



Rio de Janeiro, 28 de março de 2024.

Ao **Ministério de Minas e Energia (“MME”)**

Secretaria Executiva
Subsecretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios (“SAER”)
Departamento de Planejamento e Outorgas da Geração de Energia Elétrica (“DPOG”)
da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento

Processo nº 48360.000061/2022-28

Assunto: Contribuições à Consulta Pública nº 160/2024 – Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica.

A **UTE PAULÍNIA VERDE S.A. (“PAULÍNIA VERDE”)**, titular da UTE Paulínia Verde, nos termos da Resolução Autorizativa ANEEL (“REA”) nº 10.872/2021 e do Despacho nº 1.032/2022, vem, respeitosamente, por seus representantes legais, apresentar suas contribuições no âmbito da Consulta Pública (“CP”) nº 160/2024 instaurada pela Portaria nº 774/GM/MME, de 07.03.2024.

I- CONSIDERAÇÕES INICIAIS SOBRE A PROPOSTA DE DIRETRIZES PARA O 2º LRCAP DE 2024

Nos últimos anos, vem-se observando uma acelerada transformação da matriz elétrica brasileira, com a forte redução da participação hidrelétrica e da capacidade de regularização dos reservatórios, associada a uma expressiva expansão de fontes não despacháveis e com variabilidade de produção, em especial as fontes eólica e solar.

Basta observar que, no Plano Decenal de Energia (“PDE”) 2029 (ano-base 2020), havia uma projeção para 2029 de participação hidrelétrica de 51,4% e de solar/eólica de 23%, sendo que, atualmente¹, a fonte hidrelétrica já detém uma participação inferior a essa estimativa, de 49,6%, com solar/eólica detendo mais de 30% de participação². Ao mesmo tempo, as demandas média e instantânea vêm registrando recordes históricos³, acendendo um alerta para o planejamento e a operação do sistema para a necessidade de recursos energéticos com capacidade de atendimento à demanda de ponta com confiabilidade e segurança.

¹ Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 18.03.2024.

² Considerando micro e minigeração distribuída.

³ Em 15.03.2024, às 14h37, o ONS registrou um novo recorde na demanda instantânea de carga do SIN de 102.478 MW. No mesmo dia, houve recorde de carga média no valor de 91.338 MWmed. Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=10108>. Acesso em 19.03.2024.



Diante desse cenário desafiador, a implementação da contratação de capacidade, na forma de potência, a partir da edição da Medida Provisória nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, agregou ferramenta importante ao planejamento para, ao mesmo, atrair investimentos no setor elétrico e assegurar a segurança e a confiabilidade do suprimento de potência ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”). Destaque-se que o PDE 2032 indica uma crescente necessidade de requisito de potência para o horizonte de 2032, cujo atendimento deve ser provido pelas diversas soluções tecnológicas disponíveis, incluindo usinas novas e existentes.

Assim, a Paulínia Verde parabeniza o exaustivo trabalho que vem sendo desempenhado por este Ministério, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), desde a realização do 1º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência (“LRCAP”) de 2021, regido pela Portaria Normativa nº 020/2021.

Para a estruturação do 2º LRCAP de 2024, a Portaria nº 774/2024 divulgou, para contribuições dos interessados até 28.03.2024, a minuta de Portaria Normativa contendo a proposta ministerial de Diretrizes para a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes.

A divulgação da minuta de Portaria e dos documentos/estudos que a subsidiaram evidenciam a preocupação e os esforços do planejamento que resultaram em inúmeros aprimoramentos metodológicos no sentido da definição mais precisa do produto a ser contratado, mais aderente à real necessidade de atendimento às horas mais críticas do SIN. Ao mesmo tempo, é de crucial importância a análise das contribuições dos interessados e de toda a sociedade para a aprovação, pelo MME, das Diretrizes definitivas e da Sistemática do Leilão e, pela ANEEL, do Edital e Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (“CRCAP”).

Nesse contexto de aprovações, o planejamento deve estar atento, ainda, às características do parque gerador existente e do potencial de expansão de novos empreendimentos. Em linhas gerais, a proposta de separação em três produtos distintos oferece condições de contratação de empreendimentos com características diversas em condições mais equivalentes de competitividade em cada produto, reduzindo barreiras à entrada, sem descuidar da necessidade de atendimento às horas críticas do SIN.

No caso da fonte termelétrica, a proposta de segregação em dois produtos distintos possibilita que sejam consideradas as especificidades de cada tipo de



tecnologia de geração e da cadeia de suprimento de cada tipo de combustível⁴. Diante disso, o detalhamento do produto e dos requisitos mínimos de participação deve contribuir para a redução de barreiras à entrada para projetos com capacidade de atendimento à demanda de ponta do sistema com confiabilidade, flexibilidade operativa e diversidade tecnológica, revertendo, ao final, em benefício à modicidade tarifária.

II- PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS À MINUTA DE PORTARIA DE DIRETRIZES PARA O 2º LRCAP DE 2024

A UTE Paulínia Verde é uma usina termelétrica de caráter inovador que utiliza gás natural renovável (biometano) como combustível principal, com 15,95 MW de capacidade instalada⁵ e 4,25 MW em unidades de contingência⁶, localizada no município de Paulínia/SP e conectada à rede de distribuição da CPFL Paulista. O empreendimento está em operação comercial em sua integralidade desde 30.06.2022⁷ e, desde então, tem atendido aos compromissos contratuais assumidos, com término de suprimento previsto para 31.12.2025⁸, com confiabilidade e, ao mesmo tempo, com redução de 76.429 de tCO₂EQ/ano.

Nas condições propostas, a UTE Paulínia Verde é empreendimento termelétrico existente que atende a alguns dos principais critérios para habilitação e participação no 2º LRCAP de 2024. No entanto, a Paulínia Verde entende que é possível avançar ainda mais em alguns aspectos relevantes para evitar a imposição de obstáculos que poderiam inviabilizar por completo a participação de empreendimentos novos e existentes, em especial termelétricas movidas a gás natural. Assim, as contribuições têm por objetivo principal endereçar questões associadas às características inerentes à cadeia de suprimento desse combustível, que tem sido apontado como um dos principais vetores da transição energética no cenário de expansão das novas renováveis.

Dessa forma, as contribuições serão apresentadas conforme os temas abaixo:

⁴ Em linha com o estudo da EPE denominado “Avaliação de Aprimoramentos para Contratação” (Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0):

Dentre os potenciais candidatos podem-se citar as diversas soluções e tecnologias de armazenamento de energia, ampliação de hidrelétricas existentes, **além das termelétricas e seus diversos combustíveis** – sem grifos no original.

⁵ Nos termos da outorga, a usina é constituída de 9 (nove) unidades geradoras, sendo 1 (uma) de 2.860 kW (dois mil e oitocentos e sessenta quilowatts), 3 (três) de 2.715 kW (dois mil setecentos e quinze quilowatts), 1 (uma) de 1.273 kW (mil e duzentos e setenta e três quilowatts), 3 (três) de 928 kW (novecentos e vinte e oito quilowatts) e 1 (uma) de 888 kW (oitocentos e oitenta e oito quilowatts).

⁶ Três unidades de 1.415 kW, cada uma, nos termos do Despacho nº 4.345/2023.

⁷ Despacho nº 1.735/2022.

⁸ Nos termos do Contrato de Energia de Reserva (“CER”) celebrado no âmbito do Procedimento Competitivo Simplificado (“PCS”) nº 01/2021.

- (i) Necessidade de consideração das especificidades da cadeia de suprimento de cada tipo de combustível e da tecnologia de geração termelétrica para definição dos produtos e dos requisitos mínimos de participação;
- (ii) Necessidade de adequação da alocação de riscos e custos associados aos parâmetros de *unit commitment* dos empreendimentos termelétricos à regulação vigente; e
- (iii) Propostas de adequação de diretrizes relacionadas à adequada alocação de riscos pela não entrega de compromissos assumidos no LRCAP de 2024 e definição dos critérios de penalização e de redução de receita fixa.

II.1. Necessidade de consideração das especificidades da cadeia de suprimento de cada tipo de combustível e da tecnologia de geração termelétrica

Nos termos do art. 4º da minuta de Portaria de Diretrizes proposta, no LRCAP de 2024 serão negociados os seguintes produtos a partir de fonte termelétrica⁹:

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;

II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa (...).

Os Produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028 têm entre si as seguintes características comuns e distinções na proposta de minuta de Portaria de Diretrizes:

⁹ A minuta propõe, ainda, a negociação do “Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013”.

Características comuns		Características distintas	
Termelétrica 2027	Termelétrica 2028	Termelétrica 2027	Termelétrica 2028
Fonte termelétrica		Suprimento a partir de 01.07.2027	Suprimento a partir de 01.01.2028
Sem inflexibilidade		Período de suprimento de 7 anos	Período de suprimento de 15 anos
Empreendimentos novos e existentes			
Condições de habilitação técnica pela EPE dos incisos I a V do art. 9º, incluindo requisitos de flexibilidade operativa e valor-teto de CVU.			
Não recebimento de Encargo por Restrição Operativa por <i>Unit Commitment</i>			

Como já exposto nas considerações iniciais, a segregação da contratação de termelétricas em mais de um produto oferece uma ferramenta importante ao Poder Concedente no sentido de possibilitar a consideração das especificidades de cada tipo de tecnologia de geração e de combustível necessário, em termos de logística, custos inerentes e condições de mercado.

Porém, entendemos que é imprescindível considerar nos critérios de competitividade, na formulação do produto e nos requisitos mínimos de participação e habilitação técnica as características próprias de usinas termelétricas movidas a gás natural.

Com relação aos requisitos de flexibilidade operativa, diferentemente da Portaria de Diretrizes¹⁰ do LRCAP de 2021, que não especificou os parâmetros (inseridos apenas no CRCAP aprovado posteriormente pela ANEEL), a minuta de Portaria propõe:

- (i) o estabelecimento de condição de habilitação técnica pela EPE atrelado ao atendimento a requisitos mínimos de flexibilidade operativa; e
- (ii) a alocação, ao gerador, do risco de geração associada ao *Unit Commitment*.

Além disso, a proposta de Portaria de Diretrizes prevê, em seu art. 4º, parágrafo único, que os empreendimentos contratados devem ter características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento aos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS e aqueles determinados durante a operação em tempo real. Já o art. 9º estabelece requisitos mínimos de flexibilidade operativa a serem exigidos como condição de habilitação, conforme segue:

“Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

¹⁰ Portaria Normativa nº 020/2024.



V - Empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:

- a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d";
- b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;
- c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos;
- d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e
- e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento;"

Veja-se que, entre os requisitos, de forma resumida, há (i) um tempo mínimo de permanência menor ou igual a 8 horas nas condições ligado ("T-on"), já considerando as rampas de acionamento e desligamento, e desligado ("T-off"), assim como (ii) o valor máximo de rampas de acionamento ("R-up") de até uma hora e trinta minutos e de desligamento ("R-dn") de até uma hora.

No entanto, a proposta de Diretrizes não contém o detalhamento necessário de outros parâmetros da operação real cruciais para a aferição da viabilidade de operacionalização de uma logística flexível de gás natural, em especial para empreendimentos conectados à malha de transporte.

Sem esse detalhamento, a portaria entra em conflito direto com os ritos e restrições do estágio atual do mercado de gás natural brasileiro, em especial a operacionalização do carregamento e movimentação de molécula pelas malhas de transporte. Por exemplo,

- A contratação de quantidades extraordinárias de transporte de gás natural na malha integrada (celebração de contratos diários) só pode ser feita até as 10h do dia anterior para todas as três principais transportadoras de gás natural do país. Essa quantidade contratada equivale a um valor médio das 24h do dia seguinte.
- A programação efetiva, após a contratação dessas quantidades, deve ser feita junto às transportadoras até as 15h, no caso da TBG e 15h30, no caso de TAG e NTS, do dia anterior ao dia operacional. Modificações



intradiaárias são possíveis, porém limitadas a ponderações horárias dentro do dia operacional que impedem qualquer assertividade na programação final.

Tendo isso em mente, é crucial que seja elucidado na Portaria a ser aprovada para este certame, que:

- (i) a sinalização de despacho para qualquer dia operacional deverá ocorrer até as 09h horas do dia anterior (horário suficiente para concretizar a contratação do produto diário de transporte até o limite de 10h horas); e
- (ii) em paralelo, para o cálculo da quantidade de gás natural a ser movimentada pela malha de transporte, será necessária a indicação do período de acionamento total do dia operacional neste mesmo momento.

Caso estes dois pontos não sejam suficientemente detalhados na Portaria a ser aprovada, todos os projetos termelétricos a gás natural conectados à malha de transporte estarão passíveis de severas penalidades no âmbito dos contratos de transporte decorrente do despacho flexível, gerando riscos demasiados para o empreendedor. Essas penalidades podem incorrer em até 6 vezes a tarifa base anual de transporte e teriam que ser consideradas no CVU da usina para atendimento da flexibilidade exposta nesta Minuta de Portaria. Além disso, há o risco de não haver no *linepack* das transportadoras molécula suficiente para suprir a necessidade de despacho.

Ainda que seja formatado e disponibilizado pelas transportadoras de gás um produto termelétrico com uma tarifa *ship-or-pay* reduzida e incremento do custo variável a ser pago quando a térmica despachar (proposta apresentada pela ATGás), esse novo produto somente alteraria a necessidade de ordem de despacho de antes das 10h para antes de 15h (tempo limite para nominação do transporte de gás), para as térmicas com esse contrato específico. Nesse caso, ainda seria mantida a necessidade de definição prévia do período total de despacho (T-on).

Sem essas condições, as incertezas de custos finais podem afetar severamente a economicidade e a viabilidade de qualquer projeto termelétrico movido a gás natural conectado à malha de transporte (podendo inviabilizar contratações nesse certame).

Vale recordar que essas termelétricas são umas das principais âncoras de demanda ligadas ao transporte de molécula. Caso as usinas existentes ou novas não se viabilizem, o sistema de transporte irá contar com menos usuários custeando a infraestrutura. Consequentemente, em razão da atual estrutura tarifária das



transportadoras, haverá necessariamente uma elevação considerável da tarifa de transporte para os usuários remanescentes da malha, principalmente para o setor industrial brasileiro.

Com relação à definição do valor-teto de CVU, deve ser considerado, no caso de usinas conectadas na malha de transporte de gás natural, o custo associado à contratação de capacidade, (i) seja aquele associado à regra atual (Produto Anual com *Ship or Pay* de 100% ou o produto diário correspondente 1,61x o valor do produto anual) (ii) seja o novo produto termelétrico proposto pela ATGás a ser definido pelas transportadoras (redução da parcela fixa anual e relevante incremento na parcela variável quando despachado).

Essa consideração deve vir via incremento do valor-teto do CVU, quando comparado aos valores atualizados do LRCAP de 2021, para ambos os produtos termelétricos, de modo a viabilizar condições mínimas de participação para as usinas conectadas na malha de transporte de gás.

Por essa razão, é de crucial importância que sejam observadas as condições do mercado de gás natural e de obtenção do combustível necessário ao atendimento desse portfólio existente e de potenciais novos empreendimentos a serem conectados na malha de transporte.

Acreditamos que outra forma de evitar que térmicas na malha não consigam se viabilizar, de forma a beneficiar todos os agentes que utilizam os gasodutos brasileiros seria via **exclusão da tarifa de transporte dutoviário de gás natural (CUSTgn) dos critérios de seleção do Leilão de Reserva de Capacidade e Remuneração ao gerador.**

O Custo com as Tarifas de Transporte da Gás Natural (CUSTgn) incorrido deveria ser remunerado diretamente ao gerador, mediante comprovação de contratação de capacidade no sistema de transporte de gás natural. Os pontos de entrada e saída, assim como a capacidade reservada deverão ser indicados pelo participante do leilão.

As tarifas de transporte de gás natural são reguladas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e em um processo transparente e de ampla participação de agentes públicos e privados, podendo ser facilmente encontradas nos sítios eletrônicos das transportadoras.

Desta forma, este custo pode ser objetivamente calculado por meio da multiplicação das tarifas dos pontos de entrada e saída das transportadoras pela capacidade reservada pelo empreendedor termelétrico.

A remuneração do custo incorrido ao gerador conectado ao sistema de transporte é crucial pois estes têm dificuldades em calcular sua Receita Fixa devido à incerteza sobre a tarifa futura de transporte de gás natural, o que pode culminar

na inclusão de uma margem de segurança em sua proposta para o certame, como forma de compensar essa incerteza, tornando-os menos competitivos nos leilões.

II.2. Propostas de adequação da alocação de riscos e de custos associados aos parâmetros de unit commitment dos empreendimentos termelétricos à regulação vigente

Ainda em relação às características de flexibilidade operativa, o art. 12, §5º, da minuta de Portaria atribui risco adicional ao gerador ao prever que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por *Unit Commitment*, sendo a geração associada ao *Unit Commitment* valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Compreende-se o ponto de vista da Nota Técnica N° 37/2024/DPOG/SNTEP de que essa medida poderia ser uma forma de incentivar a participação de projetos mais flexíveis e torná-los mais competitivos. Todavia, considera-se que essa medida implicaria riscos não administráveis pelos empreendedores. A premissa geral dos leilões é de que as termelétricas sejam (i) remuneradas e garantam o retorno do capital investido por meio da receita fixa; e (ii) neutras ao custo variável quando despachadas pelo ONS, de forma que o empreendedor não arque com o risco das flutuações dos combustíveis, incluindo aquele associado aos limites técnicos das unidades geradoras (*Unit Commitment*).

Ao propor a alteração dessa alocação de riscos em relação ao despacho e ao custo variável a ele associado, a minuta de Portaria atribui um risco que os agentes não terão como mensurar, dado que a exposição ao PLD é imprevisível tanto em termos do tempo de exposição, quanto em relação à volatilidade e valoração do preço *spot* em si, podendo inviabilizar a participação dos projetos no leilão.

Caso o MME entenda que a cobertura de custos via ESS não seria a mais adequada, alternativamente o *unit commitment* das usinas vencedores do LRCAP de 2024 poderá ser custeado pelo Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (“ERCAP”), nos termos do art. 8º do Decreto nº 10.707/2021. Dessa forma, o custo real termelétrico seria rateado conforme o encargo desenhado para cobrir todos os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade. Além disso, nesse caso, o respectivo custo seria rateado por todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, ao passo que o ESS não é custeado por autoprodutores.

Diante disso, propõe-se que o §5º apresente a seguinte redação:

Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.

§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 **farão jus à remuneração proveniente do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade** por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment **valorada ao maior valor entre o PLD e CVU da Usina.**

II.3. Propostas de adequação da alocação de riscos pelo não atendimento de compromissos de entrega assumidos no LRCAP de 2024

Por fim, vale destacar a minuta de Portaria prevê, em seu art. 12, §6º, o seguinte rol de possíveis penalidades a serem previstas no CRCAP, sem prejuízo de outras a serem definidas pela ANEEL:

- (i) pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º;
- (ii) pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;
- (iii) pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e
- (iv) pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.

Em primeiro lugar, para assegurar previsibilidade ao certame e a aderência mais efetiva do produto aos critérios e metodologias definidas pelo planejamento para a contratação de recursos para o atendimento aos requisitos de potência do sistema, propõe-se a retirada do trecho **“sem prejuízo de outras a serem definidas pela ANEEL”**. Com isso, as possíveis penalidades a serem definidas no CRCAP se limitariam ao já extenso rol do §6º transcrito acima.

Nessa mesma linha, deve ser ajustada a redação do §3º do art. 5º da minuta de Portaria, retirando-se a possibilidade de a ANEEL definir novos mecanismos de redução de receita fixa ou de penalizações não previstos expressamente nas Diretrizes do Leilão, além daqueles já previstos no Edital do Leilão (multa por atraso, por exemplo) e na regulação (penalidade por falta de combustível da Resolução Normativa nº 1.029/2022 e a penalidade de multa administrativa da Resolução Normativa nº 846/2019).

A propósito do art. 5º, §3º, há de se observar que o dispositivo prevê um mecanismo de redução mínima de 5% da receita fixa mensal para cada hora de não entrega de potência requerida, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração, conforme segue:



“Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

I - A não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração”

Entendemos, conforme o texto da minuta, que qualquer indisponibilidade horária, independentemente do montante e do período indisponível, já implicaria uma redução mínima de 5% sobre a receita total mensal, sem qualquer proporcionalidade em relação ao montante não entregue. Dessa forma, propõem-se alterações no texto para que o valor da redução de receita seja aplicada de forma proporcional à parcela de potência não entregue em cada hora. Caso contrário, uma multa dessa magnitude representaria um risco que poderia inviabilizar a participação de projetos no leilão. Segue abaixo proposta de ajuste do art. 5º para endereçar a presente contribuição:

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

~~§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:~~

§3º A não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução da parcela mensal devida, **correspondente a um doze avos da receita fixa, em R\$/ano**, de que trata o caput, **proporcionalmente à parcela** de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.

Sendo o que tínhamos para o momento, firmamo-nos.

UTE PAULÍNIA VERDE S.A.