

Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL

Em 5 de julho de 2022.

Processo: **48500.000395/2022-50.**

Assunto: **Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2022-2023.**

I - DO OBJETIVO

1. Estabelecer os valores da Receita Anual Permitida – RAP e das Parcelas de Ajustes – PA vinculados às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias do serviço público de transmissão de energia elétrica, para o período anual de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023, em conformidade com os ditames contratuais e com a regulamentação vigente.

II - DOS FATOS

2. Os Contratos de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, celebrados entre a União e as Concessionárias, definem, em cláusula contratual específica, as regras de reajuste e revisão das receitas, para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão.

3. Em 27 de junho de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 774, aprovando os Submódulos 9.3¹ e 10.4² dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais definem os procedimentos para o Reajuste anual das receitas das transmissoras.

4. Os valores da RAP e PA das transmissoras para o ciclo 2021-2022 foram fixados pela Resolução Homologatória nº 2.859, de 13 de julho de 2021.

5. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.959, de 5 de outubro de 2021, as RAP e as PA

¹ O Submódulo 9.3 trata do reajuste das receitas das Transmissoras, estabelecendo os procedimentos gerais do Processo.

² O Submódulo 10.4 também trata do reajuste, definindo a organização geral e os prazos para a execução dos Processos anuais das Concessionárias.

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



Pág. 2 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

fixadas pela Resolução Homologatória nº 2.859, de 13 de julho de 2021, foram retificadas.

6. Em 8 de março de 2022, foi encaminhado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT o Ofício-Circular nº 09/2022-SGT/ANEEL³ às transmissoras Brilhante, Chesf, ETN, ITATIM e TER, solicitando dados dos usuários cujas conexões de interesse exclusivo para conexão compartilhada à Rede Básica - ICG foram objeto nos respectivos Contratos de Concessão. Na mesma data, foi encaminhado o Ofício nº 084/2022-SGT/ANEEL⁴ ao ONS solicitando a lista dos usuários conectados em ICG.

7. Em 25 de março de 2022, a SGT encaminhou o Memorando nº 67/2022-SGT/ANEEL⁵, solicitando priorização, por parte da equipe de sustentação da SGI, para atendimento de chamados que venham a ser emitidos até junho de 2022. Tal requisição visou melhorar o fluxo de concretização dos cálculos da RAP que, nos últimos anos, sofreu com a ampliação de contratos, condições regulatórias excepcionais e redução drástica da equipe de cálculo da RAP.

8. Em 6 de maio 2022, a SGT encaminhou o Ofício nº 154/2022-SGT/ANEEL⁶ ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS solicitando informações para o reajuste da RAP e o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Em resposta, o ONS expediu a Carta CTA-ONS DTA 1047/2022⁷, de 10 de junho de 2022.

9. Em 25 de maio de 2022, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD encaminhou os valores das compensações devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em Demais Instalações de Transmissão – DIT, relativos à 2021, conforme estabelecido no PRODIST⁸ por meio da Nota Técnica nº 034-SRD/ANEEL⁹, de 25 de maio de 2022, encaminhada pelo Memorando nº 129-SRD/ANEEL¹⁰, de mesma data.

10. A Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT encaminhou por meio do Memorando nº 105/2022-SCT¹¹ os dados relativos às Parcelas de Ajuste (PA) decorrentes do estabelecimento de RAP de O&M de ativos transferidos para transmissora, bem como informou quanto ao cadastramento das receitas associadas aos reforços autorizados sem RAP prévia e cujo processo 48500.001325/2022-19 foi encaminhado para apreciação da Diretoria.

11. Em 31 de maio de 2022, por meio do Despacho nº 1.425, a ANEEL aprovou a variação da RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2021-2022, após a análise dos pedidos de reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.859, de 2021, retificada pela Resolução Homologatória nº 2.959, de 2021, determinando que os novos valores fossem considerados no Reajuste Anual das Receitas do ciclo 2022-2023.

³ SIC 48581.000633/2022-00.

⁴ SIC 48581.000634/2022-00.

⁵ SIC 48581.000896/2022-00.

⁶ SIC 48581.001419/2022-00.

⁷ SIC nº 48513.015911/2022-00.

⁸ Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

⁹ SIC nº 48554.001125/2022-00.

¹⁰ SIC nº 48554.001126/2022-00.

¹¹ SIC 48526.003303/2022-00.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

12. Em 21 de junho de 2022, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por unanimidade, fixar o reposicionamento da Receita Anual Permitida – RAP para os Contratos de Concessão de Transmissão dos empreendimentos licitados, com Revisão Tarifária prevista para 2022, conforme a Resolução Homologatória nº 3.050/2022.

13. Salienta-se que a SGT contou com a colaboração ativa de diversos servidores da SCT, SFE, SRM e SRT, além da equipe terceirizada da SGI que mantém o Siget, para condução das atividades relacionadas com o reajuste da RAP para o ciclo 2022-2023. Tais ações foram necessárias devido ao quadro de servidores da SGT ter sofrido baixas nos últimos anos em virtude de exonerações, cessões, aposentadorias, posse em outros cargos inacumuláveis e transferências para outras Uorgs. Reforça-se que sem o referido auxílio, a presente análise não teria sido possível.

III - DA ANÁLISE

III.1 – ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS

III.1.1 – Cota anual da Reserva Global de Reversão – RGR

14. A cota anual da RGR foi criada pelo art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, com redação dada pela Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. A RGR teve, inicialmente, sua data de extinção definida para o final do exercício de 2002, conforme o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, sendo postergada pela primeira vez para o final do exercício de 2010, nos termos da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e posteriormente para o final do exercício de 2035, conforme Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.

15. No entanto, de acordo com o art. 21 da Lei nº 12.783, de 2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, as concessionárias de serviço público de transmissão licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 ou prorrogadas, nos termos daquela lei, ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR.

16. As parcelas de RAP, estabelecidas para o ciclo 2022-2023, das concessionárias de transmissão que são obrigadas ao recolhimento da RGR, já consideram o adicional relativo a este encargo.

III.1.2 – PIS/PASEP e COFINS

17. A cobrança dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins está embasada na Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e na Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, sendo que o correspondente tratamento tarifário está embasado na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos contratos de concessão celebrados com as concessionárias e permissionárias de energia elétrica.

18. A Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, que *“dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências”*, com alterações definidas pela Lei nº 10.684,

Pág. 4 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

de 30 de maio de 2003, alterou a sistemática de cobrança da contribuição para o PIS/Pasep (arts. 1º a 12), com a finalidade de torná-la não-cumulativa, com vigência a partir de 1º de dezembro de 2002:

“Art. 2º Para determinação do valor da contribuição para o PIS/PASEP aplicar-se-á, sobre a base de cálculo apurada conforme o disposto no art. 1º, a alíquota de 1,65% (um inteiro e sessenta e cinco centésimos por cento).”

19. Complementarmente, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que dispõe sobre a cobrança não-cumulativa da Cofins, alterou o valor da alíquota do referido encargo de 3,0% para 7,6%, com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2004, conforme redação abaixo:

“Art. 2º Para determinação do valor da COFINS aplicar-se-á, sobre a base de cálculo apurada conforme o disposto no art. 11º, a alíquota de 7,6% (sete inteiros e seis décimos por cento).”

20. Além disso, a base para cálculo dos créditos dos valores das contribuições para o PIS/Pasep e para a Cofins também foi alterada, permitindo o desconto de créditos calculados em relação aos bens, serviços, custos e despesas adquiridos, incorridos, pagos ou creditados à pessoa jurídica domiciliada no País.

21. Com a publicação da Lei nº 11.196, de 2005, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF apresentou entendimento sobre a incidência da majoração das alíquotas de PIS/Pasep e da Cofins associado à prestação do serviço público de transmissão, conforme descrito na Nota Técnica nº 224/2006-SFF/ANEEL, de 19 de junho de 2006, na qual apresenta um estudo sobre a não incidência da alíquota majorada, caracterizando a não alteração do preço pré-determinado dos contratos de concessão da transmissão. A superintendência apresenta também o entendimento de que sofrem majoração as instalações autorizadas a partir de 31 de outubro de 2003 cujo ato autorizativo contemplava a sistemática cumulativa do imposto (3,65% de PIS/Cofins).

III.2 – COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

22. A Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, estabelece:

“Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Art. 3º-A Não integram a Rede Básica e são classificadas como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais aquelas definidas conforme art. 21 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.

Art. 4º Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II – instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e

III – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.”

23. As instalações descritas no inciso I do artigo 3º e no artigo 3º-A da Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, são remuneradas por meio de TUST_{RB}, aplicável a todos os usuários do SIN.

24. As instalações descritas no inciso II do artigo 3º, quando em caráter exclusivo ou compartilhado, e no inciso III do artigo 4º, quando em caráter compartilhado, são remuneradas por meio de TUST_{FR}, aplicáveis apenas aos usuários destas instalações.

25. As DIT de uso exclusivo ou compartilhado entre geradores e uso exclusivo de consumidor livre ou de distribuidoras são remuneradas por meio de Encargos de Conexão.

26. Conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do Proret, as concessionárias de transmissão iniciarão o recebimento da parcela da Receita Anual Permitida referente às DIT de uso exclusivo de concessionárias, permissionárias ou cooperativas de distribuição de energia elétrica, e eventuais parcelas de ajuste referente a este tipo de instalação, após aprovação dos referidos valores na resolução homologatória que aprovar as tarifas da respectiva distribuidora.

III.2.1 – Regularização na classificação de ativos de transmissão e adequação na alocação de custos

27. Na Nota Técnica nº 82/2022-SCG/ANEEL, de 26 de maio de 2022, que analisou o recurso à Resolução Homologatória nº 2.895, de 13 de julho de 2021, algumas demandas de reclassificação de ativos foram analisadas. Todavia, não puderam ser concluídas no âmbito daquele recurso e, portanto, foram analisadas, elencadas e aplicadas nesse reajuste.

8. Essas análises foram feitas respeitando o estabelecido nos art. 3º e 4º da Resolução

Pág. 6 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Normativa nº 67, de 08 de junho de 2004, no qual a Rede Básica termina nos módulos de conexão de baixa tensão dos transformadores com alta tensão maior ou igual a 230 kV, incluindo os equipamentos ligados aos terciários desses transformadores.

“Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Art. 4º Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II – instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e (Redação dada pela REN ANEEL 442, de 02.07.2011)

III – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.”

29. Assim, não incluem na Rede Básica os barramentos e os módulos de interligação de barras em tensão inferior a 230 kV conectados ao lado de baixa dos transformadores de fronteira.

SE Sinop, SE Sorriso e SE Rondonópolis: Pleito da Interligação Elétrica Aguapeí S.A. - IE Aguapeí

30. Por meio do Ofício nº 143/2021-SGT/ANEEL¹², de 27/04/2021, a SGT/ANEEL solicitou esclarecimentos da Eletronorte com relação à desativação de ativos das SE Sinop, SE Sorriso e SE Rondonópolis.

31. A Eletronorte, por meio da Carta CE-RRG-0025/2021¹³, de 07/05/2021, respondeu ao Ofício nº 143/2021-SGT/ANEEL e apresentou os esclarecimentos solicitados.

32. Essa demanda foi parcialmente analisada conforme apresentado pela Nota Técnica

¹² SIC 48581.000656/2021-00.

¹³ SIC 48513.012233/2021-00.



Pág. 7 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

nº 82/2022-SCG/ANEEL, de 26 de maio de 2022. Todavia, para esse reajuste, foi verificada a necessidade de se aplicar as seguintes adequações de classificação de ativos das SE Sinop e SE Rondonópolis:

- **SE Sinop:**

- Bancos de Capacitores, em 13,8 kV, e respectivos módulos de conexão ligados no terciário dos transformadores 230/138-13,8 kV da SE Sinop: Esses equipamentos estavam cadastrados como DIT de uso exclusivo da Energisa MT, todavia, a Energisa MT não se conecta aos terciários dessa transformação. Adicionalmente, a Eletronorte informou que esses equipamentos estão instalados e disponíveis na subestação, todavia, sem poderem ser utilizados devido à superação do nível de curto-circuito do barramento, em 13,8 kV. Diante do exposto, esses Banco de Capacitores e respectivos módulos de conexão foram classificados como ativos de Rede Básica associados às transformações 230/138 kV da SE Sinop até o planejamento definir qual encaminhamento será dado a essas instalações.

- **SE Rondonópolis:**

- MC 13,8 kV TT 13,8/13,8 kV RONDONOPOLIS TT1 MT (IdMDL 16712): Esse módulo estava cadastrado no SIGET como DIT de uso exclusivo da Energisa MT. Na Carta CE-RRG-0025/2021, a Eletronorte informou que esse módulo de conexão é utilizado e, conforme diagrama unifilar, está conectado no 13,8 kV da transformação 230/138-13,8 kV da SE Rondonópolis. Diante do exposto, esse módulo foi classificado como ativo de Rede Básica relacionado à transformação 230/138-13,8 kV da SE Rondonópolis.

- Transformador de aterramento TT 13,8/13,8 kV RONDONOPOLIS TT1 MT (IdMDL 16711): Esse módulo estava cadastrado no SIGET sem nenhuma receita associada a ele. Todavia, como os diagramas unilares mostram que esse equipamento está instalado na subestação e a Eletronorte, na Carta CE-RRG-0025/2021, informou que o módulo de conexão associado a esse transformador é utilizado, esse módulo foi classificado como um ativo de Rede Básica relacionado à transformação 230/138-13,8 kV da SE Rondonópolis.

SE Sumaré, SE Bauru e SE Ibitinga: Pleito da Interligação Elétrica Aguapeí S.A. - IE Aguapeí

33. Por meio da carta CT/PR/266/2022¹⁴, de 04/03/2022, a ISA CTEEP solicitou a revisão da classificação de módulos das SE Sumaré, SE Bauru e SE Ibitinga.

34. Essa demanda foi parcialmente analisada conforme apresentado pela Nota Técnica nº 82/2022-SCG/ANEEL, de 26 de maio de 2022. Todavia, para esse reajuste, foi verificada a necessidade de se aplicar as seguintes adequações de classificação de ativos das SE Sumaré e SE Bauru:



Pág. 8 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

- **SE Sumaré:**

- TR 138/13,8 kV SUMARE TR5 SP e respectivos módulos de conexão, em 138 kV e em 13,8 kV: Esses módulos estavam cadastrados no SGET como DIT de uso exclusivo da CPFL Paulista. Todavia, conforme consta no diagrama unifilar da subestação, esse equipamento serve para alimentar o serviço auxiliar da subestação. Diante do exposto, ele foi reclassificado como ativo de Rede Básica incluído na FT do MG da subestação.

- **SE Bauru:**

- EL 138 kV BAURU / BAURU C2 (CPFL): Esse módulo não estava cadastrado no SIGET. Visto que no diagrama unifilar de 2012, já consta as saídas de linha para Bauru-CPFL-C1 e C2, o módulo foi cadastrado no SIGET como DIT de uso exclusivo da CPFL Paulista, conforme solicitado pela ISA CTEEP pela CT/PR/266/2022.

LT 230 kV Umbará / Peróxido: Despacho nº 3.954, de 2021

35. Por meio do Despacho nº 3.954, de 2021, a ANEEL determinou a reclassificação de instalações associadas à LT 230 kV Umbará / Peróxido.

36. Diante do exposto, as instalações de transmissão destinadas à conexão dos consumidores Gerdau Araucária, Peróxidos do Brasil Ltda., WHB Fundação S.A. e Messer Gases Ltda. na Subestação Umbará, identificadas pelos módulos LT 230 kV UMBARA /RL PEROXIDO C-1 PR e EL 230 kV UMBARA LT 230 kV UMBARA /RL PEROXIDO C-1 PR, foram reclassificadas de “Demais Instalações de Transmissão” para “Rede Básica”, conforme estabelecido pelo Despacho nº 3.954, de 2021.

SE Padre Fialho: REA nº 9.289, de 2020

37. A ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.289, de 6 de outubro de 2020, autorizou a Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A. a implantar reforços na SE Padre Fialho para o acesso da CEMIG-D.

38. Diante do exposto, nesse reajuste, foram realizadas adequações nos cadastrados dos módulos MC 138 kV TR 138/138 kV PADRE FIALHO TD1 MG (IdeMdl 22391) e TR 138/138 kV PADRE FIALHO TD1 MG (IdeMdl 22395) de forma a reclassificá-los de ativo de Rede Básica para ativo de Demais Instalações de Transmissão de uso exclusivo da Energisa MG.

SE Brasília Leste: Despacho nº 2.136, de 2020.

39. A ANEEL, por meio do Despacho nº 2.136, de 21 de julho de 2020, *“estabeleceu a utilização de 1 (uma) das 6 (seis) Entradas de Linha - EL em 138 kV na Subestação Brasília Leste pela Enel Distribuição Goiás - Enel GO, atualmente destinada à CEB-D, a partir da data prevista para a entrada em operação no Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT a ser firmado entre a Enel GO e a Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia - VSB quando cessará a responsabilidade e remuneração da CEB-D quanto ao encargo de conexão correspondente a esta Entrada de Linha”*.



Pág. 9 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

40. A Enel GO e a VSB assinaram o CCT nº 001/2020 em 10/05/2021. Assim, a partir de 10/05/2021, a Enel GO assumiu a responsabilidade e remuneração pelo uso da EL 138 kV BRASÍLIA LESTE EL6 da SE Brasília Leste que antes eram da CEB.

41. Diante do exposto, no SIGET, a EL 138 kV BRASÍLIA LESTE da SE Brasília Leste que era alocada à CEB foi alocada como sendo de responsabilidade da Enel GO desde 10/05/2021.

III.2.2 – Reforços e Melhorias autorizados sem estabelecimento prévio de receita

42. A SCT calculou a parcela adicional de RAP dos reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita, nos termos do Módulo 3 das Regras de Transmissão, a serem consideradas no reajuste anual de receita das concessionárias de transmissão – Ciclo 2022-2023, conforme detalhado na Nota Técnica nº 428-SCT/ANEEL¹⁵, de 10 de junho de 2022. As Parcelas de Ajuste (PA) relativas aos dias operativos até o início do ciclo 2022-2023 serão definidas na seção III.4.2.

III.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2022-2023

III.3.1 – Reajuste da Receita Anual Permitida - RAP

43. A RAP destinada às concessionárias, para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica no período *i*, de 1º de julho deste ano a 30 de junho do próximo, é calculada a partir da soma das parcelas de receita, referentes às instalações de Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão em operação comercial no período anual *i-1*, atualizadas pelo Índice de Variação da Inflação - IVI_{i-1} ¹⁶.

44. Os contratos de concessão apontam o índice a ser utilizado no Reajuste Anual das Receitas¹⁷. Os valores do IVI para o ciclo 2021-2022 para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA são respectivamente 1,10723387222725 e 1,11731212845584.

45. Considerando as instalações em operação comercial no início do ciclo 2022-2023, as concessões reajustadas pelo IGP-M correspondem a 11,67% da RAP total e as reajustadas pelo IPCA correspondem a 88,33%.

46. No Anexo I desta nota técnica são apresentados os valores consolidados da RAP, por Contrato de Concessão, para o ciclo 2022-2023. Os encargos de conexão relativos às DIT de uso exclusivo de distribuidoras são apresentados no Anexo II, e os de uso exclusivo de geradores e consumidores no Anexo III.

47. As concessionárias, cujos contratos de concessão não incluem na RAP os valores referentes

¹⁵ SIC 48526.003303/2022-00, juntada Processo nº 48500.001325/2022-19.

¹⁶ O IVI_{i-1} é o quociente do índice indicado no Contrato de Concessão, do mês de maio do período *i-1*, pelo índice do mês de maio do período *i-2*.

¹⁷ São utilizados o Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, ou o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, calculado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ou, no caso de extinção, outro definido pela ANEEL.



Pág. 10 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

ao PIS/Pasep e a Cofins, são listadas no Anexo IX. O Operador Nacional do Sistema Elétrico inclui esses tributos na RAP dessas Transmissoras (nos Avisos de Crédito – AVC e Avisos de Débito – AVD correspondentes) ou a Empresa os registra diretamente na fatura dos Encargos de Conexão, conforme o regime de tributação informado ao ONS e à ANEEL. Assim a RAP se apresenta líquida de PIS/Pasep e Cofins.

48. Para as concessionárias obrigadas a recolher RGR, o PIS/PASEP e a Cofins serão incluídos segundo a expressão:

$$Valor\ Bruto = Valor\ líquido \cdot \frac{(1 - (Alíquota\ RGR\ e\ TFSEE))}{(1 - (\sum Alíquotas\ de\ PIS/Pasep,\ Cofins,\ TFSEE\ e\ RGR))}$$

49. Para as concessionárias desobrigadas a recolher RGR, o PIS/PASEP e a Cofins serão incluídos conforme a expressão:

$$Valor\ Bruto = Valor\ líquido \cdot \frac{1}{(1 - (\sum Alíquota\ de\ PIS/Pasep,\ Cofins))}$$

50. Ressalta-se que, para o cálculo das Receitas, foram consideradas as informações constantes do SIGET em 30 de junho de 2022.

III.3.2 – Redução de 50% da RAP dos contratos licitados entre 1999 e 2006

51. Os contratos de concessão de transmissão provenientes de licitação entre 1999 e 2006 preveem a redução de 50% da RAP a partir do 16º (décimo sexto) ano de operação comercial das instalações, como consta em Subcláusula específica da Cláusula Sexta dos referidos contratos:

“Subcláusula - A partir do 16º (décimo sexto) ano de OPERAÇÃO COMERCIAL, a RECEITA ANUAL PERMITIDA da TRANSMISSORA será de 50% (cinquenta por cento) da RECEITA ANUAL PERMITIDA do 15º ano de OPERAÇÃO COMERCIAL estendendo-se até o término do prazo da concessão fixado neste CONTRATO. A esta receita aplica-se os critérios de reajuste e revisão previstos nesta Cláusula”.

52. Os contratos de concessão de transmissão que possuem a Subcláusula acima e, portanto, sujeitos a redução da RAP estão listados no Quadro 1:

Concessionária	Contrato
TAESA	040/2000
CEMIG-GT	079/2000
ECTE	088/2000
TAESA	095/2000
ETEE	096/2000
TAESA	097/2000
FURNAS	034/2001
EATE	042/2001
ETEP	043/2001
COPEL-GT	075/2001

Concessionária	Contrato
VCTE	003/2005
Centroeste	004/2005
Transudeste	005/2005
FURNAS	006/2005
CHESF	007/2005
CHESF	008/2005
PPTTE	009/2005
ELETROSUL	010/2005
TAESA	011/2005
Transirapé	012/2005



Pág. 11 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Concessionária	Contrato	Concessionária	Contrato
IEJAPI	143/2001	ATE III	001/2006
TAESA	001/2002	INTESA	002/2006
TAESA	002/2002	SMTE	003/2006
CEEE-T	080/2002	LTT	004/2006
TAESA	081/2002	ELETROSUL	005/2006
ETAU	082/2002	STC	006/2006
ERTE	083/2002	FURNAS	007/2006
CPTe	084/2002	JTE	001/2007
ENTE	085/2002	PCTE	002/2007
ETIM	086/2002	RPTE	003/2007
TAESA	087/2002	IEMG	004/2007
TAESA	003/2004	CHESF	005/2007
ELETROSUL	004/2004	ETES	006/2007
STN	005/2004	SPTe	007/2007
TAESA	006/2004	ATE IV	008/2007
LUMITRANS	007/2004	ATE V	009/2007
AETE	008/2004	CHESF	010/2007
TRANSLESTE	009/2004	ATE VI	011/2007
ITE	001/2005	CHESF	012/2007
Uirapuru	002/2005	ATE VII	013/2007

Quadro 1 – Contratos de Concessão com Subcláusula que estabelece redução da RAP a partir do 16º ano.

53. Os contratos de concessão que possuem instalações de transmissão, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2022-2023, estão listados no Quadro 2:

Concessionária	Contrato
ATE III	001/2006
CHESF	007/2005
CGT	010/2005
INTESA	002/2006
LUMITRANS	007/2004
SMTE	003/2006
STC	006/2006

Quadro 2 - Contratos de Concessão com instalações, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos durante ciclo 2022-2023.

54. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações, foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016¹⁸, de 17 de março de 2016, as constantes no SIGET e as do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. A planilha contendo a data de entrada em operação comercial das instalações associadas aos contratos que sofrerão redução da RAP encontra-se anexa à esta nota técnica.

55. Dado que os contratos de concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas durante ciclo 2022-2023, foi calculada, conforme disciplinado



¹⁸ SIC nº 48513.006775/2016-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 12 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

no Submódulo 9.3 do PRORET, a RAP equivalente a ser recebida pelas concessionárias ao longo do ciclo 2022-2023.

56. A RAP equivalente, exposta na Tabela 1, considera:

- a) os valores *pro rata* das parcelas de RAP sem redução, de 1º de julho de 2022 até a data de fim do 15º ano de operação comercial das instalações; e
- b) os valores *pro rata* das parcelas de RAP com redução de 50%, a partir da data de início do 16º ano de operação comercial das instalações até 30 de junho de 2023.

Tabela 1 - RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2022-2023

Concessionária	Contrato	RAP Equivalente (R\$) Ref.: Jun-22
ATE III	001/2006	133.038.996,56
CHESF	007/2005	18.706.635,30
CGT	010/2005	139.906.807,02
INTESA	002/2006	165.634.329,13
LUMITRANS	007/2004	30.304.532,54
SMTE	003/2006	153.709.282,85
STC	006/2006	31.925.151,23

57. Ressalta-se que, para ciclo 2023-2024, será estabelecida uma nova receita, contemplando a redução plena das parcelas de receita associadas aos contratos mencionados. A planilha contendo o detalhamento do cálculo encontra-se anexa a esta Nota Técnica.

58. Além disso, alguns contratos de concessão já tiveram parte da receita reduzida no ciclo 2019-2020, como consta na Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL¹⁹, de 02 de julho de 2021, e tem, no ciclo 2022-2023, a redução plena das parcelas de receita associadas a esses contratos. As transmissoras que se enquadram nessa situação, bem como os valores de RAP com redução plena de 50% são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2022-2023

Concessionária	Contrato	RAP com redução plena (R\$) Ref.: Jun-22
ITE	001/2005	131.838.972,80
Uirapuru	002/2005	18.706.635,30
Transudeste	005/2005	139.906.807,02
PPTTE	009/2005	164.140.292,53
TAESA	011/2005	30.304.532,54
Transirapé	012/2005	152.322.811,25



SIC 48581.001043/2021-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 13 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.3.3 – Revisão periódica da RAP de transmissoras licitadas

59. Foram considerados nesta Nota Técnica os resultados da Revisão Periódica de 2022 da RAP das transmissoras licitadas²⁰, conforme Resolução Homologatória nº 3.050/2022.

60. A retroatividade da receita dos ativos incrementais, sujeitos à 1ª Revisão Tarifária, resultaram em Parcelas de Ajuste, conforme a regra do Submódulo 9.7 do Proret. Também foram reconhecidas como parcelas de ajuste as Outras Receitas da CGT Eletrosul (CC 010/2005), que não estão sujeitas à revisão da RAP Ofertada, bem como o resíduo de receita, especificamente do CAEE²¹, dos ativos incrementais da TP Norte (CC 012/2012) com vida útil finalizada em outubro de 2022.

III.3.4 – Previsão de RAP para novas obras

61. A previsão das parcelas da RAP, *pro rata tempore*, referentes às instalações de transmissão previstas para entrar em operação comercial entre 1º de julho de 2022 e 30 de junho de 2023, totalizou **R\$ 1.865.187.298,13**, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Previsão de RAP (R\$) para instalações que entrarão em operação no ciclo 2022-2023

Previsão – *Pro rata tempore* (R \$)

Classificação do ativo	Licitadas	Autorizadas	Melhorias	TOTAL
Rede Básica	1.465.721.699,40	82.288.869,24	7.066.376,33	1.555.076.944,97
Rede Básica de Fronteira	164.497.727,85	37.071.650,22	7.021.883,44	208.591.261,51
DIT compartilhada	1.113.569,13	29.640.376,12	0,00	30.753.945,24
DIT de uso exclusivo	37.975.211,10	13.954.541,32	18.835.393,99	70.765.146,41
TOTAL	1.669.308.207,49	162.955.436,89	32.923.653,76	1.865.187.298,13

62. No anexo V desta nota técnica, consta a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2022-2023 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 30 de junho de 2022.

III.3.5 – Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007

63. A Resolução Autorizativa nº 800, de 2007, estabelece valores da RAP devidas a CTEEP e a PPTE pelo ressarcimento dos custos dos serviços de operação e manutenção²² prestados pela CESP em equipamentos de propriedade desta, utilizadas por instalações de Rede Básica das concessionárias ali conectadas, conforme detalhado na Nota Técnica nº 002/2007-SRT/ANEEL, de 8 de janeiro de 2007.

²⁰ Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica 010/2005, 001/2007, 002/2007, 003/2007, 004/2007, 006/2007, 007/2007, 008/2007, 009/2007, 010/2007, 011/2007, 012/2007, 001/2011, 008/2011, 009/2011, 010/2011, 012/2011, 013/2011, 014/2011, 017/2011, 020/2011, 021/2011, 022/2011, 001/2012, 002/2012, 003/2012, 004/2012, 005/2012, 006/2012, 007/2012, 008/2012, 009/2012, 010/2012, 011/2012, 012/2012, 013/2012, 014/2012, 016/2012, 017/2012, 018/2012, 019/2012, 010/2016, 011/2016, 012/2016, 013/2016, 015/2016, 016/2016, 020/2016, 021/2016, 001/2017, 002/2017, 003/2017, 004/2017, 005/2017, 006/2017, 007/2017, 008/2017, 009/2017, 010/2017, 011/2017, 012/2017, 013/2017, 014/2017, 015/2017, 016/2017, 017/2017, 018/2017, 019/2017, 020/2017, 021/2017.

²¹ Custo Anual dos Ativos Elétricos – CAEE.

²² Os custos devidos pela CTEEP e PPTE são definidos nos Arts. 1º e 2º da Resolução Autorizativa nº 800, de 2007.



Pág. 14 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

64. Dessa forma, durante o ciclo 2022-2023, a CESP tem direito a receber, de cada uma das concessionárias de transmissão, CTEEP (Contrato de Concessão nº 059/2001) e PPTE (Contrato de Concessão nº 009/2005), R\$ 2.139.285,56, já atualizado pelo IGP-M.

III.3.6 – Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG

65. O Anexo VII indica os valores dos encargos de conexão²³ referentes ao custeio das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada – ICG e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Individual – IEG, vinculadas aos Contratos de Concessão nº 007/2009, nº 008/2009, nº 009/2009, nº 019/2010, nº 020/2010, nº 021/2010, nº 008/2011, nº 009/2011, nº 010/2011, nº 018/2012, nº 019/2012 e nº 013/2014.

III.3.7 – Revisão autotutelar do Componente Financeiro da PRT 120/2016 no Despacho nº 1.425/2022

66. Verificou-se que os valores do componente financeiro de que trata a Portaria MME nº 120, de 2016 para o ciclo 2021-2022 de algumas concessionárias, constante do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022, que analisou os pedidos de reconsideração interpostos contra a REH nº 2.895, de 2021, não estavam de acordo com os valores homologados pela ANEEL nas Resoluções Homologatórias que alteraram o resultado da primeira revisão periódica da RAP associada aos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. Os valores do referido Despacho e os valores corretos para as transmissoras em que ocorreu o erro material mencionado estão dispostos na tabela a seguir:

Tabela 4 – Componente financeiro da PRT MME nº 120/2016 para o ciclo 2021-2022.

Concessionária	Contrato	Valor DSP 1.425/2022 (R\$) Ref.: Jun/21	Valor Correto (R\$) Ref.: Jun/21	Diferença (R\$) Ref.: Jun/21
CEEE-T	055/2001	78.903.333,31	78.754.575,98 ¹	-148.757,65
CHESF	061/2001	526.702.557,06	530.101.291,72 ²	3.398.732,49
FURNAS	062/2001	849.193.532,26	847.840.145,30 ³	-1.353.390,43
COPEL-GT	060/2001	55.384.378,98	55.734.945,92 ⁴	350.566,71

¹ Conforme Anexo 3 da REH nº 2.960/2021, atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2021.

² Conforme Anexo 3 da REH nº 2.935/2021, atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2021.

³ Conforme Anexo 3 da REH nº 2.848/2021, atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2021.

⁴ Conforme Anexo 3 da REH nº 2.847/2021, atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2021.

67. Isto posto, os valores foram devidamente corrigidos de forma retroativa e a PA Apuração referente ao ciclo 2021-2022, homologada no âmbito deste processo, foi calculada levando-se em consideração os valores corrigidos.

III.3.8 – Revisão dos componentes da PRT 120/2016.

68. As Resoluções homologatórias dos processos de revisão periódica de 2018 da RAP relacionada às transmissoras prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 foram retificadas em

²³ Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 096/2022-SGT/ANEEL, de 24/6/2022, SIC nº 8581.001730/2022-00.



Pág. 15 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

14/03/2022, mediante a emissão da Nota Técnica nº 13/2022-SGT/ANEEL²⁴, de 15 de fevereiro de 2022. Dessa forma, os componentes da PRT 120/2016 foram revistos. No caso do componente econômico, o mesmo ainda foi afetado por substituições, desativações e/ou transferências de ativos. No caso do componente financeiro, apenas os novos valores foram atualizados e considerados no ciclo 2022-2023, conforme tabela abaixo:

Tabela 5 – Valores do componente Financeiro da PRT 120/2016 para o ciclo 2022-2023 (pós revisão)

Concessionária	Contrato	2022-2023 (ref.: 06/2020)	2022-2023 (ref.: 06/2022)
CEEE-GT	055/2001	106.825.986,66	128.973.526,74
CELG-GT	063/2001	28.258.456,46	34.117.099,26
CEMIG-GT	006/1997	129.952.611,65	156.894.845,14
CHESF	061/2001	719.058.374,65	868.136.091,36
COPEL-GT	060/2001	75.602.151,46	91.276.255,98
CTEEP	059/2001	545.198.346,93	658.230.789,88
ELETRONORTE	058/2001	335.444.252,83	404.989.737,67
ELETROSUL	057/2001	157.217.695,83	189.812.622,68
FURNAS	062/2001	1.149.980.544,91	1.388.398.564,83
TOTAL		3.247.538.421,40	3.920.829.533,54

III.3.9 – Revisão autotutelar da PA associada ao desconto de que trata o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica e fixada no ciclo 2021-2022.

69. Por ocasião da análise da apuração do ciclo 2021-2022, percebeu-se que algumas PA associadas ao desconto de que trata o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica estavam fixadas em grupos diferentes do devido ou atribuídas a outro agente. Assim, para ajustar tal problema, as incorreções foram tratadas. Abaixo os problemas identificados e tratados no reajuste.

- A PA fixada à transmissora ETC, no valor de -1.538.625,74 é na fronteira RIO NOVO DO SUL-345/138 kV e não TAPAJOS-230/138 kV;
- A PA fixada à transmissora Z2, no valor de -74.648,83 é na fronteira TERESINA II-230/69 kV e não TERESINA-230/69 kV; e
- A PA que consta como da transmissora BRE 2, no valor de -39.598,25, na verdade é da BRE.

III.3.10 – Revisão autotutelar de PA duplicadas.

70. Foi verificado que algumas PA se encontravam duplicadas no resultado do ciclo 2021-2022. Assim, para resolver a questão, uma das parcelas em duplicidade foi zerada para que não fosse considerada na apuração. Assim, ao processar a apuração, a diferença foi ajustada.

Tabela 6 – PA duplicadas no ciclo 2021-2022

Agente	Contrato	IdePA (2021-2022)	Tipo de grupo	Nome do Grupo	Valor
CEEE-T	055/2001	56966	DIT Exclusiva	GRP FARROUPILHA - RGE SUL	877.371,81
CEEE-T	055/2001	56967	DIT Exclusiva	GRP FARROUPILHA - RGE SUL	877.371,81

Sic 48581.000426/2022-00

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 16 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Furnas	062/2001	56952	Rede Básica		-666.190,20
Furnas	062/2001	56955	Rede Básica		-666.190,20

71. Cabe salientar que, no caso das PA associadas à DIT Exclusiva, o ajuste foi processado no cálculo da PA Diferença DIT Exclusiva.

III.4 – PARCELA DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2022-2023

72. A arrecadação e as necessidades de receita são variáveis ao longo do ciclo tarifário em função, por exemplo, das novas instalações – e respectivas receitas – que entram em operação comercial, além da dinâmica própria de contratação do uso da rede pelos usuários. Como as tarifas de transmissão permanecem fixas por 1 ano, foi necessária a criação de mecanismo para tratar do superávit ou do déficit de arrecadação que ocorre ao longo do período, pois não existe conta que centraliza os valores pagos pelos usuários. Todos os pagamentos são feitos diretamente dos usuários da rede às concessionárias de transmissão, de modo que o rateio de sobras e déficits é feito para cada uma das transmissoras.

73. A Parcela de Ajuste - PA do ciclo tarifário atual (*ciclo i*) é o mecanismo utilizado pela ANEEL, previsto em contrato, para compensar o déficit ou superávit de arrecadação ocorrido no ciclo tarifário anterior (*ciclo i-1*). A atualização monetária da PA de cada Transmissora está conforme o Contrato de concessão ou ato de equiparação e o que consta no Submódulo 9.3 do Proret. Salienta-se, para os casos em que não há, no respectivo contrato, identificação objetiva da metodologia de aplicação do índice de atualização (se anual ou mensal), o Submódulo 9.3 do Proret, aprovado por meio da Resolução Normativa nº 774, de 2017, prevê a aplicação da metodologia de atualização “anual” da PA para os referidos casos.”

74. O Anexo VI desta Nota Técnica apresenta os valores da PA para o período 2022-2023 por Contrato de Concessão, cujo resumo é mostrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Parcelas de Ajuste e Financeiros

Tipo	Rede Básica (R\$)	Rede Básica de Fronteira (R\$)	DIT Compartilhada (R\$)	DIT de Uso Exclusivo (R\$)	ICG /IEG	TOTAL (R\$)
Financeiro Melhorias	195.573.997,93	0,00	0,00	0,00		195.573.997,93
PA Apuração	-1.033.349.268,66	-220.635.148,38	93.507.497,76	0,00		-1.160.476.919,28
PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia (1)	65.060.590,44	5.031.966,44	1.552.055,63	15.892.980,04		87.537.592,55
PA Outros Ajustes	114.063.381,93	-17.733.444,29	2.534.297,11	-21.140.945,33	5.889.958,27	83.613.247,69
PA Qualidade DIT	0,00	0,00	0,00	-8.350.309,61		-8.350.309,61
PA Revisão	207.020.732,37	198.209.096,86	35.849.152,75	82.303.792,69		523.382.774,67
TOTAL	-451.630.565,99	-35.127.529,37	133.443.003,25	68.705.517,79	5.889.958,27	-278.719.616,05

(1) Conforme Nota Técnica nº 428/2022-SCT/ANEEL, de 10 de junho de 2022. (2) Os valores de PA de ICG/IEG não constam na Lista PA disponibilizada pois já se encontram contabilizados no Anexo VII.

75. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 82/2022-SGT/ANEEL, que apresenta o resultado dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.895, de 2021, retificada pela Resolução Homologatória nº 2.959, de 2021, conforme determina o Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022.



Pág. 17 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.4.1 – PA Apuração

76. A PA Apuração é o valor que compensa as diferenças oriundas do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na apuração realizada pelo ONS. São consideradas as diferenças ocorridas nos meses de junho do ano *i-1* (último mês do ciclo *i-2*) a maio do ano *i* (penúltimo mês do ciclo *i-1*), podendo-se, eventualmente, considerar diferenças anteriores a esse período.

III.4.2 – PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia

77. Estas parcelas de ajuste refletem o pagamento retroativo da RAP de instalações de transmissão que foram autorizadas sem o estabelecimento de RAP. É considerado o período que abrange a data de entrada em operação comercial, até junho do ano *i* (junho do ciclo *i-1*).

78. As PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia para o ciclo 2022-2023 foram calculadas considerando as obras que tiveram a parcela de RAP estabelecida pela SCT, conforme consta na Nota Técnica nº 428/2022-SCT/ANEEL²⁵, que ensejou a publicação da Resolução Autorizativa nº 12.177, de 21 de junho de 2022.

79. Desse modo, a Tabela 8 representa o somatório, por transmissora e contrato, dos valores relativos à PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia para recebimento durante o ciclo 2022-2023:

Tabela 8 – Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2022-2023).

Concessionária	Contrato	PA Instalações Autorizadas (R\$) SEM RAP Prévia (Ref.: 06/2022)
ATE III	001/2006	109.083,14
BMTE	014/2014	1.313.701,12
CEEE-T	055/2001	6.730.301,76
CELG G&T	063/2001	1.217.674,96
CEMIG-GT	006/1997	3.330.419,01
CEMIG-GT	079/2000	27.914,73
CGT	011/2010	45.844,48
CGT	057/2001	3.459.382,71
CHESF	004/2010	148.302,94
CHESF	008/2011	48.591,06
CHESF	010/2011	638.009,22
CHESF	017/2009	72.136,34
CHESF	019/2010	59.478,23
CHESF	019/2012	45.799,73
CHESF	020/2010	187.437,61
CHESF	061/2001	52.465.518,44
COPEL-GT	060/2001	6.524,38
CTEEP	059/2001	4.163.534,59
EATE	042/2001	158.170,62
ELETRONORTE	001/2009	9.031,53



SIC 48526.003314/2022-00

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 18 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Concessionária	Contrato	PA Instalações Autorizadas (R\$) SEM RAP Prévia (Ref.: 06/2022)
ELETRONORTE	007/2008	19.647,63
ELETRONORTE	021/2009	42.703,07
ELETRONORTE	058/2001	2.724.793,91
ENTE	085/2002	4.126,86
ETEP	043/2001	3.451,63
EVOLTZ IV	008/2007	93.083,54
FURNAS	062/2001	9.762.223,41
Macapá	009/2008	116.900,25
Manaus TR	010/2008	1.278,83
TAESA	002/2002	132.425,51
TAESA	011/2005	12.781,48
TAESA	095/2000	147.347,81
TAESA	097/2000	40.661,81
TSBE	004/2012	7.837,72
TSLE	020/2012	7.319,45
Xingu	008/2008	184.153,04

III.4.3 – PA Revisão

80. Caso a Revisão Periódica gere diferença que deva ser compensada em forma de PA durante o ciclo i , o valor desta diferença é atualizado até junho do ano i e incluído na PA da transmissora sob a denominação de PA Revisão.

III.4.3.1. – Efeito Retroativo da Revisão Periódica de Receitas de Reforços Autorizados

81. Conforme itens 4.2 e 4.3 do Módulo 3 – Instalações e Equipamentos, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, a receita revisada de reforços e melhorias autorizadas retroagirá à data de entrada em operação comercial da correspondente obra, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da concessionária de transmissão.

82. Sendo assim, para aquelas transmissoras que tiveram parcelas de receita de reforços e melhorias revisadas nesse ciclo e em ciclos anteriores, foi considerada uma PA de acordo com o regulamento mencionado.

83. Cabe esclarecer que a parcela de ajuste total calculada foi dividida em parcelas iguais que serão aplicadas até o próximo processo de revisão periódica da RAP dessas concessionárias, conforme consta na Resolução Normativa nº 905, de 2020.

III.4.4 – Parcela Variável

84. As Parcelas Variáveis – PV são descontos aplicados na RAP devido à diminuição da qualidade do serviço prestado pelas transmissoras em decorrência do atraso para a entrada em operação, da indisponibilidade e da restrição operativa de instalações sob suas concessões. Durante o período de junho de 2021 a maio de 2022 foi descontado da receita das transmissoras os valores

Pág. 19 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2021 a maio de 2022.

Concessionárias	Parcela variável descontada (R\$)
NÃO LICITADAS	1.041.864,80
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	229.042.863,98
LICITADAS	266.856.352,24
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	3.821.598,72
TOTAL	500.762.679,74

Fonte: CARTA CTA-ONS DTA/SA 1106/2022 - SIC nº 48513.016985/2022-00.

85. Assim, o valor líquido referente à redução de receita devido à aplicação da Seção 4.3 – Qualidade do Módulo 4 – Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa nº 905, de 2020, é **R\$ 500.762.679,74**.

III.4.5 – PA Qualidade DIT

86. A PA Qualidade DIT é o valor que deve ser descontado das concessionárias de transmissão devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT, conforme disposto nos Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

87. A SRD, por meio do Nota Técnica nº 34/2022-SRD/ANEEL²⁶, apresentou as informações referentes à apuração do recebimento dos indicadores e compensações de continuidade para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras e para transmissoras responsáveis por instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT do ano de 2021, conforme estabelecido pelo Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

88. Assim, a SGT, utilizando as informações apresentadas pela SRD, calculou a PA Qualidade DIT que deve ser aplicada no ciclo 2022-2023, por transmissora, relativa ao período de operação de 2021, consoante a Tabela 10.

Tabela 10 – Parcela de Ajuste Qualidade nas DIT para o ciclo 2022-2023.

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2022	PA Qualidade DIT Total (R\$) Ref.: Jun/2022
CEEE-GT	055/2001	CEEE-D	- 1.771.337,21	- 3.337.588,25
CEEE-GT	055/2001	RGE SUL	- 1.566.251,04	
CEMIG-GT	006/1997	CEMIG-D	- 1.637.980,17	- 1.637.980,17
CHESF	017/2012	CELPE	- 58.702,57	- 58.702,57
CHESF	061/2001	CEAL	- 17.451,69	- 316.102,14
CHESF	061/2001	CELPE	- 1.045,86	
CHESF	061/2001	CEPISA	- 62.644,77	
CHESF	061/2001	COELBA	- 230.572,02	
CHESF	061/2001	COELCE	- 4.387,80	
CTEEP	059/2001	BANDEIRANTE	- 135.087,40	
CTEEP	059/2001	CPFL SANTA CRUZ	- 613.491,50	- 1.471.198,61



SIC nº 48554.001125/2022-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 20 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2022	PA Qualidade DIT Total (R\$) Ref.: Jun/2022
CTEEP	059/2001	CPFL-PAULISTA	- 11.642,62	
CTEEP	059/2001	ELEKTRO	- 710.977,10	
ELETRONORTE	014/2012	AME	- 292.578,43	- 292.578,43
ELETRONORTE	012/2011	CELPA	- 4.622,48	- 4.622,48
ELETRONORTE	058/2001	CELPA	- 213.116,36	- 384.528,62
ELETRONORTE	058/2001	CEMAR	- 171.412,26	
ELETRONORTE	007/2008	CEMAR	- 39.768,43	- 39.768,43
EQTLT07	020/2017	CELPA	- 106.028,59	- 106.028,59
FURNAS	062/2001	CEMIG-D	- 154.490,14	- 687.938,48
FURNAS	062/2001	ESCELSA	- 533.448,34	
MEZ 5	003/2021	CEEE-D	- 705,92	- 705,92
SE NARANDIBA	009/2012	COSERN	- 12.566,91	- 12.566,91

III.4.6 – PA Outros Ajustes

89. Os passivos decorrentes de ajustes nas receitas das transmissoras detalhados a seguir foram incluídos no item “Outros Ajustes” que consta na PA das concessionárias de transmissão apresentadas no Anexo VI, cujas planilhas com as memórias de cálculo são apresentadas no Anexo XI desta nota técnica.

III.4.6.1 - Despacho nº 1.425, de 2022: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão

90. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da REH nº 2.859, de 2021, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada durante do ciclo 2022-2023, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 1.425, de 2022.

91. A REH nº 2.959, de 2021, retificou os valores da REH nº 2.859, de 2021, com efeitos retroativos a julho/2021. Por meio do Despacho ANEEL nº 1.425, de 2022, foi concluída a análise dos pedidos de reconsideração com os valores definitivos do ciclo 2021/2022 aprovados pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

92. Dessa forma, a REH nº 2.959, publicada em 13 de outubro de 2021, é referência para apuração da diferença entre os custos de conexão pagos pelos usuários no ciclo 2021/2022 e os valores definitivos aprovados no Despacho ANEEL nº 1.425²⁷, de 2022, exceto para algumas concessionárias de distribuição por terem a definição dos valores a serem pagos às transmissoras fixadas em seus processos tarifários com base na REH nº 2.859, de 2021.

93. Para as distribuidoras com processos tarifários homologados no período de julho a setembro de 2021 a referência da apuração é a REH nº 2.859, de 2021. Para os processos tarifários homologados a partir de outubro 2021 constatou-se a adoção da referência da REH nº 2.859, de 2021,

²⁷ A Lista de Módulo do Despacho ANEEL nº 1.425, de 2022, adotada na apuração da diferença dos custos de conexão contém justes em função do componente financeiro da 120/2016, conforme seção III.3.9.



Pág. 21 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

para as concessionárias de distribuição CEEE-D e DMED.

94. Foram adotados nos processos tarifários de 2021 das concessionárias de distribuição ENEL SP e ETO estimativas de custos de conexão, pois os seus processos foram deliberados antes da conclusão do processo de reajuste da RAP de 2021 e entraram em vigor em 04 de julho de 2021. Por isso, a referência para a apuração da diferença dos custos de conexão desses usuários são os valores estimados em seus processos tarifários.

95. Foi identificada na instrução deste processo uma PA duplicada no ciclo 2021/2022 referente ao grupo de equipamento *GRP FARROUPILHA 1 - RGE SUL*, de 877.371,81. Por isso foi considerada uma parcela negativa nesse valor para a transmissora CEEE-T.

96. Além disso, algumas instalações foram reclassificadas no ciclo 2021/2022 de DIT Exclusiva para DIT Compartilhada ou Rede Básica. Sendo assim, as receitas dessas instalações já estão sendo consideradas no cálculo da PA Apuração atual com ajustes na PA da diferença dos encargos de conexão para evitar recebimento de valores em duplicidade.

Tabela 11: Grupo de equipamentos com instalações reclassificadas.

Grupos com instalações reclassificadas
GRP LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA - CVRD
GRP 13,8 kV SUMARE SP
GRP 138 kV GETULINA SP
GRP 138 kV ALTA PAULISTA SP
GRP 138 kV BAGUACU SP
GRP GETULINA - CPFL

97. A memória de cálculo das referidas PA será disponibilizada nos anexos do reajuste.

III.4.6.2 – Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base

98. O ONS, por meio da Carta CTA-ONS DTA 1047/2022²⁸, de 10 de junho de 2022, informou sobre as funções de transmissão relacionadas com Rede Básica de Fronteira e cujas suspensões de Pagamentos Base suspensos em decorrência da não prestação do serviço público de transmissão não foram descontadas na AMSE durante o ciclo 2021-2022.

99. Essas suspensões de Pagamento Base ocorrem em cumprimento às disposições regulamentares estabelecidas no subitem 4.5.2 do Módulo 4 (Prestação dos Serviços) das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa nº 906, de 8 de dezembro de 2020.

100. Dessa forma, a SGT apresenta a Tabela 12 com os valores²⁹ a serem devolvidos pelas concessionárias de transmissão durante o ciclo 2022-2023, referente às suspensões dos pagamentos base informadas pelo ONS.

²⁸ SIC nº 48513.015911/2022-00.

²⁹ A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.



Pág. 22 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Tabela 12 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos-base.

Concessão	Contrato	Grupo	PA Ref.: 06/2022
CEMIG GT	006/1997	IPATINGA 1-230/138 kV	-120.344,60
CTEEP	059/2001	SANTA CABECA-230/88 kV	-17.914,87
FURNAS	062/2001	JACAREPAGUA-345/138 kV	-217.276,63
Macapá	009/2008	LARANJAL-230/69 kV	-400.526,37
Macapá	009/2008	MACAPA-230/69 kV	- 345.190,91

III.4.6.3 – Valores referentes à O&M de instalações transferidas

101. As parcelas de RAP referentes à operação e manutenção de instalações transferidas às concessionárias de transmissão em função de seccionamento de linhas de transmissão, por exemplo, foram consideradas na RAP das respectivas transmissoras proprietárias das instalações.

Além disso, a parcela de ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas, referente ao período compreendido entre a data de entrada em operação comercial das instalações até 30 de junho de 2022, foi considerada na PA Outros Ajustes da respectiva concessionária proprietária das instalações, bem como os valores referentes ao atendimento da alínea “e” do §3º do Art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, como exposto na Tabela 13.

Tabela 13 - Parcela de Ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas.

Transmissora	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2022	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2022
Chesf	019/2010	Seccionamento da linha de transmissão 230 kv João Câmara ii – Extremoz ii.	DSP nº 1.169/2022	3.446.077,73	
Chesf	019/2010	Seccionamento da linha de transmissão 230 kv João Câmara ii – Extremoz ii.	DSP nº 1.169/2022		976.493,94
CTEEP	059/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Euclides da Cunha – Itaipava.	DSP nº 960/2022	718.712,32	
Chesf	061/2001	Seccionamento na SE Nossa Senhora do Socorro.	DSP nº 1.080/2022	260.821,71	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Lt 230 kv Campina Grande ii – Natal ii, c1 e c2.	DSP nº 1.073/2022	1.008.049,10	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Senhor do Bonfim II – Irecê na SE Campo Formoso.	DSP nº 1.172/2022	4.270.931,02	
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 e C2 e da LT 138 kV Nova Avanhandava - Valparaíso C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022		221.899,79
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 e C2 e da LT 138 kV Nova Avanhandava - Valparaíso C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022	1.696.776,61	

Pág. 23 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Transmissora	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2022	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2022
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru C1 e C2 e da LT 138 kV Nova Avanhandava - Valparaíso C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022	985.427,73	
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 440 kV Marechal Rondon – Taquaruçu e da LT 138 kV Flórida Paulista - Presidente Prudente C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022	8.849.282,40	
CTEEP	059/2001	seccionamento da LT 440 kV Marechal Rondon – Taquaruçu e da LT 138 kV Flórida Paulista - Presidente Prudente C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022	978.749,60	
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 440 kV Marechal Rondon – Taquaruçu e da LT 138 kV Flórida Paulista - Presidente Prudente C1 e C2.	DSP nº 1.091/2022		1.933.810,93
ETB	011/2016	Seccionamento da lt 500 kv Bom Jesus da Lapa ii – Gentio do Ouro ii.	DSP nº 1.071/2022	746.813,44	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Banabuiú/Mossoró II C-1 CE/RN na SE Alex.	DSP nº 1.183/2022	425.042,89	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Paulo Afonso III - Angelim	DSP nº 1.019/2022	599.300,15	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Paulo Afonso III – Angelim.	DSP nº 1.019/2022		962.682,02
CTEEP	059/2001	seccionamento da LT 440 kV Bauru – Oeste C1.	DSP nº 1.227/2022	963.616,10	
Chesf	019/2010	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Açú II/Mossoró II C2.	DSP nº 1.269/2022	1.693.942,01	
Chesf	019/2010	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Açú II/Mossoró II C2.	DSP nº 1.269/2022		1.484.628,67
CPTE	084/2002	Seccionamento da LT 500 kV Tijuco Preto/ Cachoeira Paulista C-2.	DSP nº 1.245/2022	519.717,69	
CPTE	084/2002	Seccionamento da LT 500 kV Tijuco Preto/ Cachoeira Paulista C-2.	DSP nº 1.245/2022		1.063.477,26
Eletrosul	012/2010	Seccionamento LT 230 kV Monte Claro - Garibaldi.	DSP nº 1.247/2022	330.213,89	
Eletrosul	012/2010	Seccionamento LT 230 kV Monte Claro - Garibaldi.	DSP nº 1.247/2022		1.309.886,39
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Açú II/Mossoró II C1.	DSP nº 1.307/2022	2.083.722,64	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Açú II/Mossoró II C1.	DSP nº 1.307/2022		1.935.089,47

Pág. 24 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Transmissora	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2022	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2022
STN	005/2004	Seccionamento da LT 500kV Teresina II - Sobral III.	DSP nº 1.254/2022	1.834.282,05	
STN	005/2004	Seccionamento da LT 500kV Teresina II - Sobral III C2.	DSP nº 1.254/2022		2.362.698,85
Eletrosul	004/2012	Seccionamento LT 230 kV Camaquã 3- Quinta.	DSP nº 1.446/2022	3.048.350,87	
Cemig	006/1997	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Governador Valadares 2 – Mesquita.	DSP nº 1.264/2022	1.464.654,12	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Funil - Itapebi C2.	DSP nº 1.270/2022	261.182,93	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Funil - Itapebi C2.	DSP nº 1.270/2022		1.602.662,73
Furnas	062/2001	Seccionamento das LTs 345 kV Campos - Vitória e Campos - Viana.	DSP nº 1.405/2022	1.991.199,25	
Furnas	062/2001	Seccionamento das LTs 345 kV Campos - Vitória e Campos - Viana.	DSP nº 1.405/2022		2.489.800,22
Furnas	062/2001	Seccionamento das LTS 500 kv Adrianópolis - Resende e Adrianópolis – Cachoeira Paulista.	DSP nº 1.387/2022	6.608.584,55	
Furnas	062/2001	Seccionamento das LTS 500 kv Adrianópolis - Resende e Adrianópolis – Cachoeira Paulista.	DSP nº 1.387/2022		2.746.734,06
CTEEP	059/2001	Seccionamento da LT 230 kV Aparecida - Santa Cabeça C1 e C2.	DSP nº 1.271/2022	914.938,12	
Eletrosul	057/2001	Seccionamento LT 230 kv Londrina - Apucarana C1.	DSP nº 1.302/2022	123.552,73	
Eletrosul	057/2001	Seccionamento Lt 230 kv Londrina - Apucarana C1	DSP nº 1.302/2022		1.089.075,13
IE Sul	016/2008	Seccionamento da LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis C3.	DSP nº 1.318/2022	735.506,69	
IE Sul	016/2008	Seccionamento da LT 230 kV Jorge Lacerda B – Siderópolis C3.	DSP nº 1.318/2022		602.841,38
Eletrosul	057/2001	Seccionamento LT 230 kV Areia - Ponta Grossa Norte.	DSP nº 1.281/2022	107.016,58	
Eletrosul	057/2001	Seccionamento LT 230 kV Areia - Ponta Grossa Norte.	DSP nº 1.281/2022		1.696.795,86
Chesf	005/2008	Seccionamento da LT 230kV Jardim-Penedo na SE Nossa Senhora do Socorro.	DSP nº 1.414/2022	43.865,09	
Chesf	005/2008	Seccionamento da LT 230kV Jardim-Penedo.	DSP nº 1.414/2022		846.691,37
IE Evrecy	020/2008	Seccionamento da LT 230 kV Conselheiro Pena - Governador Valadares 2.	DSP nº 1.470/2022	1.262.617,59	
IE Evrecy	020/2008	Seccionamento da LT 230 kV Conselheiro Pena - Governador Valadares 2.	DSP nº 1.470/2022		427.904,19

Pág. 25 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Transmissora	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2022	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2022
Chesf	061/2001	O&M relativo à transferência da Codevasf para a Chesf de uma Entrada de Linha – EL, de 230 kV, arranjo BD4, na SE Bom Nome.	REA nº 12.075/2022	699.858,91	
Simões	028/2018	Solicitação do cadastro dos ativos transferidos na SE Curral Novo do Piauí II e o estabelecimento de receita para operação e manutenção.	REA nº 12.076/2022	321.922,74	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Sobral II - Piripiri.	REA nº 10.894/2021		752.647,82
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Messias - Recife II.	REA nº 10.924/2021		997.375,43
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Jardim - Camaçari II.	REA nº 10.969/2021		573.585,97
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Sobral III – Fortaleza II ; seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Banabuiú – Fortaleza; seccionamentos da Linha de Transmissão 230 kV Paulo Afonso III – Angelim I C2 e C3, da Linha de Transmissão 230 kV Paulo Afonso III – Angelim I C4 e da Linha de Transmissão 500 kV Luis Gonzaga – Angelim II C1 ; e seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Angelim II – Recife II C1.	REA nº 11.120/2022	7.550.377,93	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Paulo Afonso III – Bom Nome C-2.	REA nº 11.201/2022	1.152.105,58	
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Natal III.	DSP 613/2022		620.347,06
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Rio Largo II – Penedo.	REA nº 11.798/2022		386.500,35
Chesf	061/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Campina Grande II -Extremoz II.	REA nº 11.735/2022		1.688.153,00
Chesf	061/2001	Reforço autorizado pela REA nº 8.328/2019, para instalação do 4º ATR 500/230 kV.	REA nº 12.073/2022	5.397.557,17	
Furnas	062/2001	Reforço e Melhoria autorizados pela REA nº 7.831/2019 para a SE Ibiúna.	REA nº 12.073/2022	4.586.309,59	



Pág. 26 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.4.6.4 – Instalações de Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria

102. De acordo com a Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL³⁰, de 13 de setembro de 2016, os descontos nas parcelas de receitas associadas às instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada, que entrarem em operação comercial com Termo de Liberação Provisório – TLP com pendência não impeditiva própria, serão tratados por meio de parcela de ajuste, a ser estabelecida no Reajuste Anual das RAP das concessionárias.

103. Sendo assim, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas na Tabela 14, referentes aos descontos de que trata Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhadas que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo 2020-2021 ou que entraram em operação comercial em ciclos anteriores, mas que ainda se encontram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

104. Cabe esclarecer que, segundo consta no Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, caso a pendência não impeditiva própria não seja solucionada pela transmissora em até 12 meses após o início da operação comercial com pendências, a concessionária sofrerá o desconto de 20% da parcela de RAP correspondente. A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

Tabela 14 - Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir referente aos descontos de que trata o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	PA (Ref. Jun/2022)
CGT	007/2014	PINHALZINHO-230/138 kV	-167.692,13
CHESF	061/2001	CAMACARI II-230/69 kV	-17.435,40
IE Pinheiros	015/2008	GETULINA-440/138 kV	-548.511,83
CGT	057/2001	Rede Básica	-26.876,50
CHESF	061/2001	MATATU-230/69 kV	-29.845,15
LITORAL SUL	018/2016	TUBARAO SUL-230/138 kV	-279.110,04
GUAÍRA	023/2017	LONDRINA SUL-230/138 kV	-201.144,50
ARGO III	049/2017	COLETORA PORTO VELHO-230/69 kV	-140.779,59
Z3	009/2018	ITABUNA III-230/138 kV	-465.507,02
GRALHA AZUL	001/2018	GUARAPUAVA OESTE-230/138 kV	-26.919,86
ENERGISA PARÁ	030/2018	SERRA PELADA-500/138 kV	-114.840,93
AMAPAR	007/2019	JURUPARI-230/69 kV	-58.109,42
Z2	045/2017	CAXIAS II-230/69 kV	-467.828,40
COPEL-GT	060/2001	UBERABA-230/69 kV	-3.879,96
ELETRONORTE	058/2001	P.DUTRA-230/69 kV	-23.651,17
ELETRONORTE	058/2001	TUCURUI-230/69 kV	-826,52
FURNAS	062/2001	ADRIANOPOLIS-345/138 kV	-36.617,68
FURNAS	062/2001	JACAREPAGUA-345/138 kV	-229,71
MANTIQUEIRA	005/2016	J.MONLEVADE 4-230/69 kV	-87.464,92
LITORAL SUL	018/2016	TUBARAO SUL-230/69 kV	-1.215.571,13
DOURADOS	025/2017	DOURADOS 2-230/138 kV	-955.459,68



SIC nº 48581.002702/2016-00; Nota Técnica que instruiu o Despacho nº 2.568, de 2016.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 27 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	PA (Ref. Jun/2022)
COLINAS	022/2018	COLINAS-500/138 kV	-121.683,72
MARACANAÚ	020/2018	MARACANAU-230/69 kV	-87.360,45
TESB	001/2011	VIAMAO 3-230/69 kV	-528.227,26
TESB	001/2011	RESTINGA-230/69 kV	-352.151,50
TESB	001/2011	JARDIM BOTANICO-230/69 kV	-814.755,05
TESB	001/2011	CANDELARIA 2-230/69 kV	-352.151,50
CHESF	017/2009	ZEBU-230/69 kV	-88.943,82
CGT	002/2011	FOZ DO CHAPECO-230/138 kV	-11.933,42
ELETRONORTE	001/2009	RIB.GONCALVES-230/69 kV	-58.857,85
TOTAL			-7.284.366,11

105. Ainda, cabe frisar uma exceção nos ajustes identificados.

106. Conforme consta no processo nº 48500.006371/2021-23, por meio do Despacho nº 1.304, de 13 de maio de 2022, a SRT/ANEEL determinou que o ONS revisasse os TLR emitidos para a SE Vinhedos desconsiderando a existência de PIT da RGE Sul enquanto a tomada de carga na subestação estivesse aderente com as etapas e prazos constantes nos Procedimentos de Rede.

107. Por meio da carta CTA-ONS DTA 1079/2022³¹, de 20 de junho de 2022, o ONS informou que em atenção ao Despacho nº 1.304, de 2022, cancelará e retificará os TLR conforme apresentado no Quadro abaixo e que não aplicará nenhuma compensação financeira relacionada à retificação desses TLR.

Função Transmissão	Nº TLR	Situação	Início vigência	Término vigência
TR 230 / 69 kV VINHEDOS 1 RS	TLR-TONS/18/8/2021 [a]	cancelado	-	-
TR 230 / 69 kV VINHEDOS 2 RS	TLR-TONS/17/8/2021 [b]	cancelado	-	-
MG VINHEDOS 69 KV (DIT)	DITTLR-TONS/15/8/2021 [c]	cancelado	-	-
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 2 C1	DITTLR-TONS/18/8/2021 [d]	cancelado	-	-
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 1	DITTLR-TONS/19/8/2021 [e]	Revisão 1 de [e]	25/07/2021	27/07/2021
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 2 C2	DITTLR-TONS/17/8/2021 [f]	Revisão 1 de [f]	25/07/2021	29/07/2021
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 3	DITTLR-TONS/16/8/2021 [g]	Revisão 1 de [g]	25/07/2021	02/08/2021

Quadro 3 – ajustes informados pelo ONS nos TLR da SE Vinhedos.

108. Diante do exposto, a compensação financeira deverá ser realizada como Parcela de Ajuste da Vineyards no processo de reajuste das receitas das transmissoras subsequente à retificação dos TLR emitidos pelo ONS. Assim, nesse reajuste, não foi aplicada nenhuma Parcela de Ajuste relacionada à entrada em operação comercial das instalações da SE Vinhedos.

Pág. 28 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.4.6.5 – Determinações da Diretoria

109. Ao longo dos ciclos de receita das transmissoras, a Diretoria da ANEEL efetivou determinações que afetam o resultado do reajuste da RAP. Algumas, como a REA nº 11.279, de 8 de março de 2022, que alterou valor de PA definida para a transmissora Ourilândia do Norte Transmissora de Energia S.A. – ONTE, foram consideradas na análise dos recursos ao ciclo 2021-2022. Contudo, outras determinações foram emitidas e precisam de comentários no presente processo.

Despacho ANEEL nº 2.428, de 25 de agosto de 2020

110. O Despacho nº 2.428/2020 decidiu:

(i) conhecer do recurso administrativo interposto pela Odoyá Transmissora de Energia Elétrica S.A. em face do Despacho nº 209, de 29 de janeiro de 2020, para, no mérito, negar-lhe provimento; (ii) estabelecer 18 de março de 2019 como a data de entrada em operação comercial dos dois transformadores 230/69 kV – 100 MVA e das Demais Instalações de Transmissão – DIT da SE Juazeiro da Bahia III, outorgados à Odoyá por meio do Contrato de Concessão nº 017/2014-ANEEL; (iii) determinar que o ONS retifique os termos de liberação emitidos estabelecendo 18 de março de 2019 como a data de entrada em operação comercial destas instalações; (iv) determinar que a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT calcule parcela de ajuste a ser aplicada à Odoyá referente aos dois transformadores 230 / 69 kV – 100 MVA e às DIT da SE Juazeiro da Bahia III em decorrência das alterações das datas de entrada em operação comercial descritas; e (v) determinar que a SGT reconheça os encargos relacionados à conexão da Coelba ao ponto em 69 kV da SE Juazeiro da Bahia III na tarifa dos consumidores finais dessa distribuidora somente a partir de 16 de abril de 2019. (grifos nossos)

111. Por sua vez, o Despacho nº 1.210/2022 reformou a decisão anterior. Assim, consideramos que as determinações fixadas pelo Despacho nº 2.428/2020 perderam seu objeto, razão pela qual os ajustes do caso concreto serão processados no RTA 2023 da Coelba, em cumprimento ao Despacho nº 1.210/2022.

Despacho ANEEL nº 1.200, de 10 de maio de 2022

112. Na 16ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, foi aprovado, por meio do Despacho nº 1.200, de 10 de maio de 2022:

(ii) determinar que a ISA CTEEP, no prazo de 30 dias, cadastre todas as obras elencadas na tabela 2, no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços - GPMR e solicite consolidação dessas obras pelo ONS; (iii) determinar que o ONS encaminhe para a ANEEL, em caráter de urgência, a consolidação dessas obras, para autorização por parte da ANEEL; (iv) determinar que a ISA CTEEP, dentro do processo ordinário de reajuste para homologação da RAP,

Pág. 29 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

informe, de forma destacada, as datas de integração conforme relatório de integração do ONS e demais informações exigidas no Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET das obras relacionadas na tabela 2; (v) **determinar** que a Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT estabeleça a parcela de Receita Anual Permitida – RAP para essas obras; e (vi) **determinar** que a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT calcule o valor devido à título de ressarcimento à Enel CPFL, na forma a ser indicada pela SCT com base no período e nas premissas trazidas, e inclua esse valor no processo tarifário da Distribuidora, conforme previsto na regulamentação setorial.

113. No que se refere à mencionada decisão, o ONS, por meio da Carta CTA-ONS DPL 0697/2022 (sic 48513.011379/2022-00) indicou que a CTEEP consolidou as obras no POTEE 2022 – Reforços de Pequeno Porte.

114. Por sua vez, a SCT, a fim de dar seguimento à análise do caso, abriu o processo 48500.004327/2022-60. Contudo, dado os fluxos necessários ao referido exame de informações e ao acúmulo de vários processos que ensejam a atenção da referida área de concessões, não foi possível concluí-lo até a presente data. Logo, a referida determinação será cumprida assim que concluídas as análises finais do caso.

115. Salienta-se que os direitos e ajustes julgados pela Diretoria da ANEEL serão atendidos, com as devidas atualizações, assim que o conjunto de dados puder ser avaliado.

Despacho ANEEL nº 1.210, de 10 de maio de 2022

116. Por meio do Despacho ANEEL nº 1.210, de 10/05/2022, a diretoria colegiada da ANEEL decidiu manter 04/04/2018 como a data de entrada em operação comercial dos dois transformadores 230/69 kV – 100 MVA da SE Juazeiro da Bahia III, outorgados à Odoiyá por meio do Contrato de Concessão nº 017/2014, conforme os TLP emitidos originalmente pelo ONS; e determinou que a SGT reconheça os encargos relacionados à conexão da Coelba no ponto de conexão SE Juazeiro da Bahia III 69 kV na tarifa dos consumidores finais dessa distribuidora somente a partir de 16/04/2019. Assim, informamos que essa determinação será cumprida no processo tarifário da Coelba de 2023.

Despacho ANEEL nº 1.368, de 24 de maio de 2022

117. Na 18ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, foi aprovado, por meio do Despacho nº 1.368, de 24 de maio de 2022:

(i) conhecer e, no mérito, negar provimento aos Pedidos de Reconsideração interpostos pela Celesc Distribuição S.A. – Celesc-DIS e Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – Eletrobras CGT Eletrosul, mantendo inalterados os resultados constantes da Resolução Homologatória nº 2.921, de 2021, que homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP, as Tarifas de Energia – TE, e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD,

Pág. 30 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

da Celesc-DIS e deu outras providências; e (ii) **determinar que na Receita Anual Permitida – RAP, a ser homologada para o ciclo 2022-2023 da transmissão, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, proceda com as compensações relativas à transferência de equipamentos à Celesc-Dis. (grifos nossos)**

118. Recordando o fato: em virtude de transferência de Demais Instalações de Uso Exclusivo de propriedade da CGT Eletrosul para a distribuidora Celesc-Dis, ocorreu a indesejável situação de o consumidor da distribuidora, em seu processo tarifário de 2021, estar arcando com dois custos associados aos mesmos ativos. Em função disso, foi processado desconto das parcelas de receitas de Encargos de Conexão aprovados até então pela REH nº 2.895/2021 na base de custos do processo da distribuidora. Assim, a CGT Eletrosul recebeu menos do que lhe estava fixado para o ciclo 2021-2022 para esses ativos.

119. Nesse sentido, é forçoso esclarecer que o rito ordinário seria pagar integralmente o que estava até então estabelecido pela Resolução Homologatória nº 2.895, de 13 de julho de 2021, para os equipamentos (R\$ 13.090.332,96) e devolver ao consumidor no ciclo 2022-2023 a parcela proporcional após a data de transferência, o que totalizaria R\$ 9.889.084,92. Logo, em nosso entendimento, a parcela de RAP descontada por ocasião do processo tarifário 2021 da Celesc-Dis reflete apenas um ajuste antecipado do que viria a acontecer no ciclo 2022-2023, conforme tabela abaixo:

Tabela 15 – saldo da PA relativa à transferência de instalações da CGT para a Celesc-D.

(a) = (b) + (c) RAP no ciclo 2021-2022 (base utilizada no RTA da Celesc)	R\$	13.090.332,96
(b) Financeiro	R\$	1.594.271,74
(c) Demais	R\$	11.496.061,22
(d) PA no ciclo 2022-2023 (se recebida toda RAP) – pro rata de (c)	- R\$	9.889.084,92
(e) Valor descontado da CGT no processo da Celesc	- R\$	4.978.091,41
(f) = (d) – (e) PA residual para devolução ao consumidor da Celesc (nominal)	- R\$	4.910.993,51

120. Ademais, eventuais diferenças entre os valores estabelecidos pela Resolução Homologatória nº 2.895, de 13 de julho de 2021, e os valores finais do ciclo, estabelecidos pelo Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022, são captadas em rubrica específica na RAP do ciclo 2022-2023, conforme subitem “III.4.6.1 - Despacho nº 1.425, de 2022: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão”.

121. Além disso, os equipamentos transferidos foram excluídos da lista de módulos e as receitas RPC relativas às PRT nº 579/2012 e nº 120/2016 (componente econômico) foram ajustadas.

122. Diante dos fatos relatados e do questionamento da CGT Eletrosul, encaminhado por meio da Carta CE DRP-0043/2022 (48513.014913/2022-00), solicitamos à SRM manifestação quanto (i) ao cálculo da PA, conforme elucidado anteriormente; e (ii) como deveríamos proceder por ocasião do ajuste das respectivas receitas de O&M (PRT 579/2012) para as linhas de transmissão, se devemos considerar a extensão das respectivas linhas ou a metade, como argumenta a transmissora.

123. Em sua resposta, efetuada por meio do Memorando nº 083/2022-SRM/ANEEL³², de 20 de



SIC 48580.000802/2022-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 31 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

junho de 2022, a SRM (i) ratificou o entendimento de que a parcela da RAP descontada da CGT Eletrosul no âmbito do processo de revisão tarifária da Celesc tratou-se de um ajuste antecipado que viria a ocorrer no ciclo 2022/2023; (ii) corroborou com os cálculos descrito na Tabela 15 acima e; (iii) concordou com o argumento apresentado pela CGT quanto aos ajustes de linhas de transmissão em circuito duplo procede.

124. Dessa forma, a determinação contida no Despacho nº 1.368, de 24 de maio de 2022, será cumprida por meio da PA, conforme consta na Tabela 15 e o ajuste da receita de O&M referente à transferência das linhas de transmissão em circuito duplo, processadas no ciclo anterior, será tratada em item específico da presente análise.

III.4.6.6 – Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2021-2022

125. Conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET, o equipamento retirado de operação comercial terá a receita a ele associada cancelada na data da retirada de operação. Sendo assim, a parcela de RAP associada aos módulos que foram substituídos, desativados ou transferidos para distribuidora ao longo do ciclo 2021-2022 e que não foram reutilizados foi cancelada e subtraída da parcela de RAP total recebida pelas respectivas concessionárias. Além disso, foi calculada uma PA a ser devolvida pelas concessionárias a partir da data de retirada de operação do equipamento até 30/06/2022 devido ao cancelamento da parcela de RAP correspondente.

126. A Tabela 16 apresenta os módulos que se enquadram nessa situação, a parcela de RAP total que foi cancelada, a preços de junho de 2021 e a PA associada, a preços de junho de 2022.

Tabela 16– Parcela de Ajuste a ser devolvida às Concessionárias por cancelamento da parcela de RAP

Módulo	Transmissora	Contrato	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (ciclo 2021-2022)	PA atualizada (ref.: 06/2021)	Nota
EL 138 kV IMBITUBA LT 138 kV IMBITUBA /PAL.PINHEIRA C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	25.303,40	4.910.993,51	(a)
LT 138 kV IMBITUBA /J.LACERDA-A C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	938.597,02		
LT 138 kV IMBITUBA /PAL.PINHEIRA C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	2.844.156,70		
LT 138 kV PAL.PINHEIRA /PALHOCA ESU C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	1.658.932,44		
LT 138 kV PALHOCA ESU /J.LACERDA-A C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	4.073.675,37		
EL 138 kV PAL.PINHEIRA LT 138 kV PAL.PINHEIRA /PALHOCA ESU C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	755.999,85		
EL 138 kV PAL.PINHEIRA LT 138 kV IMBITUBA /PAL.PINHEIRA C-1 SC	CGT	057/2001	DSP 2410/2021	755.999,85		
TR 230/34,5 kV S.MATEUS SUL TR1 PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7384/2018	926.192,30		

Pág. 32 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Módulo	Transmissora	Contrato	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (ciclo 2021-2022)	PA atualizada (ref.: 06/2021)	Nota
TR 230/34,5 kV S.MATEUS SUL TR2 PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7384/2018	919.694,05	1.019.298,34	(b)
TR 230/138 kV PATO BRANCO TRB PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7384/2018	1.632.445,33	1.706.276,71	(b)
TR 230/138 kV PALHOCA ESU TR1 SC	CGT	057/2001	REA 7529/2018	635.237,34	658.243,66	(b)
TR 230/138 kV PALHOCA ESU TR2 SC	CGT	057/2001	REA 7529/2018	601.389,39	502.148,46	(b)
TR 230/138 kV PALHOCA ESU TR3 SC	CGT	057/2001	REA 7529/2018	601.389,39	412.496,29	(b)
TR 230/34,5 kV PONTA G NORTE TR1 PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7515/2018	1.306.439,12	556.076,29	(b)
TR 230/138 kV MARINGA TRB PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7515/2018	2.309.898,22	1.859.341,71	(b)
TR 230/69 kV UBERABA TRA PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7515/2018	417.666,14	328.671,57	(b)
TR 230/138 kV JOINVILLE TR3 SC	CGT	057/2001	REA 7576/2019	305.110,74	208.330,18	(b)
TR 230/138 kV JOINVILLE TR7 SC	CGT	057/2001	REA 7576/2019	266.968,24	279.844,39	(b)
TR 230/69 kV JOINVILLE TR8 SC	CGT	057/2001	REA 7576/2019	654.856,56	577.213,57	(b)
TT 69/13,8 kV MATATU TA1 BA	CHESF	061/2001	REA 7806/2019	80.454,23	51.953,99	(b)
TR 500/138 kV OURO PRETO 2 TR3 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 7496/2018	1.548.442,32	648.785,02	(b)
TR 138/13,8 kV VARZEA PALMA 1 TR2 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 7596/2019	17.071,86	19.233,55	(b)
TR 138/13,8 kV VARZEA PALMA 1 TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 7596/2019	34.750,81	39.151,06	(b)
TR 230/34,5 kV PONTA G NORTE TR2 PR	COPEL-GT	060/2001	REA 7515/2018	244.633,74	182.221,50	(b)
TR 138/69 kV JOINVILLE TR5 SC	CGT	057/2001	REA 7576/2019	133.871,74	155.808,87	(b)
TR 750/345 kV TIJUCO PRETO TR4 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	1.904.976,88	271.969,09	(c)
TR 750/345 kV TIJUCO PRETO TR5 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	10.765.791,21	1.537.006,83	(c)
TR 750/345 kV TIJUCO PRETO TR6 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	1.904.976,88	135.984,55	(c)
TR 750/500 kV TIJUCO PRETO TRR1 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	679.881,22	120.480,46	(b)
RTL 500 kV 90,6 MVar JAGUARA-SE RT10 SP	CEMIG-GT	006/1997	REA 7496/2018	390.539,85	86.058,89	(b)
RTL 750 kV 329 Mvar IVAIPORA RIA2 PR	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	4.045.611,75	238.971,73	(c)

Pág. 33 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Módulo	Transmissora	Contrato	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (ciclo 2021-2022)	PA atualizada (ref.: 06/2021)	Nota
TR 500/69 kV TIJUCO PRETO TREGR1 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	509.170,47	90.229,13	(b)
RTL 750 kV 329 Mvar TIJUCO PRETO RIATP3 SP	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	715.859,77	42.285,38	(c)
TR 500/345 kV SAMAMBAIA TR2 DF	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	8.969.444,32	1.041.678,85	(c)
RTB 13,8 kV 30 Mvar JACAREPAGUA RT2 RJ	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	118.605,55	21.017,86	(b)
TR 230/69 kV BARRO ALTO TRR1 GO	FURNAS	062/2001	REA 11449/2022	88.500,82	16.214,69	(b)
TR 345/138 kV ADRIANOPOLIS TR2B RJ	FURNAS	062/2001	REA 8707/2022	628.481,95	100.046,12	(b)
BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC3 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	49.690,17	29.252,17	(d)
BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC4 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	49.690,17	29.252,17	
BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC5 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	49.690,17	29.252,17	
BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC6 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	49.690,17	29.252,17	
MC 13,8 kV BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC3 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	53.115,48	31.268,62	
MC 13,8 kV BC 13,8 kV 14,4 MVar TAQUARIL BC5 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 8270/2019	63.575,38	37.426,28	
LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	145.009,34	10.511.859,18	(e)
LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-2 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	135.567,71		
LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-2 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	115.414,69		
LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	115.414,69		
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. C-3 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	156.163,90		
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. C-2 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	44.654,49		
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	44.654,49		
LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	178.473,03		
LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	312.327,81		
LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUST. C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	368.100,63		



Pág. 34 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Módulo	Transmissora	Contrato	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (ciclo 2021-2022)	PA atualizada (ref.: 06/2021)	Nota
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-2 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	3.291.927,69		
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	3.291.763,73		
LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-2 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	1.171.104,49		
LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-1 RJ	FURNAS	062/2001	DSP 3521/2019	1.171.104,49		
LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C-1 RS	CEEE-T	055/2001	DSP 655/2018	8.212,80	6.858,43	(f)

Notas: (a) equipamentos relacionados à transferência da CGT para Celesc; (b) Substituição completa; (c) Substituição parcial; (d) desmontagem; (e) equipamentos relacionados à transferência de Furnas para Light; (f) equipamentos relacionados à transferência da CEEE para Certe; (g) as PA relacionadas às transferências são citadas nessa tabela e em outras oportunidades no texto, não ensejando dupla fixação do referido valor.

127. Com relação às parcelas de RAP que foram canceladas, cabem os seguintes esclarecimentos:

128. No caso dos custos operacionais, os montantes totais a serem recebidos pelas concessionárias prorrogadas são calculados com base no modelo DEA³³ e, posteriormente, esse montante é rateado pelos módulos de cada contrato de concessão com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor de custo operacional associado a cada módulo não corresponde, necessariamente, ao valor de custo operacional correspondente àquele módulo calculado por meio do modelo DEA.

129. No entanto, com a publicação do “Anexo III: Custo Unitário de cada produto por concessionária” do submódulo 9.1 do PRORET, aprovado pela REN nº 880, de 7 de abril de 2020, é possível estimar de forma mais precisa, o valor do custo operacional associado a cada equipamento, conforme resultado obtido a partir do modelo DEA.

130. Sendo assim, o valor do custo operacional associado a cada equipamento retirado de operação comercial foi calculado com base no Anexo III do submódulo 9.1 do PRORET, sendo esse valor, portanto, cancelado conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET.

131. Com relação ao componente econômico da PRT nº 120/2016, foi cancelado montante considerando a vida útil remanescente do módulo desativado, pois, da mesma forma que ocorre com os custos operacionais, o montante total desse componente é rateado pelos módulos da concessionária com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor do componente econômico da PRT nº 120/2016 associado a cada módulo individualmente não corresponde, necessariamente, ao valor de custo capital correspondente àquele módulo.

132. Com relação ao componente financeiro da PRT nº 120/2016, informa-se que este não foi cancelado, pois trata-se da remuneração de um serviço já prestado, sendo, portanto, re-rateado pelos



Data Envelopment Analysis.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 35 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

demais módulos da transmissora.

133. A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

134. Além do que já foi relatado nesse item, cabe salientar que, na análise³⁴ dos recursos à REH nº 2.895/2021, alterada pela REH nº 2.959/2021, foram realizados ajustes relativos aos equipamentos abaixo, ambos da CELG G&T (Contrato 063/2001). Contudo, os referidos equipamentos ainda foram publicados na lista de módulos aprovada pelo Despacho nº 1.425/2022.

Tabela 17 – Equipamentos excluídos da lista de módulos devido sua substituição (já analisada nos recursos à REH nº 2.895/2021)

IdeMdl	Módulo
7896	MC 230 kV TR 230/138 kV C. DOURADA TR1 GO
7897	MC 138 kV TR 230/138 kV C. DOURADA TR1 GO

135. De forma semelhante, a análise³⁵ da substituição do MC 500 kV RTB 500 kV 136 MVar MIRACEMA RT3 TO, IdeMdl 14189, de propriedade da Eletronorte (CC 058/2001), foi realizada no processo de reajuste referente à RAP do ciclo 2020-2021. Dessa forma, como as receitas das PRT 579/2012 e 120/2016 ainda se encontram na lista de módulos pós recursos do ciclo 2021-2022, foi realizada somente a exclusão desse módulo. Salienta-se que ajustes adicionais não são necessários e que as receitas serão divididas nos módulos restantes do respectivo contrato.

136. Por fim, é necessário reforçar que, nos ajustes das receitas de O&M fixadas pela Portaria nº 579/2012 para a CGT, foi estornado parte das receitas processadas no ciclo anterior e relacionadas com a transferência de linhas de transmissão em circuito duplo para a Celesc-D. Tal entendimento foi firmado após o posicionamento da SRM sobre a metodologia DEA aplicada ao caso concreto para esse tipo de instalações (Memorando nº 083/2022-SRM/ANEEL³⁶, de 20 de junho de 2022). A memória de cálculo consta como anexo da presente análise.

III.4.6.7 – Ajuste para corrigir a PA Revisão decorrente da postergação da Revisão Periódica da RAP de 2020 das transmissoras licitadas.

137. Conforme consta na seção “III.2 – Da correção da PA postergação da Revisão Periódica de 2020 das Transmissoras Licitadas” da Nota Técnica Complementar nº 228/2021-SGT/ANEEL³⁷, de 4 de outubro de 2021, que instruiu a retificação da REH nº 2.895/21, por meio da emissão da REH nº 2.959/21, foi proposta a correção da Parcela de Ajuste decorrente da postergação da Revisão Periódica da RAP das transmissoras licitadas, cuja revisão deveria ter ocorrido até 1º de julho de 2020, mas que não pôde ser realizada tempestivamente.

138. Os valores homologados pela REH nº 2.895/21 das referidas Parcelas de Ajuste totalizaram R\$ 1.302.307,73 para todas as 19 concessionárias impactadas, sendo que o valor correto, conforme

³⁴ Nota Técnica nº 082/2022/SGT (48581.001541/2022-00), Tabela 5.

³⁵ Nota Técnica nº 119/2020/SGT (48581.001111/2020-00), Tabela 11.

³⁶ SIC 48580.000802/2022-00.

³⁷ SIC nº 48581.001509/2021-00



Pág. 36 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

exposto na referida Nota Técnica, deveria ser de R\$ 20.836.923,63, a preços de junho de 2021.

139. Entretanto, apesar da correção informada, o SIGET não foi atualizado adequadamente para refletir os valores corretos das Parcelas de Ajuste, de modo que no Despacho nº 1.425/2022, que analisou os Pedidos de Reconsideração interpostos contra a REH nº 2.895/21, as referidas Parcelas de Ajuste totalizaram R\$ 5.530.106,68, a preços de junho de 2021. Destaca-se que os valores equivocados foram considerados no cálculo da PA Apuração das 19 concessionárias impactadas, realizado no âmbito deste processo.

140. Sendo assim, foram calculadas Parcelas de Ajuste, conforme tabela a seguir, totalizando R\$ 17.102.492,25, a preços de junho de 2022, e a ser compensada ao longo do ciclo 2022-2023 para corrigir de forma definitiva o equívoco mencionado.

Tabela 18 – Parcela de Ajuste para corrigir a PA Revisão decorrente da postergação da Revisão Periódica da RAP de 2020 das transmissoras licitadas.

Concessionária	Contrato	PA Revisão Valor Correto (R\$) REH nº 2.959/21 (Ref. Jun/21) [1]	PA Revisão Valor SIGET (R\$) DSP nº 1.425/22 (Ref. Jun/21) [2]	Diferença (R\$) (Ref. Jun/21) [3] = [1] - [2]	Diferença Atualizada (R\$) (Ref. Jun/22) [4]
CHESF	017/2009	108.990,53	7.929,45	101.061,08	112.916,77
CHESF	018/2009	53.443,67	3.340,23	50.103,44	55.981,19
TPAE	019/2009	51.549,90	3.221,87	48.328,03	53.997,50
ELETRONORTE	021/2009	344.674,28	21.542,14	323.132,14	361.039,46
ELETRONORTE	022/2009	203.075,21	12.692,20	190.383,01	212.717,25
TME	023/2009	154.522,32	9.657,65	144.864,67	161.859,05
TSP	024/2009	-1.000.823,00	-62.551,43	-938.271,57	-1.048.342,21
ESDE	025/2009	136.045,43	8.502,84	127.542,59	142.504,88
IEJAPI	026/2009	184.985,52	11.561,58	173.423,94	193.768,67
COPEL-GT	027/2009	57.125,75	3.570,36	53.555,39	59.838,09
TGO	028/2009	75.113,26	4.694,58	70.418,68	78.679,65
ODOYÁ	017/2014	2.631.903,61	164.493,97	2.467.409,64	2.756.866,72
ESPERANZA	018/2014	2.838.893,98	177.430,87	2.661.463,11	2.973.685,02
CANTAREIRA	019/2014	4.508.460,17	4.508.460,17	0,00	0,00
COPEL-GT	021/2014	335.031,07	20.939,45	314.091,62	350.938,38
COPEL-GT	022/2014	894.074,68	55.879,67	838.195,01	936.525,45
CELG G&T	003/2015	99.878,67	6.242,42	93.636,25	104.620,92
Macedo	005/2015	8.524.156,08	532.759,75	7.991.396,33	8.928.884,04
MORRO AGUDO	006/2015	635.822,50	39.738,91	596.083,59	666.011,42
TOTAL		20.836.923,65	5.530.106,68	15.306.816,97	17.102.492,25



Pág. 37 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.4.6.8 – Ajuste devido ao recebimento dos Encargos de Conexão dos equipamentos de IdeMdl 17596 e 17604 – transferência para MEZ 5.

141. No decurso das tratativas para homologação dos encargos de conexão no processo tarifário 2021 da CEEE-D, a MEZ 5 informou que os equipamentos de IdeMdl 17596 e 17604, quais sejam, a IB 13,8 kV MG 230 kV PORTO ALEGRE 4 MG1 RS IB4 e o MC 13,8 kV BC 13,8 kV 6 Mvar PORTO ALEGRE 4 BC5 RS, estavam com identificação de titularidade equivocadamente atribuída à CEEE-T.

142. Por meio do Despacho nº 1.425/2022 foi dado provimento ao pleito da transmissora e a MEZ 5 consta como concessionária dos módulos, identificado com os IdeMdl 17596 e 17604, na lista de módulos, versão pós recurso do ciclo 2021/2022. Disso decorreu a necessidade de calcular a parcela de ajuste para devolver para a MEZ 5 o valor que deixou de receber da distribuidora CEEE-D. Como esse valor foi pago pela distribuidora para a CEEE-T, há também a necessidade de uma parcela de ajuste negativa, no mesmo valor, para que a transmissora devolva o valor recebido.

143. Dessa forma, deverá ser incluído na receita do ciclo 2022/2023 da MEZ 5 uma parcela de ajuste positiva de R\$ 15.855,50, corrigido pelo IPCA, e da CEEE-T uma parcela de ajuste negativa de R\$ 15.855,50 conforme valores apresentados na tabela a seguir.

Tabela 19: PA Outros Ajustes da MEZ 5 e CEEE-T referente custo conexão com distribuidora CEEE-D

TRANSMISSORAS	Grupo Equipamento	RAP Conexão/DIT (R\$)	Atualização	RAP Conexão/DIT (R\$)
CEEE-T	GRP 13,8 kV PORTO ALEGRE 6 RS	(14.190,75)	IPCA	(15.855,50)
MEZ 5	GRP 13,8 kV PORTO ALEGRE 4 RS	14.190,75	IPCA	15.855,50

III.4.6.9 – Carta ARG. D.I-III 666/2022 – ARGO III

144. Por meio da Carta ARG. D.I-III 666/2022³⁸, de 10 de junho de 2022, a ARGO III questionou os ajustes processados no ciclo passado. Verificada a veracidade das informações prestadas pela transmissora junto ao ONS, resta estabelecer PA em favor da transmissora.

III.4.6.10 – Transferências de usuários e proprietários de ativos de transmissão

145. No decurso do ciclo 2021-2022 foram identificadas situações de transferências de responsabilidade pelo pagamento de RAP, bem como de propriedade de alguns ativos. Em cada caso, foram verificados os impactos relativos à receita e à descrição de usuários e proprietários. Os casos identificados foram tratados conforme descrições a seguir.

III.4.6.10.1 – Transferência não onerosa da linha LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-2 RJ de Furnas Centrais Elétricas S.A. para Light Serviços de Eletricidade S.A.

146. Por meio da carta REQ.DR.00020.2021³⁹, de 17/08/2021, a transmissora Furnas apresentou o "Termo de Transferência Não Onerosa que entre si celebram Furnas Centrais Elétricas S.A. e a Light -

³⁸ SIC 48513.015857/2022-00

³⁹ SIC 48513.025906/2021-00.



Pág. 38 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Serviços de Elétricas S.A." referente à transferência da linha LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-2 RJ da transmissora Furnas para a distribuidora Light a partir da data de assinatura desse termo em 10/08/2021. Essa transferência foi autorizada pelo Despacho nº 3.521, de 17/12/2019.

147. Como o termo de transferência não detalha a composição do objeto efetivamente transferido, foi informado por Furnas a relação de módulos relativos aos ativos transferidos para a distribuidora:

Edificação	Módulo	IdeMdl
LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO RJ	LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO C-1 RJ	3256
LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR C-2 RJ	3475
LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-2 RJ	3481
LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES C-1 RJ	3478
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. C-3 RJ	3490
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. C-2 RJ	3487
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUSTRI. C-1 RJ	3484
LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO C-1 RJ	3406
LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES C-1 RJ	3409
LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES C-1 RJ	3409
LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUSTRI. RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUSTRI. C-1 RJ	3415
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-2 RJ	28230
LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE RJ	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA OESTE C-1 RJ	28226
LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA RJ	LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-2 RJ	28231
LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA RJ	LT 138 kV ZONA OESTE /JACAREPAGUA C-1 RJ	28227

Quadro 4 – relação de equipamentos transferidos de Furnas à Light-D, conforme Despacho nº 3.521/2019.

148. Considerando a transferência efetivada a partir de 10/08/2021, deve ser apurada duas PA no período de 10/08/2021 a 30/06/2022, uma em favor dos consumidores da distribuidora e outra em favor dos usuários que compartilham a LT 138 kV SANTA CRUZ/BRISAMAR RJ (IdeMdl 3475).

149. Diante do exposto, foram cadastradas as seguintes Parcelas de Ajuste:

Tabela 20 – PA em função da transferência de ativos de Furnas para Light-D.

Transmissora	Contrato	Grupo	PA (ref.: 06/2022)
Furnas	062/2001	GRP JACAREPAGUA - LIGHT	- 10.376.674,98
Furnas	062/2001	GRP LT 138 kV ANGRA / S.CRUZ	- 135.184,19

III.4.6.10.2 – Transferência Onerosa de Ativos CEEE-GT para Certel - Carta nº 003/2022/PR/CPFL, de 04/04/2022

150. Por meio da Carta nº 003/2022/PR/CPFL, de 04/04/2022, a CPFL Transmissão (antiga CEEE-T) informou que os ajustes no tratamento tarifário do módulo LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C-1 RS ainda não foi realizado, embora já ter sido concluído a transferência onerosa da instalação para a Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia - Certel Energia, com base no Despacho nº 655, de 23/03/2018, em



Pág. 39 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira anuiu o pedido formulado pela CEEE-GT. Segundo o Termo de Transferência Onerosa de Ativos CEEE-GT nº 50000157 isso ocorreu em 27/08/2018. Diante disso solicitou:

19.1. Reconheça os efeitos do Termo de Transferência Onerosa de Ativos CEEEGT nº 50000157, de 27/08/2018, celebrado entre CEEE-GT e CERTEL, quais sejam, a transferência de titularidade da LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C- 1 RS (ideMdl 18186) para a CERTEL em 27/08/2028, nos termos do Despacho nº 655, de 23/03/2018;

19.2 Reconheça, diante das restrições contratuais e regulatórias, o impacto nulo na Parcela de Ajuste entre CPFL TRANSMISSÃO e CERTEL uma vez que o efetivo faturamento entre CPFL TRANSMISSÃO e CERTEL consta suspenso até que a controvérsia tarifária seja sanada, a despeito dos comandos estabelecidos nas REHs referentes aos Ciclos 2020/2021 e 2021/2022;

19.3. Reconheça que os Ajustes Tarifários entre CPFL TRANSMISSÃO e RGE Sul já foram perfectibilizados, consoante comandos estabelecidos na REH referente ao Ciclo 2019/2020; e

19.4 Proceda, a tempo do próximo processo de Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023 da CPFL TRANSMISSÃO, os ajustes definitivos provenientes da conclusão do processo de transferência das instalações para a CERTEL.

151. Ao analisar a lista de módulo do ciclo 2018/2019 até o ciclo 2021/2022, constatou-se que no ciclo 2018/2019 foi definido a distribuidora RGE Sul como responsável pelo pagamento dos custos de conexão e a partir do ciclo 2020/2021 esse custo foi alocado para a Certel conforme apresentado na tabela a seguir.

Tabela 21: Módulo LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C-1 RS

Ciclo	Concessionária do Módulo	Contrato do Módulo	Tipo Uso	Situação da RAP	RAP do Ciclo	Usuário
Pós Recurso da REH 2859/2021 – Ciclo 2021/2022	CEEE-T	055/2001	Exclusivo	Ativa	8.212,80	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA - CERTEL
Ciclo 2020-2021	CEEE-GT	055/2001	Exclusivo	Ativa	7.656,55	COOPERATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA TEUTÔNIA - CERTEL
Ciclo 2019-2020	CEEE-GT	055/2001	Exclusivo	Ativa	6.584,97	Não consta
Ciclo 2018-2019	CEEE-GT	055/2001	Exclusivo	Ativa	6.291,88	RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

152. Como os efeitos da transferência onerosa do módulo LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C-1 RS vigorou a partir de 27/08/2018, o encargo de conexão não é mais devido à CPFL Transmissora a partir dessa data e os ajustes solicitados devem ser parcialmente atendidos.



Pág. 40 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

153. Não se identificou na lista de módulos, na lista das Parcelas de Ajuste e nas Notas Técnicas nº 115/2019-SGT/ANEEL e nº 63/2020-SGT/ANEEL, referente à REH nº 2.565/2019, que tenha ocorrido ajuste na cobertura do encargo de conexão do ciclo 2018/2019 uma vez que a CPFL Transmissora deixou de fazer jus ao recebimento desse encargo a partir da concretização da transferência onerosa módulo do LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 C-1 RS para a permissionária Certel.

154. Por isso, faz-se necessário definir uma PA para que a transmissora devolva para os consumidores da RGE Sul o valor apurado no período de 27/08/2018 a 30/06/2019. Esse valor corrigido pelo IPCA é de R\$ 6.858,43 a preços de junho/2022.

155. Quanto aos valores de encargo de conexão estabelecidos nos ciclos 2020/2021 e 2021/2022 pelas REH nº 2.725/2020 e REH nº 2.959/2021, como devidos à CPFL Transmissora pela permissionária Certel, constata-se que não cabe apuração de uma Parcela de Ajuste diante da informação prestada na Carta nº 003/2022/PR/CPFL de que houve um acordo entre as partes para suspenderem o pagamento até manifestação da ANEEL:

Neste contexto, CPFL TRANSMISSÃO e CERTEL entenderam que o efetivo faturamento ficasse suspenso até que a controvérsia tarifária posta fosse esclarecida e sanada junto à ANEEL.

156. Salienta-se ainda que os custos de O&M da PRT 579/2012 foram reduzidos devido a transferência do equipamento. As memórias de cálculo da PA e do ajuste da receita de O&M acompanham o resultado da análise.

III.4.6.10.3 - Transferência de ativos da CGT para Celesc – DSP 2410/2021

157. Em 10 de agosto de 2021, por meio do Despacho n. 2.410, foi autorizada a transferência de Demais Instalações de Transmissão de Uso Exclusivo (DIT) da CGT Eletrosul para a Celesc-Dis. Contudo, em 17 de agosto de 2021, por meio da Resolução Homologatória n. 2.921, foi aprovada a Revisão Tarifária da Celesc-Dis, na qual os ativos transferidos pelo Despacho n. 2.410 foram considerados na base de remuneração da distribuidora.

158. De modo a não permitir dupla cobrança dos consumidores, via encargos de conexão e via BRR da Celesc, a Diretoria entendeu que os procedimentos de transferências que seriam processados no ciclo 2022-2023 poderiam ser antecipados parcialmente, de modo a não onerar o consumidor catarinense.

159. Em virtude de tal decisão, a CGT Eletrosul entrou com recurso contra o resultado da revisão tarifária da Celesc, o que culminou com a publicação do Despacho nº 1.368/2022. A análise da determinação da Diretoria constante neste ato foi realizada na seção III.4.6.5 – Determinações da Diretoria.

160. É forçoso recordar apenas que a determinação da Diretoria foi cumprida na presente análise e que todos os ajustes em função da referida transferência (exclusão de equipamentos, ajustes m receitas da PRT 579/2012 e PRT 120/2016, se cabível, além de recálculo do ajuste da PA) foram

Pág. 41 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

processados. As memórias de cálculo de cada item fazem parte dos anexos da análise.

III.4.6.11 – Carta CRG-C/180/2021 – Copel GeT

161. Por meio da carta CRG-C/180/2021⁴⁰, de 14 de dezembro de 2021, a Cope GT requisitou:

- (i) Que fossem homologadas à Copel GeT as Parcelas de Ajustes dos Encargos de Conexão face à desconstrução e/ou alteração dos Usuários, conforme consta nos Contratos nº 002/2019 (Votorantim) e nº 001/2020 (Petrobras); e
- (ii) Que seja homologada a PA de O&M referente às instalações transferidas em função do seccionamento da LT 230 kV Cascavel – foz do Iguaçu Norte na subestação Medianeira, conforme autorização da REA 10228/2021.

162. Nesse sentido, esclarecemos que o item (i) foi atendido no recurso à REH nº 2.895/2021 e o item (ii) está sendo considerado em conjunto com as informações prestadas pela SCT para definição da PA relativa aos custos de O&M de instalações transferidas.

III.4.6.12 – Reclassificação de Ativos da COPEL GT – Despacho nº 3.954/2021

163. Por meio do Despacho nº 3.954, de 14 de dezembro de 2021, a Diretoria da ANEEL decidiu reclassificar os módulos LT 230 kV UMBARA /RL PEROXIDO C-1 PR (IdeMdl 20264) e EL 230 kV UMBARA LT 230 kV UMBARA /RL PEROXIDO C-1 PR (IdeMdl 3068) de DIT para RB. Dessa forma, o referido ajuste foi realizado na lista de módulos, mantendo as demais informações dos módulos inalteradas.

III.4.6.13 – Identificação de usuários DIT SE Parecis – EBTE

164. Os encargos da DIT da SE Parecis estavam sendo pagos pela distribuidora EMT desde 19/04/2011. Contudo, foram analisados os seguintes Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão (CCT) assinados pela EBTE:

- CCT nº 011/2011: entre a EBTE e as PCHs Cidezal, Parecis, Rondon, Sapezal e Telegráfica, que compõe o Grupo Juruena.
- CCT nº 074/2011: entre a EBTE e os usuários Maggi Energia S.A.; Divisa Energia S.A.; Segredo Energia S.A.; Ilha Comprida Energia S.A.; e Jesuíta Energia S.A, que compõe o Grupo Maggi.
- CCT nº 072/2012: entre a EBTE e a Centrais Elétrica Matogrossenses S.A. – CEMAT (atual Energisa Mato Grosso – EMT).

165. Da leitura dos referidos contratos, depreende-se dos CCT nº 011/2011 e nº 074/2011 que os grupos de geradores Grupo Maggi e o Grupo Juruena acordaram pagar os Encargos de Conexão da SE Parecis nas proporções de 40% e 60%, respectivamente. Por sua vez, o CCT nº 072/2012 indica pagamento de Encargos de Conexão da EMT à EBTE apenas pelas instalações contidas na SE Juína/MT, sem incluir as



SIC 48513.033843/2021-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 42 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

DIT da SE Parecis. Assim, os pagamentos de DIT referentes à conexão da SE Parecis/MT sempre foram devidos pelos Grupos Maggi e Juruena.

166. Diante do exposto, o pagamento dos equipamentos IB 138 kV MG 230 kV PARECIS MG1 MT IB1 (IdeMdl 19925), EL 138 kV PARECIS DIST1 (IdeMdl 19926) e EL 138 kV PARECIS DIST2 (IdeMdl 19927) foi processado duplamente à transmissora, pelos geradores e pela EMT desde 2011.

167. Desse modo, levantado os valores dos referidos equipamentos desde 19/04/2011 e atualizados pelo índice e metodologia de aplicação definidos no Contrato nº 011/2008, conforme memória de cálculo anexa, deve-se proceder com a definição de PA em desfavor da EBTE no valor de -R\$ 3.787.665,78.

168. Os grupos atribuídos às DIT desses equipamentos devem ser adaptados para não se repetir tal indébito no ciclo 2022-2023 e posteriores. Assim, respeitando as proporções estabelecidas nos CCT nas quais 60% das DIT da SE Parecis são pagas pelo Grupo Jurema e 40% são pagas pelo Grupo Maggi, os pagamentos dessas DIT foram alocados conforme quadro abaixo.

Equipamento	Grupo ciclos anteriores	Usuário anterior	Grupo ciclo 2022-2023	Usuário definido
IB 138 kV MG 230 kV PARECIS MG1 MT IB1	GRP 138 kV PARECIS MT	EMT	GRP 138 kV PARECIS MT	Parecis Energia S.A.
EL 138 kV PARECIS DIST1	GRP PARECIS – EMT	EMT	GRP PARECIS – Grupo Juruena	Parecis Energia S.A.
EL 138 kV PARECIS DIST2	GRP PARECIS – EMT	EMT	GRP PARECIS – Grupo André Maggi	Maggi Energia S.A.

Quadro 5 – ajustes de usuários das DIT da SE Parecis.

169. Ainda, para se processar o ajuste financeiro, a PA deve ser definida em outro grupo no qual a EMT seja usuária exclusiva. Dessa forma, a PA calculada será definida para o grupo de RBF PARECIS-230/138 kV. Assim, a EBTE devolverá os valores duplamente recebidos com repasse direto aos consumidores finais da EMT.

170. Como o valor possível de ser descontado no ciclo 2022-2023 é inferior ao devido, a diferença será processada na PA Apuração do ciclo 2023-2024.

III.4.6.14 – Carta CE DRP-0050/2022 – CGT Eletrosul

171. Por meio da carta CE DRP-0050/2022⁴¹, de 17 de junho de 2022, a CGT Eletrosul requisitou:

- (i) Revisar a lista de módulos disponibilizada por meio do Despacho nº 1.425/2022, de modo a contemplar os ajustes de receita já processados por ocasião da REH nº 2.959/2021 e relacionados com o fim da concessão da Conversora de Uruguiana (PRT MME nº 624/2014);
- (ii) Analisar os pleitos constantes na CE DRP-0121/2021⁴², de 25 de outubro

⁴¹ SIC 48513.016361/2022-00.

⁴² SIC 48513.029229/2021-00.



Pág. 43 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

de 2021, não verificados por ocasião da análise dos recursos do ciclo anterior, quais sejam:

- (ii.a) Revisão do cálculo do modelo DEA relativo à LT 138 kV Biguaçu-Florianópolis C1 e C2, processado no ciclo 2021-2022; e
- (ii.b) Alteração do titular do Contrato nº 004/2012 para CGT Eletrosul.

172. Considerados os argumentos apresentados pela transmissora, recomendamos a republicação da lista de módulos constante no Despacho nº 1.425/2022, de modo a contemplar os ajustes de receita já processados por ocasião da REH nº 2.959/2021 e relacionados com o fim da equiparação da Conversora de Uruguaiana (PRT MME nº 624/2014). Salientamos que a Portaria nº 654/GM/MME, de 13 de junho de 2022, extinguiu formalmente a equiparação.

173. Quanto ao pleito relativo à revisão do cálculo de redução da receita de O&M da PRT 579/2012 em virtude da transferência LT 138 kV Biguaçu-Florianópolis C1 e C2, salientamos que a SRM foi instada a manifestar-se sobre o pleito apresentado pela transmissora por meio do Memorando nº 126/2022-SGT/ANEEL⁴³, de 3 de junho de 2022. Em sua resposta, encaminhada pelo Memorando nº 083/2022-SRM/ANEEL⁴⁴, de 20 de junho de 2022, a área técnica informou que:

***5. O ajuste prospectivo da RAP referente à operação e manutenção das instalações transferidas deve ocorrer a partir de modelagem semelhante à adotada no estudo realizado no âmbito do processo de revisão. Nesse sentido, destacamos, por fim, que deve ser realizado ajuste para linhas de transmissão em circuito duplo, as quais devem ter contabilizadas metade do comprimento de seus circuitos, conforme detalhado, tanto na Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL quanto na Nota Técnica nº 204/2018-SRM/ANEEL.
(grifos nossos)***

174. Dessa forma, nos cálculos de ajuste de RAP da PRT 579/2012 para o ciclo 2022-2023 foi processada reconstituição da metade do valor processado no ciclo anterior, como orientou a área de regulação.

175. Com relação ao pleito de alteração do titular do Contrato nº 004/2012 para CGT Eletrosul, informamos que, após ouvida a área de concessões, as instalações do referido contrato foram alteradas.

III.4.6.15 – Carta CE-SRR-011/2022 – Chesf

176. Por meio da carta CE-SRR-011/2022 (sic 48513.002239/2022-00), a Chesf informou à SGT que solicitara o apoio da SCT para que realizássemos o pagamento dos custos incorridos pela aludida transmissora com a elaboração do Relatório Técnico (R4) nos trâmites do Leilão 002/2019.

177. Contudo, salientamos que por meio da Portaria nº 610/GM/MME, de 28 de janeiro de 2022, o Ministério de Minas e Energia – MME declarou a caducidade do Contrato de Concessão nº

⁴³ SIC 48581.001586/2022-00.

¹ SIC 48580.000802/2022-00.



Pág. 44 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

12/2020-ANEEL.

178. Assim, como comunicado pela SCT por meio do Ofício nº 121/2022-SCT/ANEEL, de 8/03/2022 (SIC nº 48526.001215/2022-00), o pedido deve ser negado por hora, visto que o Poder Concedente ainda não se manifestou quanto à nova licitação do empreendimento advindo de contrato caducado. Em havendo nova licitação do empreendimento, o valor do relatório atualizado para a data do leilão será incluído como obrigação a ser paga à Chesf pela futura transmissora vencedora do certame.

III.4.6.16 - Ofício MSG.DP.019.2022 – Mata de Santa Genebra (Genebra)

179. Por meio do documento Ofício MSG.DP.019.2022⁴⁵, de 25/05/2022, a Transmissora Mata de Santa Genebra (MSG) reiterou o Ofício MSG.DP.101.2021 em que solicitou a revisão do cálculo da parcela de ajuste apurada para a MSG.

180. Informa-se que o pedido original foi contemplado na REH nº 2.959/2021 que promoveu a retificação da REH nº 2.895/2021. A análise dos pedidos de reconsideração contra a REH nº 2.895, de 13/07/2021, foi concluída com a publicação do Despacho nº 1.425, de 31/05/2022, e o resultado para a parcela de ajuste da MSG pode ser consultada na Tabela 9 da Nota Técnica nº 82/2022-SGT/ANEEL disponível nesse Despacho.

III.4.6.17 – PA Fim de vigência TLR

181. Com o início da vigência da REN nº 841⁴⁶, de 2018, que ocorreu a partir de 1º de julho de 2019, o ONS passou a emitir, nos casos previstos na referida Resolução, Termos de Liberação de Receita – TLR que é o “documento que, a partir da data especificada, dá o direito ao recebimento de parcela de Receita Anual Permitida – RAP das FT ou Grupo de FT discriminados, quando houver Pendências Impeditivas de Terceiros ou Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico e não houver Pendências Impeditivas Próprias (conforme REN nº 841/2018).

182. Portanto, o TLR dá o direito à transmissora ao recebimento de 90% ou 100% da RAP correspondente, a depender do caso, porém tem a particularidade de possuir, no momento da sua emissão, prazo de vigência determinado, conforme consta nos parágrafos 10º e 11º da REN nº 841/2018 (atualmente itens 5.10 e 5.11 do Módulo 3 das Regras de Transmissão):

“(…)

§10º No TLR deverão ser listadas as Pendências Não Impeditivas Próprias, contendo os prazos informados pela Transmissora para solucionar cada uma, as Pendências Impeditivas de Terceiros, com os respectivos responsáveis, e as Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico.

§11º O TLR terá vigência até a solução das Pendências Não Impeditivas Próprias, de cada Pendência Impeditiva de Terceiros ou de cada Pendência Impeditiva de

⁴⁵ SIC 48513.014371/2022-00.

⁴⁶ Posteriormente incorporada ao “Módulo 3 – Instalações e Equipamentos” das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, provado pela REN nº 905, de 8 de dezembro de 2020.



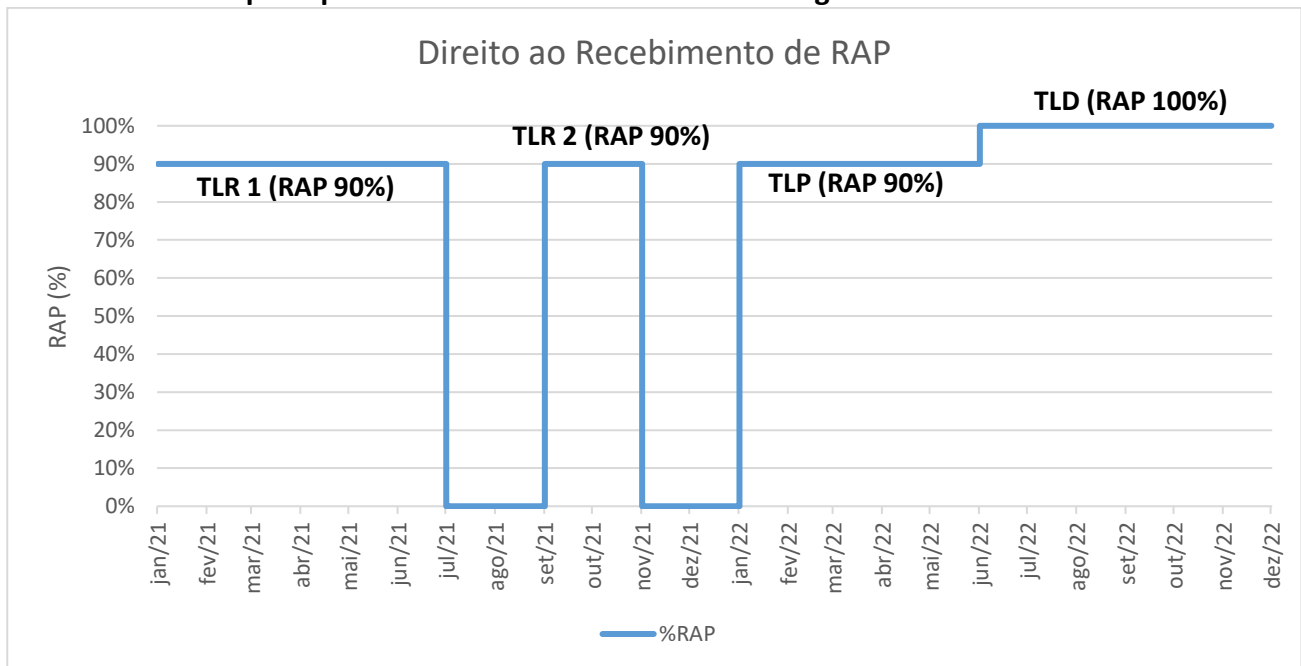
Pág. 45 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Caráter Sistêmico, quando a Transmissora deverá solicitar novos termos de liberação”.
(grifo nosso)

183. Isto posto, uma vez encerrada a vigência do TLR, é obrigação da transmissora responsável solicitar a emissão de novos termos de liberação. Entretanto, podem ocorrer situações em que há o encerramento da vigência do TLR, sem que haja a emissão imediata de novo Termo de Liberação – TL pelo ONS, caso a concessionária, por exemplo, não solicite o documento no prazo adequado. Nessas situações, a empresa fica sem qualquer Termo de Liberação vigente, portanto, sem direito ao recebimento da RAP correspondente, já que o TL é o documento que garante o recebimento da receita.

184. O gráfico a seguir representa um exemplo hipotético que ilustra a situação descrita anteriormente, em que a transmissora fica com o direito ao recebimento da RAP “suspenso” entre o fim de vigência do primeiro TLR e o início de vigência do segundo TLR e entre o fim de vigência do segundo TLR e o início de vigência do TLP.

Gráfico 01 – Exemplo hipotético de existência de TLRs com vigência.



185. Após extensa análise, verificou-se que, desde o início de vigência da REN nº 841/2018, tais situações, em geral, não estavam sendo consideradas adequadamente no cálculo da PA Apuração e no cálculo dos encargos de conexão a serem pagos pelos usuários das DIT de Uso Exclusivo. As concessionárias que se enquadravam na situação descrita permaneciam recebendo a parcela de RAP correspondente, mesmo nos casos em que não havia TL vigente, em função do encerramento da vigência do TLR.

186. Sendo assim, foram calculadas Parcelas de Ajuste, conforme tabela a seguir, a serem pagas pelas concessionárias de modo a devolver os valores de receita recebidos indevidamente pelas empresas no período em que não havia TL vigente em decorrência do encerramento da vigência do TLR.

Pág. 46 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Tabela 22 – Parcela de Ajuste em decorrência do encerramento da vigência do TLR.

Concessionária	Contrato	Valor da PA (R\$) Ref.: Jun/22
MANTIQUEIRA	005/2016	-107.583,65
COPEL-GT	006/2016	-1.737.300,17
MIRACEMA	017/2016	-946.084,96
LITORAL SUL	018/2016	-758.866,32
PARANAÍTA	022/2016	-145.876,19
EQTLT04	012/2017	-696.438,00
EQTLT06	014/2017	-806.304,69
GUAÍRA	023/2017	-238.551,21
ATIBAIA	038/2017	-1.143.408,41
Z2	045/2017	-652.612,51
ARGO III	049/2017	-468.765,18
GRALHA AZUL	001/2018	-172.949,92
BRE	010/2018	-174.812,58
COLINAS	022/2018	-190.580,90
ENERGISA PARÁ	030/2018	-1.792.756,67
AMAPAR	007/2019	-29.282,08
CHESF	005/2012	-96.716,95
TP NORTE	012/2012	-78.974,47
TOTAL		-10.237.864,86

III.4.6.18 – Despacho nº 299/2022

187. O Despacho ANEEL nº 299, de 01/02/2022, decidiu estabelecer procedimento excepcional para que as receitas associadas a subestação Timóteo 2 relativas as funções transmissão FT TR 230/69 kV TIMOTEO 2 TR1 MG e FT TR 230/69 kV TIMOTEO 2 TRR1 MG e à EL 69 kV TIMOTEO 2 DIST1 (associada à LT 69 kV Timóteo 2 / Coronel Fabriciano 1), sejam suportadas pelos usuário da Rede Básica até que as pendências de caráter sistêmico ou eventuais pendências impeditivas de terceiros sejam solucionadas, além de determinar ajustes nos pagamentos já realizados.

188. Para o cumprimento dessa determinação foi cadastrado no Siget uma função transmissão provisória de FT Módulo Geral – MG da Mantiqueira (Contrato de Concessão nº 005/2016) na subestação Timóteo 2, associada aos módulos que fazem parte das citadas FT e da EL. Assim, a transmissora receberá a partir do ciclo 2022-2023 as correspondentes receitas que serão suportadas pela Rede Básica.

189. Além disso, consta no voto do diretor relator que a Mantiqueira tem direito a receber a RAP relativa às FT e EL citadas a partir de 17/11/2020, e que esses valores devem ser cobrados da Rede Básica e que valores cobrados pela Mantiqueira da Cemig-D devem ser devolvidos à Cemig-D.

190. Também consta no voto que, em relação ao pagamento pela Cemig-D (sem cobertura tarifária à distribuidora) da DIT no processo tarifário da distribuidora de 2020-2021, fosse calculada uma PA em desfavor da Mantiqueira. Essa PA foi calculada e totalizou R\$ 232.144,63, a preços de junho de 2022, a ser devolvida à Cemig-D. Para concluir cumprimento das determinações contidas no Despacho nº 299, de 2022, deverá ser considerado no próximo processo tarifário da Cemig-D um financeiro de mesmo valor, ou seja, R\$ 232.144,63, a preços de junho de 2022.

Pág. 47 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.4.6.19 – Atendimento à Liminar sobre a PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria

191. Por meio da Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL⁴⁷, de 2 de julho de 2021, essa SGT recomendou a emissão de resolução para o estabelecimento das RAP referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2021-2022.

192. Contudo, em 8 de julho de 2021, foi encaminhado à SGT o OFÍCIO nº 01047/2021/PFANEEL/PGF/AGU⁴⁸, cientificando-nos de decisão judicial envolvendo Suspensão de Pagamento Base, em favor da CAIUA-T.

193. Dessa forma, para incluir a decisão no resultado do ciclo 2021-2022, foi emitida a Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL⁴⁹, de 9 de julho de 2022. No resultado publicado pela REH nº 2.895, de 13 de julho, não constaram as PA Suspensão de Pagamento Base da SE Santa Quitéria e, como descrito Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL:

15. Dessa forma, a fim de dar cumprimento à referida liminar, o Anexo VI e a Lista de PA constantes dos anexos da Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL, de 2 de julho de 2021, de estabelecimento da RAP do ciclo 2021-2022, e que são insumos para cálculo das TUST, foram alterados. **As tarifas de Fronteira (TUST-FR) dos pontos de conexão da subestação Santa Quitéria 13,8 kV e 69 kV, ora propostas refletem esse ajuste, ficando eventual reanálise do caso para o período pós decisão da turma julgadora.**

194. A retificação da RAP do ciclo 2021-2022, realizada por meio da REH nº 2.959, de 5 de outubro de 2021, também considerou a decisão. Logo, os valores efetivamente faturados contra a CAIUÁ-T no período cumpriram a decisão.

195. Todavia, por ocasião da análise dos recursos, como as PA encontravam-se apenas com indicação de não efetivação temporária e o caso não fora novamente analisado, as PA retornaram à base de resultados do ciclo 2021-2022, o que foi homologado por meio do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022.

196. Devido ao retorno das PA questionadas judicialmente, foram consideradas no cálculo da PA Apuração de RBF do Contrato 007/2012 para os grupos SANT.QUITERIA-230/13,8 kV e SANT.QUITERIA-230/69 kV as PA tratadas na liminar. Logo, para o ciclo 2022-2023 a decisão estaria sem o ajuste correto. Para compensar tal equívoco, serão cadastradas 2 parcelas de ajuste com 11/12 do valor das referidas PA, atualizadas, para que a CAIUÁ-T continue com os efeitos da liminar sendo mantidos.

⁴⁷ SIC 48581.001043/2021-00.

⁴⁸ SIC 48516.001837/2021-00.

⁴⁹ SIC 48581.001062/2021-00



Pág. 48 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Tabela 23 – PA para a Caiuá-T em função do retorno da PA SPB no resultado do Despacho nº 1.425/2022.

Concessionária	Contrato	Tipo do Grupo	Nome de Grupo	PA para manutenção da liminar (R\$) Ref.: 06/2022
CAIUÁ-T	007/2012	RBF	SANT.QUITERIA-230/69 kV	4.367.361,93
CAIUÁ-T	007/2012	RBF	SANT.QUITERIA-230/13,8 kV	2.932.414,07

197. Cabe salientar que o caso deve ser acompanhado até o próximo ciclo em virtude de a decisão final do caso não ter sido encaminhada à SGT até o momento.

III.4.6.20 – PA recontabilização da PV em virtude da retificação da RAP do ciclo 2021-2022

198. Por meio da CTA-ONS DTA/SA 0245/2022⁵⁰, de 10 de fevereiro de 2022, o ONS informou à SGT sobre os procedimentos executados em função do comando estabelecido na REH nº 2.959/2021, para que a aplicação dos valores retificados por este ato retroagisse à 1º de julho de 2021.

199. Como comentado pelo operador, o volume de recontabilizações processadas em virtude da retificação da RAP do ciclo 2021-2022 excedeu a capacidade técnica e operacional programada. Em média, o ONS realiza cerca de 10 recontabilizações mensais. Todavia, em virtude da emissão da REH nº 2.959/2021, foram realizados quase 1.400 procedimentos entre agosto e outubro de 2021.

200. Assim, a parcela de recontabilização relacionada com as Parcelas Variáveis – PV de alguns contratos não foi processada pelo ONS no decorrer do ciclo 2021-2022. Esse fato se deve ao alto volume de ações de recontabilização e à necessidade de análise detalhada e minuciosa de cada caso. Como salientou o operador:

“5. Diante deste cenário, o ONS recomenda que os resultados financeiros oriundos dessas retificações sejam aplicados no processo de reajuste tarifário das Transmissoras para o ciclo 2022-23, no qual o ONS disponibilizará à ANEEL os valores a serem descontados para aplicação na Parcela de Ajuste do Ciclo 2022-23, os quais já terão sido previamente validados pelas Transmissoras.”

201. Dessa forma, o ONS encaminhou à SGT as planilhas com o resultado da recontabilização de tais PV, por FT. Nosso trabalho foi então, agregar todas as planilhas, identificar os grupos pagadores, atualizar os respectivos valores e fixar as respectivas PA. A tabela abaixo exprime o resultado desse trabalho, reunido por contrato⁵¹.

Tabela 24 – Resultado da PA em virtude da recontabilização da PV.

Transmissora	Contrato	PA Recontabilização PV (Ref.: 06/2022)
CEEE	055/2001	238.069,77
CELG	063/2001	-2.167,10
CEMIG	006/1997	-192.465,97
COPEL	060/2001	-17.904,16

⁵⁰ SIC 48513.003541/2022-00.

⁵¹ Salientamos que as PA incluídas no Siget foram realizadas por Grupo Pagador.



Pág. 49 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Transmissora	Contrato	PA Recontabilização PV (Ref.: 06/2022)
Eletronorte	058/2001	24.274,16
CGT Eletrosul	057/2001	-77.642,83
Furnas	062/2001	1.108.387,92

202. As planilhas auxiliares, encaminhadas pelo ONS, e a memória detalhada de agregação e atualização dos respectivos valores estão disponibilizadas com os demais anexos técnicos do reajuste.

III.4.6.21 – PA ressarcimento por cancelamento de PIU na SE Sorriso

203. Conforme informado pelo ONS, foi verificado evento de ultrapassagem do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratado pelo agente FS Sorriso, modalidade carga, que ensejou a apuração de Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem – PIU a ser paga pelo referido agente. O montante devido pela FS Sorriso e a ser recebido pelas transmissoras foi lançado, respectivamente, nos AVD e AVC do mês de janeiro de 2022, totalizando R\$ 2.986.503,66.

204. No entanto, de acordo com o ONS, posteriormente foi percebido um equívoco na medição realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e verificou-se que não houve a ultrapassagem por parte do agente, de modo que a PIU deixou de ser devida pela FS Sorriso. Sendo assim, apesar de ter lançado o montante referente à PIU nos AVC, o ONS determinou às transmissoras que não realizassem o faturamento desse valor.

205. Não obstante, como a PA Apuração das transmissoras é calculada com base nos valores lançados nos respectivos AVC e não nos valores efetivamente faturados pelas empresas, para que as concessionárias não fossem penalizadas⁵², a solução encontrada pelo ONS para equalizar a questão foi realizar, no mês de março de 2022 e por meio de uma rubrica específica denominada “Ressarcimento de Receita” a ser paga por todos os usuários da Rede Básica, o ressarcimento do referido valor lançado no AVC do mês de janeiro de 2022, mas não faturado, para que no cálculo da PA Apuração o efeito fosse neutro para as concessionárias.

206. Ocorre que a forma como a rubrica “Ressarcimento de Receita” foi tratada na PA Apuração calculada pelo SIGET no âmbito desse processo, causou-se dupla devolução do valor em desfavor das transmissoras: a primeira, no mês de janeiro de 2022, pois o valor informado pelo ONS (“RECEITAS APURADAS”) tem em sua composição esse montante que não foi efetivamente faturado pelas empresas; e a segunda, no mês de março de 2022, em que existe a aplicação da rubrica “Ressarcimento de Receita”, porém ela não foi considerada na composição das “RECEITAS PERMITIDAS”, o que ocasionou a devolução desses valores também nesse mês.

⁵² Caso o ONS não tivesse feito o ajuste, no cálculo da PA Apuração seria considerado que as transmissoras teriam recebido um valor, conforme AVC, mas que, na prática, não foi faturado por determinação do ONS.



Pág. 50 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.5 – ANÁLISE DE QUESTIONAMENTOS SOBRE O DESPACHO Nº 1.425/2022 ENCAMINHADOS PELA RELATORIA.

207. Por meio do Memorando nº 156/2022-ASD/ANEEL⁵³, de 29 de junho de 2022, foram apresentados questionamentos encaminhados por transmissoras quanto ao resultado do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Nesse sentido, serão realizados comentários sobre tais questionamentos.

III.5.1 - Carta RE/RT- 0180A/2022 – Cemig GT

208. Por meio da carta RE/RT- 0180A/2022⁵⁴, de 15 de junho de 2022, a Cemig GT encaminhou questionamento quanto ao cálculo da PA Diferença de DIT Exclusiva fixada pelo Despacho nº 1.425/2022. O mérito questionado pela transmissora é que as instalações do GRP 13,8 kV BARBACENA 2 MG estariam com situação “ativa” na base de dados da REH nº 2.895/2021, quando na publicação original deste ato as instalações estariam como previstas.

209. Assim, verificadas as informações prestadas pela transmissora, procedemos com recálculo da referida PA, restando comprovada a necessidade de inclusão de PA para recompor a referida diferença, que atualizada tem valor de R\$ 3.119.116,74, conforme tabela abaixo:

Tabela 25 – Parcela de ajuste em função do pleito encaminhado pela Carta RE/RT- 0180A/2022.

Concessionária	Contrato	Nome de Grupo	PA Diferença DIT Exclusiva Despacho nº 1.425/2022 (Ref.: Jun/21)	PA Diferença DIT Exclusiva Recálculo (Ref.: Jun/21)	Diferença	Diferença atualizada (Ref.: Jun/22)
CEMIG-GT	006/1997	GRP 13,8 kV BARBACENA 2 MG	7.320,15	2.798.945,39	2.791.625,24	3.119.116,74

III.5.2 - Carta EQTLT07/REG/CA/095-2022 – EQTL07

210. Por meio da carta EQTLT07/REG/CA/095-202255, de 15 de junho de 2022, a EQTL07 apresentou questionamento sobre o resultado das análises que ensejaram a publicação do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Em sua concepção, houve redução não motivada de receitas da transmissora.

211. Na verdade, ocorreu erro material na elaboração da tabela 8 da Nota Técnica nº 082/2022-SGT/ANEEL. A tabela foi produzida considerando o somatório das receitas considerando como parâmetro as colunas “Concessionária do Módulo” e “Contrato do Módulo” da planilha Lista de Módulos. No entanto, para se apurar a RECEITA homologada para cada contrato deve-se utilizar as colunas “Concessionária da Receita” e “Contrato da Receita”.

212. Contudo, o mencionado erro está apenas na tabela da NT, de modo que o valor efetivamente homologado e o valor do SIGET, constantes no Anexo I, estão corretos. Abaixo, excertos do Anexo I da REH nº 2.959/2021 e do DSP nº 1.425/2022, relativos à RECEITA HOMOLOGADA para a

⁵³ SIC 48575.004708/2022-00.

⁵⁴ SIC 48513.016177/2022-00

⁵⁵ SIC 48513.016325/2022-00.



Pág. 51 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

transmissora no ciclo 2021-2022. Percebe-se que não há diferença de receitas entre os resultados.

Figura 01 – Excerto do Anexo I relativo à EQTL 07, conforme REH nº 2.959/2021.

Transmissora: EQTLT07 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A.								CNPJ: 26.845.702/0001-60					
Concessão: 020/2017 - LT 500 kV Vila do Conde - Marituba - 56,1 km; LT 230kV Marituba - Castanhal - 68,6 km; SE 500/230 kV Marituba - (3+1R)x300 MVA; SE 230/69 kV Marituba - 2X200 MVA.								RAP: 109.839.234,07					
REDE BÁSICA				REDE BÁSICA FRONTEIRA			DIT (EXCLUSIVO)			DIT (COMPARTILHADO)			
RBL	RBNI	ACESSO	RMEL	RBL	RBNI	RMEL	RPEC	RCDM	RMEL	RPEC	RCDM	RMEL	
88.969.779,58				19.891.885,30			977.569,19						

Figura 02 – Excerto do Anexo I relativo à EQTL 07, conforme DSP nº 1.425/2022.

Transmissora: EQTLT07 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A.								CNPJ: 26.845.702/0001-60					
Concessão: 020/2017 - LT 500 kV Vila do Conde - Marituba - 56,1 km; LT 230kV Marituba - Castanhal - 68,6 km; SE 500/230 kV Marituba - (3+1R)x300 MVA; SE 230/69 kV Marituba - 2X200 MVA.								RAP: 109.839.234,07					
REDE BÁSICA				REDE BÁSICA FRONTEIRA			DIT (EXCLUSIVO)			DIT (COMPARTILHADO)			
RBL	RBNI	ACESSO	RMEL	RBL	RBNI	RMEL	RPEC	RCDM	RMEL	RPEC	RCDM	RMEL	
88.969.779,58				19.891.885,30			977.569,19						

III.5.3 - Carta CT/R/892/2022 - CTEEP

213. Por meio da carta CT/R/892/2022⁵⁶, de 15 de junho de 2022, a CTEEP apresentou questionamentos sobre o resultado das análises que ensejaram a publicação do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. A transmissora apresenta duas arguições, a saber:

- Que a desconstrução de duas EL na SE Salto Grande ensejou redução de R\$ 4.336.266,56 de sua receita da PRT 579/2012, quando as receitas dos dois equipamentos somavam R\$ 224.632,86 (valor da lista de módulos); e
- Que a substituição dos módulos de IdeMdl 13263 e 13541, conforme autorizado pela REA nº 7.952/18, não tiveram receita de O&M estabelecida no processo autorizativo (módulo novo), logo as receitas da PRT 579/2012 não poderiam ter sido canceladas.

214. A análise das dúvidas encaminhadas pela transmissora não enseja retificações do Despacho nº 1.425/2022. Apenas quanto ao item (b), foi esclarecida a situação dos módulos junto à SCT e, conforme elucidações abaixo, o RTB 440 kV 33,3 Mvar CABREUVA RTR1 SP (IdeMdl 13263) não teve receita de O&M definida originalmente.

215. No caso do item (a), a desconstrução das duas EL na SE Salto Grande (IdeMdl 25148 e 25149) seguiu as regras regulatórias, sendo que o valor efetivamente descontado da receita da PRT 579/2012 devido a transferências desses equipamentos foi de R\$ 129.614,7 e não R\$ 4.336.266,56.

216. A confusão ocorre em virtude da memória de cálculo da receita da PRT 579/2012,



SIC 48513.016382/2022-00

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 52 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

disponibilizada nos anexos do Despacho nº 1.425/2022, onde se identificava na linha relativa à CTEEP os dizeres “Descontratação da SE SALTO GRANDE”. Contudo, esta observação refere-se apenas aos descontos processados na definição ordinária da RAP do ciclo.

217. O valor de R\$ 4.336.266,56 representa a redução da receita de O&M em função das substituições de equipamentos considerados tão-somente por ocasião da análise dos recursos do ciclo 2021-2022 da transmissão (coluna “NT recurso” na memória de cálculo da receita da PRT 579/2012) e está relacionada com os seguintes equipamentos:

IdeMdl	Concessionaria	Contrato	Nome do Modulo
13541	CTEEP	059/2001	RTB 440 kV 99,2 Mvar CABREUVA RT3 SP
13263	CTEEP	059/2001	RTB 440 kV 33,3 Mvar CABREUVA RTR1 SP
12314	CTEEP	059/2001	TR 138/88 kV ITAPETININGA 2 TR2 SP
12311	CTEEP	059/2001	TR 138/88 kV ITAPETININGA 2 TR1 SP
18312	CTEEP	059/2001	TR 138/69 kV VOTUPORANGA 2 TR2 SP
17889	CTEEP	059/2001	LT 88 kV MONGAGUA /PEDRO TAQUES C-1 SP
21035	CTEEP	059/2001	IB 230 kV MG 230 kV SANTA CABECA MG1 SP IB1
385	CTEEP	059/2001	BC 20 kV 8,1 Mvar CENTRO-CTR BC3A SP
386	CTEEP	059/2001	BC 20 kV 8,1 Mvar CENTRO-CTR BC3B SP
387	CTEEP	059/2001	BC 20 kV 8,1 Mvar CENTRO-CTR BC4A SP
388	CTEEP	059/2001	BC 20 kV 8,1 Mvar CENTRO-CTR BC4B SP
13841	CTEEP	059/2001	RTL 440 kV 100 Mvar CABREUVA RT1 SP
12296	CTEEP	059/2001	TR 345/230 kV INTERLAGOS TR1 SP

Quadro 6 – relação equipamentos cuja substituição foi considerada no Despacho nº 1.425/2022.

218. Com relação ao item (b), deve-se dar atenção à observação trazida pela transmissora, mas apenas parcialmente. Após consulta à planilha de cálculo da RAP no processo autorizativo 48500.000672/2018-48, verifica-se que foi considerada parcela de O&M para o equipamento de IdeMdl 13541 na RAP definida pela REA nº 7.952/2019. Contudo, para o equipamento de IdeMdl 13263, não foi considerada tal parcela de receita.

219. Quanto aos ajustes processados pelo DSP nº 1.425/2022 e relacionados com a retirada das receitas dos equipamentos do rol de receitas da PRT 579/2016, eles foram realizados devidamente, uma vez que as substituições foram efetivamente realizadas.

220. Todavia, a definição regulatória de receita de O&M para o RTB 440 kV 33,3 Mvar CABREUVA RTR1 SP (IdeMdl 13263), conforme tratamento realizado junto à SCT, não foi apreciado pela REA nº 7.952/2019. Desse modo, a área de concessões, após análise do caso, feita por meio da Nota Técnica nº 458/2022-SCT/ANEEL⁵⁷, aprovou o Despacho nº 1.770, de 4 de julho de 2022. Desse modo, os custos de O&M que a CTEEP suporta em função do referido equipamento substituído serão considerados no próximo ciclo da RAP, conforme deliberado pela área técnica.



SIC 48526.003626/2022-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 032B51190069E381

Pág. 53 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.5.4 - Carta CT/R/890/2022 – IEJAPI

221. Por meio da carta CT/R/890/2022⁵⁸, de 15 de junho de 2022, a IEJAPI apresentou questionamento sobre o resultado das análises que ensejaram a publicação do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. A transmissora alega que a PA Postergação definida conforme análise constante na Nota Técnica nº 039/2021, de 15 de março de 2021, fora reduzida sem maiores fundamentações.

222. O pleito da transmissora tem fundamento técnico e já havia sido identificado pela equipe de reajuste da RAP. A análise do caso já foi considerada na seção III.4.6.7 – Ajuste para corrigir a PA Revisão decorrente da postergação da Revisão Periódica.

III.5.5 - Carta CT/PR/891/2022 – IENNE

223. Por meio da carta CT/PR/891/2022⁵⁹, de 15 de junho de 2022, a IENNE apresentou questionamento sobre o resultado das análises que ensejaram a publicação do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Em sua concepção, a metodologia de atualização da parcela de 06/2020 no cálculo da PA Apuração estaria errada, uma vez que *“o valor da PA do referido mês deveria ser corrigido pela variação do IPCA de jun/19 para jun/21, cujo valor é 10,08%. No entanto, foi corrigido pela variação do IPCA de jun/20 para jun/21 que corresponde a 8,05%.”*

224. Percebe-se, pois, que a transmissora entende que a parcela de 06/2020 deve ser atualizada com metodologia anual. Contudo, o Contrato de Concessão nº 001/2008 prevê regime mensal de atualização de suas receitas. Logo, o questionamento mostra-se infundado. Para os casos de metodologia mensal, a parcela de 06/2020 deve ser atualizada utilizando a variação de jun/20 a jun/21.

III.5.6 - Carta REQ.DR.00015.2022 – FURNAS

225. Por meio da carta REQ.DR.00015.2022⁶⁰, de 17 de junho de 2022, Furnas apresentou questionamentos sobre o resultado das análises que ensejaram a publicação do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Em síntese, as dúvidas discutiam os seguintes tópicos:

- (a) A RAP do Contrato de Concessão nº 062/2001, constante na Tabela 8 da Nota Técnica 082/2022-SGT/ANEEL, diverge do que Anexo I do Despacho nº 1.425/2022;
- (b) Os valores da PA Outros Ajustes relativos à Diferença entre a REH nº 2.725/2020 e o Despacho nº 1.698/2021, aprovados pelo Despacho nº 1.425/2022, estariam diferentes de sua memória de cálculo;
- (c) A receita associada ao MC 34,5 kV TR 230/34,5 kV BRAS. GERAL TR4 DF (IdeRct 5249) foi excluída equivocadamente (erro material). Ainda, foi calculada PA indevida pela substituição do referido equipamento. Furnas entende, por fim, que se aplica dispositivo da REN nº 1.020/2022 ao caso.

226. Em nossa análise, os questionamentos apresentados por Furnas estão parcialmente

⁵⁸ SIC 48513.016383/2022-00.

⁵⁹ SIC 48513.016384/2022-00

⁶⁰ SIC 48513.016393/2022-00



Pág. 54 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

fundamentados. A seguir, comentários sobre os itens apresentados:

- Item (a): Na verdade, como na seção “III.5.2 - Carta EQTLT07/REG/CA/095-2022 – EQTL07”, ocorreu erro material na elaboração da tabela 8 da Nota Técnica nº 082/2022-SGT/ANEEL. A tabela foi produzida considerando o somatório das receitas considerando como parâmetro as colunas “Concessionária do Módulo” e “Contrato do Módulo” da planilha Lista de Módulos. No entanto, para se apurar a RECEITA homologada para cada contrato deve-se utilizar as colunas “Concessionária da Receita” e “Contrato da Receita”. Logo, trata-se de identificação de erro material sem consequência objetiva para o cálculo da RAP, uma vez que o Anexo I e a Lista de Módulos apresentam resultados alinhados com o correto fluxo de receitas.
- Item (b): Dada a ampla quantidade de informações a serem analisadas para apreciação do mérito da questão, a falta de identificação objetiva de eventual erro material (memória de cálculo da empresa com a indicação de eventuais erros) e o curto espaço de tempo para fecharmos a proposta de reajuste da RAP para o ciclo 2022-2023, **sugerimos que a transmissora encaminhe memória de cálculo descrita para que possamos, conforme conveniência e oportunidade da Administração, reapreciar o mérito após a aprovação do referido ciclo.** Havendo comprovação dos argumentos da empresa, ajustes futuros poderão ser realizados.
- Item (c): A receita foi cancelada em razão da substituição do módulo de conexão mencionado, autorizada pela REA nº 5.012/2015. A receita cancelada estava associada ao módulo que foi objeto de substituição, de modo que foi aplicado o que consta no submódulo 9.7 do PRORET. Ainda, o pedido de aplicação da REN nº 1.020/2022 não deve ser atendido, pois o referido ato tem início de vigência a partir de 1º de janeiro de 2023 e, mesmo que estivesse vigente, o ressarcimento do valor não depreciado do equipamento substituído por reforço deve ser estabelecido no processo de revisão e não reajuste. Além disso, o cancelamento da RAP correspondente ainda deve ser realizado, nos termos do submódulo 9.7 do PRORET.



Pág. 55 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

III.6 – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

227. As receitas referentes às instalações de transmissão em operação comercial sob responsabilidade das transmissoras para o ciclo 2022-2023 totalizam **R\$ 40.301.277.992,06**, enquanto no período 2021-2022 esse valor foi de **R\$ 32.343.051.076,94**⁶¹. Dessa forma, houve aumento no valor das receitas de 24,61% em relação ao ciclo anterior. Cabe destacar que o Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016 está incluso nesses valores de receitas. Entretanto as Parcelas de Ajuste – PA, que também são de natureza financeira, não fazem parte desse resultado, tampouco as previsões de obras ou as alterações decorrentes das análises contidas na Nota Técnica nº 85/2022-SGT/ANEEL⁶² e da decisão monocrática exarada pelo Diretor Efrain Cruz, no âmbito do processo 48500.005952/2022-29. Logo, a receita aqui descrita é o somatório do Item Econômico da Tabela 26, acrescido do Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016.

228. Dessa forma, para melhor entender os efeitos, faz-se necessário fragmentá-los em resultados Econômicos, Financeiros e de Previsão de Obras, conforme apresentado na Tabela 26.

Tabela 26 – Resultado Global da Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)

Itens	Ciclo 2021-2022*	Ciclo 2022-2023	Efeito %
Econômico	29.505.833.499,25	36.380.448.452,97	19,60%
Financeiro	2.443.310.611,62	3.680.822.673,34	3,50%
Previsão de Obras	3.117.105.938,00	1.865.187.298,13	-3,60%
Total	35.066.250.048,87	41.926.458.424,44	19,60%

Notas: (*) Ciclo praticado conforme REH nº 2.959/2021.

229. O resultado econômico se deve ao (i) o reajuste previsto nos contratos de concessão; (ii) a expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 23 novos contratos, além das melhorias autorizadas; e (iii) aos efeitos das revisões das receitas das concessionárias licitadas.

230. O resultado financeiro está relacionado às Parcelas de Ajuste – PA e ao Componente Financeiro referente à Portaria MME nº 120/2016, que também passam pelo processo de reajuste monetário.

231. E por fim, a previsão de obras caracteriza-se pelas instalações previstas para entrarem em operação comercial no decorrer do ciclo 2022-2023, conforme informações prestadas pelas transmissoras no SIGET. Importante destacar que no processo da TUST é realizado tratamento com eventuais glosas, a partir de informações apuradas pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), acerca dessas previsões para fins de cálculo tarifário, de modo que tal estimativa pode ser alterada.

232. As Tabelas 27 a 30 totalizam os valores da RAP, por tipo, para o período 2022-2023.

⁶¹ REH nº 2.959/2021 – resultado praticado no ciclo 2021-2022.

⁶² SIC 48581.001571/2022-00.



Pág. 56 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Tabela 27 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)

Ref.: Jun-2022

	RBSE [1]	RBNI [2]	Acesso à RB [3]	RBL [4]	RMEL [5]	TOTAL
Rede Básica	9.794.570.954,09	1.949.906.879,81	8.152.568,64	20.807.113.305,87	153.478.765,87	32.713.222.474,28
RB de Fronteira	1.609.502.203,55	903.370.019,41	0,00	799.947.451,15	71.802.165,89	3.384.621.840,00
TOTAL	11.404.073.157,64	2.853.276.899,22	8.152.568,64	21.607.060.757,02	225.280.931,76	36.097.844.314,28

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação.

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas de conexões à Rede Básica.

[4] Receitas das instalações licitadas.

[5] Receitas das melhorias.

Tabela 28 - Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)

Ref.: Jun-2022

	RPC [1]	RCDM [2]	RPEC [3]	RMEL [4]	TOTAL
DIT compartilhada	519.281.312,10	199.690.624,10	20.493.551,85	6.633.127,61	746.098.615,66
DIT de uso exclusivo	2.292.707.113,40	399.780.921,34	185.102.122,18	30.235.993,60	2.907.826.150,52
TOTAL	2.811.988.425,50	599.471.545,44	205.595.674,03	36.869.121,21	3.653.924.766,18

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação.

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas das instalações licitadas.

[4] Receitas das melhorias.

Tabela 29 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$)

Ref.: Jun-2022

RICG [1]	RICGNI [2]	RIEG [3]	TOTAL
91.928.100,12	31.069.243,11	30.633.812,13	153.631.155,36

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.

Tabela 30 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)

Ref.: Jun-2022

REQ [1]	REQNI [2]	RMEL [3]	TOTAL
380.950.337,75	14.763.835,60	163.582,89	395.877.756,24

[1] Receita relativa às interligações internacionais equiparadas.

[2] Receitas de novas instalações de interligações internacionais autorizadas.

[3] Receitas das melhorias.

233. A Tabela 31 relaciona, em ordem decrescente, a Receita Anual Permitida, referente às instalações em operação comercial em 30 de junho de 2022, das **198** empresas de transmissão, detentoras de **288** contratos de concessão.



Pág. 57 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Tabela 31 - Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/22
1	Furnas-Centrals Elétricas S.A.	5.470.234.028,77
2	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	4.109.533.412,88
3	COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	3.047.436.531,46
4	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ELETRONORTE	2.538.516.344,61
5	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	1.834.320.280,50
6	XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	1.577.545.571,55
7	Companhia De Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	1.437.740.360,23
8	COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-T	956.037.362,74
9	CEMIG Geração e Transmissão S.A.	870.622.453,97
10	Copel Geração E Transmissão S.A.	824.228.561,27
11	BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	760.583.714,74
12	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S/A	667.060.181,38
13	ARGO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	580.939.982,71
14	PARANAÍTA RIBEIRÃOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	471.525.290,20
15	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	396.747.689,51
16	ENEL CIEN S.A	395.877.756,24
17	NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	351.991.425,58
18	MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	309.321.399,60
19	MATA DE SANTA GENEVRA TRANSMISSÃO S.A	300.256.558,14
20	TRANSMISSORA PARÁISO DE ENERGIA S.A.	287.858.927,42
21	CHIMARRÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	279.044.170,49
22	EDP TRANSMISSÃO SP-MG S.A.	277.589.842,79
23	GRALHA AZUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	274.398.540,15
24	MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A	262.633.415,32
25	CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	254.658.733,59
26	EQUATORIAL TRANSMISSORA 4 SPE S.A.	248.458.948,78
27	TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A.	245.798.759,43
28	JANAÚBA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	233.767.209,26
29	EDP TRANSMISSÃO ALIANÇA SC S.A.	232.439.555,24
30	NOVO ESTADO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	224.571.412,75
31	ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	216.652.830,71
32	MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	206.448.116,25
33	Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	204.243.017,81
34	TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A.	198.266.513,80
35	INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	196.322.755,16
36	TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A.	195.432.956,05
37	Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A	183.350.989,07
38	EQUATORIAL TRANSMISSORA 8 SPE S.A.	177.108.500,47
39	PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	174.617.524,70
40	VEREDAS TRANSMISSORA DE ELETRICIDADE S.A.	174.570.643,56
41	EMPRESA DE TRANSMISSÃO BAIANA S.A	171.476.180,42
42	Sistema de Transmissão Nordeste S.A	168.798.799,32
43	NEOENERGIA JALAPÃO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	166.813.494,76
44	SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	157.518.795,56
45	LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	156.351.899,56
46	GIOVANNI SANGUINETTI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	154.407.252,55
47	TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A. - TSLE	147.045.679,30

Pág. 58 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/22
48	LT Triângulo S.A	146.710.187,04
49	ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	144.195.861,30
50	EQUATORIAL TRANSMISSORA 6 SPE S.A.	142.154.387,33
51	LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	140.225.862,77
52	EQUATORIAL TRANSMISSORA 3 SPE S.A.	137.705.647,66
53	EMPRESA SUDESTE DE TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	135.205.243,99
54	TRANSMISSORA SERRA DA MANTIQUEIRA S.A.	134.072.376,85
55	CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	133.641.646,95
56	GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	130.731.820,57
57	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A	127.188.806,61
58	PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	123.158.085,82
59	EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A.	120.419.837,54
60	EQUATORIAL TRANSMISSORA 5 SPE S.A.	114.641.530,81
61	SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S A	113.634.922,04
62	TROPICALIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	104.935.520,00
63	EQUATORIAL TRANSMISSORA 1 SPE S.A.	104.144.987,17
64	ARGO III TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	98.004.480,59
65	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA AIMORÉS S.A	95.624.324,21
66	EQUATORIAL TRANSMISSORA 2 SPE S.A.	94.466.027,63
67	SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	90.689.270,45
68	ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	89.819.720,24
69	EDP TRANSMISSÃO MA I S.A.	89.644.730,53
70	Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	89.206.683,55
71	NEOENERGIA DOURADOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	88.627.185,94
72	Linhas de Transmissão do Itatim S.A	88.065.492,92
73	ARGO IV TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	86.442.450,32
74	ODOYÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	86.267.425,22
75	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	86.237.599,58
76	Jauru Transmissora de Energia S.A	85.038.903,61
77	EMPRESA DIAMANTINA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	83.645.437,54
78	MIRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELETTRICA S/A	83.269.765,28
79	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	83.180.272,91
80	GOIÁS TRANSMISSÃO S.A	82.240.484,74
81	CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	81.976.959,47
82	CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	78.634.269,73
83	TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A	77.975.030,12
84	CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	77.222.252,34
85	NEOENERGIA SANTA LUZIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	75.893.520,56
86	LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	75.225.218,83
87	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	73.026.818,74
88	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA AGUAPEI S.A.	72.615.015,86
89	Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	70.368.333,91
90	ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A.	68.070.809,25
91	VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	67.971.557,67
92	TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	65.110.468,89
93	SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	64.729.160,91
94	BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	63.238.959,58
95	ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	62.660.630,67
96	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAQUERE S.A.	62.475.688,43
97	MGE TRANSMISSÃO S.A.	61.891.928,67

Pág. 59 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/22
98	LINHAS DE ENERGIA DO SERTÃO TRANSMISSORA S.A.	61.379.368,96
99	AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	61.126.307,14
100	Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	60.795.200,76
101	SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	60.170.277,36
102	Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	59.063.304,46
103	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	58.996.325,00
104	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	57.205.157,76
105	POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	55.222.492,48
106	LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MONTES CLAROS S.A.	54.688.667,07
107	ARGO II TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	53.700.530,34
108	TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A.	50.944.259,25
109	RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	50.515.338,55
110	ENERGISA GOIÁS TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	49.650.805,60
111	INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	48.434.683,39
112	VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	47.246.753,84
113	SE VINEYARDS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	46.714.095,36
114	Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	46.503.005,88
115	SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A.	44.600.881,54
116	ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA II S.A.	43.589.510,75
117	COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	43.521.311,60
118	Sistema de Transmissão Catarinense S.A	43.268.098,19
119	AETE - AMAZÔNIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	43.051.289,05
120	EDP TRANSMISSÃO MA II S.A.	40.853.865,76
121	ETC - EMPRESA TRANSMISSORA CAPIXABA S.A.	39.528.636,41
122	GUAÍRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	37.957.523,83
123	CGI - TRANSMISSORA CAMPINA GRANDE IGARAÇU S.A.	37.133.728,63
124	COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	37.004.414,15
125	LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	35.616.184,39
126	BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	34.262.058,58
127	ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	33.278.314,22
128	IRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA S. A.	33.065.367,95
129	EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	32.981.878,77
130	CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	32.157.600,83
131	POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	31.928.869,19
132	EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	31.723.266,28
133	COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	31.558.171,51
134	ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	30.488.658,56
135	Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	30.338.181,38
136	SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	28.294.426,17
137	UIRAPURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	28.181.489,03
138	TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	27.924.313,16
139	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAPURA S.A.	27.668.749,07
140	EDP TRANSMISSÃO S.A.	27.547.280,28
141	Transenergia São Paulo S.A.	27.452.364,71
142	EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	27.325.261,72
143	MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	26.247.326,23
144	SE NARANDIBA S.A.	25.514.759,93
145	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	25.283.369,88
146	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	25.273.734,22
147	TRANSMISSORA DE ENERGIA CAMPINAS-ITATIBA SPE S.A.	24.843.421,88

Pág. 60 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/22
148	EDP TRANSMISSÃO LITORAL SUL S.A.	24.034.405,56
149	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	23.580.845,35
150	EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	23.139.295,90
151	COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	22.935.685,99
152	ENERGISA AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	22.762.018,92
153	ARTEON Z2 ENERGIA S.A.	21.935.279,26
154	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A	21.659.784,50
155	Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	21.563.467,74
156	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA TIBAGI S.A.	21.446.088,95
157	EVRECY PARTICIPAÇÕES LTDA.	20.508.854,39
158	MARIANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	19.837.263,46
159	ETENE - EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA DO NORDESTE S/A	19.322.971,97
160	ASSÚ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	19.105.440,83
161	ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	19.080.313,74
162	ATLÂNTICO - CONCESSIONARIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO BRASIL S. A.	18.482.682,55
163	CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MORRO AGUDO LTDA.	18.337.320,96
164	COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	18.285.184,24
165	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG	18.282.770,55
166	SANT'ANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	18.067.696,57
167	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - ETEM	18.052.154,94
168	EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.995.324,11
169	NEOENERGIA ATIBAIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	17.962.851,26
170	PEDRAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	17.740.643,19
171	NEOENERGIA BIGUAÇU TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	17.660.503,74
172	Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	17.519.697,32
173	OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	16.613.817,32
174	NEOENERGIA SOBRAL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	16.351.015,59
175	TRANSENERGIA GOIÁS S.A.	15.968.699,66
176	LAGOA NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	15.519.018,66
177	CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA.	14.844.215,80
178	ARTEON Z1 ENERGIA S.A.	12.588.672,33
179	ENERGISA PARANAÍTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	12.188.471,94
180	ARTEON Z3 ENERGIA S.A.	12.035.207,07
181	PANTANAL TRANSMISSAO S.A.	11.374.102,44
182	TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	11.012.064,98
183	Light Energia S.A.	10.817.933,81
184	BRE 3 IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA	10.404.776,54
185	CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MARACANAÚ LTDA.	10.255.207,96
186	EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	9.939.919,98
187	FIRMINÓPOLIS TRANSMISSÃO S.A.	9.793.362,43
188	BRE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA	9.644.732,62
189	COLINAS TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	9.364.298,90
190	Coqueiros Transmissora de Energia S.A	9.187.132,35
191	TRANSNORTE ENERGIA S.A	9.003.336,69
192	SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	8.884.693,56
193	SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	6.662.075,91
194	CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	6.586.258,03
195	TRANSMISSORA AMAPAR SPE S.A.	5.570.563,17

Pág. 61 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/22
196	MEZ 5 ENERGIA LTDA.	5.316.162,28
197	LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	5.257.486,03
198	SIMÕES TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	1.487.365,28
TOTAL		40.301.277.992,06

234. O Anexo I apresenta, por contrato de concessão, os resultados consolidados das atualizações das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica com vigência a partir de 1º de julho de 2022. Além disso, nos Anexos II e III são apresentados, de maneira detalhada, os encargos de conexão de DIT de uso exclusivo de distribuidoras e de DIT de uso exclusivo de geradores e consumidores, respectivamente.

235. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial durante do período 2022-2023 são apresentados no Anexo IV.

236. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2022-2023 são apresentados no Anexo V.

237. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2022-2023.

238. Os valores dos encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG são apresentados no Anexo VII.

239. No Anexo VIII são apresentadas as parcelas de RAP referentes às Interligações Internacionais com suas respectivas Parcelas de Ajuste.

240. As transmissoras que, de acordo com seus respectivos contratos de concessão, não têm o valor referente ao dispêndio com PIS/Pasep e Cofins incluídas em sua RAP estão listadas no Anexo IX.

241. Devido à necessidade de informar o detalhamento dos ativos de transmissão com as respectivas receitas, são apresentados no Anexo X, em planilhas eletrônicas, os ativos das concessionárias de transmissão com as respectivas receitas associadas em operação até 30 de junho 2022, bem como as instalações previstas para entrarem em operação durante o ciclo 2022-2023, e a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e encargos a serem pagos.

242. As instalações contidas no Anexo X estão em planilhas eletrônicas e representadas de acordo com classificação disposta pela Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, contemplando tanto as instalações integrantes da Rede Básica e Rede Básica Fronteira, quanto àquelas classificadas como Demais Instalações de Transmissão.

243. No Anexo XI são apresentadas as planilhas utilizadas no cálculo da PA, as geradas pelo SIGET, bem como planilhas auxiliares para conferência dos cálculos realizados no reajuste.



Pág. 62 da Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

244. 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 9.784, de 29 de janeiro de 1999; e nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; Resoluções Normativas nº 67, de 8 de junho de 2004; nº 68, de 8 de junho de 2004; nº 320, 11 de junho de 2008; nº 905, de 8 de dezembro de 2020; nº 906, de 8 de dezembro de 2020; Contratos de Concessão de Transmissão; Submódulos 9.1, 9.3, 9.7 e 10.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – Proret.

V - DA CONCLUSÃO

245. Diante do exposto, concluímos pelo estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas visando remunerar a disponibilização das instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, para o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023, conforme os anexos desta Nota Técnica.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

246. Desta forma, recomendamos:

- (i) a publicação de Resolução Homologatória que estabeleça as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica, com vigência a partir de 1º de julho de 2022, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica.
- (ii) a republicação da lista de módulos constante no Despacho nº 1.425/2022, de modo a contemplar os ajustes de receita já processados por ocasião da REH nº 2.959/2021 e relacionados com o fim da equiparação da Conversora de Uruguaiana (PRT MME nº 624/2014), para fins de adequação do registro.

(Assinado digitalmente)
WENDELL CASSEMIRO DA SILVA
Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ LUCIO NEVES
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária