

# PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS

CONSULTA PÚBLICA Nº 009/2023  
REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA 2023  
RGE

PROCESSOS Nº 48500.006892/2022-61 E  
48500.007174/2022-11



## Sumário

<b>1. Introdução.....</b>	<b>3</b>
1.1. <i>Objetivo</i> .....	4
<b>2. Considerações sobre o Cálculo de Perdas Técnicas e Pedidos da Distribuidora.....</b>	<b>5</b>
2.1. <i>Procedimentos de Cálculo</i> .....	5
2.2. <i>Redes SDMT e SDBT</i> .....	5
2.2.1. Alimentadores Atípicos.....	5
2.2.2. Inserção da Impedância de Magnetização dos Transformadores .....	2
2.2.3. Perdas Reais de Transformadores de Distribuição .....	4
2.3. <i>Redes SDAT</i> .....	7
2.3.1. Tratamento das Energias de Inversões.....	7
2.3.2. Perdas técnicas em DIT de usos exclusivo e compartilhado.....	10
<b>3. Considerações finais .....</b>	<b>12</b>

## 1. Introdução

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL disponibilizou, no âmbito da Consulta Pública nº 09/2023, a Proposta da 5ª Revisão Tarifária Periódica da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. - RGE. O Memorando nº 21/2023-SRD/ANEEL, de 09/02/2023, trata do tema de Perdas Técnicas, item III dos seguintes temas:

- I. Revisão Tarifária
- II. Estrutura Tarifária
- III. Perdas Técnicas**
- IV. Indicadores de Continuidade (DEC e FEC)

Foi aberto pela então Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) o processo nº 48500.007174/2022-11 com o objetivo de obter subsídios para realização do Cálculo de Perdas na Distribuição da RGE e a fixação dos percentuais de perdas totais reconhecidas no âmbito da Revisão Tarifária Periódica - RTP da distribuidora a vigorar a partir de 19 de junho de 2023.

Neste contexto, a ANEEL publicou o Memorando nº 21/2023-SRD/ANEEL, de 9 de fevereiro de 2023, com a análise de que não fora possível a então SRD proceder o cálculo das perdas na distribuição por meio da aplicação do método de estudo de fluxo de potência a partir da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD com data-base de 31/12/2021. Dessa forma, com base em resultados dos últimos processos de RTP da Distribuidora e de acordo com o que dispõe o item 25 da Seção 7.1 do Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), apresentou o percentual preliminar de perdas técnicas para a abertura da Consulta Pública.

Seguindo a sistemática de exposição do pleito, a Distribuidora avaliou a consistência do cálculo realizado, bem como as premissas adotadas pela Agência, e propôs discutir acerca da disponibilização de uma nova BDGD para análise da então SRD para realização do cálculo de perdas técnicas, em atendimento às orientações dispostas no Ofício Conjunto nº 15/2023-SRD/SGT/SRM/ANEEL, bem como abordar sobre os alimentadores não-vazios declarados como atípicos pela Distribuidora, apontados em virtude de obras de reconfigurações topológicas ocorridas ao longo do ano base.

É oportuno também apresentar os demais pedidos de consideração para o cálculo de perdas técnicas regulatórias, alguns deles já apresentados em reuniões realizados com as então SRD e SGT.

Ressalta-se que a manifestação da Concessionária na presente Consulta Pública, em consonância com as normas regulatórias homologadas pela ANEEL, não significa necessariamente a concordância com a metodologia utilizada pela Agência para preservação do inicial equilíbrio econômico-financeiro conforme previsto na Lei das Concessões (caput do Art. 9º da Lei 8987/1995).

## **1.1. Objetivo**

O presente relatório tem como objetivo apresentar as considerações à Agência em sua proposição para o cálculo de perdas técnicas na rede de distribuição da Concessionária e ressaltar as avaliações adicionais a serem observadas pela Agência, para fins do processo de Revisão Tarifária Periódica de 2023, e os respectivos percentuais de perdas totais a serem reconhecidos na tarifa no período de 2023 a 2028.

Na expectativa de contar com a especial atenção da atual Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD quanto ao disposto neste documento, a Distribuidora coloca-se à disposição para os esclarecimentos adicionais julgados necessários.

## 2. Considerações sobre o Cálculo de Perdas Técnicas e Pedidos da Distribuidora

Nesta seção, a RGE apresenta as análises e contribuições sobre os ajustes necessários para o cálculo final das perdas técnicas regulatórias, tendo em vista a consideração da perda técnica declarada pela Distribuidora nos alimentadores atípicos. Em especial, destaca a importância de se considerar os alimentadores com perda total negativa, decorrente do atual modelo da BDGD, que vincula as cargas a um único alimentador ao longo de todo o ano base e que não reflete o dinamismo da rede.

Também serão apresentados os pedidos adicionais da Distribuidora, alguns discutidos de forma antecipada com a então SRD, visando dar clareza às solicitações, e outros com viés mais metodológicos, que expõe as particularidades da área de concessão, que terá seu percentual regulatório definido para os próximos 5 anos do ciclo tarifário e que já se encontra com patamar de perdas relativamente baixo quando comparado a outras distribuidoras do país.

### 2.1. Procedimentos de Cálculo

Para os sistemas de alta tensão (SDAT), as perdas são apuradas a partir das diferenças obtidas por meio das informações das medições de fronteira, para consumidores de alta tensão, e medições das transformações AT-AT e AT-MT.

As perdas técnicas dos sistemas de média (SDMT) e baixa tensão (SDBT) são calculadas por meio de método de fluxo de potência, sendo consideradas as configurações das redes, além do posicionamento, consumo e curvas de cargas (em 24 patamares diários) dos consumidores MT e BT. Deste modo, o cálculo é realizado para cada alimentador MT, considerando os transformadores de distribuição, segmentos MT e BT, ramais e medidores. A alocação da perda técnica é realizada através de sucessivas iterações entre os sistemas de baixa e média tensão, segundo a proporção informada pela Distribuidora.

Uma vez compreendida a metodologia utilizada pelo Regulador, é importante destacar a falta de previsibilidade regulatória para a redistribuição energética na BDGD. Nesse sentido, é fundamental discorrer sobre a atribuição de atipicidade aos dois circuitos não-vazios reconfigurados que possuem perda total negativa. De forma semelhante ao ocorrido com 22 alimentadores que tiveram os valores de perdas técnicas nulas no cálculo prévio da ANEEL para o processo de RTP 2023 da CPFL Paulista (número do processo: 48500.006875/2022-24), em que foram acatadas posteriormente as contribuições da Distribuidora no referido processo, a RGE identificou a necessidade de expor os casos que apresentam essa mesma característica para solicitar a consideração das perdas técnicas declaradas pela Distribuidora.

### 2.2. Redes SDMT e SDBT

#### 2.2.1. Alimentadores Atípicos

Na entidade CTMT (Circuitos de Média Tensão) da BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) encaminhada no âmbito da revisão, a RGE declarou como atípicos 109 alimentadores por

se tratar de circuitos subterrâneos reticulados, com características de subtransmissão, sem energia circulante, com energia injetada de geração distribuída significativa em relação à fornecida, ou circuitos reconfigurados.

Dos 109 alimentadores atípicos, a Distribuidora identificou a existência de 2 alimentadores (Circuito GMD11 e Circuito BGA16) que possuem consumo regular superior à injeção, o que resulta em perda total negativa, sobre os quais a RGE expõe os esclarecimentos adicionais de modo a evitar o não reconhecimento das perdas declaradas pela distribuidora por essa Agência.

A respeito desses circuitos, a RGE esclarece que esses casos compõem um conjunto de alimentadores que passaram por manobras relevantes ao longo do ano de 2021, com o objetivo de trazer maior confiabilidade na distribuição de energia.

Tabela 2.1 - Alimentadores atípicos com perda total negativa, suscetíveis a descon sideração da perda técnica declarada por esta distribuidora.

<i>Alimentador</i>	<i>Energia Circulante (MWh)</i>	<i>Perda técnica declarada pela distribuidora (%)</i>
GMD11	8.525,753	5,206%
BGA16	22.693,614	3,806%

### *Circuito GMD11*

O alimentador GMD11 foi inaugurado no mês de julho de 2021 (Figura 2.1) conforme obras de reforço da rede de distribuição da região elétrica da SE Gramado, com o intuito de aumentar a confiabilidade e flexibilidade do fornecimento aos clientes dos municípios de Gramado-RS e Canela-RS.

Na figura a seguir é demonstrado o efeito decorrente da energia regular declarada da carga BT que não representa adequadamente o dinamismo da rede ao longo do ano, caso em questão, que resulta em perda total negativa no balanço energético.

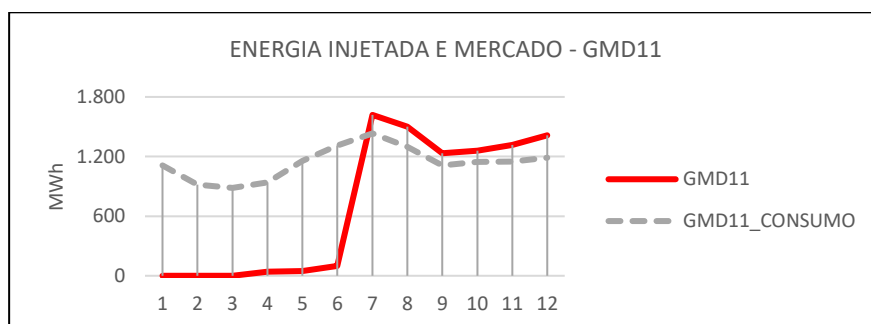


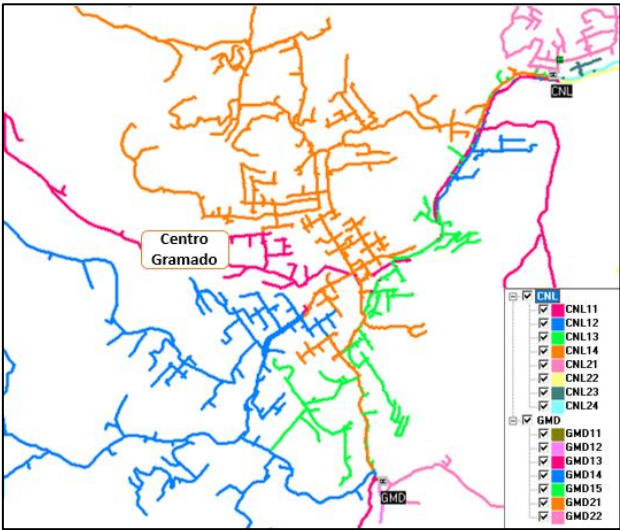
Figura 2.1 - Energia fornecida declarada no alimentador GMD11.

Salientamos que o atual modelo da BDGD requer que as cargas sejam associadas a um único alimentador, o que é apropriado para representação de redes radiais, mas não é capaz de capturar as

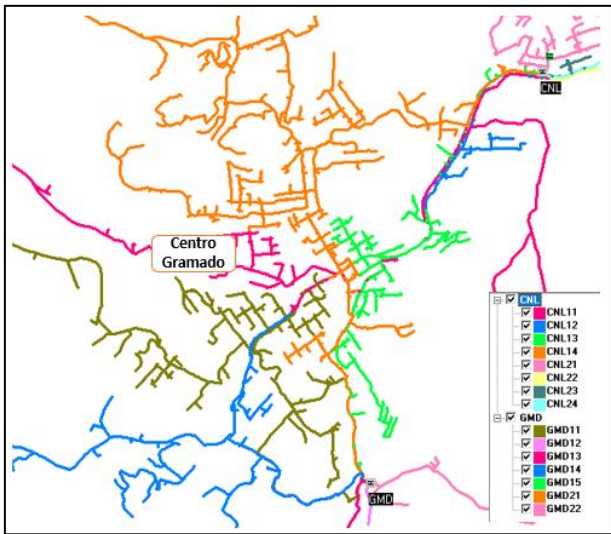
possíveis mudanças de carga entre os alimentadores ao longo do ano, devido a manobras e reconfigurações significativas.

A

Figura 2.2 evidencia as mudanças topológicas supramencionadas para a subestação GMD dentro do ano de 2021, quando comparado à BDGD da RGE do ano de 2020.



(a)



(b)

Figura 2.2 - Alimentadores das subestações GMD e CNL conforme (a) BDGD da RGE de 12/2020 e (b) conforme BDGD da RGE de 12/2021.

**Pleito:** sob o exposto, solicita-se que:

- I. Seja acatada a perda técnica declarada pela Distribuidora para o alimentador GMD11.

*Circuito BGA16*

A rede de distribuição da região elétrica da SE Bento Gonçalves 1 passou por reconfiguração ao longo de 2021, com o objetivo de diminuir os índices de carregamento dos transformadores e alimentadores, bem como melhorar a flexibilidade operacional das redes. Durante essa reconfiguração, foram realizadas manobras e redistribuição das cargas entre os alimentadores BGA16 e BGA32,



resultando em uma situação em que a energia fornecida declarada no alimentador BGA16 é superior à energia injetada.

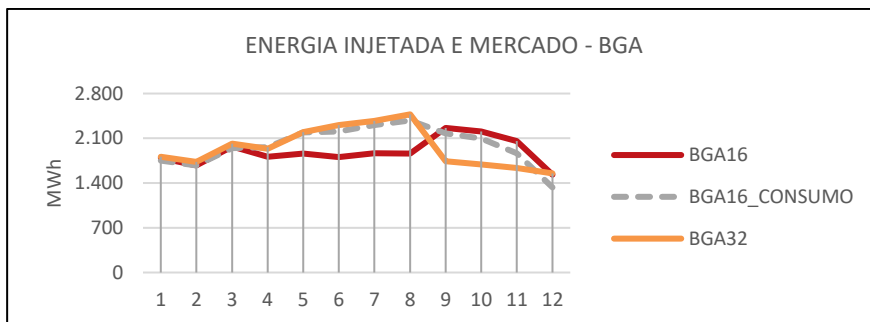


Figura 2.3 - Energia fornecida e consumida nos alimentadores BGA16 e BGA32.

**Pleito:** sob o exposto, solicita-se que:

Seja acatada a perda técnica declarada pela empresa para o alimentador BGA16.

### 2.2.2. Inserção da Impedância de Magnetização dos Transformadores

O modelo elétrico tradicional do objeto transformador, e que é implementado no OpenDSS, é mostrado na Figura 2.4. Os parâmetros indicados nesta figura representam:

- $R_1, R_2$ : perdas no cobre (perdas nos enrolamentos do transformador);
- $R_{Fe}$ : perdas no ferro (perdas no núcleo do transformador);
- $X_1, X_2$ : dispersão de fluxo nos enrolamentos do transformador;
- $X_m$ : magnetização do transformador.

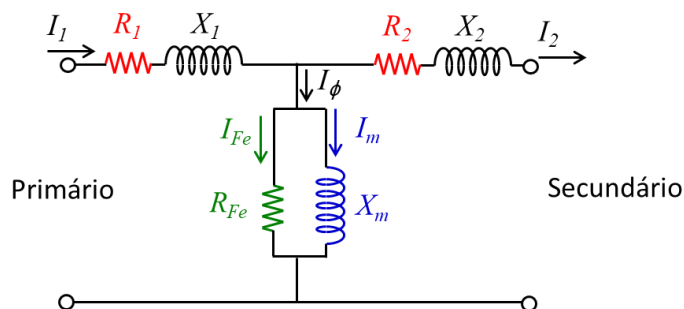


Figura 2.4 – Modelo completo do transformador.

O modelo de cálculo regulatório atual considera todos estes parâmetros, exceto a reatância de magnetização do núcleo do transformador ( $X_m$ ). Na Tomada de Subsídio 013/2022, a ANEEL propôs

representar também este parâmetro no cálculo de perdas, com a qual a Distribuidora se demonstrou favorável à incorporação na metodologia.

Para isto, é possível utilizar o parâmetro *%imag* do objeto *Transformer* do OpenDSS, que indica a corrente de magnetização do transformador como um percentual de sua corrente nominal. Este valor pode ser obtido a partir da corrente de excitação nominal e da corrente relativa a perdas no ferro nominais no transformador, que são informadas na norma ABNT NBR 5440:2014. A magnitude da corrente de magnetização ( $I_m$ ) pode ser calculada em função da corrente de excitação ( $I_\phi$ ) e da corrente relativa às perdas no ferro ( $I_{Fe}$ ) como:

$$I_m = \sqrt{I_\phi^2 - I_{Fe}^2} \quad (2.1)$$

Com o objetivo de verificar se de fato a corrente de magnetização possui efeito relevante no cálculo de perdas técnicas, foi executado o cálculo regulatório de 12 meses para a RGE, bem como para as demais distribuidoras do Grupo CPFL, considerando os dados da BDGD ordinária de 2019.

A corrente de excitação de transformadores cuja potência nominal não está presente na norma, foi determinada no referido estudo considerando interpolação linear entre os valores mais próximos presentes na norma. Por exemplo, para transformadores de 88 kVA, é considerada uma interpolação linear entre os dados para transformadores de 75 kVA e 112,5 kVA. Considera-se que a corrente de excitação de transformadores com potência acima de 300 kVA decresce linearmente com a potência nominal. Após obter a corrente de excitação e as perdas em vazio nominais de um transformador, a corrente de magnetização é calculada como em (2.1).

Como resultado do estudo, também apresentado por meio de contribuições do Grupo CPFL à TS013/2022, foi notado que ao representar a corrente de magnetização dos transformadores, as perdas técnicas na média e baixa tensão aumentaram em torno de 4,7% para a Concessionária. Este parâmetro, portanto, apresenta um efeito importante, e não desprezível, nas perdas técnicas da empresa, pois se trata de parâmetro que pode ser facilmente incorporado no cálculo (via parâmetro *%imag* do objeto *Transformer* do OpenDSS), sem necessidade de dados adicionais por parte das distribuidoras.

Este parâmetro afeta diretamente as perdas técnicas da rede, especialmente da rede primária, visto que o fluxo de corrente na rede primária aumenta para suprir a corrente de magnetização aos transformadores do circuito.

Para considerar o referido parâmetro no cálculo, basta adicionar o parâmetro *%imag* quando da definição do objeto *Transformer*, sendo que o valor do parâmetro *%imag* deve ser calculado a partir dos valores de corrente de excitação e corrente devido às perdas no ferro, ambos informados na norma ABNT NBR 5440:2014. A equação a ser aplicada é:

$$\%imag = \sqrt{\%i_{\phi}^2 - \%i_{Fe}^2} \quad (2.2)$$

em que *%i<sub>φ</sub>* é o valor percentual da corrente de excitação em relação à corrente nominal do transformador, o qual é informado diretamente nas tabelas da norma ABNT NBR 5440:2014; e *%i<sub>Fe</sub>* é o valor percentual da corrente referente às perdas em vazio do transformador, o qual pode ser obtido como a razão perdas em Vazio [W] / (10 \* Potência do Transformador [kVA]).

Ressalta-se a importância de se considerar a corrente de magnetização não apenas dos transformadores de distribuição de até 300 kVA, mas também dos transformadores presentes em circuitos de média tensão (responsáveis por transformações de tensão das classes A4-A4, A4-A3a e A3a-A4), visto que eles também são modelados no cálculo de perdas técnicas via fluxo de potência. Para estes casos de transformadores de maior capacidade, propõe-se que, na inexistência de informação mais precisa, a ANEEL utilize os valores da norma ABNT NBR 5440:2014 e considere que a corrente de magnetização decresce linearmente até zero para transformadores com potência acima de 300 kVA.

Dessa forma, a RGE solicita que a reatância de magnetização seja considerada para a apuração das perdas técnicas regulatórias que prevalecerá para o próximo ciclo da distribuidora, visto que é um fenômeno físico presente em todos os transformadores, independentemente de sua capacidade de transformação e do seu nível de carregamento.

### 2.2.3. Perdas Reais de Transformadores de Distribuição

O cálculo de perdas regulatórias atual considera que os transformadores de distribuição possuem o nível de eficiência “D” estabelecido na norma ABNT NBR 5440:2014. Entretanto, isto não corresponde

às perdas técnicas reais dos transformadores instalados em campo, os quais possuem majoritariamente o nível de eficiência “E” da norma em questão.

Em estudo realizado para avaliar o impacto desta consideração nas perdas técnicas das redes de média e baixa tensão da Distribuidora, bem como das demais distribuidoras do Grupo CPFL, utilizados dados da BDGD ordinária de 2019, indicam que o tratamento atualmente empregado no cálculo regulatório subestima as perdas técnicas nas redes de distribuição em 9,5% para a Distribuidora, representando um montante bastante significativo. Os resultados desse estudo são demonstrados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Efeito de considerar as perdas reais dos transformadores de distribuição.

<i><b>Caso Base</b></i>	<i><b>Alternativa</b></i>	<i><b>CPFL Paulista</b></i> (1.330 alimentadores)	<i><b>CPFL Piratininga</b></i> (424 alimentadores)	<i><b>CPFL Santa Cruz</b></i> (197 alimentadores)	<i><b>RGE</b></i> (984 alimentadores)
Perdas do nível D	Perdas reais	+11,5%	+11,5%	+9,0%	+9,5%

Entende-se que o principal objetivo da ANEEL com este tratamento é incentivar as distribuidoras a atualizar e melhorar a eficiência de seu parque de transformadores. No entanto, o efeito desta consideração é muito elevado, com impacto de cerca de 10% nas perdas técnicas nas redes de média e baixa tensão da Distribuidora, e distorce o cenário real de perdas técnicas da empresa, potencialmente levando a ações e tomadas de decisão equivocadas por parte das distribuidoras. Como se sabe, o cálculo de perdas técnicas afeta inversamente o cálculo de perdas não técnicas. Logo, subestimar as perdas técnicas leva a sobrestimar as perdas não técnicas, potencialmente induzindo a distribuidora a implementar ações inadequadas de combate a perdas não técnicas.

Em face do exposto acima, a RGE entende que a melhor abordagem seja calcular as perdas técnicas da forma mais precisa, utilizando os parâmetros reais dos transformadores, bem como definir outros mecanismos para incentivar as distribuidoras a atualizarem seu parque de transformadores.

O processo de substituição dos transformadores deve ser gradual e bem planejado para não aumentar desproporcionalmente os investimentos em ativos e, em última instância, onerar o consumidor via tarifa de energia, uma vez que a vida útil desses equipamentos varia de 25 a 27 anos, conforme disposto no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

Para demonstrar a incoerência desta premissa regulatória, o Grupo CPFL avaliou o cenário onde as distribuidoras realizam a substituição massiva de equipamentos cuja perda reconhecida seja inferior à observada. Os resultados da RGE estão apresentados na Tabela 2.3, em que, dispêndio de cerca de R\$ 1,3 bilhão é necessário, estando sujeito a aumentos de 6% e 9%, aproximadamente, nos indicadores de qualidade DEC e FEC, respectivamente.

Tabela 2.3 - Simulação de eventual substituição do parque de transformadores da RGE.

Total TRs (Substituir)	Total TRs Substituir (%)	Qtd dias para troca	Estimativa Custos para a substituição	Aumento no DEC devido à substituição	Aumento no FEC devido à substituição	Impacto no valor da Parcela B (Variação VPB)
148.519	88%	364	R\$ 1.355.100.298,12	6%	9%	4,01%

Não obstante, a Distribuidora entende que não cabe a limitação à análise individualizada do referido tratamento regulatório aplicado às perdas dos transformadores de distribuição, sem uma análise do contexto histórico de normativos e regras vigentes à época de aquisição, uma vez que se trata de ativos que possuem vida útil prolongada.

A Portaria interministerial nº 104, de 22 de março de 2013, determinou os níveis de perda máxima em vazio e na derivação nominal para transformador de Distribuição Monofásico nas tensões primárias nominais de 15; 24,2; e 36,2 kV e potências de 5 a 100 kVA; e transformador de Distribuição Trifásico nas tensões primárias nominais de 15; 24,2; e 36,2 kV e potências de 15 a 300 kVA (classe E) cuja fabricação, importação e comercialização se dê no período de 31/12/2013 a 31/12/2018.

Posteriormente, a Portaria interministerial nº 3, de 31 de julho de 2018, aprovou novos níveis de perda máxima em vazio - classe D e classe C - para equipamentos cuja fabricação, importação e comercialização se dê no período de 31/12/2018 a 01/01/2020 e no período de 01/01/2020 a 01/07/2023, respectivamente.

A partir de 31/12/2013, ficou proibida a fabricação, importação e comercialização dos referidos transformadores que não atendessem às disposições destas Regulamentações. Com isso, os equipamentos comprados pelas distribuidoras, a partir de 2014, atendem a esses requisitos seja na expansão ou substituição desses equipamentos em campo.

Há que se dizer que há um estoque de transformadores adquiridos antes de 2013 – alguns fabricados há mais de 20 anos – que podem não corresponder aos valores estabelecidos na Portaria. Além

disso, os adquiridos entre 2018 e 2020 podem ter características de Classe D, ou seja, grande parte da base é composta de transformadores comprados antes de 2014 e, posteriormente, com as características vigentes em cada época.

Em análise à BDGD de 31 de dezembro de 2021, utilizada para o cálculo de perdas técnicas, quando se toma a premissa de se considerar a informação da data de imobilização do ativo existente na base, observa-se que, pelo menos, 84% dos transformadores de distribuição possuem mais de 3 anos (em referência à 2021). Sendo assim, no máximo 16% podem se enquadrar dentro das diretrizes da Portaria Interministerial nº 3/2018, que atenderiam ao limite regulatório da classe de eficiência “D”.

Diante disso, o cálculo de perdas técnicas regulatórias das empresas deve guardar coerência com a implementação dos transformadores ao longo dos anos e não com o limite regulatório vigente, pois de forma contrária, irá produzir uma redução artificial dos limites de perdas técnicas globais.

Pelo exposto, a Distribuidora propõe que, em lugar de ser utilizada a Classe vigente no momento da homologação do PRODIST, seja criado um índice de níveis de perda máxima em vazio para a distribuidora, levando em consideração as classes vigentes à época e ponderados pela idade média dos equipamentos colocados em serviço pela Distribuidora.

## **2.3. Redes SDAT**

### **2.3.1. Tratamento das Energias de Inversões**

À luz das energias de inversões verificadas na área de concessão da RGE, a então SRD, por meio do Memorando nº 0171/2018-SRD/ANEEL e Memorando nº 0109/2018-SRD/ANEEL, estabeleceu os Percentuais de Perdas Técnicas (PPT) das distribuidoras nos processos de Revisões Tarifárias Periódicas de 2018, sendo estes apurados de forma que no montante de Energia Injetada Total (EI), divisor da Equação 7 do Módulo 7 do PRODIST, contemplasse o valor de energia proveniente das inversões de fluxo para a rede básica.

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100 [\%]$$

Equação 3 - Equação de cálculo do Percentual de Perdas Técnicas, Módulo 7/PRODIST

Haja visto que houve o agrupamento das concessões após os processos de RTP 2018, a Agência definiu o percentual regulatório de 6,752% para a aplicação nos memoriais (SPARTA) dos processos de Reajustes Tarifários subsequentes do ciclo, considerando também o ajuste de mercado do nível A1.

Dessa forma, a ANEEL passou a na base de cálculo o montante de energias de inversões para que esse montante de energia também fosse capturado na aplicação do percentual de perdas técnicas definido, garantindo-se assim a compatibilidade com o percentual estabelecido pela então SRD/ANEEL. Esse tratamento aplicado nos processos tarifários de 2018 a 2022 foram relevantes para a correta apuração dos montantes de perdas técnicas em energia (MWh), uma vez que podem variar ano após ano.

Contudo, em análise ao Recurso Administrativo interposto pela CPFL Paulista relativo ao processo de Reajuste Tarifário de 2021, a Nota Técnica nº 113/2022-SGT/ANEEL propõe estabelecer para os próximos processos de Revisões Tarifárias Periódicas um padrão de aplicação do percentual de perdas técnicas de todas as distribuidoras do Brasil, de modo a não considerar mais as energias de inversões verificadas no período de referência para o cômputo das perdas técnicas ao longo do ciclo.

Diante dos fatos, a então SRD estabeleceu por meio da Nota Técnica nº 21/2023-SRD/ANEEL o percentual de perdas técnicas regulatórias da CPFL Paulista para o processo de RTP 2023 de 5,231% sobre a Energia Injetada Total, mantendo no montante de Energia Injetada os valores de energias de inversões declaradas pela distribuidora. Porém, de modo a garantir a padronização de aplicação nos memoriais de cálculo tarifário (SPARTA), a então SGT solicitou o ajuste no percentual de perdas técnicas, de modo a não considerar mais as energias de inversões para os processos tarifários do próximo ciclo (2023 – 2027), o qual ficou definido em 5,321%, sem as energias de inversões, conforme disposto na Nota Técnica nº 56/2023-SGT/ANEEL.

Uma vez que há indícios de estabilidade no volume de energias de inversões em sua área de concessão, a RGE concorda com a decisão de retirada das energias de inversões do percentual de perdas técnicas regulatórias, em linha com a padronização proposta pela então SGT.

Dessa forma, dado que a RGE mantém a declaração das energias de inversões na Energia Injetada Total utilizada para cálculo de perdas técnicas (entidade Balanço Energético - BE da BDGD), na

Tabela 2.4 a seguir são demonstrados os montantes de energias de inversões, em MWh, a serem deduzidos da Energia Injetada Total para realização do ajuste do percentual de Perdas Técnicas, de modo a não considerar as inversões.

Tabela 2.4 - Montantes de energias de inversões no ano de 2021, em MWh.

Mês	A1	A2a	A2b	A3	A3a	A4	BT
jan/21	-	255,75	-	8.621,07	-	-	-
fev/21	-	48,70	-	10.745,37	-	-	-
mar/21	-	-	-	2.700,83	-	-	-
abr/21	-	-	-	1.654,28	-	-	-
mai/21	-	41,48	-	13.776,47	-	-	-
jun/21	-	78,63	-	31.928,11	-	-	-
jul/21	-	44,61	-	16.670,65	-	-	-
ago/21	-	1,38	-	10.595,47	-	-	-
set/21	-	610,35	-	21.970,84	-	-	-
out/21	-	741,29	-	33.425,34	-	-	-
nov/21	-	1,01	-	4.381,94	-	-	-
dez/21	-	-	-	0,84	-	-	-
<b>Total</b>	-	<b>1.823,20</b>	-	<b>156.471,20</b>	-	-	-

Cabe ressaltar que o novo percentual recalculado pela ANEEL, sem as energias de inversões, não deverá ser utilizado no simulador de perdas não técnicas para estabelecimento de meta e trajetória para o ciclo, uma vez que os montantes de energias injetadas totais declarados pela Distribuidora, tanto no SAMP quanto na BDGD, já contêm os montantes de energias de inversões, devendo-se, portanto, manter a compatibilidade das bases de cálculo. Para aplicação correta nesse simulador, é necessário utilizar o percentual de perdas técnicas o qual contempla as energias de inversões, apurado pela então SRD.



### 2.3.2. Perdas técnicas em DIT de usos exclusivo e compartilhado

Em resposta à solicitação da RGE (CARTA nº 143/RR/RGE SUL/2021), que versa sobre o tratamento conferido às Demais Instalações de Uso Compartilhado – DITC na apuração das perdas técnicas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT da Distribuidora, a ANEEL emitiu o Ofício Conjunto nº 15/2023-SRD/SGT/SRM/ANEEL, de 6 de abril de 2023, com orientações à Distribuidora quanto a declaração das perdas técnicas de Demais Instalações da Transmissão – DIT que tornaram-se de uso exclusivo da RGE após o agrupamento das concessões em 2018, contudo, mantém-se a apuração das perdas técnicas como como DIT de Uso Compartilhado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Nesse Ofício, a ANEEL comenta que cientificou a CCEE de que não caberia mais apurar as perdas técnicas nas referidas DIT, objeto de questionamento da RGE, mas a CCEE manteve a apuração dos requisitos de cada distribuidora de forma segregada devido às restrições sistêmicas que impossibilitavam fundir os contratos regulados das distribuidoras.

Após interações entre ANEEL e CCEE, a Câmara informou que a implementação da solução definitiva se encontra suspensa por não haver uma definição quanto ao custeio para a solução sistêmica que efetivamente unificaria as relações contratuais, bem como demais parâmetros de medição e modelagem. Adicionalmente, em resposta ao Ofício Conjunto nº 3/2023-SRD/SGT/SRM/ANEEL, a CCEE informou à Agência as DIT sobre as quais a RGE tem participação, sendo elas: DITC CHARQ - S JERON, DITC RGE SUL DEMEI CERILUZ, DITC PASSO REAL-JACUÍ e DITC CACHOEIRINHA.

Dessa forma, a ANEEL orientou a Distribuidora a não declarar na BDGD as perdas técnicas inerentes às DITC mencionadas no parágrafo anterior, uma vez que os montantes das perdas técnicas já seriam informados pela CCEE para o devido reconhecimento nos processos tarifários.

Em atendimento ao Ofício Conjunto nº 15/2023-SRD/SGT/SRM/ANEEL, a RGE ajustou a BDGD de modo a não compor as perdas técnicas de nenhuma DITC citada, sendo necessário remover as perdas das DIT de PASSO REAL-JACUÍ e CACHOEIRINHA. Submeteu-se, então, uma nova BDGD no sistema NVAL da ANEEL com as devidas atualizações (Código da BDGD: BDGD\_396\_2021-12-31\_V10\_20230503-0936). Importante destacar que a declaração original, a qual considerada como como DIT de uso exclusivo, guardava conformidade com as disposições do Módulo 6 do PRODIST.

Logo, pondera-se que o percentual de perdas técnicas regulatórias a ser definido na presente Revisão Tarifária não disporá mais da composição das perdas técnicas das DIT de PASSO REAL-JACUÍ e CACHOEIRINHA, sendo fundamental que as perdas técnicas dessas DIT continuem sendo informadas pela CCEE ao longo do ciclo 2023-2027 como DIT de Uso Compartilhado, uma vez que o percentual de perdas técnicas da Distribuidora permanecerá fixo até a próxima RTP e não inclui as perdas dessas DIT.

Ainda, caso a CCEE passe a realizar ao longo do próximo ciclo as adequações sistêmicas necessárias para apurar as perdas, passando a considerar o agrupamento das concessões, haverá a necessidade de tratamento regulatório em processos de Reajustes Tarifários Anuais, de modo a manter a neutralidade dos custos incorridos das perdas técnicas dessas DIT.

### 3. Considerações finais

Com base nos argumentos apresentados, a RGE solicita o reconhecimento das perdas técnicas de todos os circuitos declarados como atípicos, bem como dos casos apresentados nessa contribuição, com características atípicas de reconfigurações de rede que podem apresentar perdas totais negativas (consumo regular superior à energia injetada). As limitações do atual modelo da BDGD em capturar a dinamicidade da rede ao longo do ano são justificativas para as perdas totais negativas e problemas de balanço energético observados nesses alimentadores. Consequentemente, solicita-se que as perdas apuradas e declaradas pela Distribuidora sejam adotadas para esses circuitos, conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST.

Complementa-se a esta contribuição o pedido de consideração das perdas técnicas originadas pela impedância de magnetização de transformadores, tema trazido pela própria ANEEL como proposta de incorporação à metodologia de cálculo de perdas técnicas no âmbito da Tomada de Subsídios nº 13/2022.

Solicita-se a consideração das perdas reais dos transformadores de distribuição, uma vez que o incentivo regulatório desse ponto em específico não está em congruência com as aquisições realizadas pela distribuidora ao longo dos anos, dado que há um legado substancial de ativos da concessionária com classes de eficiências “E”.

A Distribuidora também se apresenta favorável à decisão de retirada das energias de inversões do percentual de perdas técnicas regulatórias e solicita a retirada dessa energia do denominador da equação para a apuração do Percentual de Perdas Técnicas regulatórias.

Por fim, a RGE solicita a aplicação coerente do percentual de perdas técnicas no cálculo tarifário realizado pela ANEEL, para o cômputo adequado das perdas técnicas em energia a ser reconhecido na tarifa, considerando a compatibilização com a energia injetada total considerada na apuração do percentual regulatório.