Padrão | t | Pr (>t) |
|------------------------------------|-----------------------|-------------|--------|------------------------|
| Intercepto | 0,84240 | 0,25646 | 3,285 | 0,00102 |
| Idade | 1,48407 | 0,28387 | 5,228 | 1,71*10 ⁻⁷ |
| Precipitação Acumulada Anual Média | 0,65925 | 0,29457 | 2,238 | 0,0252 |
| Concentração Média | -1,11099 | 0,32062 | -3,465 | 0,00053 |
| logSigma | -0,64725 | 0,09798 | -6,606 | 3,94*10 ⁻¹¹ |

87. O coeficiente de determinação, R^2 , da regressão pelo método dos Mínimos Quadrados Ordinários do modelo selecionado é 0,3582.

III.3.3 Correções de 2º Estágio

88. A partir do modelo de 2º Estágio selecionado, foi feita a correção das Eficiências de 1º Estágio. Os resultados obtidos estão discriminados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultado da correção das Eficiências de Sheppard – 1º Estágio

| Empresa | Ano | Resultado 1º Estágio | Resultado 2º Estágio | Diferença (p.p.) | Empresa | Ano | Resultado 1º Estágio | Resultado 2º Estágio | Diferença (p.p.) |
|----------------|------|----------------------|----------------------|------------------|------------|------|----------------------|----------------------|------------------|
| ALUPAR_HOL | 2016 | 100.00% | 61.00% | -39.00 | CELG G&T | 2016 | 61.08% | 52.90% | -8.19 |
| ALUPAR_HOL | 2014 | 100.00% | 58.07% | -41.93 | ALUPAR_HOL | 2013 | 60.32% | 40.96% | -19.36 |
| CEMIG-GT | 2016 | 100.00% | 184.54% | 84.54 | CEMIG-GT | 2013 | 58.58% | 78.38% | 19.79 |
| CELEO_HOL | 2016 | 100.00% | 74.43% | -25.57 | COPEL-GT | 2014 | 58.58% | 58.45% | -0.13 |
| CTEEP | 2015 | 98.59% | 63.07% | -35.52 | COPEL-GT | 2015 | 57.25% | 58.49% | 1.24 |
| CELEO_HOL | 2015 | 97.56% | 69.92% | -27.64 | CEEE-GT | 2014 | 55.77% | 58.75% | 2.98 |
| TBE_HOL | 2016 | 94.92% | 94.64% | -0.27 | CEEE-GT | 2015 | 55.01% | 58.50% | 3.50 |
| CELEO_HOL | 2013 | 93.82% | 65.02% | -28.80 | FURNAS | 2016 | 52.22% | 80.97% | 28.75 |
| ALUPAR_HOL | 2015 | 92.87% | 56.88% | -35.99 | COPEL-GT | 2016 | 50.63% | 52.29% | 1.66 |
| TBE_HOL | 2015 | 90.09% | 86.09% | -4.00 | FURNAS | 2014 | 50.05% | 72.09% | 22.04 |
| CELG G&T | 2013 | 88.00% | 66.37% | -21.63 | FURNAS | 2015 | 48.79% | 71.30% | 22.51 |
| CELEO_HOL | 2014 | 87.69% | 62.28% | -25.40 | CHESF | 2016 | 46.32% | 46.29% | -0.03 |
| CTEEP | 2014 | 87.66% | 57.37% | -30.29 | CHESF | 2014 | 45.64% | 44.34% | -1.29 |
| CTEEP | 2013 | 87.62% | 56.14% | -31.49 | CHESF | 2015 | 44.50% | 43.87% | -0.63 |
| CTEEP | 2016 | 86.11% | 58.88% | -27.23 | COPEL-GT | 2013 | 43.83% | 43.26% | -0.57 |
| STATE_GRID_HOL | 2014 | 84.80% | 64.75% | -20.05 | TAESA_HOL | 2014 | 43.25% | 39.35% | -3.90 |
| CELG G&T | 2014 | 84.78% | 65.92% | -18.87 | ELETROSUL | 2014 | 42.28% | 48.32% | 6.04 |
| TAESA_HOL | 2016 | 81.13% | 74.35% | -6.78 | CEEE-GT | 2013 | 40.96% | 42.22% | 1.26 |
| TAESA_HOL | 2015 | 80.37% | 70.51% | -9.86 | CHESF | 2013 | 40.94% | 39.56% | -1.38 |
| STATE_GRID_HOL | 2013 | 79.71% | 59.64% | -20.07 | FURNAS | 2013 | 40.36% | 52.33% | 11.98 |
| CEMIG-GT | 2015 | 78.27% | 120.38% | 42.11 | ELETROSUL | 2015 | 40.14% | 46.48% | 6.34 |
| STATE_GRID_HOL | 2016 | 75.16% | 57.78% | -17.37 | TAESA_HOL | 2013 | 39.09% | 35.47% | -3.62 |
| TBE_HOL | 2014 | 75.11% | 71.67% | -3.44 | ELETROSUL | 2016 | 39.02% | 45.83% | 6.81 |
| CEEE-GT | 2016 | 70.96% | 78.31% | 7.35 | ELETRONOR | 2015 | 38.30% | 45.70% | 7.40 |
| CELG G&T | 2015 | 68.24% | 56.88% | -11.36 | ELETRONOR | 2014 | 37.63% | 43.92% | 6.29 |
| STATE_GRID_HOL | 2015 | 67.22% | 51.34% | -15.88 | ELETRONOR | 2013 | 36.53% | 41.62% | 5.09 |
| CEMIG-GT | 2014 | 66.67% | 94.51% | 27.84 | ELETROSUL | 2013 | 31.25% | 33.80% | 2.55 |
| TBE_HOL | 2013 | 63.63% | 58.93% | -4.70 | ELETRONOR | 2016 | 28.79% | 33.15% | 4.36 |

89. Assim como ocorreu no estudo apresentado por meio das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, destaca-se a intensidade dos valores de correção obtidos. É esperado que fatores exógenos possam influenciar no desempenho de custos das empresas. Contudo, casos muito extremos, devem ser avaliados com cautela. Não parece razoável, por exemplo, que 84,54 pontos percentuais de eficiência da CEMIG-GT¹⁵, no ano de 2016, sejam em decorrência de fatores ambientais. Isso implicaria que fatores, como *Idade Média dos Ativos*, *Precipitação Acumulada Anual Média* e *Adensamento de Rede*, justificassem cerca de R\$ 130 milhões por ano de custos operacionais da empresa. Essa quantia representa quase todos os seus custos considerados no estudo para o ano de 2016!

90. Nesse sentido, apesar de as regressões de segundo estágio terem se mostrado importantes para ajudar a identificar fatores externos que estariam influenciando o resultado de eficiência das empresas, o mecanismo de correção desse resultado parece desarrazoado. Na próxima seção, será descrita uma abordagem alternativa, proposta na Terceira Fase da Audiência Pública nº 041/2017, e mantida nessa proposta de fechamento, para a consideração dos fatores exógenos no cálculo da eficiência das transmissoras.

III.3.4 Tratamento alternativo para fatores exógenos

91. A proposta consiste em utilizar os coeficientes oriundos da regressão *Tobit* como ponderadores das variáveis exógenas na construção de um índice composto que contemple, de forma conjunta, os principais fatores de influência identificados no estudo de segundo estágio. O índice de cada *Decision Making Unit* – DMU é computado pelos valores observados das variáveis *Idade Média dos Ativos*, *Precipitação Acumulada Anual Média* e *Adensamento de Rede*, ponderados pelos coeficientes obtidos na regressão. Representa uma medida

¹⁵ Resultado de segundo estágio subtraído do resultado de primeiro estágio [54,26% = 147,29% - 93,23%].

* 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 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

do grau de dificuldade vivenciado pelo agente, ou seja, quanto mais alto o valor do índice mais adversa é a condição em que ele opera.

92. Como principal vantagem, destaca-se que essa abordagem permite uma análise comparativa que retrate as condições operativas de cada empresa, considerando o peso relativo de cada uma das variáveis exógenas em seus custos operacionais por meio de um critério objetivo. Assim, embora estejam sendo consideradas múltiplas dimensões na análise, a ponderação pelos coeficientes obtidos na regressão de segundo estágio faz com que aquelas dimensões cujos efeitos foram identificados como mais determinantes sobre a eficiência de custos predominem na construção do índice¹⁶.

93. Identificada uma medida dos efeitos exógenos, o passo seguinte foi utilizar essa informação para o cálculo das eficiências. Para tanto, propõe-se uma adaptação do método descrito por Coelli¹⁷ para ajustes ambientais. Assim, foi criado um conjunto específico de empresas comparáveis para cada DMU a partir do índice construído. Esse grupo é composto pelas observações dos agentes mais semelhantes à DMU em análise sob a ótica da adversidade das condições em que ela opera. Propõe-se, portanto, que cada observação da amostra tenha um grupo de comparação composto pelas DMU com índice igual ou maior que o seu. Isso significa que determinada DMU em análise só estaria sendo comparada com concessionárias em condições exógenas iguais ou mais desfavoráveis que a sua.

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

95. Foram apresentadas algumas contribuições no sentido de se reduzir o grupo mínimo de comparação. Entretanto, com a redução da quantidade de DMU que compõem a amostra, decorrente dos ajustes feitos nos agrupamentos operacionais, a ANEEL optou pela adoção de postura conservadora, assim, foi mantido um grupo de comparação mínimo de 2/3 da amostra original.

96. Isso significa que, para o pior caso, ou seja, para a observação em condições de operação mais adversas, eliminou-se da base de observações comparáveis o terço da amostra correspondente àquelas observações com menor adversidade operacional.

97. A Tabela 10 discrimina os resultados dos escores finais de eficiência pelo procedimento de 2º Estágio proposto.

¹⁶ Tendo em vista que todas as variáveis exógenas foram normalizadas antes de serem testadas nas regressões.

¹⁷ Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J. and Battese, G. E., An introduction to efficiency and productivity analysis, Springer, 2005

Tabela 10 – Resultado do procedimento de 2º Estágio proposto

| Empresa | Ano | Adversidade Operacional | Tamanho do Grupo de Comparação | Eficiência | Empresa | Ano | Adversidade Operacional | Tamanho do Grupo de Comparação | Eficiência |
|----------------|------|-------------------------|--------------------------------|------------|-------------|------|-------------------------|--------------------------------|------------|
| CELG G&T | 2014 | 0,30478536 | 39 | 100.00% | CEEE-GT | 2014 | 0,59764529 | 38 | 72.98% |
| CELG G&T | 2013 | 0,28250373 | 42 | 100.00% | COPEL-GT | 2014 | 0,53282479 | 38 | 72.15% |
| CELEO_HOL | 2013 | 0,21291549 | 48 | 100.00% | CEEE-GT | 2015 | 0,60966594 | 38 | 72.12% |
| ALUPAR_HOL | 2016 | 0,09870157 | 52 | 100.00% | COPEL-GT | 2015 | 0,56077392 | 38 | 70.64% |
| CELG G&T | 2015 | 0,33546254 | 38 | 100.00% | CEMIG-GT | 2014 | 0,83731828 | 38 | 67.64% |
| ALUPAR_HOL | 2014 | 0,04209371 | 55 | 100.00% | COPEL-GT | 2016 | 0,57823830 | 38 | 62.62% |
| STATE GRID_HOL | 2014 | 0,28598534 | 41 | 100.00% | CHESF | 2016 | 0,53454375 | 38 | 61.97% |
| CEMIG-GT | 2016 | 0,84843512 | 38 | 100.00% | CHESF | 2014 | 0,49175536 | 38 | 60.74% |
| CTEEP | 2015 | 0,14513195 | 50 | 100.00% | ALUPAR_HOL | 2013 | 0,00000000 | 56 | 60.32% |
| CELEO_HOL | 2016 | 0,30072948 | 40 | 100.00% | CHESF | 2015 | 0,51339845 | 38 | 59.80% |
| CTEEP | 2016 | 0,16849697 | 49 | 100.00% | CEMIG-GT | 2013 | 0,82995323 | 38 | 59.54% |
| ALUPAR_HOL | 2015 | 0,07004874 | 54 | 100.00% | FURNAS | 2016 | 1,00000000 | 38 | 56.03% |
| TBE_HOL | 2016 | 0,53339776 | 38 | 100.00% | CHESF | 2013 | 0,47725542 | 38 | 54.48% |
| CELEO_HOL | 2015 | 0,25862254 | 44 | 97.56% | COPEL-GT | 2013 | 0,51488087 | 38 | 53.88% |
| TBE_HOL | 2015 | 0,50025674 | 38 | 95.21% | FURNAS | 2014 | 0,95273262 | 38 | 53.62% |
| STATE GRID_HOL | 2013 | 0,24704276 | 45 | 94.31% | CEEE-GT | 2013 | 0,58540108 | 38 | 53.32% |
| CEEE-GT | 2016 | 0,62578250 | 38 | 93.17% | FURNAS | 2015 | 0,97754050 | 38 | 52.31% |
| CELEO_HOL | 2014 | 0,21767351 | 47 | 91.33% | ELETRONORTE | 2015 | 0,82444418 | 38 | 51.60% |
| TAESA_HOL | 2016 | 0,45862762 | 38 | 90.27% | ELETRONORTE | 2014 | 0,79545879 | 38 | 50.54% |
| CELG G&T | 2016 | 0,36231783 | 38 | 89.60% | ELETRONORTE | 2013 | 0,76423018 | 38 | 48.97% |
| CTEEP | 2013 | 0,09811324 | 53 | 89.28% | ELETROSUL | 2014 | 0,73757919 | 38 | 48.53% |
| TAESA_HOL | 2015 | 0,41660868 | 38 | 89.20% | TAESA_HOL | 2014 | 0,37872902 | 38 | 48.49% |
| CTEEP | 2014 | 0,12393365 | 51 | 89.05% | ELETROSUL | 2015 | 0,76753224 | 38 | 46.23% |
| STATE GRID_HOL | 2016 | 0,26214833 | 43 | 87.61% | ELETROSUL | 2016 | 0,79548802 | 38 | 45.68% |
| TBE_HOL | 2014 | 0,49185704 | 38 | 85.30% | TAESA_HOL | 2013 | 0,35684396 | 38 | 44.46% |
| STATE GRID_HOL | 2015 | 0,22112392 | 46 | 79.28% | FURNAS | 2013 | 0,92292493 | 38 | 43.24% |
| CEMIG-GT | 2015 | 0,84077573 | 38 | 78.81% | ELETRONORTE | 2016 | 0,84788270 | 38 | 37.60% |
| TBE_HOL | 2013 | 0,44986484 | 38 | 76.19% | ELETROSUL | 2013 | 0,70026922 | 38 | 35.85% |

98. A eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016 foi de 74,49%. A amplitude entre a maior (100%) e a menor (35,85%) eficiência é de 64,15%. Em relação ao estudo de *benchmarking* de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, houve elevação tanto da eficiência média das observações para o período de 2013 a 2016, antes de 64,56%¹⁸, quanto da eficiência mínima, antes de 32,08%¹⁹. A amplitude dos resultados, antes de 67,92%²⁰, foi reduzida.

99. A Tabela 11 apresenta comparação entre os rankings obtidos no presente estudo e no estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados²¹.

¹⁸ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

¹⁹ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

²⁰ Já considerando os resultados retificados pela Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL.

²¹ No âmbito da Lei nº 12.873/2013.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

Tabela 11 – Comparação entre o ranking de eficiência obtido pelo presente estudo, pelo estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL e pelo estudo de que trataram as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

| Metodologia Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL | | | Metodologia Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL | | | Metodologia Proposta | | |
|--|-------------|------------|--|-------------|------------|----------------------|-------------|------------|
| Posição | Empresa | Eficiência | Posição | Empresa | Eficiência | Posição | Empresa | Eficiência |
| 1 | CEMIG-GT | 92,30% | 1 | CEMIG-GT | 100,00% | 1 | CEMIG-GT | 100,00% |
| 2 | CTEEP | 89,46% | 2 | CTEEP | 88,03% | 2 | CTEEP | 100,00% |
| 3 | CEEE-GT | 85,93% | 3 | CEEE-GT | 77,26% | 3 | CEEE-GT | 93,17% |
| 4 | CELG G&T | 72,36% | 4 | CELG G&T | 69,45% | 4 | CELG G&T | 89,60% |
| 5 | FURNAS | 58,37% | 5 | FURNAS | 57,94% | 5 | COPEL-GT | 62,62% |
| 6 | COPEL-GT | 53,02% | 6 | COPEL-GT | 55,72% | 6 | CHESF | 61,97% |
| 8 | CHESF | 42,14% | 8 | CHESF | 49,11% | 7 | FURNAS | 56,03% |
| 7 | ELETROSUL | 44,14% | 7 | ELETROSUL | 43,78% | 8 | ELETROSUL | 45,68% |
| 9 | ELETRONORTE | 34,61% | 9 | ELETRONORTE | 39,66% | 9 | ELETRONORTE | 37,60% |

III.4 Separação dos custos operacionais associados aos contratos de concessão prorrogados em 2012

100. Os custos contábeis utilizados como insumo no modelo DEA são informados pelas empresas à ANEEL associados a seus respectivos Cadastros Nacionais 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 de 2018.

101. A metodologia de rateio desta nova proposta é a mesma que consta nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL: 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.

102. Assim, o próprio método do DEA foi utilizado para identificar a parcela de custos associados aos ativos vinculados aos contratos de concessão que passam por processo de revisão. Como os inputs de custos são os mesmos em ambos os casos, 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. Essas observações para fins de rateio são inseridas nos grupos de comparação das DMU correspondentes ao ano de 2016 das concessionárias com contratos prorrogados em 2012. A Tabela 12 discrimina as eficiências atribuídas aos contratos de concessão de interesse.

Tabela 12 – Eficiência já considerando o rateio do PMSO de cada empresa para o contrato em revisão.

| Empresa | Ano | Eficiência |
|---------------------------|------|------------|
| CTEEP – CC 059/2001 | 2016 | 100,00% |
| CEMIG-GT – CC 006/1997 | 2016 | 99,97% |
| CEEE-GT – CC 055/2001 | 2016 | 92,97% |
| CELG G&T – CC 063/2001 | 2016 | 89,60% |
| COPEL-GT – CC 060/2001 | 2016 | 57,00% |
| CHESF – CC 061/2001 | 2016 | 55,51% |
| FURNAS – CC 062/2001 | 2016 | 53,65% |
| ELETROSUL – CC 057/2001 | 2016 | 38,26% |
| ELETRONORTE – CC 058/2001 | 2016 | 32,65% |

Fl. 21 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

III.5 Regras de Aplicação

103. Os índices discriminados na Tabela 12 têm como referência o máximo nível de eficiência verificado dentre as observações consideradas. Assim como ocorreu nos estudos submetidos à Audiência Pública, dada a grande amplitude entre a melhor e a pior eficiência apuradas, reconhece-se a dificuldade em se aplicar os índices calculados pela metodologia DEA de forma direta. A Aneel adota para diversos componentes do cálculo tarifário, seja no segmento de transmissão ou de distribuição, o estabelecimento de uma referência regulatória e a possibilidade de as empresas auferirem receita adicional caso tenham apresentado desempenho superior ao exigido pelo regulador.

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

105. No âmbito da Segunda Fase da Audiência Pública nº41/2017, foi sugerida a adoção de ajuste pela média dos escores das DMU com eficiência maior ou igual a 50%, conforme ocorre para o segmento de distribuição, sob a justificativa de se ampliar o sinal regulatório de estímulo às empresas com maior eficiência, bem como de se harmonizar o regulamento ora proposto para o segmento de transmissão com aquele já vigente para o segmento de distribuição.

106. Julgando razoáveis tais argumentos, nas Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL propôs-se que o ajuste fosse feito pela média das eficiências das empresas que apresentaram escores iguais ou maiores que 50%, igual a 78,96%.

107. Foram levantadas algumas questões em relação ao ajuste proposto, dentre as quais se destaca a instabilidade do valor adotado para a normalização, que poderia cair quando uma observação, antes com 49% de eficiência, passasse a ter 51% de eficiência, reduzindo a média utilizada, por exemplo. Assim, optou-se por realizar a normalização a partir da mediana de todas as eficiências estimadas, 74,59%. A Tabela 13 discrimina os índices de eficiência ajustados e individualizados para os contratos de concessão de interesse.

Tabela 13 – Eficiência ajustada pela mediana e individualizada para os contratos de concessão de interesse

| Empresa | Eficiência Ajustada e Individualizada para o Contrato de Concessão de Interesse |
|---------------------------|---|
| CTEEP – CC 059/2001 | 134,07% |
| CEMIG-GT – CC 006/1997 | 134,03% |
| CEEE-GT – CC 055/2001 | 124,65% |
| CELG G&T – CC 063/2001 | 120,13% |
| COPEL-GT – CC 060/2001 | 76,42% |
| CHESF – CC 061/2001 | 74,42% |
| FURNAS – CC 062/2001 | 71,93% |
| ELETROSUL – CC 057/2001 | 51,30% |
| ELETRONORTE – CC 058/2001 | 43,77% |

108. A Tabela 14 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 2018, 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.

Fl. 22 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

Tabela 14 – Custos Operacionais Regulatórios Propostos X Custos Operacionais Regulatórios Atuais
(R\$ X 1.000,00)

| Empresa | A | B | C | D | E | F |
|---------------------------|------------|------------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|
| | Eficiência | Eficiência Normalizada | PMSO sem Condenações Judiciais | O&M Regulatório Atual | O&M Alvo Proposto | Varição (E-D)/D |
| CTEEP – CC 059/2001 | 100,00% | 134,07% | 462.153,35 | 749.533,91 | 619.620,87 | -17,33% |
| CEMIG-GT – CC 006/1997 | 99,97% | 134,03% | 154.471,83 | 222.630,38 | 207.039,34 | -7,00% |
| CEEE-GT – CC 055/2001 | 92,97% | 124,65% | 249.825,26 | 262.614,08 | 311.396,60 | 18,58% |
| CELG G&T – CC 063/2001 | 89,60% | 120,13% | 44.389,67 | 26.505,54 | 53.325,15 | 101,18% |
| COPEL-GT – CC 060/2001 | 57,00% | 76,42% | 163.619,91 | 172.554,87 | 125.035,68 | -27,54% |
| CHESF – CC 061/2001 | 55,51% | 74,42% | 1.044.909,13 | 738.877,78 | 777.597,76 | 5,24% |
| FURNAS – CC 062/2001 | 53,65% | 71,93% | 1.278.419,61 | 891.626,18 | 919.519,66 | 3,13% |
| ELETROSUL – CC 057/2001 | 38,26% | 51,30% | 525.174,27 | 568.890,41 | 269.409,58 | -52,64% |
| ELETRONORTE – CC 058/2001 | 32,65% | 43,77% | 948.374,91 | 400.549,60 | 415.113,21 | 3,64% |
| Médio / Total | 68,84% | 92,30% | 4.871.337,96 | 4.033.782,75 | 3.698.057,84 | -8,32% |

109. Destacamos que as maiores quedas entre os custos operacionais regulatórios atuais e os custos regulatórios propostos estão relacionadas, em parte, ao aprimoramento metodológico associado à variável qualidade. Enquanto na metodologia proposta tal variável compôs o primeiro estágio do modelo DEA, no estudo realizado em 2012, essa variável 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.

110. Assim como no estudo de que tratam as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e nas Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL, a maior queda ocorre para a ELETROSUL. A esse respeito destaca-se que o score de eficiência apurado para essa empresa é muito semelhante nos dois estudos. Portanto, apesar de, em 2012, a empresa ter obtido resultado de 46,90% de eficiência estimada por meio do método DEA (contra 38,26 % no estudo atual), recebeu um “bônus” de 49 pontos percentuais adicionais no momento da aplicação em decorrência do ordenamento realizado a partir da variável qualidade, o que atenuou significativamente o reposicionamento que deveria ter ocorrido em seus custos operacionais, caso os resultados do método DEA não tivessem sido ajustados.

111. A Tabela 15 apresenta a comparação entre os resultados da metodologia proposta em relação àqueles oriundos das propostas metodológicas na abertura da 2ª fase da Audiência Pública, em conformidade com as Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

Tabela 15 – Comparação entre os resultados das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, das Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL e os resultados da nova metodologia proposta. (R\$ X 1.000,00)

| Empresa | O&M Proposto na NT 164/2017-SRM/ANEEL | O&M Proposto na NT 141/2017-SRM/ANEEL | O&M Proposto | Diferença em relação à proposta da 2ª Fase | Diferença em relação à proposta da 3ª Fase |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------|--|--|
| CEMIG-GT CC 006/1997 | 194.882,23 | 229.768,15 | 207.039,34 | 6,24% | -9,89% |
| CTEEP CC 059/2001 | 564.600,14 | 604.381,88 | 619.620,87 | 9,75% | 2,52% |
| CEEE-GT CC 055/2001 | 249.947,71 | 245.106,99 | 311.396,60 | 24,58% | 27,05% |
| CELG G&T CC 063/2001 | 37.362,17 | 39.009,72 | 53.325,15 | 42,72% | 36,70% |
| FURNAS CC 062/2001 | 890.680,39 | 969.969,41 | 919.519,66 | 3,24% | -5,20% |
| COPEL-GT CC 060/2001 | 103.986,84 | 118.103,01 | 125.035,68 | 20,24% | 5,87% |
| CHESF CC 061/2001 | 511.859,23 | 640.863,55 | 777.597,76 | 51,92% | 21,34% |
| ELETROSUL CC 057/2001 | 236.664,69 | 257.463,34 | 269.409,58 | 13,84% | 4,64% |
| ELETRONORTE CC 058/2001 | 315.162,58 | 412.134,38 | 415.113,21 | 31,71% | 0,72% |
| Total | 3.105.145,98 | 3.516.800,43 | 3.698.057,84 | +22,69% | +9,30% |

112. Foi mantida a proposta de transição em cinco anos, conforme descrito nas Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL. A Tabela 16 apresenta os valores de custos operacionais a serem reconhecidos para cada contrato no próximo ciclo revisional.

Tabela 16 – Valores de O&M propostos para o período de julho de 2018 a junho de 2023, a preços de jun/18 (R\$ X 1.000,00)

| Empresa | Jul/2018 a Jun/2019 | Jul/2019 a Jun/2020 | Jul/2020 a Jun/2021 | Jul/2021 a Jun/2022 | Jul/2022 a Jun/2023 |
|-------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| CTEEP | 723.551,30 | 697.568,69 | 671.586,09 | 645.603,48 | 619.620,87 |
| CEMIG-GT | 219.512,17 | 216.393,96 | 213.275,75 | 210.157,55 | 207.039,34 |
| CEEE-GT | 272.370,59 | 282.127,09 | 291.883,59 | 301.640,10 | 311.396,60 |
| CELG G&T | 31.869,46 | 37.233,39 | 42.597,31 | 47.961,23 | 53.325,15 |
| COPEL-GT | 163.051,03 | 153.547,19 | 144.043,35 | 134.539,52 | 125.035,68 |
| CHESF | 746.621,78 | 754.365,77 | 762.109,77 | 769.853,76 | 777.597,76 |
| FURNAS | 897.204,87 | 902.783,57 | 908.362,26 | 913.940,96 | 919.519,66 |
| ELETROSUL | 508.994,25 | 449.098,08 | 389.201,91 | 329.305,75 | 269.409,58 |
| ELETRONORTE | 403.462,33 | 406.375,05 | 409.287,77 | 412.200,49 | 415.113,21 |
| Total | 3.966.637,77 | 3.899.492,79 | 3.832.347,81 | 3.765.202,82 | 3.698.057,84 |

III.6 Custos operacionais regulatórios associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão

113. Os resultados constantes da coluna E da Tabela 14 correspondem aos custos operacionais associados às instalações de transmissão vinculadas aos contratos de concessão nela discriminados e que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016, $CAOM_{base}$.

114. Os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão serão

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

Fl. 24 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

calculados a partir da multiplicação dos pesos atribuídos pelo modelo DEA a cada um dos produtos discriminados na Tabela 4 pela sua variação nesse período, corrigida pelo fator de ajuste de que trata o item III.5 (mediana das eficiências com valor igual a 74,59%), conforme formulação a seguir.

$$CAOM_{ad} = \frac{1}{\theta_{ref}} \sum_{j=1}^m V_j \Delta y_j \quad (1)$$

Onde:

$CAOM_{ad}$: custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão;

y_j : produto “j” da empresa;

V_j : custo unitário atribuído ao produto “j” em R\$²²;

m : total de produtos;

θ_{ref} : mediana dos escores de eficiência apurados. Valor: 74,59%

115. Os pesos atribuídos pelo DEA a cada produto para cada concessionária estão discriminados em Anexo do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, cuja minuta também se propõe submeter à nova fase de discussão.

116. Os custos operacionais totais de cada concessionária, $CAOM_t$, consistirão na soma dos custos operacionais associados às instalações de transmissão sob sua responsabilidade que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016 com os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data de corte para o processamento da revisão, conforme formulação a seguir:

$$CAOM_t = CAOM_{base} + CAOM_{ad} \quad (2)$$

III.7 – Custos operacionais aplicáveis às concessionárias desverticalizadas ou transmissoras equiparadas

117. Para 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, mantém-se a proposta constante das Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL.

III.8 – Tratamento das transferências das Demais Instalações de Transmissão – DIT

118. 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.

119. Dentre as definições estabelecidas na Resolução Normativa nº 758, de 2017, encontram-se os

²² Conforme a representação do problema programação linear descrito no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL deriva-se que relação entre as variáveis de solução do problema “ v_j/u ” pode ser interpretada como o custo unitário em R\$/ unidade do produto “j” para cada observação.

Fl. 25 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

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”.

120. 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 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.

121. 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.

122. 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, propomos tratamento semelhante àquele dispensado às concessionárias detentoras de mais de um contrato, discutido na seção III.4

123. Para cada empresa que será submetida à revisão tarifária e que possui DIT a serem transferidas, conforme anexo da Resolução Normativa nº 758, de 2017, foi incluída no conjunto de amostras do modelo DEA uma observação composta pelos mesmos custos, porém deduzidos os ativos a serem transferidos. Como resultado, a redução esperada no parâmetro de eficiência em virtude da redução dos ativos é diretamente relacionada à redução na receita advinda do processo de transferência das DIT.

124. Propõe-se que a diferença entre os custos operacionais propostos para as observações com e sem as DIT que serão transferidas sejam subtraídas da receita referente aos custos operacionais das concessionárias de transmissão no ciclo em que a transferência ocorrer, em uma só parcela.

125. Os resultados apresentados na Tabela 17 contemplam o impacto final da transferência dos ativos previstos na Resolução Normativa nº 758, de 2017. Na eventualidade de transferências parciais, as

Fl. 26 da Nota Técnica nº 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

reduções de RAP serão calculadas a cada processo de reajuste anual, considerando o quantitativo de ativos transferidos em relação ao total previsto para o ciclo e a data da transferência, respeitado o limite de receita associada às DIT elencadas na Resolução Normativa nº 758, discriminado apresentados na Tabela 17, abaixo.

Tabela 17 - impacto final da transferência dos ativos previstos na Resolução Normativa nº 758, de 2017

| Empresa | Ano | Eficiência | Eficiência Normalizada | PMSO (jun/18) | O&M Proposto (Alvo) |
|---------------------------------------|------|------------|------------------------|---------------|---------------------|
| | | | | R\$ X 1,000 | R\$ X 1,000 |
| FURNAS CC 062/2001 | 2016 | 53,65% | 71,93% | 1.278.419,61 | 919.519,66 |
| FURNAS CC 062/2001 PÓS TRANSF. DIT | | 53,58% | 71,83% | | 918.301,09 |
| Diferença | | | | | -1.218,56 |
| CHESF CC 061/2001 | 2016 | 55,51% | 74,42% | 1.044.909,13 | 777.597,76 |
| CHESF CC 061/2001 PÓS TRANSF. DIT | | 55,45% | 74,34% | | 776.761,04 |
| Diferença | | | | | -836,71 |
| ELETROSUL CC 057/2001 | 2016 | 38,26% | 51,30% | 525.174,27 | 269.409,58 |
| ELETROSUL CC 057/2001 PÓS TRANSF. DIT | | 37,45% | 50,21% | | 263.685,08 |
| Diferença | | | | | -5.724,50 |

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

126. 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

127. A metodologia proposta apresenta alguns aprimoramentos em relação à metodologia proposta nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL, tais como (i) abertura da variável Potência Total em duas novas variáveis, correspondentes à Potência Aparente, em MVA, e Potência Reativa, em Mvar, (ii) abertura das variáveis Equipamentos de Subestação e Módulos de Manobra em duas faixas de tensão: inferior a 230 kV e igual ou superior a 230 kV; e (iii) alteração da variável que representa a qualidade do serviço prestado para a média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

128. Foi mantida a análise de segundo estágio, com a construção de um índice composto que contempla, de forma conjunta, os principais fatores de influência identificados (*Idade Média dos Ativos, Precipitação Acumulada Anual Média e Adensamento de Rede*), representando o grau de dificuldade vivenciado pelo agente.

129. Por meio de uma adaptação do método descrito por Coelli²³ para ajustes ambientais, foi criado um conjunto específico de empresas comparáveis para cada DMU a partir do índice construído, composto pelas observações dos agentes mais semelhantes à DMU em análise sob a ótica da adversidade das condições em que ela opera. Para observação da amostra foi definido um grupo de comparação composto pelas DMU com índice igual ou maior que o seu. Assim, cada DMU foi comparada com concessionárias em condições exógenas iguais ou mais desfavoráveis que a sua, respeitado um conjunto mínimo de comparação para cada observação (de dois terços de todas as DMU analisadas).

²³ Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J. and Battese, G. E., An introduction to efficiency and productivity analysis, Springer, 2005

* 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 204/2018 – SRM/ANEEL, de 07/12/2018.

130. Quanto à aplicação, mantendo a diretriz de se estabelecer incentivos regulatórios tal como discutido nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e nº 164/2017-SRM/ANEEL e nas Notas Técnicas nº 126/2018-SRM/ANEEL e nº 141/2018-SRM/ANEEL e conforme argumentação apresentada no Relatório de Análise de Contribuições, anexo, propõe-se que as eficiências estimadas sejam normalizadas pela mediana de toda a amostra e, posteriormente, sejam aplicadas aos custos operacionais atualmente praticados pelas empresas, líquidos de condenações judiciais. Por fim, foi mantida a proposta de regra de transição por meio da qual os efeitos econômicos seriam divididos cinco parcelas iguais, aplicadas gradativamente, entre julho de 2018 (retroativamente) e junho de 2023.

131. A Tabela 18 discrimina o impacto final dos custos operacionais propostos na RAP total estabelecida para o Ciclo 2018/2019

Tabela 18 - Impacto final na RAP total estabelecida para o Ciclo 2018/2019

| Empresa | RAP Ciclo 2018/2019 | Varição Final |
|--------------|--------------------------|---------------|
| CTEEP | 2.453.253.786,90 | -5,30% |
| CEMIG-GT | 613.932.966,39 | -2,54% |
| CEEE-GT | 664.694.495,62 | 7,34% |
| CELG G&T | 132.434.982,84 | 20,25% |
| COPEL-GT | 440.659.801,77 | -10,78% |
| CHESF | 2.719.188.398,68 | 1,42% |
| FURNAS | 4.269.291.370,46 | 0,65% |
| ELETROSUL | 965.021.438,28 | -31,03% |
| ELETRONORTE | 1.434.840.716,29 | 1,01% |
| TOTAL | 13.693.317.957,23 | -2,45% |

VI – DA RECOMENDAÇÃO

132. Recomendamos o encaminhamento do processo à Diretoria para deliberação.

LUCAS ELIAS GOMES DORNINGER
Especialista em Regulação

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação

HERMANO DUMONT VERONESE
Especialista em Regulação

FELIPE PEREIRA
Especialista em Regulação

De acordo:

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