

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 006.252/2023-0

Natureza(s): Solicitação de Solução Consensual

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica;
Ministério de Minas e Energia

Interessados: Linhares Geracao Sa (10.472.905/0001-18);
Povoacao Energia S.a. (43.174.526/0001-09); Termeletrica Viana
S/a (09.043.782/0001-10).

Representação legal: Marcus Vinicius Furtado Coêlho
(18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-DF),
Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros,
representando Povoacao Energia S.a.; Marcus Vinicius Furtado
Coêlho (18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-
DF), Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros,
representando Linhares Geracao Sa; Marcus Vinicius Furtado
Coêlho (18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-
DF), Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros,
representando Termeletrica Viana S/a.

SUMÁRIO: SOLICITAÇÃO DE SOLUÇÃO CONSENSUAL. CRISE HÍDRICA. RISCO DE FALTA DE ENERGIA EM FACE DE BAIXA AFLUÊNCIA NA VAZÃO DOS RIOS. PROCEDIMENTO DE CONTRATAÇÃO SIMPLIFICADO DE ENERGIA DE RESERVA PCS-1. USINAS DA BTG PACTUAL. R\$ 247 MILHÕES DE MULTAS JÁ PAGAS EM RAZÃO DE ATRASO NA PRODUÇÃO DE ENERGIA. USINAS ADIMPLENTES. INFLEXIBILIDADE OPERATIVA DE 100%. ALTO CUSTO DA ENERGIA PRODUZIDA. RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS. REDUÇÃO DO INTERESSE NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA. INTERESSE DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) NA CONSTRUÇÃO DE ACORDO PARA REDUZIR A INFLEXIBILIDADE E OS CUSTOS TOTAIS COM O CONTRATO, EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA. CUSTOS PARA A CONTRATADA COM MULTAS NO CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS. CUSTOS PARA DESFAZIMENTO NA OPERAÇÃO FINANCEIRA DE “**HEDGE**”, PARA SECURITIZAR O AUMENTO DO VALOR DO GÁS. SOLICITAÇÃO DE SOLUÇÃO DE CONSENSO. COMPENSAÇÃO DOS CUSTOS DE DESFAZIMENTO DOS CONTRATOS DA CONTRATADA EXISTENTES COM O AUMENTO DA PARCELA DE REMUNERAÇÃO RELATIVA À DISPONIBILIDADE DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA. DIMINUIÇÃO, EM CONTRAPARTIDA DA PARCELA DE REMUNERAÇÃO RELATIVA AOS CUSTOS COM COMBUSTÍVEL, EM CASO DE NECESSIDADE DE ENTRADA EM OPERAÇÃO. AUMENTO DA SEGURANÇA JURÍDICA. VANTAGEM AO CONSUMIDOR SUPERIOR A R\$ 224 MILHÕES. APROVAÇÃO DO TERMO DE AUTOCOMPOSIÇÃO. COMUNICAÇÕES.

RELATÓRIO

Trata-se de solicitação de solução consensual, prevista na IN-TCU 91/2022, formulada pelo Exmo. Sr. Min. Alexandre Silveira, Ministro de Minas e Energia (MME), para as controvérsias existentes nos Contratos de Energia de Reserva (CER) firmados em decorrência do Procedimento de Contratação Simplificado (PCS) 01/2021 relativos às Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação.

2. Transcrevo, no que importa e com os ajustes de forma necessários, a instrução lavrada no âmbito da Secretaria de Controle Externo de Solução Consensual e Prevenção de Conflitos (SecexConsenso), aprovada pelo corpo diretivo da unidade (peças 46 a 48):

“II - HISTÓRICO

2. *A SecexConsenso analisou os requisitos de admissibilidade, tendo sido proposta a admissão da presente SSC (peças 6-8).*

3. *Na sequência, o Presidente do TCU, Exmo. Ministro Bruno Dantas, manifestou-se de acordo, tendo destacado que “estão presentes os elementos de materialidade, risco e relevância que justificam o interesse público no trato da matéria” (peça 9, p. 2), bem como encaminhou os autos ao Gabinete do Exmo. Ministro Benjamin Zymler para a sua manifestação sobre a admissibilidade desta Solicitação, tendo em vista que “as medidas adotadas pelo MME no âmbito do PCS 1/2021, nos termos do Acórdão 2.699/2022-TCU-Plenário, estão sendo monitorados no âmbito do TC 031.368/2022-0”, o qual está sob a relatoria daquele Ministro (peça 9, p. 3, e peça 10).*

4. *O Exmo. Ministro Benjamin Zymler ratificou a manifestação do Exmo. Ministro-Presidente, nos termos do art. 6º, §1º, da IN 91/2022, bem como sobrestou o TC 031.368/2022-0, em sintonia com o art. 6º, §2º, da referida Instrução Normativa (peça 12, p. 6).*

5. *Por fim, a Portaria-Segecex 18, de 24/5/2023, designou a Comissão de Solução Consensual (CSC) com representantes designados pelo MME, pela Aneel, e pela gestão das Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia, além da SecexEnergia/TCU da SecexConsenso/TCU, responsável pela coordenação e supervisão dos trabalhos (peça 32).*

6. *Procedido o histórico da presente SSC, serão tratados na seção seguinte os procedimentos adotados até o momento no âmbito desta Solicitação, bem como a análise de mérito do consenso obtido até esta fase processual.*

III - exame técnico**III.1 - A controvérsia tratada no âmbito da presente Comissão de Solução Consensual**

7. *O processo de solução consensual foi criado no TCU por meio da IN-TCU 91/2022. Tal normativo segue a tendência mundial de adotar meios eficazes de solução de conflitos, não apenas no ambiente privado, como também no âmbito da administração pública. Na esteira do referido normativo, há necessidade de ser bem delineada a controvérsia tratada nos autos. No caso específico, a controvérsia envolve a contratação de oferta de energia.*

8. *O Procedimento de Contratação Simplificada 01/2021 (PCS 01/2021) foi idealizado como mecanismo de contratação extraordinária para aumento da oferta de energia buscando mitigar potenciais dificuldades de suprimento de energia elétrica no período entre 2022 e 2025, em decorrência dos baixos níveis de afluência hídrica verificados nos anos de 2020 e 2021.*

9. *O Procedimento foi estabelecido conforme diretrizes do MME, em rito simplificado, com*

prazos reduzidos, definição dos requisitos específicos para estabelecimento do certame, delimitação de localização dos empreendimentos (submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste), além do estabelecimento do prazo de suprimento entre maio de 2022 e dezembro de 2025. A responsabilidade da Aneel foi definida para, entre outros, elaborar o Edital e as minutas dos Contratos de Energia de Reserva (CERs) que seriam firmados, além de autorizar a implantação e exploração dos novos empreendimentos.

10. Sociedades controladas por fundos de investimentos do grupo BTG Pactual (Empreendedor) venceram o certame para implantação de três usinas termelétricas, que adicionam mais de 148 MW de potência para o SIN. Os contratos foram celebrados para geração de 4.525 TWh de energia elétrica inflexível ao ano.

11. A Tabela 1 consolida informações sobre o resultado das usinas do empreendedor no PCS. A receita fixa que remunera os CERs possui duas parcelas: uma vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível (RFcomb), e outra vinculada a remuneração dos demais custos envolvidos com a geração (RFdemais). Na prática, é possível interpretar a RFcomb como uma parcela que remunera diretamente a geração de energia, enquanto a RFdemais remunera a disponibilidade de capacidade de geração ao sistema.

Tabela 1. Informações sobre o resultado do PCS 01/2021.

	Tipo de Contrato	Investimento [R\$ milhão]	Potência [MW]	Energia [TWh]	Receita fixa [R\$ milhão/ano]	RFdemais [R\$ milhões/ano]	RFcomb [R\$ milhões/ano]
Usinas BTG		548,8	148,5	4.525	2.194,6	1.271,3	923,4
	TEVISA Disponibilidade	147,3	37,5	1.126	545,1	315,2	229,9
	POVOAÇÃO Disponibilidade	269,5	75	2.285	1.110,7	644,4	466,4
	LINHARES Disponibilidade	132	36	1.114	538,8	311,7	227,1

Fonte: Resultado do PCS 01/2021 – CCEE.

12. Em razão da reversão do cenário de escassez hídrica em 2022, e, como consequência, tanto o aumento da energia armazenada nos reservatórios hidroelétricos, quanto a redução dos preços da energia no mercado de curto prazo, a influência da energia dos contratos do PCS para o nível de segurança do suprimento de energia do SIN foi reduzida sensivelmente.

13. O Acórdão 2.699/2022-TCU-Plenário, sob a relatoria do Exmo. Ministro Benjamin Zymler, considerando esse novo cenário e o atraso de parte dos empreendimentos, fixou prazo para que o MME avaliasse as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão ou solução negociada, considerando impacto nas tarifas no curto, médio e longo prazos e a segurança do fornecimento de eletricidade.

14. No caso concreto, as usinas do empreendedor entraram em operação, com pequeno atraso, tendo sido pagas as multas respectivas, no valor total de R\$ 247 milhões (peça 45, p. 13), e estando em pleno funcionamento. Não há nenhum procedimento administrativo, arbitral ou judicial relacionado às usinas em questão no âmbito do PCS.

III.2 – Termo de autocomposição

15. Conforme detalhado no Relatório da Comissão de Solução Consensual (peça 45), identificou-se uma oportunidade para celebração do termo de autocomposição e respectivos termos aditivos e apêndices, os quais permitem a redução de custos ao consumidor, a partir de 01/09/2023.

16. Em síntese, os termos abrangem os seguintes aspectos (peça 45, p. 13):

a) a geração inflexível das Usinas será eliminada a partir de 01/09/2023 até o fim da vigência dos contratos;

b) serão promovidos o equacionamento dos aumentos de custos associados à rescisão do contrato de gás, o pagamento pela disponibilidade do sistema de fornecimento de gás e o desfazimento das operações financeiras de proteção da companhia em relação aos contratos originais;

c) as Usinas, no caso de serem despachadas por ordem de mérito, serão remuneradas pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD ao invés do Custo Variável Unitário – CVU; e

d) será promovido o acerto financeiro com a CONER das variações dos valores mensais futuros do PLD em relação PLD vigente no valor de R\$ 69,04, no período que as Usinas não estiverem despachadas.

17. A partir desses aspectos, ressalta-se que a eliminação da geração inflexível das usinas reduzirá os custos para o consumidor. Além disso, a gestão das usinas está assumindo o risco por deixar de ser remunerada por eventual elevação do Custo Variável Unitário na medida em que aceitou a condição de ser remunerada, quando despachada por ordem de mérito, pelo PLD de R\$ 69,04 (peça 45, p. 9-13).

18. Nesse sentido, o Relatório aponta que, em razão da melhora da situação hidrológica, há maior espaço para despacho das usinas hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN) e, como consequência, tem-se reduzida a necessidade de geração de energia de fonte termoelétrica. Desse modo, a redução da geração inflexível das Usinas permite o uso de recursos mais baratos já disponíveis no SIN.

19. Segundo cálculos realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), essa eliminação de geração inflexível resulta em uma estimativa de redução dos custos totais da ordem de R\$ 424,9 milhões (peça 45, p. 10).

20. Cabe frisar que a gestão das usinas do empreendedor informou no âmbito da CSC que conseguiu, junto ao seu fornecedor de gás, negociar a rescisão do respectivo contrato de fornecimento de gás com o pagamento da multa contratual (peça 45, p. 11-13).

21. Registra-se que a área técnica da Aneel analisou o Relatório da CSC, tendo se manifestado no sentido de que deveriam ser feitos ajustes de forma a possibilitar a implementação integral das propostas constantes nas minutas (peça 45). As propostas foram integralmente acrescidas ao Relatório.

22. Por fim, informa-se que, se por um lado haverá a redução de custos totais para o consumidor, por outro lado, haverá um acréscimo na receita fixa (RFdmais) que a concessionária receberá até o final dos contratos. Nesse sentido, após a assinatura do Termo de Autocomposição, verificou-se a necessidade de maior esclarecimento sobre a composição desse acréscimo na RFdmais. Na seção seguinte, serão analisadas as informações complementares.

Análise

23. Como já explicado anteriormente, as negociações envolvendo as alternativas para solucionar a controvérsia tratada nestes autos envolveram a redução ou eliminação da energia inflexível gerada pelas Usinas ou o reperfilamento do contrato aumentando o seu prazo de execução. Dentre as alternativas, a que se mostrou viável e que atendia o interesse público, com maior benefício para o consumidor, foi a eliminação de energia inflexível gerada pelas Usinas. Tal medida envolve a eliminação da respectiva receita a ser recebida pelas Usinas, chamada RFcomb.

24. Segundo o empreendedor, a viabilidade dos empreendimentos estava calcada na geração de 100% da capacidade dos seus equipamentos, bem como no respectivo recebimento das duas receitas, RFdmais e RFcomb, em seus valores máximos.

25. *Todos os custos envolvendo a aquisição e manutenção de equipamentos, estrutura física, contrato de gás e comercialização, além da remuneração do empreendedor, seriam pagos por meio das duas receitas.*
26. *Ocorre que a eliminação da energia e da respectiva receita implica, segundo o empreendedor, na redistribuição de custos que seriam cobertos pela RFcomb, para a RFdmais, conforme explicado abaixo.*
27. *Tais custos envolvem basicamente segundo o empreendedor:*
- a) eliminação da energia inflexível e rescisão de contrato de fornecimento de gás e pagamento de multas, incluindo a redistribuição de custos da RFcomb para a RFdmais;*
 - b) contratação de novo fornecimento de gás;*
 - c) desenvolvimento de proteção financeira caso as usinas sejam despachadas por ordem de mérito;*
 - d) acerto financeiro relacionado à variação do valor do PLD quando as usinas não estiverem despachadas; e*
 - e) desfazimento de estruturas financeiras para suportar as diferenças envolvendo receitas corrigidas pelo IPCA e fornecimento de gás conforme variação do dólar.*
28. *Cumpra esclarecer que os custos relacionados acima foram descritos sucintamente pelo empreendedor no documento acostado à peça 44, classificada como sigilosa em razão do sigilo comercial das informações empresariais.*
29. *De acordo com o empreendedor, a troca do regime de inflexibilidade para usina flexível ensejará a resolução do contrato de gás ora vigente entre as usinas e seu fornecedor. Para tanto, as usinas terão que pagar penalidade prevista no contrato ao fornecedor de gás. Esta penalidade é calculada em dólar americano e preço da molécula em JKM (Japan Korea Marker). O valor dessa rescisão está sendo calculado entre R\$ 400 e R\$ 450 milhões, conforme a cotação na data de formalização da rescisão.*
30. *Em relação à nova contratação de fornecimento de gás, uma vez que a infraestrutura de fornecimento desse gás será descontratada na modalidade inflexível, outro contrato de fornecimento será firmado, agora na modalidade disponibilidade. Esta contratação envolve a molécula propriamente dita, a transportadora e a distribuidora de gás e os agentes terceiros de mercado.*
31. *Trata-se de uma negociação comercial entre a usina e o fornecedor de gás. Além da multa rescisória, o montante a ser despendido com o novo contrato de fornecimento passará a ser coberto pela RFdmais, uma vez que não haverá o recebimento da RFcomb.*
32. *Em relação à proteção financeira, ressalta-se que, muito embora as Usinas deixem de gerar a energia inflexível, elas permanecerão ligadas ao sistema, podendo serem despachadas por ordem de mérito a qualquer momento, conforme o Operador Nacional do Sistema – ONS. Na eventualidade do referido despacho, as Usinas receberão a receita calculada pelo valor do PLD fixado em R\$ 69,04. Em razão da fixação do valor conforme negociado na Comissão de Solução Consensual, as Usinas arcarão com a diferença a maior, de forma a assegurar o benefício ao consumidor estimado em R\$ 224 milhões. Esse risco assumido pelo empreendedor, em face dos cenários de despacho idealizados, também será coberto pela RFdmais e ocorrerá cada vez que as Usinas forem despachadas na vigência dos contratos, ou seja, até dezembro de 2025.*
33. *Quanto ao acerto financeiro quando as Usinas não estiverem despachadas, foi necessário prever esse acerto de tal ordem que o benefício ao consumidor oriundo da solução de consenso*

não fosse diluído em eventual sobrevalorização do PLD - o efeito CONER. As Usinas estão garantindo esta proteção e para tanto realizarão operações comerciais privadas no mercado livre de energia. Este custo foi detectado posteriormente à definição da RFDmais e as Usinas, de boa-fé, em prol do acordo, assumirão este ônus sem o repasse adicional para a citada receita.

34. No tocante às estruturas financeiras, os custos de desfazimento dessas operações entre as Usinas, consórcios de bancos e agentes financeiros diversos, nacionais e estrangeiros, que contrataram produtos de mercado financeiro com vistas a dar proteção à contratação ímpar no PCS de gás em reais para longo prazo, 44 meses, - altamente volátil em dólar e bolsa de commodities -, serão suportados pela RFDmais, bem como a parte da receita que seria obtida na geração inflexível, através da parcela RFcomb, que deixará de existir na nova modalidade flexível.

35. Os valores decorrentes do desfazimento dessas estruturas financeiras necessitam ser repassados a RFDmais e têm por finalidade cobrir os gastos com estas operações.

36. Como ressaltado no item IV.II do Relatório Comissão de Solução Consensual, a definição do custo de desfazimento foi considerada pelo empreendedor como estratégica e confidencial. De fato, a disponibilização destas informações, bem como a parte da receita que seria obtida na geração inflexível, são da essência do negócio do empreendedor que lhe permitiu a vitória e consecução de suas obrigações contratuais em tão adverso certame.

37. Na hipótese de divulgação de sua estratégia comercial, poderiam ser prejudicadas as operações financeiras, ainda abertas, realizadas pelas Usinas. Ressalta-se que a concretização dos investimentos do empreendedor foi uma operação inédita, sem a qual, em face dos eventos fortuitos ocorridos – apenas para citar alguns: guerra na Ucrânia e fechamento de portos chineses em 2022-, os contratos não seriam cumpridos.

38. Ainda quanto a este ponto, de acordo com o empreendedor, para dar uma dimensão da relevância e da complexidade desta questão das estruturas, se o governo não tivesse contratado o combustível com a correção do preço por meio do IPCA, o consumidor teria pago, até a presente data, um valor adicional bilionário, visto que em razão do início da guerra da Ucrânia o valor do gás subiu expressivamente. Segundo as Usinas, as estruturas financeiras contratadas pelo empreendedor neutralizaram este efeito/impacto que seriam suportados pelas empresas.

39. Feitos esses esclarecimentos, de acordo com o Termo de Autocomposição, considera-se que as alterações contratuais em questão garantirão uma redução substancial dos custos para o consumidor dos contratos das usinas em questão. De acordo com as projeções, haverá uma redução de faturamento da contratada na ordem de R\$ 424,9 milhões.

40. O benefício líquido estimado para o consumidor será de R\$ 224.549.476, 93, esse cálculo leva em consideração a redução de faturamento da contratada (R\$ 424,9 milhões) subtraindo o efeito Coner que é da ordem de R\$ 200 milhões (peça 45, p. 10).

41. Além disso, como já ressaltado, a gestão das usinas está assumindo o risco em relação à receita a ser recebida caso as usinas sejam despachadas por ordem de mérito. As alterações contratuais permitirão uma utilização mais eficiente dos recursos de energia atualmente disponíveis, sem comprometer a segurança jurídica, sem a renúncia de receitas e sem a assunção de novas obrigações.

42. Observa-se, portanto, que os contratos do PCS foram celebrados para execução durante 44 meses e, nos termos originais, faltariam apenas 30 meses para sua conclusão, ou 28 meses se for considerada a data de 01/09/2023, quando vigerão os efeitos dos termos negociados no âmbito da Comissão.

43. Sem a construção de uma ação coordenada envolvendo TCU, MME, Aneel e a gestão das

Usinas, entende-se que a execução do contrato nos termos atuais importará, no âmbito no SIN, pagamentos que poderiam ser realizados de forma menos onerosa ao consumidor.

44. *O desafio enfrentado por esta Comissão, portanto, foi como conseguir negociar uma solução que atendesse todas as partes, tendo em vista que as Usinas do empreendedor estão gerando sua capacidade plena, sendo remuneradas integralmente por essa energia, de forma que todos custos e remuneração do capital investido estão sendo pagos com as receitas RFcomb e RFdmais. Ou seja, como obter uma solução que atendesse o interesse público, no sentido de se obter uma energia mais barata, oriunda de outra fonte energética, sem que gerasse prejuízos ao empreendedor e, ao mesmo tempo, respeitasse os contratos, preservando a segurança jurídica?*

45. *O Termo de Autocomposição permite exatamente essa coordenação de ação entre os agentes para aumentar a eficiência do contrato, sob a ótica do interesse público.*

46. *Os membros da comissão, tendo em vista o benefício total do acordo bem como a janela de oportunidade, entenderam que seria razoável encaminhar a matéria para apreciação pelo MPTCU, pelo Ministro-Relator e pelo Plenário desta Corte e Contas.*

47. *Registra-se um benefício adicional o qual não será possível fazer a medição nessa fase processual: o benefício ambiental em decorrência da não emissão de gases, tais como monóxido e dióxido de carbono, entre outros, os quais contribuem para o efeito estufa na atmosfera.*

48. *Por fim, cabe destacar a importância da participação da SecexEnergia em todas as etapas do processo, que contribuiu extensamente tanto para a segurança jurídica do processo decisório, quanto para a própria solução do termo de autocomposição.*

BENEFÍCIOS DESTA SOLUÇÃO CONSENSUAL

49. *Destacam-se os principais benefícios da presente solução consensual (peça 45, p. 11).*

50. *Primeiro, estima-se uma redução líquida de custos para o consumidor da ordem de R\$ 224,5 milhões, em decorrência da eliminação da geração de energia inflexível, a partir de 01/09/2023.*

51. *Segundo, serão promovidos o equacionamento dos aumentos de custos associados à rescisão do contrato de gás, o pagamento pela disponibilidade do sistema de fornecimento de gás e o desfazimento das operações financeiras de proteção da companhia em relação aos contratos originais.*

52. *Terceiro, as Usinas do empreendedor, no caso de serem despachadas por ordem de mérito, serão remuneradas pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD ao invés do Custo Variável Unitário – CVU*

53. *Quarto, será promovido o acerto financeiro das variações dos valores mensais futuros do PLD em relação PLD de R\$ 69,04, no período que as Usinas não estiverem despachadas (peça 45, p. 9-10).*

54. *Quinto, considerando a eliminação da geração de energia inflexível, não haverá queima de combustível fóssil, o que representa um benefício ambiental na medida em que gases que contribuem para o efeito estufa na atmosfera deixarão de ser emitidos.*

55. *Sexto, é importante registrar também que a adoção da solução consensual para tratar da controvérsia existente nestes autos representa uma eficaz alternativa para resolver conflitos na administração pública na medida em que reduz o tempo e o ajuizamento de ações judiciais, administrativas e arbitrais.*

conclusão

56. *Cuida-se de solicitação de solução consensual de controvérsias formulada pelo*

Exmo. Ministro de Minas e Energia, sr. Alexandre Silveira, em face das controvérsias enfrentadas nos CER firmados no PCS com as Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia.

57. *Após o Despacho de Admissibilidade (peça 9) e sua ratificação pelo Exmo. Min. Benjamin Zymler (peça 12), relator de processos relacionados ao PCS, a CSC foi constituída com representantes do MME, Aneel, representante do empreendedor, SecexEnergia/TCU, unidade técnica que atua na área temática, e SecexConsenso/TCU, coordenadora e supervisora dos trabalhos da comissão.*

58. *Como solução para as controvérsias, propõe-se o Termo de Autocomposição baseado na redução de custos de energia para os consumidores e pagamento de receita às usinas, apenas em caso de despacho por ordem de mérito, conforme o PLD a R\$ 69,04, ao invés do CVU (peça 45, p. 11).*

59. *A presente solução permitirá uma redução de custos para o consumidor da ordem de R\$ 224,5 milhões (peça 45, p. 11).*

60. *Considerando a necessidade de publicidade do processo decisório da CSC, propõe-se a retirada da chancela de sigilo do Relatório da Comissão de Solução Consensual acostado à peça 45. Não obstante, tendo em vista o sigilo comercial da gestão das usinas no âmbito da CSC, entende-se pela manutenção do sigilo comercial da peça 44 dos presentes autos.*

61. *Por fim, destaca-se que não há, por parte da União e dos consumidores de energia, renúncia de recebíveis nem assunção de novas obrigações financeiras em função da solução proposta. Além disso, a implementação do Termo de Autocomposição, bem como dos respectivos termos aditivos e apêndices, permitirá a utilização mais eficiente dos recursos de energia atualmente disponíveis, sem comprometer a segurança jurídica da operação.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

62. *Ante todo o exposto, encaminham-se os autos à consideração superior, propondo:*

a) **encaminhar o processo ao Ministério Público junto ao TCU, nos termos do art. 8º da IN 91/2022, para que se manifeste sobre a proposta do Relatório da Comissão de Solução Consensual;**

b) **aprovar a proposta contida no Relatório da Comissão de Solução Consensual, nos termos do art. 11, caput, da IN 91/2022;**

c) **autorizar a assinatura, pela Presidência do TCU, do Termo de Autocomposição encaminhado pela Comissão de Solução Consensual;**

d) **retirar a chancela de sigilo dos autos, à exceção da peça 44, em razão de sigilo empresarial;**

e) **autorizar a realização de monitoramento da execução dos Termos de Autocomposição, conforme previsão do art. 13 da IN 91/2022; e**

arquivar os presentes autos, conforme previsão constante do § 3º do art. 13 da IN 91/2022.”

3. Instado a se manifestar nos autos, o Ministério Público junto ao TCU, na pessoa do douto Procurador Júlio Marcelo de Oliveira, assim se manifestou:

“Trata-se de solicitação de solução consensual (SSC) formulada em 29/3/2023 pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Alexandre Silveira, com vistas a solucionar controvérsias relativas aos Contratos de Energia de Reserva (CERs) firmados com as companhias Linhares Geração S.A. (CER 445/21), Povoação Energia S.A. (CER 446/21) e Termelétrica Viana S.A. (CER 447/2021), no âmbito do Procedimento de Contratação Simplificado (PCS) 1/2021, da Agência

Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

A solicitação, regida pela Instrução Normativa TCU 91/2022, visa a solucionar a problemática da onerosidade de tais contratos, matéria que foi examinada no TC 001.722/2022-0 (representação), no qual foi proferido o Acórdão 2.699/2022-Plenário (sessão de 7/12/2022), com a seguinte determinação (grifou-se):

9.1. fixar prazo ao Ministério de Minas e Energia, com base no art. 251, caput, do Regimento Interno do TCU, para que, em 30 (trinta) dias, com base especialmente no seu poder-dever de motivação e autotutela, em face, entre outros, da melhoria do cenário hidrológico e dos elevados valores envolvidos, realize avaliação individualizada e conclusiva dos contratos decorrentes do PCS, comparando-se as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão ou **solução negociada**, indicando objetivamente a melhor solução para cada contrato, considerando impacto nas tarifas no curto, médio e longo prazos e a segurança do fornecimento de eletricidade, levando-se em conta, também, alternativas que possam substituir o aumento de oferta de energia e potência previsto nos instrumentos, com fulcro no art. 53 da Lei 9.784/1999; no art. 41, VII, da Lei 13.844/2019; nos art. 1º, VI; art. 16, XII; art. 20, IV; art. 21, II e VI, do Anexo I do Decreto 9.675/2019 e no art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro);

A fim de avaliar o cumprimento dessa determinação, foi autuado o TC 031.368/2022-0 (monitoramento). Nesse processo, verificou-se que o Ministério de Minas e Energia (MME) buscou, inicialmente, a rescisão amigável dos contratos decorrentes do PCS 1/2021 considerados como adimplentes, nos termos da Portaria MME 55/2022. Porém, das 7 empresas adimplentes (peça 2, p. 8), apenas a Fênix Complexo Industrial S.A. se interessou pela rescisão amigável do seu CER (peça 2, p. 1). Nesse cenário, o MME entendeu que seria pertinente tentar uma solução negociada, por meio de solicitação de solução consensual junto ao TCU.

O presente processo cuida especificamente dos contratos CER 445/21, 446/21 e 447/21, cujas contratadas (vendedoras) estão adimplentes. A Povoação Energia S.A. e a Termelétrica Viana S.A. (nome de fantasia: Tevisa) são controladas pelo BTG Pactual Holding Participações S.A., e a Linhares Geração S.A. é controlada por um fundo de investimentos em participações (FIP) denominado de BTG Pactual Infraestrutura Dividendos Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura.

O quadro abaixo lista os processos de SSC já autuados nesta Corte relativos aos contratos decorrentes do PCS 1/2021:

Processo	Objeto
TC 006.223/2023-0	Pedido de instauração de procedimento de solução negociada junto à Secretaria Executiva de Consenso do TCU. Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) nº 1/2021 - Rovema Energia S.A.
TC 006.248/2023-3	Pedido de instauração de procedimento de solução negociada junto à Secretaria Executiva de Consenso do TCU. Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) nº 1/2021 - Ambar Energia S.A.

TC 006.250/2023-8	<i>Pedido de instauração de procedimento de solução negociada junto à Secretaria Executiva de Consenso do TCU. Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) nº 1/2021 - Tradener Serviços em Energia Ltda.</i>
TC 006.252/2023-0	<i>Pedido de instauração de procedimento de solução negociada junto à Secretaria Executiva de Consenso do TCU. Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) nº 1/2021 - Termelétrica Viana S.A./Linhares Geração S.A./Povoação Energia S.A.</i>
TC 006.253/2023-7	<i>Pedido de instauração de procedimento de solução negociada junto à Secretaria Executiva de Consenso do TCU. Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS) nº 1/2021 - Karpowership Brasil Energia Ltda.</i>

Desses processos, o único que já teve deliberação de mérito foi o TC 006.253/2023-7, apreciado pelo Acórdão 1.130/2023-Plenário, por meio do qual o Tribunal aprovou a respectiva proposta de solução consensual.

Mediante o despacho à peça 9, o Presidente do TCU, Ministro Bruno Dantas, decidiu admitir a presente SSC, o que foi ratificado por Vossa Excelência, em decisão de 26/4/2023 (peça 12). Com a admissão desta e das demais solicitações de solução consensual acima mencionadas, houve o sobrestamento do TC 031.368/2022-0 (monitoramento), nos termos do art. 6º, § 2º, da IN/TCU 91/2022.

Em seguida, foi designada a Comissão de Solução Consensual, composta pelos seguintes integrantes (peça 53):

- a) Fernando Antonio da Silva Falcão, da Secretaria de Controle Externo de Solução Consensual e Prevenção de Conflitos (SecexConsenso);*
- b) Jônatas Carvalho Silva, da Secretaria de Controle Externo de Energia e Comunicações (SecexEnergia);*
- c) Luiz Gustavo Nascentes Baena, da Aneel;*
- d) Gentil Nogueira de Sá Junior, do MME; e*
- e) Barne Seccarelli Laureano, das companhias Linhares Geração S.A., Povoação Energia S.A. e Termelétrica Viana S.A.*

A Comissão de Solução Consensual elaborou o relatório preliminar, contendo as minutas do Termo de Autocomposição e dos Termos Aditivos aos CERs 445/21, 446/21 e 447/21 (peça 33), e o submeteu para comentários dos órgãos de governança competentes (peças 35 a 37).

Em resposta, a Aneel apresentou algumas sugestões de ajustes ao texto das minutas de Termos Aditivos, a fim de ficarem mais aderentes ao Termo de Autocomposição (peça 43).

Na sequência, foi elaborado o Relatório da Comissão de Solução Consensual, que foi subscrito por todos os integrantes da comissão no dia 15/8/2023 (peça 45).

Em 17/8/2023, a SecexConsenso instruiu os autos e formulou a seguinte proposta de encaminhamento (peças 46 a 48, grifos originais):

- a) **encaminhar o processo ao Ministério Público junto ao TCU**, nos termos do art. 8º da IN 91/2022, para que se manifeste sobre a proposta do Relatório da Comissão de Solução Consensual;*
- b) **aprovar** a proposta contida no Relatório da Comissão de Solução Consensual, nos termos do*

art. 11, caput, da IN 91/2022;

c) **autorizar a assinatura**, pela Presidência do TCU, do Termo de Autocomposição encaminhado pela Comissão de Solução Consensual;

d) **retirar a chancela de sigilo dos autos, à exceção da peça 44, em razão de sigilo empresarial;**

e) **autorizar a realização de monitoramento** da execução dos Termos de Autocomposição, conforme previsão do art. 13 da IN 91/2022; e

f) **arquivar os presentes autos**, conforme previsão constante do § 3º do art. 13 da IN 91/2022.

Os autos foram então encaminhados ao Gabinete deste Procurador, a quem o processo foi atribuído de forma direta, em razão de ter sido o membro do MP de Contas sorteado para atuar no TC 001.722/2022-0 (representação).

II

O PCS 1/2021, realizado em 25/10/2021, foi um procedimento de contratação extraordinária de energia de reserva, concebido em um contexto de baixos níveis dos reservatórios hídricos responsáveis pela produção de energia hidrelétrica. O objeto do certame foi a contratação de reserva de capacidade de novos empreendimentos de geração de energia elétrica, proveniente de fonte eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a óleo diesel, óleo combustível, biomassa e gás natural, com início de suprimento em 1º/5/2022 e fim em 31/12/2025. O objetivo do procedimento foi garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de eletricidade no país, diante dos possíveis riscos de restrição da oferta de energia decorrentes da escassez hídrica verificada entre os anos de 2020 e 2021 (peça 2, p. 2).

Em razão da situação emergencial então vigente, o procedimento apresentou diversas características excepcionais que resultaram em contratações a preços substancialmente mais elevados do que os que seriam obtidos em um leilão ordinário. Em decorrência do certame, foram contratados 14 empreendimentos termelétricos a gás natural, que totalizam acréscimo de potência de 1.117,8 MW, ao preço médio de R\$ 1.599,6/MWh. O quadro a seguir traz os dados das propostas vencedoras relativas aos três empreendimentos em análise no presente processo:

<i>Empresa Proponente</i>	<i>Empreendimento</i>	<i>UF</i>	<i>Investimento (R\$)</i>	<i>Potência (MW)</i>	<i>Energia Negociada (MWh)</i>	<i>Preço de Lance (R\$/MWh)</i>
<i>Linhares Geração S.A.</i>	<i>UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo (LORM)</i>	<i>ES</i>	<i>132.023.000,00</i>	<i>36,00</i>	<i>1.113.531,80</i>	<i>1.594,00</i>
<i>Nk 129 Empreendimentos e Participações S.A. (nova denominação: Povoação Energia S.A.)</i>	<i>UTE Povoação 1</i>	<i>ES</i>	<i>269.571.000,00</i>	<i>74,96</i>	<i>2.284.993,00</i>	<i>1.601,95</i>
<i>Termelétrica Viana S.A.</i>	<i>UTE Viana 1</i>	<i>ES</i>	<i>147.332.000,00</i>	<i>37,48</i>	<i>1.126.405,00</i>	<i>1.594,00</i>

Fonte: Informe de Resultados e Vencedores do PCS 1/2021, disponível no portal www.epe.gov.br.

Após a adjudicação do objeto do PCS 1/2021, foram firmados os Contratos de Energia de Reserva (CERs) entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (compradora) e as empresas vencedoras do leilão (vendedoras), os quais preveem o fornecimento de energia elétrica sob o regime de inflexibilidade, ou seja, há uma geração mínima de energia que deve ser entregue ao comprador, a qual é remunerada por uma receita fixa anual.

Nestes autos, analisam-se os CERs 445/21, 446/21 e 447/21 (peças 50 a 52), firmados em 22/11/2021, relativos às usinas Luiz Oscar Rodrigues de Melo (antiga Linhares), Povoação 1 e Viana 1, respectivamente. Tais usinas entraram em operação plena nas datas de 14/7/2022, 21/7/2022 e 2/8/2022, respectivamente (peça 2, p. 4), com ligeiro atraso em relação à data estipulada no edital (1/5/2022), o que acarretou a aplicação de multas (no valor aproximado de R\$ 247 milhões), que já foram pagas. A situação das companhias é de adimplência e não há processo judicial ou arbitral envolvendo os mencionados contratos (peça 45, p. 3). Registre-se que a Aneel reconheceu excludentes de responsabilidade para as usinas LORM (Linhares) e Povoação 1, o que alterou o fim da vigência dos seus contratos para 10/1/2026 (peça 43, p. 2).

Ocorre que, em 2022, a situação hidrológica do país teve substancial melhora, tornando desnecessária a aquisição de toda a energia termelétrica contemplada nos contratos do PCS 1/2021. Como a energia termelétrica é mais cara que a hidrelétrica, o TCU, ao examinar o TC 001.722/2022-0, que tratou de representação formulada pelo Governador do Estado de Santa Catarina, decidiu fixar prazo para que o MME avaliasse as possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão ou solução negociada, considerando-se o impacto nas tarifas e a segurança do fornecimento de eletricidade (item 9.1 do Acórdão 2.699/2022-Plenário).

Ante o insucesso da tentativa de rescisão amigável e dado que a simples manutenção dos contratos se mostra assaz onerosa ao consumidor, o MME resolveu submeter ao TCU a presente solicitação de solução consensual como alternativa para a redução dos custos dos contratos, sem comprometimento da segurança energética e da segurança jurídica.

A proposta de acordo formulada pela Comissão de Solução Consensual baseia-se na eliminação da geração inflexível das usinas a partir de 1/9/2023, com redução de custos ao consumidor. Para que a renegociação não trouxesse prejuízo para as empresas vendedoras, em razão da eliminação da parcela da receita fixa (RF) vinculada ao custo do combustível (RFcomb), a proposta prevê um aumento de 60,5% no valor da parcela da receita fixa vinculada aos demais custos das usinas (RFdemais), como demonstrado no quadro a seguir:

R\$ milhões/ano

Empresa	A - Contrato Original			B - Proposta de Acordo			C - Variação % (B - A)		
	RF	RFdemais	RFcomb	RF	RFdemais	RFcomb	RF	RFdemais	RFcomb
Linhares Geração S.A.	538,8	311,7	227,1	500,3	500,3	0	(7,15%)	60,51%	(100%)
Povoação Energia S.A.	1.110,7	644,4	466,3	1.034,2	1.034,2	0	(6,89%)	60,50%	(100%)
Termelétrica Viana S.A.	545,1	315,2	229,9	505,9	505,9	0	(7,19%)	60,50%	(100%)
TOTAL	2.194,6	1.271,3	923,3	2.040,4	2.040,4	0	(7,03%)	60,50%	(100%)

Fonte: elaboração própria com base nas informações às peças 45, 50, 51 e 52.

Esse aumento da parcela RFdemais justifica-se pelos custos que as empresas terão que arcar para se desfazer de contratos de fornecimento de gás, na modalidade take or pay (entrega firme), e de contratos de proteção financeira (hedge), celebrados em razão dos compromissos assumidos nos CERs. A multa para a rescisão de contrato de fornecimento de gás junto à Petrobras foi estimada em R\$ 420 milhões (peça 5, p. 2, e peça 45, p. 8). Já os custos de desfazimento do hedge, por ser tratar de informação estratégica e confidencial das empresas, não foram revelados aos membros da comissão (peça 44 e peça 45, p. 7). Além disso, há os custos da celebração de novos contratos de fornecimento de gás, na modalidade disponibilidade, para o caso de as usinas serem despachadas por ordem de mérito (peça 46, p. 4).

Os integrantes da Comissão de Solução Consensual entenderam ser razoável essa redistribuição de custos, considerando que as empresas estão adimplentes e que haverá a redução de custos aos consumidores.

Além dessa modificação na receita fixa dos contratos, a proposta de acordo também contemplou outros dois aspectos importantes, a saber: a) reestruturação dos custos associados ao despacho pela ordem de mérito; e b) acerto financeiro decorrente da variação do valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) quando as usinas não estiverem despachadas.

A repactuação proposta eliminará a inflexibilidade contratual, mas não a disponibilidade das usinas, que poderão ser acionadas quando houver despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As empresas concordaram que, em caso de despacho pela ordem de mérito, sua remuneração seria correspondente ao PLD (em lugar do Custo Variável Unitário – CVU), que é o valor que remunera a Conta de Energia de Reserva (Coner) quando a energia é vendida no Mercado de Curto Prazo (MCP). A comissão esclarece que (peça 45, p. 9):

Como a receita da Coner será limitada ao mesmo valor que a empresa será remunerada pela geração, entende-se que dessa forma os consumidores de energia se encontram protegidos do custo do despacho das Usinas. Nesse caso, o custo com combustível acima do valor devido às empresas será integralmente absorvido pelo Empreendedor.

Trata-se, portanto, de uma baliza/trava, que impedirá que a receita fixa a ser paga às Usinas possa superar o benefício decorrente da presente solução consensual no caso de despachos na ordem de mérito, preservando o benefício de redução de custos para os consumidores almejado pela solução consensual.

Por outro lado, quando as usinas não estão despachadas, a Coner deixa de auferir os valores correspondentes à energia que não está sendo gerada, calculados pelo PLD. Essa perda de receita, por ser prejudicial ao consumidor, deve ser computada nos cálculos do benefício a ser proporcionado pela repactuação dos CERs. Sobre o assunto, a comissão informou que (peça 45, p. 10, grifou-se):

A CCEE realizou projeções para calcular o benefício ao consumidor decorrente da eliminação da energia inflexível, associada à alteração dos valores pactuados de RFdemais. O benefício apontado pela CCEE foi de R\$ 424.936.580,78.

Adicionalmente, a própria CCEE calculou que deveria ser considerado também nessa conta o valor correspondente ao que deixa de ser arrecadado pela Coner por não receber mais a energia que seria gerada no contrato original, que poderia ser faturada no MCP valorada ao PLD, o que corresponderia ao montante de R\$ 200.387.103,84.

Sendo assim, o benefício global ao consumidor com a repactuação do acordo seria na verdade equivalente a R\$ 224.549.476,93, após ser descontado o valor correspondente ao “efeito Coner”.

A comissão destacou que as simulações realizadas pela CCEE consideraram o valor atual do PLD (R\$ 69,09), mas que, se esse valor aumentasse ao longo da vigência contratual, o benefício global ao consumidor poderia ser reduzido ou até eliminado. Para evitar que essa hipótese pudesse se concretizar, já que o principal objetivo da repactuação é a efetiva redução de custos ao consumidor, as empresas concordaram em realizar um acerto financeiro com a Coner pelas variações do valor do PLD em relação ao PLD atual.

A comissão concluiu, então, que a celebração do Termo de Autocomposição para Execução dos Contratos de Energia de Reserva 445/21, 446/21 e 447/21, conforme a minuta anexada ao Relatório (peça 45, pp. 15/8), “permite a redução dos custos incorridos pelos consumidores por meio da eliminação de energia inflexível muito mais cara do que algumas alternativas

energéticas”, e que a solução proposta “trará, aos consumidores, benefícios estimados em R\$ 224,5 milhões” (peça 45, p. 13).

A SecexConsenso destacou que “as alterações contratuais permitirão uma utilização mais eficiente dos recursos de energia atualmente disponíveis, sem comprometer a segurança jurídica, sem a renúncia de receitas e sem a assunção de novas obrigações” (peça 46, p. 5). Além do benefício financeiro estimado, a unidade técnica apontou, como benefício adicional, “o benefício ambiental em decorrência da não emissão de gases, tais como monóxido e dióxido de carbono, entre outros, os quais contribuem para o efeito estufa na atmosfera” (peça 46, p. 6).

Diante das informações disponíveis e das análises contidas no Relatório da Comissão de Solução Consensual e na instrução da SecexConsenso, que evidenciam que a repactuação dos contratos será benéfica ao meio ambiente e ao consumidor, em que pese o reduzido percentual do benefício, o Ministério Público de Contas manifesta-se de acordo com a proposta de encaminhamento formulada pela unidade técnica.

Diante do fracasso da rescisão amigável, restou a alternativa de solução negociada como a única forma de se reduzirem os preços contratados, em benefício ao consumidor, sem ofensa aos direitos contratuais assegurados às empresas geradoras. Embora a redução de preço não tenha sido muito significativa (em torno de 7%), é preciso considerar que as contratadas estão adimplentes e possuem o direito ao equilíbrio econômico-financeiro dos seus contratos. Assim, o valor de redução negociado corresponde ao montante do qual as empresas estavam dispostas a abrir mão, dadas suas estruturas de custos e suas expectativas legítimas de lucros.

Cabe frisar que as companhias declararam que participariam das negociações de boa-fé, “com o intuito de colaborar com o Tribunal de Contas da União e o Ministério de Minas e Energia, não podendo tal participação lhes ser tomada em prejuízo” (peça 22, p. 1). Ademais, o Termo de Autocomposição prevê que “os agentes públicos envolvidos no processo negocial deste TERMO, tanto na Comissão de Solução Consensual, como na estrutura decisória de governança dos SIGNATÁRIOS, não estarão sujeitos à responsabilização em processos de controle externo perante o TCU pelas decisões tomadas nos procedimentos negociais, salvo em casos de fraude ou dolo” (peça 45, p. 18).

Nesse contexto e partindo da premissa de que os membros da Comissão de Solução Consensual atuaram de boa-fé, o Ministério Público de Contas não vê óbices à proposta de solução consensual contida à peça 45.

Por fim, cumpre informar que o presente parecer está sendo classificado como sigiloso por conter informações de peças que atualmente se encontram sob sigilo (ex: peças 5, 43, 45 e 46).

III

Ante o exposto, o Ministério Público de Contas manifesta-se de acordo com a proposta de encaminhamento formulada pela SecexConsenso (peças 46 a 48).”

4. Tendo em vista novel memorial apresentado pelas usinas pleiteantes ao acordo, constante das peças 55 e 56, determinei nova avaliação por parte da unidade técnica, que assim se manifestou, à peça 64, com anuência do respectivo dirigente (peça 65):

“II - HISTÓRICO

63. A SecexConsenso analisou os requisitos de admissibilidade, tendo sido proposta a admissão da presente SSC (peças 6-8).

64. O Presidente do TCU, Exmo. Ministro Bruno Dantas, bem como o Exmo. Ministro-Relator, Benjamin Zymler, manifestaram-se de acordo com a proposta (peça 9, p. 2-3, peças 10 e peça 12, p. 6).

65. *A Portaria-Segecex 18, de 24/5/2023, designou a Comissão de Solução Consensual (CSC) com representantes designados pelo MME, pela Aneel, e pela gestão das Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia, além da SecexEnergia/TCU da SecexConsenso/TCU, responsável pela coordenação e supervisão dos trabalhos (peça 32).*

66. *Em instrução anterior, foram analisados o Relatório, o Termo de Autocomposição e as minutas dos termos aditivos e apêndices. Foram destacados os seguintes benefícios da solução consensual ora apresentada (peça 44):*

a) primeiro, estima-se uma redução líquida de custos para o consumidor da ordem de R\$ 224,5 milhões, em decorrência da eliminação da geração de energia inflexível, a partir de 01/09/2023;

b) segundo, serão promovidos o equacionamento dos aumentos de custos associados à rescisão do contrato de gás, o pagamento pela disponibilidade do sistema de fornecimento de gás e o desfazimento das operações financeiras de proteção da companhia em relação aos contratos originais;

c) terceiro, as Usinas do empreendedor, no caso de serem despachadas por ordem de mérito, serão remuneradas pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD ao invés do Custo Variável Unitário – CVU;

d) quarto, será promovido o acerto financeiro das variações dos valores mensais futuros do PLD em relação PLD de R\$ 69,04, no período que as Usinas não estiverem despachadas (peça 45, p. 9-10);

e) quinto, considerando a eliminação da geração de energia inflexível, não haverá queima de combustível fóssil, o que representa um benefício ambiental na medida em que gases que contribuem para o efeito estufa na atmosfera deixarão de ser emitidos;

f) sexto, é importante registrar também que a adoção da solução consensual para tratar da controvérsia existente nestes autos representa uma eficaz alternativa para resolver conflitos na administração pública na medida em que reduz o tempo e o ajuizamento de ações judiciais, administrativas e arbitrais.

67. *Na instrução acolhida pelo Diretor e pelo Secretário da SecexConsenso, foi proposta a aprovação do Relatório da Comissão de Solução Consensual, a autorização para assinatura do Termo de Autocomposição, o encaminhamento do processo para manifestação do MPTCU, a retirada da chancela de sigilo dos autos – exceto a peça 44 –, a realização de monitoramento e o arquivamento dos autos (peças 46-48).*

68. *Na sequência, o MPTCU manifestou-se conforme o seguinte excerto (peça 54, p. 6):*

Diante das informações disponíveis e das análises contidas no Relatório da Comissão de Solução Consensual e na instrução da SecexConsenso, que evidenciam que a repactuação dos contratos será benéfica ao meio ambiente e ao consumidor, em que pese o reduzido percentual do benefício, o Ministério Público de Contas manifesta-se de acordo com a proposta de encaminhamento formulada pela unidade técnica.

Diante do fracasso da rescisão amigável, restou a alternativa de solução negociada como a única forma de se reduzirem os preços contratados, em benefício ao consumidor, sem ofensa aos direitos contratuais assegurados às empresas geradoras. Embora a redução de preço não tenha sido muito significativa (em torno de 7%), é preciso considerar que as contratadas estão adimplentes e possuem o direito ao equilíbrio econômico-financeiro dos seus contratos. Assim, o valor de redução negociado corresponde ao montante do qual as empresas estavam dispostas a abrir mão, dadas suas estruturas e custos e suas expectativas legítimas de lucros.

Cabe frisar que as companhias declararam que participariam das negociações de boa-fé, “com o

intuito de colaborar com o Tribunal de Contas da União e o Ministério de Minas e Energia, não podendo tal participação lhes ser tomada em prejuízo” (peça 22, p. 1). Ademais, o Termo de Autocomposição prevê que “os agentes públicos envolvidos no processo negocial deste TERMO, tanto na Comissão de Solução Consensual, como na estrutura decisória de governança dos SIGNATÁRIOS, não estarão sujeitos à responsabilização em processos de controle externo perante o TCU pelas decisões tomadas nos procedimentos negociais, salvo em casos de fraude ou dolo” (peça 45, p. 18).

Nesse contexto e partindo da premissa de que os membros da Comissão de Solução Consensual atuaram de boa-fé, o Ministério Público de Contas não vê óbices à proposta de solução consensual contida à peça 45.

69. *Por sua vez, o Ministério das Minas e Energia analisou a matéria por meio da Nota Técnica n. 4/2023/DPSE/SNEE (peça 57). O MME manifestou-se no sentido de que o acordo permite a redução dos custos incorridos pelos consumidores, agregando segurança jurídica às partes envolvidas, bem como recomendou o encaminhamento da proposta para a Consultoria Jurídica do MME, conforme os trechos a seguir:*

3.15. Reduziu-se, no curto prazo, a necessidade de geração de energia elétrica de fonte termoeletrica para atendimento eletroenergético do SIN. A redução da geração inflexível das usinas das 3 empresas permitirá o uso de recursos mais baratos já disponíveis no sistema e minimizará a probabilidade de ocorrência de excedentes energéticos não controláveis.

*3.16. **A eliminação da necessidade de geração da inflexibilidade contratual apresenta a principal contribuição de atendimento ao interesse público, permitindo a redução de custos do consumidor.** Portanto, a proposta levada à homologação do TCU prevê a eliminação de geração inflexível das usinas Linhares, Povoação e Viana.*

3.17. Essa redução de geração inflexível resultará na redução dos custos associados à Conta de Energia de Reserva - CONER da ordem de R\$ 224,5 milhões, já descontados R\$ 200 milhões de efeito de liquidação no Mercado de Curto Prazo - MCP, a Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, na CONER.

3.18. O desconto atribuído ao PLD da CONER decorre do fato de que a energia compulsória que não mais será produzida, também não será liquidada no mercado de curto prazo, conforme regras da CONER. Tal redução de custos é obtida a partir da comparação com a atual execução dos CERs do PCS, que estão vigentes.

3.19. Em resumo, o acordo em análise resulta em benefício ao consumidor de R\$ 224,5 milhões, quando comparado com atual execução contratação das usinas da Linhares Geração S.A., Povoação Energia S.A. e Termelétrica Viana S.A. Os dados referentes ao benefício constam do relatório Excel emitido pela CCEE, "Anexo Análise preliminar Linhares Povoação e Viana" (SEI nº 0787810).

*3.20. Por fim, o entendimento de todos os membros da Comissão que participaram da elaboração deste acordo é a de que este permite a redução dos custos incorridos pelos consumidores, por meio da eliminação de energia inflexível muito mais cara do que outras alternativas energéticas disponíveis, de tal sorte que **vislumbra-se que a celebração do acordo, alcançada de forma consensual entre as partes, agregará segurança jurídica a todas as entidades envolvidas.***

4. CONCLUSÃO

*4.1. Diante do exposto, analisada a proposta de consenso para os empreendimentos contratados da Linhares Geração S.A., Povoação Energia S.A. e Termelétrica Viana S.A. no Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade - PCS, **considerando os benefícios aos consumidores de energia elétrica, minimizando riscos e com preservação da segurança jurídica e regulatória para os investimentos no Brasil, recomenda-se encaminhamento da proposta para análise da Consultoria Jurídica do MME, com recomendação para a continuidade dos devidos trâmites subsequentes.** (grifos acrescidos)*

70. A CONJUR/MME, tendo em vista a vantajosidade do acordo apontada na Nota Técnica do Ministério acima citada, concluiu no sentido da possibilidade de submissão do acordo para homologação por esta Corte de Contas. Foi recomendado o envio dos autos à Consultoria-Geral da União, “para análise e manifestação do presente acordo, nos termos da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997” (peça 58). Importante citar os seguintes trechos:

14. A presente proposta de acordo apresenta como principal vantajosidade para o interesse público **a eliminação da inflexibilidade contratual**, que repercutirá direta e imediatamente na redução dos custos aos consumidores. **A redução da inflexibilidade atende as diretrizes do Acórdão nº 2699/2022 – TCU, garantindo redução dos custos aos consumidores e ao mesmo tempo a segurança do fornecimento de eletricidade.**

15. A redução dos custos será proveniente da eliminação da inflexibilidade, permitindo que as referidas empresas somente forneçam energia em caso de necessidade, isto é, mediante despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Assim, a flexibilização permite a disponibilidade de potência contratada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, garantindo a segurança do fornecimento de eletricidade, bem como a redução dos custos mediante a eliminação da geração mínima obrigatória de energia elétrica das usinas termelétricas contratadas.

16. **Com a eliminação da inflexibilidade, as empresas contratadas tiveram que ajustar seus contratos de gás, equacionar as despesas com o desfazimento da estrutura de proteção financeira, bem como, para evitar uma hipotética redução ou eliminação do benefício ao consumidor, propuseram um mecanismo de compensação, de modo a realizar um acerto financeiro com a Conta de Energia de Reserva (Coner) pelas variações do valor do PLD em relação ao PLD de R\$ 69,04.**

17. Assim, **nos termos da Nota Técnica nº 4/2023/DPSE/SNEE, a presente proposta de acordo permitirá o uso de recursos mais baratos no sistema com a eliminação da inflexibilidade, minimizará a probabilidade de ocorrência de excedentes energéticos não controláveis, bem como resultará em benefício ao consumidor de R\$ 224,5 milhões (...).**

(...)

19. Nos termos do art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro), para eliminar situação contenciosa na aplicação do direito público, a autoridade administrativa poderá celebrar compromisso com os interessados, com o fim de buscar uma solução jurídica proporcional, equânime, eficiente e compatível com os interesses gerais.

20. **Em que pese o presente caso não haver situação contenciosa, a Administração tem o dever de autotutela em buscar uma solução que melhor atenda ao interesse público. Nesse sentido, a análise da vantajosidade do acordo é imprescindível para a presente solução consensual.**

21. Em relação aos valores, a avaliação econômica realizada pela Secretaria Nacional de Energia Elétrica na Nota Técnica nº 4/2023/DPSE/SNEE demonstra uma redução de R\$ 224,5 milhões quando comparado com atual execução da contratação, beneficiando diretamente o consumidor de energia elétrica.

22. Em relação à segurança energética, a Secretaria Nacional de Energia Elétrica informa que a presente proposta minimizará a probabilidade de ocorrência de excedentes energéticos não controláveis, bem como garantirá a disponibilidade de potência contratada ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

23. **Observa-se, portanto, que o presente acordo está de acordo com as diretrizes do Acórdão nº 2699/2022 – TCU, garantindo a redução dos custos aos consumidores e ao mesmo tempo a segurança do fornecimento de eletricidade.** (grifos acrescidos)

71. Encaminhados os autos para AGU, conforme proposto pela CONJUR/MME, foi exarado o Parecer n. 00015/2023/DEAEX/CGU/AGU (peça 59). No Parecer:

a) chamou-se a atenção para a novidade da solução consensual no TCU;

- b) registrou que a AGU carece de normativo próprio para atuação em assessoramento jurídico aos órgãos da Administração federal chamados à composição no âmbito da Secex Consenso;
- c) ressaltou que o conteúdo do acordo guarda semelhança com o procedimento para pactuação de Termo de Ajustamento de Conduta na Administração Pública Federal, posto que ambos são formas de resolução de controvérsia de modo consensual;
- d) informou que a área técnica deve se manifestar de forma exauriente, bem como o órgão de execução da Consultoria-Geral da União;
- e) registrou que, com base no art. 1º da Lei n. 9.469/1997, a decisão final quanto à celebração de ajustes cabe ao Advogado-Geral da União, competência esta delegada para o Consultor-Geral da União;
- f) registrou, ainda, que há manifestação da área técnica e da área jurídica;
- g) adotou-se, por similaridade, a disciplina aplicável aos termos de ajustamento de conduta, conforme os requisitos estabelecidos nos incisos do art. 4º-A da Lei 9.469/1997 (incluído pela Lei n. 12.249/2010)

72. De acordo ainda com o Parecer, considerando os referidos requisitos:

20. Em relação à condicionante descrição das obrigações assumidas, vê-se que a minuta de TERMO DE AUTOCOMPOSIÇÃO PARA EXECUÇÃO DOS CONTRATOS DE ENERGIA DE RESERVA Nos 445/21, 446/21 e 447/21, TODOS DECORRENTES DO PROCEDIMENTO COMPETITIVO SIMPLIFICADO Nº 01/2021 (Seq. 35, pg. 14/17) contém a discriminação das obrigações assumidas em sua cláusula segunda, com destaque para a redução a zero da inflexibilidade contratual (modificação que permite que as referidas empresas somente forneçam energia em caso de necessidade, mediante despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico) e a remuneração das usinas pelo Preço de Liquidação de Diferenças, ao invés do Custo Variável Unitário.

21. No que diz respeito ao prazo e modo de cumprimento, a subcláusula 5.2 determina que o termo “terá eficácia desde a sua assinatura até a data final de vigência definida nos CERs nos 445/2021, 446/21 e 447/21” e que as “OBRIGAÇÕES estabelecidas acima, e as respectivas alterações no CER terão eficácia a partir de 01/09/2023”.

22. Os fundamentos de fato e de direito que justificam as modificações são demonstrados de forma exaustiva no RELATÓRIO DA COMISSÃO DE SOLUÇÃO CONSENSUAL (Seq. 35 - pg. 1/13). As exigências postas nos incisos III e V, relativas à fiscalização e sanções por descumprimento, permanecem inalteradas (continua a vigor, na espécie, o conteúdo original dos contratos decorrentes do PCS 01/2021).

23. Por fim, em relação às razões de interesse público que fundamentam as alterações, endossa-se as justificativas postas no multicitado parecer da CONJUR/MME (...).

24. Pelas razões expostas, com fundamento na inteligência dos artigos 1º e 4º-A da Lei n. 9.469/97, c/c o artigo 5º da Portaria AGU n. 173/2020, sugere-se o encaminhamento da demanda ao Senhor Consultor-Geral da União, **com manifestação favorável à autorização da realização do acordo proposto** nos termos da minuta juntada à Seq. 35 deste processo. (grifos acrescidos)

73. A citada proposta acima foi acolhida pelas instâncias subseqüentes, inclusive tendo o Consultor-Geral da União autorizado a celebração do acordo (peças 59-61).

74. Estando os autos no gabinete do Exmo. Ministro-Relator Benjamin Zymler, foi apresentado um memorial pelo empreendedor, por meio do qual são fornecidas informações referentes ao acordo sob análise, conforme peça 55. O empreendedor formulou expresso pedido de atribuição de sigilo.

75. O empreendedor trouxe aos autos novos elementos para explicar a composição e a necessidade do aumento da RFdemais, os quais serão analisados no tópico a seguir, conforme Despacho do Exmo. Ministro-Relator Benjamin Zymler (peça 56).

III – EXAME TÉCNICO

Memorial apresentado pelo BTG

76. Primeiro, o empreendedor ressaltou que as peculiaridades do PCS implicaram em valores extremamente elevados. Apontou diversos riscos para o empreendedor os quais significaram em custos adicionais imprevisíveis, tais como (peça 55, p. 2-3):

(...) estruturas financeiras complexas, mitigações de riscos econômicos, dificuldades de financiamento, aquisições de bens e serviços a preços muito mais elevados que os de mercado, logística de implantação multimodal com duplicidade de rotas e alternativas contratadas e em stand by, superdimensionamento de equipes de especialistas internacionais, obras em regime 24/7, pagamentos extraordinário de prêmios, custos extras de construção, custos com combustíveis para testes iniciais, custos decorrentes do acidente do navio que transportava os motores de geração de energia elétrica, despesas com o fechamento e bloqueio de estradas decorrentes de chuvas acima da média na região das usinas, custos decorrentes da pandemia de Covid-19, pagamento de multas contratuais, greve de caminhoneiros no Porto de Vitória, Guerra na Ucrânia, ... dentre outros.

(...)

Cabe destacar que, para enfrentamento dos desafios mencionados acima, as Companhias optaram por apresentar propostas e contrataram usinas 100% inflexíveis, sem sazonalidade. Ou seja: independentemente das grandezas e suas respectivas fórmulas de cálculo estabelecidas no Contrato de Energia de Reserva integrante do leilão, contrato de adesão, a receita originalmente contratada é composta por duas parcelas fixas, mensais, consecutivas e reajustadas por IPCA, que somadas algebricamente geram um montante de reais mensais com os quais as Concessionárias cumprem suas obrigações com a contratante e com terceiros – financiamentos, fornecedores, contrapartes nas estruturas de garantia, obrigações fiscais, etc.

77. Registrou que os custos das Usinas estão sendo pagos com a RFcomb, receita relacionada à geração de energia. Com a eliminação da inflexibilidade, tais custos ficam sem a respectiva receita. Logo, os custos passarão a ser cobertos com a RFdemais. Esses custos estão sujeitos à variabilidade decorrente da volatilidade de vários parâmetros, dentre os quais: cotação do gás (Japan Korean Marker), cotação do dólar, inflação, juros, spreads, taxas oriundas de negociações financeiras de mercado etc.

78. Especificamente sobre cada custo, o empreendedor teceu alguns comentários a seguir apresentados. **Ressalta-se que tais informações e valores estão cobertos pelo sigilo empresarial.**

79. Em relação à retribuição financeira devida contratualmente às usinas, foi esclarecido que é composta de duas parcelas, quais sejam, RFdemais e RFcomb. Tais parcelas, somadas, durante o restante do contrato, correspondem a um valor estimado de R\$ 6,049 bilhões; esta é a receita global das Usinas contratadas mediante devido procedimento competitivo.

80. Com a eliminação da RFcomb e parcela de seu valor sendo realocada para a RFdemais, a nova RFdemais, já com a atualização pelo IPCA, será de R\$ 2,120 bilhões/ano, ou R\$ 5,624 bilhões, se considerado o período restante do contrato. A diferença entre a receita estimada inicialmente, de R\$ 6,049 bilhões, e a nova receita pactuada na Comissão representa uma redução na receita a ser paga às usinas no montante de R\$ 425 milhões.

81. Nesse sentido, foi esclarecido que (p. 3-4, memória de cálculo p. 8):

Após a repactuação decorrente do consenso, essa receita estimada passará a ser R\$ 5,624 bilhões, sendo que os R\$ 425 milhões de deságio são revertidos à parcela de economia ao consumidor, sem

assumir o benefício da CONER.

A solução consensual alcançada consiste, basicamente, em alterar do regime de despacho de inflexível para flexível. Como consequência deve-se se extinguir a parcela RFcomb e compensar essa extinção com um acréscimo na parcela RFdemais, em montante bastante para que os custos das Usinas sejam cobertos.

No caso específico das Usinas, haverá, portanto, a extinção da RFcomb, no valor estimado original de R\$ 2,545 bilhões e a majoração na RFdemais no valor nominal estimando de aproximadamente R\$ 2,120 bilhões.

A significativa redução de R\$ 425 milhões na receita das Usinas em decorrência da repactuação, resulta em benefício direto aos cofres públicos e aos consumidores finais brasileiros, o que, por si só, bastaria para se justificar a ratificação por este D. TCU.

82. *Quanto à multa com o fornecedor de gás atual: dada a eliminação da energia inflexível, é necessária a rescisão do contrato de gás ora vigente entre as usinas e o fornecedor de gás. As usinas terão que pagar a multa rescisória, calculada conforme o dia do pagamento. Tal multa é calculada em dólar americano e preço de molécula estabelecido em JKM (Japan Korean Marker) foi estimada em R\$ 424 milhões . A sua fórmula de cálculo consta do memorial à p. 9. Como já mencionado, a fórmula considera a cotação do dólar e o preço da molécula. A indenização é da ordem de 20% do valor remanescente do contrato, acrescido dos tributos Pis/Cofins. Os valores de indenização para cada usina foram apresentados pelo fornecedor de gás e constam do memorial e do Anexo sigiloso (peças 55 e 63). Ressalta-se no entanto que o montante é de R\$ 424 milhões. Segundo o empreendedor, o instrumento de rescisão contratual com o fornecedor de gás será depositado junto à Aneel.*

83. *Quanto ao novo contrato de fornecimento de gás: com a eliminação da geração inflexível, o contrato atual de fornecimento de gás será rescindido. Será necessário firmar outro contrato de fornecimento de gás, na forma de disponibilidade do gás. As minutas dos novos contratos seguem anexas ao memorial. Ainda que não estejam gerando energia, as Usinas ficam obrigadas pelo acordo a continuarem disponíveis ao Sistema Interligado Nacional, de forma a gerar energia elétrica caso sejam despachadas por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema – ONS.*

84. *Esse novo contrato de gás requer uma infraestrutura associada ao seu transporte. A fórmula de cálculo leva em consideração alguns parâmetros, tais como o índice IGPM, a inflação dos Estados Unidos da América e a cotação do dólar. São acrescidos ainda os tributos ICMS, Pis/Cofins. Segundo o empreendedor, a celebração desse novo contrato permitirá o atendimento de exigências regulatórias, devendo o instrumento ser depositado junto à ANEEL, após sua assinatura (p. 4, memória de cálculo p. 10). Os custos com esse novo contrato de gás e infraestrutura constam também do Anexo sigiloso (peça 63).*

85. *Quanto ao custo financeiro do efeito Coner: como já ressaltado acima, com o acordo será criado uma trava no valor do PLD para evitar eventual redução do benefício ao consumidor em consequência de uma sobrevalorização do PLD até o término da vigência. Trata-se de um acerto financeiro relacionado à variação do valor do PLD, em relação ao valor de R\$ 69,04, quando as usinas não forem despachadas por ordem de mérito. As usinas realizarão operações comerciais privadas de compra de energia para entrega futura no mercado livre. Esse custo financeiro foi calculado em R\$ 40 milhões de reais (p. 5, memória de cálculo p. 14). De acordo com essa memória, o empreendedor cotou uma operação de compra de energia, considerando o prazo de 01/09/2023 a 09/01/2026. Para o cálculo foram considerados: o custo base do MWh de R\$ 69, o preço médio ponderado do MWh, no valor de R\$ 82,8, sendo o custo incremental de R\$ 13,8 e uma inflexibilidade de 2.905.011 MWh. Multiplicados o custo incremental e a inflexibilidade, obtém-se o custo financeiro de R\$ 40 milhões.*

86. Quanto ao risco da usina no despacho por ordem de mérito: o empreendedor fará operações financeiras e/ou de compra de energia no mercado livre (PLD) para reduzir eventual risco de despacho. Esse custo financeiro também será coberto pela RFDemais, no valor de R\$ 36 milhões (p. 6, memória de cálculo p. 15). Caso haja despacho pela ordem de mérito, as usinas receberão PLD. O PLD Teto em 2023 é de R\$ 678,30/Mwh. Assim, se as usinas forem despachadas por ordem de mérito, haverá um prejuízo de R\$ 327/MWh. Dada a inflexibilidade atual de 2.905.011 MWh, se o despacho for de 100%, o prejuízo será de R\$ 949,8 milhões. Considerando a média de cenários de despacho de 5%, 10%, 15% e 20%, o risco das usinas no despacho (PLD vs. CVU) seria de aproximadamente R\$ 36 milhões.

87. Quanto à receita oriunda da geração de energia ou margem no despacho: trata-se de “um pressuposto de sustentabilidade e viabilidade possível em qualquer projeto de geração, responsável por uma receita destinada à cobertura dos mais variados custos da geradora, ordinários e previsíveis e/ou extraordinários e imprevisíveis, não se confundindo com o lucro do projeto.” O valor dessa margem foi apresentado pelas usinas. O valor consta da p. 5, da memória de cálculo na p. 11-12 e no Anexo sigiloso (peça 63). Eis os comentários apresentados sobre a margem:

Esta dinâmica resulta em levar parte das receitas necessárias para viabilizar seu plano de negócios para parcela variável, explorando os limites do CVU estabelecido no leilão. Esta parte da receita é considerada, no jargão do setor, como “fazer margem na geração” (ou margem no despacho, conforme o modelo de contratação), não se configurando como lucro. Lucro, em apertada síntese, é o resultado da operação algébrica das receitas auferidas deduzidos todos os custos incorridos para realização de tal receita.

(...)

Note-se que a existência desta parcela prejudicava inclusive a competitividade da proposta no leilão do PCS, pois vale sempre lembrar: em um leilão de energia, o comprador coteja a parcela fixa e a variável das propostas ofertadas de forma a obter o melhor arranjo econômico para seu negócio enquanto, na outra ponta, o vendedor trabalha com estas variáveis para se tornar mais competitivo e, em função da sua percepção do efetivo despacho (ou na geração) das usinas, auferir melhor resultado no negócio.

Neste caso, quando do leilão, as Companhias ofereceram propostas adotando esta estratégia, evidentemente sem saber que, no futuro, seriam instadas a estudar uma proposta de redução de custos ao consumidor, mediante a dispensa da receita variável, por conta do novo modelo de flexibilidade, adotado em mesa de consenso, desse Tribunal. Logo, fazendo desaparecer esta parte da receita que, por questões de equilíbrio econômico-financeiro, cujo cabimento restou reconhecido inclusive pelo MPTCU, foi calibrada na massa de recebíveis, no vetor RFDemais.

A manutenção da parcela de margem na geração é essencial para o cumprimento das obrigações contratadas pelas Companhias, riscos extraordinários relacionados e sua viabilidade econômico-financeiro conforme previsto quando do leilão PCS. (grifos acrescidos)

88. Segundo a metodologia de cálculo dessa margem de geração ou de despacho constantes da memória de cálculo, foram considerados a taxa cambial e o JKM (incluindo o transporte) na data-base do leilão do PCS, o consumo das usinas e um fator de conversão. Foram acrescidos Pis/Cofins e ICMS, além de uma taxa de P&D.

89. A partir de todos esses parâmetros, a margem na geração foi calculada considerando a data de início da vigência de 01/09/2023 até 09/01/2026 (o prazo seria 31/12/2025, mas dada a excludente de responsabilidade, foram acrescidos 09 dias ao prazo de vigência).

90. Ainda com relação à margem, as usinas trouxeram a informação do valor do Custo Variável Unitário – CVU dos demais empreendedores. A tabela indica que: (i) a maioria das usinas considerou a margem na geração, tanto que o CVU contratado foi o CVU Teto de R\$ 750

/MWh. E nos casos que o CVU foi abaixo do CVU Teto, “não se pode afirmar que não há uma parcela de margem na geração. As diferenças no CVU CER demonstram a amplitude que diversas estratégias diferentes podem ter sido adotadas”(peça 55, p. 13).

91. Ainda com relação à margem, o empreendedor informou que esta rubrica também tem servido para cobrir despesas que não estavam previstas inicialmente. Não se trata necessariamente de lucro. Nesse sentido, o pagamento da multa por atraso, em torno de R\$ 250 milhões (peça 5, p. 1), as despesas com o transporte de equipamentos por via aérea, aquisição de bens e serviços a preços muito mais elevados que os de mercado, logística de implantação multimodal com duplicidade de rotas e alternativas contratadas e em stand by, custos decorrentes da pandemia, obras em regime 24/7, pagamentos extraordinários de prêmios, greve de caminhoneiros no Porto de Vitória e Guerra na Ucrânia (p. 2). O empreendedor somente conseguiu cobrir as despesas e manter a saúde financeira do empreendimento em razão dessa margem de geração.

92. Em relação às estruturas financeiras nacionais e internacionais que contrataram produtos do mercado financeiro para dar proteção à contratação e que viabilizaram o empreendimento, tais estruturas seriam mantidas no curso da geração de energia, sendo o seu custo coberto pela RFcomb (p. 6-7). As estruturas permitem equalizar as diferenças existentes com as correções por meio do IPCA e com a cotação do dólar americano. Os custos estimados com essa estrutura, que envolve spreads e traders, carregamento tributário, variam conforme o tamanho da estrutura e dos valores envolvidos ao longo de vários meses. Esses custos constam do memorial e do Anexo sigiloso (peça 63).

Para dar uma dimensão da relevância e complexidade destas operações, se o governo não tivesse contratado o combustível em IPCA, o consumidor teria pago até a presente data um valor adicional da ordem de R\$ 1,2 bilhão de reais nos contratos firmados com as Companhias.

Por outro lado, estas estruturas financeiras neutralizaram este efeito/impacto sobre a saúde econômica das Companhias, sem as quais, em face dos eventos fortuitos ocorridos – guerra na Ucrânia e crise em Xangai, por ex. -, pode-se garantir que as usinas claudicariam no cumprimento dos seus contratos.

(...)

De maneira bastante simplificada e com o mero propósito de facilitar a visualização de maneira mais concreta do que consiste o complexo conjunto de operações financeiras realizadas, pode-se dizer, de forma alegórica, que ele consiste na contratação “virtual” de gás, com liquidações periódicas e ao longo de todo o período do contrato PCS, na busca de emular em termos financeiros a compra do gás físico - para que a operação de geração de energia elétrica fique protegida das variações decorrentes do contrato com o Fornecedor de gás.

Guardadas as devidas especificidades de cada uma das formas de aquisição do gás (físico e virtual), o desfazimento de qualquer uma das operações gera “multa” e custos associados, a exemplo do que ocorre com a multa incidente pelo desfazimento do contrato de gás físico com o Fornecedor de gás.

93. Essas estruturas servem para cobrir os custos da geração de energia elétrica, os quais seguem diversos parâmetros internacionais, tais como as cotações do dólar e do gás. Como dito, muito embora tais custos sigam essas cotações internacionais, as receitas oriundas dos contratos do PCS são corrigidas pelo IPCA. Com a eliminação da geração de energia inflexível, será necessário se desfazer de tais estruturas pré-estabelecidas. Os custos com o desfazimento dessas estruturas, envolvendo consórcio de bancos internacionais, taxas oriundas de negociações financeiras e spreads, serão cobertos pela RFdemais.

94. Por fim, o empreendedor ressaltou que (p. 7):

Vale notar que a assinatura destes novos contratos com [fornecedor de gás], referenciados em

tópico anterior, é condição sine qua non para a repactuação contratual decorrente do consenso, e, por ora, encontra-se em processo interno de aprovação [pelo fornecedor de gás].

Cabe destacar, ainda, que todos os valores envolvidos nas discussões da Comissão de Consenso estão validados até 1/09/2023, quando as Usinas deverão passar a operar em regime de flexibilidade. Ultrapassada a indicada data, o acordo demandará revisão, para adequação de valores, que resultará em menor ou nenhum benefício para o consumidor.

São essas, Excelência, as informações que evidenciam de forma minudente os termos do novel ajuste, como dito consensuado entre as partes envolvidas, que ora apresentamos buscando trazer maior transparência a este Colendo Tribunal de Contas da União, de acordo com os dados, números e cálculos que seguem em documentos anexos a esses memoriais.

Reitera-se que os presentes dados, números e cálculos (anexos neste documento) estão sendo fornecidos em razão da transparência e em caráter colaborativo para com este Tribunal de Contas da União, motivo pelo qual, **solicita-se que os presentes memoriais sejam acostados aos autos como sigilosos, de sorte a preservar direitos societários das Companhias.**

Análise

95. Os documentos acostados aos autos são, todos, convergentes, no sentido da desnecessidade da energia elétrica de fonte termelétrica no curto prazo, bem como de que a eliminação da necessidade de geração da inflexibilidade contratual é “a principal contribuição de atendimento ao interesse público, permitindo a redução de custos do consumidor” (CONJUR/MME, peça 58, p. 4).

96. O Parecer do douto representante do MPTCU, Dr. Júlio Marcelo de Oliveira, considerando o contexto existente nos autos, “e partindo da premissa de que os membros da Comissão de Solução Consensual atuarão de boa-fé” (peça 54, p. 6), foi no sentido de não haver óbices à proposta de solução consensual.

97. Como bem salientado pela CONJUR/MME, a citada redução da inflexibilidade “atende as diretrizes do Acórdão nº 2699/2022 – TCU, garantindo redução dos custos aos consumidores e ao mesmo tempo a segurança do fornecimento de eletricidade” (peça 58, p. 3). A CONJUR ressaltou, ainda, a imprescindibilidade da análise da vantajosidade do acordo em questão. Neste ponto, foram destacadas a redução de R\$ 224,5 milhões quando comparado com os contratos atuais, bem como a segurança energética, na medida em que será minimizada “a probabilidade de ocorrência de excedentes energéticos não controláveis, bem como garantirá a disponibilidade de potência contratada ao Sistema Interligado Nacional – SIN” (peça 58, p. 4).

98. No âmbito da Consultoria-Geral da União, e considerando as manifestações da área técnica e jurídica do MME, já citadas acima, foi destacado que “a decisão final quanto à celebração de ajustes nas hipóteses que envolvam interesse público da União, suas autarquias e fundações”, cabe ao Advogado-Geral da União, o qual delegou competência para o Consultor-Geral da União para autorizar a realização de acordos no TCU, por meio da Portaria AGU n. 173/2020, art. 5º (peça 59, p. 3-4).

99. Observa-se, portanto, que se encontram nos autos os pareceres técnicos e jurídicos exarados, todos de forma uníssona, favoravelmente à assinatura do Termo de Autocomposição. Foram ressaltados o benefício ao consumidor, bem como a segurança jurídica em relação aos contratos firmados. Não foi verificado, portanto, nenhum óbice à assinatura do Termo de Autocomposição. Além de não haver óbices, os órgãos que se manifestaram ressaltaram não só a viabilidade e a segurança jurídicas, como também registraram a viabilidade financeira dado o benefício ao consumidor.

100. Para além das manifestações favoráveis sob os pontos de vista técnicos e jurídicos, o empreendedor apresentou memorial por meio do qual são feitos esclarecimentos sobre o

deslocamento de custos e aumento da RFdemais. Essa questão merece maior atenção porque os ajustes que o empreendedor necessita fazer em razão da eliminação da inflexibilidade geram custos que passarão a ser cobertos com a RFdemais.

101. Quanto à questão em específico, o Parecer da CONJUR/MME ressaltou: em razão da **“eliminação da inflexibilidade, as empresas tiveram que ajustar os contratos de gás, equacionar as despesas com o desfazimento da estrutura de proteção financeira, bem como, para evitar uma hipotética redução ou eliminação do benefício ao consumidor, propuseram um mecanismo de compensação, de modo a realizar um acerto financeiro com a Conta de Energia de Reserva (Coner) pelas variações do valor do PLD em relação ao PLD de R\$ 69,04”** (peça 58, p. 3).

102. O empreendedor trouxe diversos esclarecimentos adicionais para justificar o aumento da RFdemais, o que não altera a proposta de solução consensual apresentada pela CSC, mas sim confere maior detalhamento e maior segurança para a tomada de decisão, sendo desnecessário retorno dos autos para a CSC.

103. Como registrado pela CONJUR/MME, os custos que no momento estão sendo cobertos por meio da RFcomb serão deslocados para serem pagos pela RFdemais. Há um incremento substancial nessa receita.

104. Não obstante, as usinas trouxeram aos autos **informações cobertas pelo sigilo empresarial**, sobre a composição, a justificativa e os valores a serem deslocados.

105. As usinas apresentaram justificativas e memórias de cálculos quantos aos seguintes pontos:

a) em relação à retribuição financeira devida contratualmente às usinas, foi esclarecido que a eliminação da RFcomb vai implicar em uma redução da receita da ordem de R\$ 425 milhões. Essa questão já foi tratada no Relatório tendo sido observado que desse montante, R\$ 200 milhões referem-se ao efeito Coner, e R\$ 224,5 milhões representam efetivo benefício ao consumidor.

b) no âmbito da CSC também foi discutida a necessidade de pagamento de multa em razão da eliminação da energia inflexível, sendo a multa no montante de R\$ 424 milhões, cuja rescisão será depositada na Aneel;

c) as usinas não podem ficar disponíveis no SIN sem ter um contrato de gás e por tal razão o novo contrato de gás e infraestrutura implica em um custo bastante elevado, sendo que tal avença também será depositada na Aneel;

d) em relação à margem na geração, trata-se da remuneração do empreendedor pelo investimento e pela viabilidade do projeto de geração, e o montante consta do memorial e do Anexo sigiloso (peça 63);

e) em relação ao efeito Coner, bem como para evitar eventual redução do benefício ao consumidor, as usinas realizarão operações comerciais de compra de energia para entrega futura, com custo aproximado de R\$ 40 milhões;

f) no caso do despacho por ordem de mérito, é necessária a previsão de cobertura de risco e proteção financeira das usinas, com custos estimados em R\$ 36 milhões;

g) quanto às estruturas financeiras que viabilizaram o empreendimento, o custo seria coberto pela RFcomb. Essas estruturas servem para cobrir os custos da geração de energia elétrica, os quais seguem diversos parâmetros internacionais, tais como as cotações do dólar e do gás. As receitas oriundas dos contratos do PCS são corrigidas pelo IPCA. Com a eliminação da geração de energia inflexível, será necessário se desfazer de tais estruturas pré-

estabelecidas. Os custos com o desfazimento dessas estruturas, envolvendo consórcio de bancos internacionais, taxas oriundas de negociações financeiras e spread, traders, carregamento tributário serão cobertos pela RFdemais.

106. Importante ressaltar que as informações referentes ao efeito Coner, multa e novo contrato de gás (itens a, b e c) serão tornadas públicas uma vez registradas na Aneel, após retificação dos contratos e assinatura do Termo de autocomposição. No entanto as informações referentes a hedges financeiros e estruturas/operações financeiras contratadas pela empresa são abarcadas por sigilo empresarial e não se tornarão públicas, uma vez que se trata de estratégia para fazer frente aos custos e riscos do negócio.

107. Dessa forma, por meio das memórias de cálculo trazidas à peça 55 e conforme esclarecimentos constantes do Anexo sigiloso (peça 63), explica-se o aumento na RFdemais no total de aproximadamente R\$ 2,1 bilhões, sendo R\$ 499,6 milhões os valores que podem ser divulgados e R\$ 1.632,38 bilhão, que representam valores cobertos pelo sigilo empresarial, mas que constam do memorial e do Anexo sigiloso (peça 63). Eis os números:

Tabela 1: Rubricas que justificam o aumento da RFdemais

Rubrica	Valores (em milhões)
Multa ao Fornecedor de gás	R\$ 423,97
Novo contrato de gás (por disponibilidade)	Valor sigiloso
Margem na geração	Valor sigiloso
Custo efeito Coner	R\$ 40,01
Proteção financeira do despacho	R\$ 35,62
Estruturas financeiras	Valor sigiloso
Total	R\$ 2.131,98

108. Tendo em vista que: i) a multa e o novo contrato de gás são informações rastreadáveis e públicas; e ii) o custo do efeito Coner e da proteção financeira do despacho são bem detalhadas no Memorial apresentado (peça 55) e condizentes com os valores e cálculos realizados para o Acordo e ratificados pela CCEE; resta tecer considerações em relação ao custo de desfazimento de operações financeira e quanto à manutenção da margem de geração estimada pelo empreendedor quando da proposta no leilão (PCS 1/2021).

109. Quanto à rubrica referente às “estruturas financeiras”, é de difícil verificação os valores apresentados pela empresa quanto ao desfazimento de operações financeiras “entre as usinas, consórcios de bancos e agentes financeiros diversos, nacionais e internacionais que contrataram produtos de mercado financeiro”, pois essas operações possuem características próprias, de extrema volatilidade.

110. Os custos com o desfazimento dessas estruturas, envolvendo consórcio de bancos internacionais, taxas oriundas de negociações financeiras e spread, traders, carregamento tributário serão cobertos pela RFdemais. Não é possível aferir tal montante, mas registra-se que se trata de operações e estruturas usuais no mercado financeiro para captação e realização de investimentos. Ressalta-se também a importância dessas estruturas que viabilizaram o empreendimento, haja vista a informação de que “se o governo não tivesse contratado o combustível em IPCA, o consumidor teria pago até a presente data um valor adicional da ordem

de R\$ 1,2 bilhão de reais nos contratos firmados com as Companhias”, conforme as seguintes informações fornecidas pelas usinas, justificando os custos das estruturas financeiras:

<i>Descrição</i>	<i>VIANA</i>	<i>LINHARES</i>	<i>POVOAÇÃO</i>	<i>TOTAL</i>
<i>(+) Recebimento – RFcomb Inflex</i>	<i>R\$ 244.513.348,00</i>	<i>R\$ 234.933.929,00</i>	<i>R\$ 480.169.976,00</i>	<i>R\$ 959.617.252,00</i>
<i>(-) Pagamento fornecedor de gás</i>	<i>(R\$ 540.783.205,00)</i>	<i>(R\$ 506.729.447,00)</i>	<i>(R\$ 1.014.989.927,00)</i>	<i>(R\$ 2.062.502.579,00)</i>
<i>(-) Pagamentos Infraestrutura</i>	<i>(R\$ 10.633.326,00)</i>	<i>(R\$ 7.605.482,00)</i>	<i>(R\$ 1.669.965)</i>	<i>(R\$ 33.680.944,00)</i>
<i>(-) Pagamentos FEF</i>	<i>(R\$ 589.557,00)</i>	<i>(R\$ 859.106,00)</i>	<i>(R\$ 1.669.965,00)</i>	<i>(R\$ 3.118.628,00)</i>
TOTAL	<i>(R\$ 307.492.741,00)</i>	<i>(R\$ 280.260.105,00)</i>	<i>(R\$ 551.932.053)</i>	<i>(R\$ 1.139.684.899,00)</i>

111. Quanto à rubrica margem de geração, passa-se a expor.

112. Na ocasião do certame, conforme Anexo IV da peça 55, estimou-se a margem na geração, decorrente de ter sido proposto CVU no valor teto permitido no certame (R\$ 750/ MWh).

113. O empreendedor demonstrou, conforme memória de cálculo à peça 55 e o Anexo (peça 63), como chegou ao valor da margem de geração. Trata-se de informação relacionada à estratégia empresarial e de decisão de investimento.

114. O empreendedor apresenta também (peça 55, p. 13), comparativo dos CVUs propostos pelos demais empreendedores daquele certame, demonstrando que parte dos empreendimentos vendedores – aí incluídas as UTEs Linhares, Povoação e Viana – estipularam CVU no valor teto do certame, independentemente do valor calculado/estimado para o CVU efetivo das usinas.

115. A Tabela 2 apresenta a receita total negociada no leilão para as usinas (valores de out/2021): R\$ 2.195 milhões/ano ou R\$ 7.231 milhões durante o prazo do contrato.

Tabela 2: Proposta dos vencedores do PCS 1/2021 (produto disponibilidade)

Tabela 2 - Vendedores Produto Disponibilidade (DISP2022-03)

Consórcio/Empresa	Empreendimento	UF	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Lotes Contratados	Energia Negociada (MWh)	Preço de Lance (R\$/MWh)
Barra Bonita Óleo e Gas Ltda.	Barra Bonita I	PR	31.055.000,00	9,39	39	125.513,70	1.594,00
Consórcio Edlux Ute Edlux Ltda. (99,99%) - líder Agroflorestal São Benetido Ltda. (0,01%)	Edlux X	MS	54.100.000,00	56,00	532	1.712.135,60	1.594,84
Evolution Power Partners S.A.	Epp II	MS	465.890.080,00	112,90	1.069	3.440.362,70	1.602,01
	Epp IV	RJ	255.884.270,00	62,01	587	1.889.142,10	1.600,01
Consórcio EPP 2 Evolution Power Partners S.A. (99,99%) - Líder e Gnpw Participações S.A. (0,01%)	Rio de Janeiro I	RJ	465.890.080,00	112,90	1.069	3.440.362,70	1.601,01
Karkey Karadeniz Elektrik Üretim A.S.	Karkey 013	RJ	1.795.396.180,00	255,00	702	2.259.246,60	1.598,90
	Karkey 019	RJ	807.232.450,00	115,00	672	2.162.697,60	1.599,60
Mercurio Partners Ltda.	Mp Paulinia	SP	64.190.000,00	15,95	157	505.273,10	1.601,80
Consórcio Powership Brazil I Karkey Karadeniz Elektrik Üretim A.S. (99%) e Diferencial Energia Participações S.A. (1%) - Líder	Porsud I	RJ	304.908.000,00	115,00	371	1.193.989,30	1.599,50
Consórcio Powership Brazil II Karkey Karadeniz Elektrik Üretim A.S. (99%) e Diferencial Energia Participações S.A.(1%) - Líder	Porsud II	RJ	198.853.000,00	75,00	245	788.483,50	1.601,00
Rovema Energia S.A.	RE TG 100 02 01	SC	42.590.000,00	100,20	687	2.210.972,10	1.599,95
Termelétrica Viana S.A.	Viana 1	ES	147.332.000,00	37,48	350	1.126.405,00	1.594,00
Nk 129 Empreendimentos e Participações S.A.	Povoação 1	ES	269.571.000,00	74,96	710	2.284.993,00	1.601,95
Linhares Geração S.A.	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	ES	132.023.000,00	36,00	346	1.113.531,80	1.594,00

116. No CER das usinas (peças 50, 51 e 52) consta, de fato, o valor de CVU de R\$ 750,00/MWh, conforme Figura 1. Os dados de CVU efetivo não são públicos, por se tratar de estratégia empresarial, não sendo possível conferir os valores apresentados pela empresa.

Figura 1: CER com o valor estipulado de CVU das Usinas

<p>5.3. O valor inicial do CVU, CVU_0, referenciado ao mês de agosto de 2021 (conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-114-2021-r0) é de R\$ 750,00.</p> <p>5.4. O valor inicial das componentes do CVU, referenciado ao mês de agosto de 2021 (conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-114-2021-r0), é de:</p> <p>(i) CVU_{Combo}: R\$ 750,00 (SETECENTOS E CINQUENTA REAIS) / MWh; e</p> <p>(ii) CVU_{0eM0}: R\$ 0,00 (ZERO) / MWh.</p>

Fonte: Peça 52, p. 32.

117. A margem apresentada pelas usinas, muito embora não conste dessa instrução, mas sim constante da memória de cálculo e do Anexo, segue o padrão, considerando as peculiaridades do PCS.

118. Para comparação, o Wacc (Weighted Average Capital Cost), em português “Custo Médio Ponderado de Capital”, de geração, utilizado para calcular a taxa de retorno sobre investimentos (taxa de remuneração do capital), estabelecido pela Aneel para remuneração de usinas cotistas (dado de fev/2022, Despacho Aneel 544/2022) é de 10,5% a.a. O nível de risco que uma usina cotista possui é próximo de zero, já que o risco hidrológico foi repassado ao consumidor. Por sua vez, conforme já citado nessa instrução, a contratação em questão foi realizada em cenário de elevadas incertezas.

119. A margem estimada (e pretendida) pela empresa ao participar de leilão com as características do PCS – prazos extremamente curtos, risco de geração totalmente alocado ao gerador, risco variação de preços do combustível totalmente alocados ao gerador – parece ser compatível com o nível de risco do contrato assinado.

120. Em conclusão, embora não seja possível afirmar de maneira inequívoca que a margem

pretendida pelo empreendedor é costumeira em negócios congêneres, é possível dizer que o contrato em questão pode ser caracterizado como de alto risco para o gerador e que este, portanto, esperava ter um retorno condizente a tal nível de risco.

121. Ademais, independentemente da margem alcançada pelo gerador, ou dos custos efetivos do desfazimento de operações financeiros devido às alterações contratuais, o custo total dos contratos, pagos pelo consumidor brasileiro, terá uma redução de R\$ 425 milhões ou, considerando o efeito Coner, um benefício final de R\$ 224,5 milhões.

*122. Ressalta-se ainda que, dentre os empreendedores que venderam energia no PCS com processos nesta Corte para tentativa de solução consensual, apenas o presente caso trata de empreendedor que pode ser considerado totalmente **adimplente** frente suas obrigações contratuais, tendo entrado em operação dentro do prazo limite estipulado em contrato (agosto/2022), e tendo pago efetivamente as multas por atrasos pontuais.*

IV – CONCLUSÃO

123. Considera-se que os esclarecimentos trazidos aos autos por meio do memorial trazem informações importantes, detalhadas e justificadas sobre as parcelas que compõem o aumento da RFdemais.

124. As memórias de cálculo são importantes para demonstrar e sustentar os argumentos apresentados pelas usinas. Os pareceres do MPTCU, do MME (CONJUR e área técnica), da CGU vinculada à AGU e o memorial apresentado pelas usinas são manifestações convergentes e uníssonas no sentido da viabilidade econômico-financeira do acordo, da segurança jurídica, e do alcance do interesse público.

*125. Reitera-se ainda que os empreendimentos objeto do Termo de Autocomposição estão totalmente **adimplentes** frente as suas obrigações contratuais e setoriais, não tendo nenhuma disputa judicial ou administrativa atualmente, tendo, inclusive, pago efetivamente todas as multas editais e contratuais.*

126. Ademais, independentemente do resultado financeiro dos empreendedores, o acordo intermediado por esta Corte de Contas trará economia ao consumidor brasileiro, já tão onerado com elevadas tarifas de energia elétrica.

*127. Feitas essas considerações, eleva-se o assunto à consideração superior, ratificando as propostas formuladas à peça 46, p. 7, reafirmando **a necessidade de manutenção do sigilo das informações constantes das peças 5, 44, 55 e o Anexo da instrução de mérito sobre o memorial, inclusive após o julgamento de mérito.***

V – PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

128. Ante todo o exposto, encaminham-se os autos à consideração superior, propondo:

128.1. encaminhar o processo ao Gabinete do Exmo. Sr. Min. Benjamin Zymler.”

É o relatório.

VOTO

Trata-se de solicitação de solução consensual, prevista na IN-TCU 91/2022, formulada pelo Exmo. Sr. Min. Alexandre Silveira, Ministro de Minas e Energia (MME), para as controvérsias existentes nos Contratos de Energia de Reserva (CER) firmados em decorrência do Procedimento de Contratação Simplificado (PCS) 01/2021 relativos às Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia.

2. Esclareço que relato estes autos com base na Questão de Ordem 2/2023 exarada por este Plenário, que estendeu a regra prevista no art. 18 da Resolução-TCU 346, de 30/11/2022, para a definição da relatoria das Solicitações de Solução Consensual (SSC) quando a situação objeto da controvérsia estiver sendo tratada em processo em tramitação nesta Corte de Contas (**vide** peça 31, em despacho da Presidência).

3. No presente caso, existe conexão estreita do objeto da proposta de consenso, ora em análise, com o TC 031.368/2022-0, monitoramento instaurado em face do Acórdão 2.699/2022-Plenário.

II – Histórico

4. Em contexto da matéria, em outubro de 2021, promoveu-se Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade (PCS 1/2021), correspondente à contratação emergencial motivada em face de riscos de desabastecimento energético decorrente da crise hídrica e da drástica redução no nível dos reservatórios ocorrida de 2020 a 2021.

5. O certame foi realizado sob condições excepcionais. Considerando os riscos de a escassez hídrica perdurar para além de 2021, fazia-se necessário aumentar, em curto espaço de tempo, a potência instalada disponível no sistema, apta a fazer frente a períodos críticos de demanda. Nesse cenário, uma série de flexibilizações foram feitas no procedimento competitivo a fim de conferir-lhe maior celeridade, como: ausência de consulta pública; transferência aos empreendedores do risco de encontrar os pontos adequados para a conexão na rede; comprovação de combustível apenas após a realização do certame, entre outros.

6. Tais flexibilizações, pareadas com a celeridade exigida para a implantação das usinas, ensejaram um real aumento no nível de risco do empreendimento. A “dispensa” de algumas fases e estudos – como os ambientais – incrementou, por exemplo, a chance de entrada em operação posterior à data exigida (maio/2022), e tais incertezas invariavelmente são quantificadas pelo mercado na forma de “custo”. Na prática, eleva-se a potência disponível, em curto espaço de tempo, mas com contratação de energia cara, a onerar todo o mercado regulado.

7. Ao mesmo tempo, a própria contratação representava um risco ao Ministério de Minas e Energia (MME), na medida em que, mesmo diante de melhora do cenário hídrico – o que, de fato, veio a acontecer –, haveria de se honrar os contratos, ainda que não carecesse da energia no volume, no tempo e no preço contratados.

8. Assim, no âmbito do TC 001.722/2022-0, este Tribunal examinou representação, questionando justamente a economicidade da contratação de dezessete usinas – com 1.4 GW de potência outorgada, e impacto total estimado, até dezembro/2025, de R\$ 39 bilhões –, levando em conta a melhora do nível dos reservatórios. O pagamento previsto era de R\$ 11 bilhões anuais, dos quais cerca de R\$ 9 bilhões seriam repassados ao consumidor cativo, resultando em um aumento de 4,49% nas tarifas de energia

9. Em quatorze contratos de térmicas a gás, as condições podem ser assim resumidas:

Consórcio/Empresa Sigla	Razão Social	Empreendimento	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Potência Injetada (MW)
BBOG	Barra Bonita Óleo e Gás Ltda	BARRA BONITA I	31.055.000,00	9,389	9,000
EDLUX	UTE EDLUX LTDA Agroflorestal São Benedito Ltda	EDLUX X	54.100.000,00	56,000	55,440
EPP	EVOLUTION POWER PARTNERS S.A	EPP II	465.890.080,00	112,902	111,578
EPP	EVOLUTION POWER PARTNERS S.A	EPP IV	255.884.270,00	62,010	61,495
EPP 2	EVOLUTION POWER PARTNERS S.A.	Rio de Janeiro I	465.890.080,00	112,902	111,578
KPS 1	GNPW PARTICIPAÇÕES S.A. KARKEY KARADENIZ ELEKTRIK ÜRETİM A.S.	Karkey 013	1.795.396.180,00	255,000	233,979
KPS 2	KARKEY KARADENIZ ELEKTRIK ÜRETİM A.S.	Karkey 019	807.232.450,00	115,000	105,520
MP 1	MERCURIO PARTNERS LTDA	MP Paulinia	64.190.000,00	15,950	15,806
PORSUD I	DIFERENCIAL ENERGIA PARTICIPAÇÕES S.A. KARKEY KARADENIZ ELEKTRIK ÜRETİM A.S.	PORSUD I	304.908.000,00	115,000	106,786
PORSUD II	DIFERENCIAL ENERGIA PARTICIPAÇÕES S.A. KARKEY KARADENIZ ELEKTRIK ÜRETİM A.S.	PORSUD II	198.853.000,00	75,000	70,560
ROVEMA	ROVEMA ENERGIA S/A	RE TG 100 02 01	42.590.000,00	100,200	84,769
TEVISA	TERMELÉTRICA VIANA S/A	VIANA 1	147.332.000,00	37,480	36,618
UTE POVOAÇÃO 1	NK 129 EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A.	POVOAÇÃO 1	269.571.000,00	74,960	73,461
UTE-LORM	LINHARES GERAÇÃO S/A	LUIZ OSCAR RODRIGUES DE MELO	132.023.000,00	36,000	231,360
			5.034.915.060,00	1.177,793	1.307,950

10. Diversos empreendimentos, contudo, não entraram em operação na data prevista. Em 11/8/2022, consta que, das dezessete usinas contratadas, sete encontravam-se concluídas, com todas as unidades geradoras em operação comercial, uma se encontrava em teste e outra estava paralisada. Outras oito encontravam-se, ainda, em construção.

11. Para o período de atraso, o edital do PCS e o Contrato de Energia de Reserva (CER) firmado preveem penalidades, que podem ser assim subdivididas: (i) pecuniárias; (ii) de impedimento de novas contratações com a administração; (iii) rescisão dos contratos; e (iv) revogação da outorga. Para a aplicação das penalidades, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) examina os motivos do atraso para identificar sua eventual caracterização como excludente de responsabilidade (art. 19 da Lei 13.360/2016).

12. A rescisão dos contratos encontra amparo nos acordos firmados, podendo ocorrer no caso de atrasos superiores a noventa dias contados a partir de 1º de maio de 2022, sendo que o próprio CER estabelece procedimentos específicos para a rescisão. As avenças também poderiam ser extintas unilateralmente pela Aneel, frente a pagamento de multas rescisórias.

13. Frente a eventual antieconomicidade na manutenção das avenças, mais onerosas, e levando em conta a possibilidade de rescisão contratual, respeitado o dever de honrar os contratos, esta Corte assim deliberou mediante o Acórdão 2.699/2022-Plenário:

“9.1. fixar prazo ao Ministério de Minas e Energia, com base no art. 251, caput, do Regimento Interno do TCU, para que, em 30 (trinta) dias, com base especialmente no seu poder-dever de

motivação e autotutela, em face, entre outros, da melhoria do cenário hidrológico e dos elevados valores envolvidos, realize avaliação individualizada e conclusiva dos contratos decorrentes do PCS, comparando-se as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão ou solução negociada, indicando objetivamente a melhor solução para cada contrato, considerando impacto nas tarifas no curto, médio e longo prazos e a segurança do fornecimento de eletricidade, levando-se em conta, também, alternativas que possam substituir o aumento de oferta de energia e potência previsto nos instrumentos, com fulcro no art. 53 da Lei 9.784/1999; no art. 41, VII, da Lei 13.844/2019; nos art. 1º, VI; art. 16, XII; art. 20, IV; art. 21, II e VI, do Anexo I do Decreto 9.675/2019 e no art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro) ;

9.2. informar ao MME que o prazo conferido para a apresentação dos estudos mencionados no subitem anterior não impede que o Ministério e a Aneel, se for o caso, tomem, desde já, caso entendam necessário, em autotutela, as providências legais, justificadas e necessárias que julguem pertinentes para abrandar o impacto tarifário, considerada a necessidade pela energia já contratada mediante o PCS.” (grifou-se)

14. Tal qual fiz reproduzir em meu voto condutor da decisão:

“Sem contar a possibilidade de solução amigável, existem no edital (peça 9) algumas condições de resolução contratual, no que cito o atraso superior a noventa dias para entrada em operação comercial das usinas, já verificado, como expus, em diversas geradoras, já devidamente notificadas. Há, ainda, em princípio, a possibilidade de rescisão, com ônus de perdas e danos e penalização pecuniária, a ser potencialmente ponderada, comparando-se financeiramente se tal montante poderia ser inclusive inferior à diferença de custo da energia no PCS comparada o de outros contratos, inclusive leilões novos a serem licitados ainda em 2022.

Para tal, obviamente, haveria de se restar absolutamente patente a ausência de interesse na aquisição da energia, no volume, no tempo e no preço pactuado – o que não restou claro mediante a manifestação do MME.” (grifos no original)

15. Confirmando a necessidade de motivação das decisões supervenientes, ao final do ano de 2021, a tendência do cenário hidrológico se reverteu e houve redução do risco de desabastecimento eletroenergético. Como consequência, o preço da energia no mercado de curto prazo, que se encontrava no valor máximo de R\$ 583,88/MWh, entre junho e setembro de 2021, foi reduzido ao patamar mínimo de R\$ 55,70/MWh já em janeiro de 2022

III – Respostas do MME ao Acórdão 2.699/2022-Plenário

16. Como consequência do julgado, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria MME nº 55/2022, com as seguintes diretrizes gerais: (i) para os adimplentes com o prazo rescisório do PCS foi ofertada a rescisão amigável do contrato, desobrigando as partes contratadas do pagamento da penalidade de multa por resolução contratual, caso apresentassem Termo de Rescisão Amigável à Aneel em até 60 dias; e (ii) para os caracterizados como inadimplentes foi defendido o estrito cumprimento dos contratos, com a rescisão unilateral dos CER correspondentes e pagamento das penalidades consequentes.

17. Segundo Ofício nº 3/2023–DIR/L (SEI nº 0729401), de 6/3/2023, a Aneel informou que somente a UTE Fênix protocolou pedido de rescisão amigável (peça 2, fl. 1). Como conclusão direta, a Portaria não alcançou plenamente o objetivo pretendido, pois, segundo o MME, “*não foi efetiva em termos de adesão pelas partes contratadas, nem modificou substancialmente a realização dos custos associados ao PCS que vêm sendo suportados pelos consumidores de energia elétrica*” (peça 2, fl. 8).

18. Continua o Ministério que “*outros fatores externos vêm causando aumento nos custos do PCS aos consumidores em relação ao previsto na Nota Técnica 24/2022/SE-MME (SEI n 0683458)*

[...] o custo estimado pela referida Nota Técnica era de cerca de R\$ 8 bilhões aos consumidores pelas usinas adimplentes [...]” (grifou-se).

19. Veja-se o que consta da peça 2, fl. 4 destes autos sobre a situação de cada um dos contratos do PCS 1/2022, em 14/3/2023:

Informações da Usina			Operacional				
Empreendedor	Usina	UF	Potência Usina (MW)	Situação Operação	Avanço Físico	Data de Operação da primeira UG	Data da Operação da última UG
BTG	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	ES	36,00	Operação	100%	20/07/2022	21/07/2022
	Povoação I	ES	74,96	Operação	100%	23/07/2022	02/08/2022
	Viana I	ES	37,48	Operação	100%	14/07/2022	14/07/2022
Fênix	Fênix	MT	32,50	Operação	100%	27/10/2021	27/10/2021
Âmbar	Edlux X	MT	57,20	Sem Prev	100%	Sem Previsão	Sem Previsão
	Epp II	MT	119,50	Sem Prev	100%	Sem Previsão	Sem Previsão
	Epp IV	MT	62,88	Sem Prev	0% ²	Sem Previsão	Sem Previsão
	Rio de Janeiro I	MT	114,99	Sem Prev	100%	Sem Previsão	Sem Previsão
Tradener	Barra Bonita I	PR	10,32	Oper (Fora Prazo) ¹	100%	24/08/2022	11/10/2022
Karpowership	Karkey 013	RJ	258,64	Oper (Fora Prazo) ¹	100%	30/09/2022	31/12/2022
	Karkey 019	RJ	115,92	Oper (Fora Prazo) ¹	100%	30/09/2022	30/09/2022
	Porsud I	RJ	115,92	Oper (Fora Prazo) ¹	100%	30/09/2022	30/09/2022
	Porsud II	RJ	78,32	Oper (Fora Prazo) ¹	100%	25/10/2022	28/02/2023
Rovema	Buritis	RO	5,20	Operação	100%	16/06/2022	16/06/2022
	Machadinho	RO	5,30	Operação	100%	14/06/2022	09/08/2022
	RE TG 100 02 01	SC	100,20	Sem Prev	9%	Sem Previsão	Sem Previsão
Mercúrio	Paulínia Verde	SP	15,95	Operação	100%	16/06/2022	30/06/2022

20. No caso específico das usinas do Grupo BTG, consoante o relatório instrutivo prévio, “[...] as usinas do empreendedor entraram em operação, com pequeno atraso, tendo sido pagas as multas respectivas, no valor total de R\$ 247 milhões (peça 45, p. 13), e estando em pleno funcionamento. Não há nenhum procedimento administrativo, arbitral ou judicial relacionado às usinas em questão no âmbito do PCS” (peça 62) (grifou-se).

21. Assim, no que se refere, especificamente, às usinas objeto deste processo de Solicitação de Solução Consensual, tais geradoras estão adimplentes. Afora o valor alto de energia, inexiste litígio entre o poder público e as usinas BTG a ser dirimido.

IV – Da avaliação da necessidade da energia

22. Aos olhos do poder concedente, um fator importante a ser levado em conta para se avaliar a vantagem de se rescindir o contrato, em face do seu alto custo, ainda que se arque com o valor das multas rescisórias, é se ainda se faz necessária a energia provinda do PCS.

23. Como consta do arrazoado encaminhado pelo MME à peça 2, fl. 17, “[...] a análise mais recente do ONS e da EPE não aponta para necessidade de energia no período de contratação do PCS, mas aponta para necessidade de potência a partir de 2025” (grifou-se).

24. Em mais detalhes, à peça 3, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) dissertaram que *“os resultados das simulações mostraram que os critérios de garantia de suprimento de energia são atendidos em todo o horizonte, o que confirma não haver qualquer necessidade de oferta adicional para garantir o atendimento de energia”* (grifou-se).

25. Com relação aos parâmetros de garantia de suprimento de potência, todavia, as simulações indicam violações nos anos de 2025 e 2026. O nível de confiança de cinco por cento da potência não suprida *“viola o limite de 5% nos meses de outubro/2025, janeiro/2026 e outubro/2026, atingindo os valores 6,3%, 6,0% e 6,1%, respectivamente. A LOLP viola o limite de 5% nos anos de 2025 e 2026, com valores de 8% e 11,3%, respectivamente”* (peça 3, fl. 2) (grifou-se).

26. Assim, segundo a EPE e o ONS, seria necessário a incorporação de cerca de 1.700 MW no ano de 2025, e mais cerca de 800 MW no ano de 2026, totalizando cerca de 2.500 MW.

27. Em resumo, tecnicamente, remanesce o interesse na contratação para cobrir eventuais déficits de potência em dias e horários de picos de demanda.

28. Em análise jurídica sobre a avaliação de eventuais riscos jurídicos para a União, o Parecer 00084/2023/CONJUR-MME/CGU/AGU, elaborado pela Consultoria Jurídica junto ao MME, situou que *“conforme cláusulas contratuais do PCS, a solução para redução do impacto tarifário seria a rescisão dos contratos para as empresas que não entraram em operação no prazo estipulado”*. Sucede, porém, *“que tal medida não garante o cumprimento do contrato, bem como não garante a oferta de potência para os períodos em que a ONS e a EPE estimam haver violação”* (peça 4, fl. 7).

29. No presente caso, das usinas do Grupo BTG adimplentes, a eventual escolha pela rescisão unilateral – novamente, associada às pesadíssimas multas contratuais – não garante a dita cobertura dos critérios potência no horizonte da contratação. Segundo o parecer jurídico especializado *“a reserva de capacidade do PCS deveria ser proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos existentes, desde que acrescentem garantia física ao SIN; ou que não entraram em operação comercial. Assim, considerando que houve grande investimento financeiro das empresas contratadas para a construção das usinas termelétricas, vislumbra-se grande possibilidade de impugnação judicial, caso haja rescisão contratual”* (peça 4, fl. 8) (grifou-se).

V – Da Solicitação de Solução Consensual

V.1 – Detalhamento dos contratos vigentes com as usinas do Grupo BTG

30. A presente Solicitação de Solução Consensual apresentada impacta unicamente os contratos do grupo BTG (Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia). Tais outorgas adicionam mais de 148 MW de potência para o SIN, com geração de 4.525 TWh de energia elétrica inflexível ao ano.

31. Considerando, em avaliação aproximada, que o PCS 01/2021 previu, ao todo, 1.220 MW de potência ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e que os contratos de energia de reserva foram celebrados com previsão de R\$ 9 bilhões repassados ao consumidor cativo (impacto total de 4,49% nas tarifas de energia por ano), os 148 MW das usinas ora tratadas são 12,13% do total, ou tem o poder de impactar, sozinhas, mais de 0,5% das contas de luz.

32. As usinas foram construídas em prazo exíguo para o padrão exigido, porém a entrada em operação das unidades geradoras entre julho e agosto de 2022 ensejou o pagamento de penalidades contratuais e multas editalícias de aproximadamente R\$ 247 milhões. As usinas encontram-se, como já dito, adimplentes e sem qualquer processo administrativo, judicial ou arbitral em andamento no que se refere ao PCS.

33. A controvérsia à mesa envolve a possibilidade e as alternativas de alteração amigável dos contratos, buscando sua execução com as reais necessidades do sistema, reduzindo o fornecimento, em

face do valor unitário do MWh relevantemente mais caro, mas ponderando os interesses das contratadas, que possuem contratos perfeitos e vigentes, com justas expectativas de retorno financeiro junto a investidores e contratos de compra de gás a honrar.

34. Como vislumbrado pelos pareceres jurídicos do MME e da Aneel, uma medida unilateral por parte do poder público, que frustre as expectativas do empreendedor, possui “*histórico de judicialização no setor elétrico revela que a concessão de liminares que produzem efeitos por períodos relevantes de vigência dos contratos e que não são facilmente revertidas é uma realidade*” (peça 2, p. 9).

35. Nesse cenário, o MME após Solicitação de Solução Consensual (SSC) formulada pelo Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, com fundamento no inciso I do art. 2º da Instrução Normativa-TCU 91/2022. Intenta-se, nestes autos específicos, a tentativa de buscar uma solução consensual que viabilize a alteração amigável dos contratos, com minimização de riscos de questionamento ou desfazimento do negócio jurídico pela Justiça ou pelos órgãos de controle, inclusive o TCU.

V.2 – Detalhamento da proposta de acordo

36. Em síntese, os termos do acordo proposto abrangem os seguintes aspectos:

a) a geração inflexível das Usinas será eliminada a partir de 1º/9/2023 até o fim da vigência dos contratos;

b) haverá o aumento do custo da parcela “RFdemais” respectiva à remuneração das usinas, em face dos custos fixos de disponibilidade da geradora – com pagamento ainda que a usina esteja parada –, de sorte a compensar os aumentos de custos do empreendedor associados: i) à rescisão do contrato de fornecimento de gás; ii) ao desfazimento das operações financeiras de proteção, frente a diferença de índices de correção contratual (IPCA) e a real flutuação esperada do gás no mercado internacional; e iii) custo do novo contrato de gás para atender as usinas em caso de acionamento fora da ordem de mérito;

c) em contraponto, não haverá fornecimento de energia (mais cara) pelas usinas, à exceção de despachos fora da ordem de mérito (GFOM), e, ainda assim, com valor relevantemente mais baixo que o contratado, no valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Ainda existe a possibilidade remota de essas usinas serem despachadas por ordem de mérito, caso a situação no fornecimento de energia se deteriore muito até o fim do contrato, situação em que, igualmente, se pagará o PLD; e

d) promoção de acerto financeiro com a Conta de Energia de Reserva (Coner) das variações dos valores mensais futuros do Preço de Liquidação de Diferenças em relação ao PLD vigente no valor de R\$ 69,04, no período que as usinas não estiverem despachadas.

37. Se levadas a cabo, segundo cálculos realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), essa eliminação de geração inflexível, na forma proposta, considerando uma eficácia do aditivo contratual a partir de 1º/9/2023, resulta em uma estimativa de redução dos custos totais da ordem de R\$ 424,9 milhões. O benefício líquido ao consumidor, contudo, é pouco inferior, no montante de R\$ 224,5 milhões, em face da redução de faturamento da contratada. O valor correspondente ao que deixaria de ser arrecadado pela Coner (proporcionalmente ao faturamento das usinas e aplicado na redução das tarifas) por não receber mais a energia que seria gerada no contrato original, enseja a necessidade de um abatimento dos benefícios no montante de R\$ 200 milhões.

38. Passo a detalhar cada ponto do acordo.

V.2.1. Eliminação da geração inflexível

39. Obviamente que, existindo um mecanismo nos contratos originais que preveem o

fornecimento de energia (mais cara) de forma ininterrupta – o que se chama, tecnicamente, de inflexibilidade operativa –, o abrandamento de tal critério é o principal mecanismo para se reduzir os custos totais de energia suprida.

40. Nessa linha, nos termos contratuais, a parcela de remuneração “em operação”, que prevê o faturamento da usina em face de seus gastos eminentemente com combustível (parcela chamada “RFcomb”) seria zerada, a não ser por necessidade de geração fora da ordem de mérito, em necessidade excepcional do sistema.

41. Por outro lado, seria mantida a remuneração dos custos fixos relativos à disponibilidade da potência no Sistema (chamada parcela “RFdemais”). Significa que os recursos continuariam disponíveis para despacho em eventual comando do ONS.

42. Em mais detalhes dos fundamentos financeiros do contrato, tais avenças são remuneradas por uma Receita Fixa Anual composta de duas parcelas: “RFcomb” e “RFdemais”. A primeira representa parcela vinculada ao custo do combustível da geração de energia inflexível, enquanto a segunda representa parcela de remuneração dos demais itens necessários para operação dos empreendimentos.

43. Veja-se a previsão de custos para cada parcela, no contrato original:

	Garantia Física (MWm)	Potência [MW]	Energia [TWh]	Receita fixa [RS milhão/ano]	RF _{demais} [RS milhões/ano]	RF _{comb} [RS milhões/ano]
Usinas BTG	142,6	148,5	4.525	2.194,6	1.271,3	923,4
TEVISA	36	37,5	1.126	545,1	315,2	229,9
POVOAÇÃO	72	75	2.285	1.110,7	644,4	466,4
LINHARES	34,6	36	1.114	538,8	311,7	227,1

Fonte: Resultado do PCS 01/2021 – CCEE.

V.2.2. Aumento do custo da parcela “RFdemais”

44. Essa praticamente eliminação da parcela “RFcomb” traz consequências contratuais para a contratada. O empreendedor, durante as negociações, destacou que possui custos associados aos contratos de fornecimento de gás e operações de proteção financeira que necessitariam ser equacionados para viabilizar a redução da obrigação de entrega.

45. Em face de tais encargos, propôs-se compensar esses custos com um aumento da remuneração respectiva à parcela fixa do contrato, o “RFdemais”.

46. Em mais detalhes desses encargos das usinas, como detalhado na instrução antecessora, de sorte a viabilizar o contínuo suprimento de gás, os empreendedores providenciaram um contrato com a fornecedora de combustível, com obrigação de um volume de compra até o final do CER. A rescisão de tal contrato importará em uma multa estimada em R\$ 420 milhões.

47. Pareado a isso, existe um **hedge** financeiro realizado para securitizar a variação do custo do gás que, igualmente, imporá custos às contratadas. Explique-se: nos contratos originais, o reajuste da parcela “RFcomb” é realizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA), ao passo que o Custo Variável Unitário (CVU) – que representa com mais exatidão os custos operacionais variáveis das usinas – é representado por uma cesta de preços da variação do preço de gás e petróleo em diferentes mercados.

48. Segundo o empreendedor, foi criada uma estrutura financeira para compatibilizar variação do IPCA e da cesta de preços relacionados ao gás. Nesse sentido foram negociados no mercado financeiro títulos de investimento para suportar os riscos decorrentes da variação de preços. Desse modo, o desfazimento dessas estruturas de proteção financeira (**hedge**), construídas para proteção do risco de variação dos preços de gás frente à atualização da parcela “RFcomb” pelo IPCA, ensejaria outra despesa que precisaria ser equacionada por meio de aumento da “RFdemais”.

49. Em verdade, em termos práticos, é perceptível que existe uma volatilidade muito maior no preço do gás (altamente dependente do mercado internacional) do que no IPCA, majoritariamente dependente do comportamento no varejo do país. Esses riscos de “descasamento” da remuneração dos respectivos encargos são captados na forma de riscos (ou custos).

50. Cada empreendedor se protege de maneira própria desses riscos e o BTG, particularmente, lançou mão de uma estrutura financeira, no mercado de capitais, para salvaguardar esses riscos. O desfazimento de tal estrutura também impõe custos.

51. A questão é que, segundo as usinas, a definição do custo de desfazimento do **hedge** é estratégica do empreendedor e não foi disponibilizada para os membros da comissão. Não obstante, nos termos do relatório da comissão de consenso, à peça 45, “*na busca de redução de custos para o consumidor, considerando a adimplência do empreendedor, com entrega da energia no prazo de carência contratual, com o equacionamento das multas e penalidades sem questionamentos judiciais, os representantes da comissão entenderam ser razoável a redistribuição de custos, originalmente cobertos pela parcela RFcomb, para a parcela RFdemais*”.

52. Examinarei a razoabilidade dessa rubrica mais a frente neste voto.

V.2.3. Remuneração da energia fornecida com base no PLD

53. Tendo em vista que houve um repasse de custos para a parcela “RFdemais”, já comentada, que originalmente se encontravam associados à parcela “RFcomb”, os representantes entenderam necessário o desenvolvimento de uma proteção do contrato para que, em caso de acionamento das usinas em função de despacho do ONS, a autocomposição celebrada, no sentido de eliminação da energia inflexível, não se tornasse mais onerosa do que a situação inicial.

54. Dito de outra forma, se a remuneração pela parcela fixa aumentou, em casos de real necessidade de energia – em face a novel baixa no nível dos reservatórios, por exemplo –, os contratos em discussão ficariam ainda mais caros.

55. Para evitar tal risco, em resumo, a comissão chegou a uma proposição de remunerar a energia pelo valor do PLD – muito mais baixo (R\$ 69,04).

56. A fixação do valor do MW produzido a níveis tão baixos, entretanto, poderia ensejar problemas às usinas, já que o ONS, em seus algoritmos para despacho, dá preferência a fontes menos onerosas, para “injetar” energia no sistema. A solução proposta pelos empreendedores foi, então, colocar na fila de despacho pela ordem do mérito seus preços como se fossem os do CVU, atualizados pela cesta de preços definida no contrato. Ou seja, para fins de “fila” no ONS, a probabilidade de fornecimento em face de despacho por ordem de mérito, ou fora dele (GFOM), continuará a mesma, mas o valor “real” da energia será o do PLD.

V.2.4. Acerto financeiro decorrente da variação do valor do PLD quando as usinas não estiverem despachadas

57. Finalmente, nesse acerto de pagamento por eventual energia gerada a custos do PLD, haveria um risco de abaixar a vantagem aos consumidores de R\$ 224,5 milhões então estimada. Sempre que o PLD aumentasse, tal redução das contas de luz poderia reduzir, ou até desaparecer.

58. Para evitar tal risco, as usinas propuseram um mecanismo de compensação, de modo a realizar um acerto financeiro com a Coner pelas variações do valor do PLD em relação ao valor de R\$ 69,04. Além disso, as Usinas informaram que farão negociações de energia no mercado aberto, de forma a cobrir uma hipotética redução ou eliminação do benefício ao consumidor.

59. Para melhor entendimento da proposta, veja-se que a Conta de Energia de Reserva (Coner) é responsável pela arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER) junto aos consumidores e o

pagamento aos geradores contratados nos leilões específicos realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Energia de Reserva é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Quando o preço de venda das usinas contratadas nessa modalidade é maior que o PLD, é necessário o recolhimento de encargo para custear essa geração. Mas, se o PLD fica acima do preço da energia de reserva, a operação gera superávit, que é acumulado e repassado aos consumidores (<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-energia-de-reserva-coner>).

60. É para custear essa diferença, em caso de o PLD ser superior aos R\$ 69,04, que as geradoras estão se comprometendo a, via acordo, compensar o Coner pelo montante que receberiam – mas não receberão – pelo fato de o valor do custo da energia estar “fixado”, podendo reduzir o benefício total calculado em R\$ 224,5 milhões.

61. Importante que se diga, como patente no relatório da comissão, “*tal operação não tem nada a ver com as operações no âmbito dos contratos em questão, ou seja, em nada altera as condições já negociadas nem implicam em qualquer tipo de risco para o consumidor. As Usinas estão assumindo o risco caso ocorra um aumento do valor do PLD*”.

V.2.5. Resumo do acordo e valor final das parcelas “RFcomb” e “RFdemais”

62. Dada a explanação **supra**, com a eliminação da parcela de “RFcomb”, a parcela de “RFdemais” sofrerá um aumento de 61%. Sob a ótica do consumidor, a eliminação da geração inflexível nesse período terá como resultado o fim da remuneração da parcela vinculada ao custo do combustível da geração de energia inflexível (“RFcomb”), com redução de R\$ 224,5 milhões nas contas de luz.

63. Além da eliminação do nível da geração inflexível dos empreendimentos, a comissão também acordou que as usinas, no caso de serem despachadas fora da ordem de mérito, serão remuneradas pelo PLD, em vez do Custo Variável Unitário.

64. Adicionalmente, no período em que não estiverem despachadas, as usinas propuseram uma alteração na fórmula contratual para realizar um acerto financeiro com a Coner, em função das variações mensais futuras do valor do PLD em relação ao valor de R\$ 69,04. Dessa forma, os empreendedores assumem o risco do PLD, inclusive no caso de esse não se manter no patamar mínimo considerado nas estimativas.

65. Em termos comparativos, **vide** a tabela abaixo, extraída a partir do relatório da comissão de consenso:

		Linhares		Tevisa		Povoação		Total	
Parâmetros	Unidade	CER	Proposta	CER	Proposta	CER	Proposta	CER	Proposta
RF Demais	RS / ano	311.723.934,10	500.316.934,23	315.225.383,63	505.936.740,73	644.401.788,80	1.034.264.871,02	1.271.351.106,53	2.040.518.525,98
RF Comb	RS / ano	227.123.838,15	0,00	229.885.050,24	0,00	466.388.244,77	0,00	923.397.133,16	0,00
RF0	RS / ano	538.847.772,25	500.316.914,23	545.110.433,87	505.936.740,73	1.110.790.033,57	1.034.264.871,02	2.194.748.239,69	2.040.518.525,98

*Valores referidos à data-base do contrato.

66. Vê-se, no quadro **supra**, uma redução de faturamento anual de R\$ 154 milhões, aproximados, a partir de setembro/2023. Levando em conta contratos com vigência até dezembro/2025, dada a redução de arrecadação com o Coner (e outras rubricas no cálculo), o benefício total aos consumidores foi calculado e R\$ 224,5 milhões.

67. Chama atenção, contudo, o aumento anual de R\$ 769 milhões (a valores iniciais do contrato) na parcela de remuneração fixa “RFdemais”; ou R\$ 64 milhões mensais. Nos 28 meses de contrato ainda restantes, seriam quase R\$ 1,79 bilhão de aumento. Desse acréscimo, R\$ 420 milhões provieram sob a justificativa da rescisão do contrato de fornecimento de gás com a fornecedora.

68. Sobrariam, então, R\$ 1,37 bilhão, que, apesar de não detalhado pelas usinas, restaria justificado dos custos da estrutura financeira montada pelos empreendedores, em um **hedge**, para contrapor aos riscos de variação do preço do gás, em face da correção pelo IPCA; e outras despesas eventualmente não clarificadas.

V.2.6. Necessidade de maior detalhamento da parcela de aumento relativa à “RFdemais”

69. Em face da necessidade de maior transparência desse R\$ 1,37 bilhão, determinei à SecexConsenso que demandasse do empreender um maior detalhamento da rubrica. Tal providência foi promovida à peça 55, no que ordenei novel exame sobre a justeza dos valores apresentados (peça 56). A avaliação da unidade técnica encontra-se às peças 62 a 65, em peças sigilosas, as quais comentarei no limite necessário a não devassar as informações empresariais estratégicas das pleiteantes ao acordo.

70. Em valores atualizados (corrigidos pelo IPCA), o R\$ 1,79 bilhão de aumento da parcela “RFdemais” representa um valor atual de R\$ 2,13 bilhões, assim distribuídos (peça 64, item 46):

Tabela 1: Rubricas que justificam o aumento da RFdemais

Rubrica	Valores (em milhões)
Multa ao Fornecedor de gás	R\$ 423,97
Novo contrato de gás (por disponibilidade)	Valor sigiloso
Margem na geração	Valor sigiloso
Custo efeito Coner	R\$ 40,01
Proteção financeira do despacho	R\$ 35,62
Estruturas financeiras	Valor sigiloso
Total	R\$ 2.131,98

71. No que se refere à fidedignidade da primeira parcela (multa ao fornecedor de gás), como explicado na instrução à peça 64, dada a eliminação da energia inflexível, é necessária a rescisão do contrato de gás ora vigente entre as usinas e o fornecedor de combustível. A fórmula de cálculo desse valor consta do memorial à peça 9, considerando a cotação do dólar e o preço da molécula. A indenização é da ordem de 20% do montante remanescente do contrato, acrescido dos tributos Pis/Cofins. De fundamental, levando em conta que o instrumento de rescisão contratual com o fornecedor de gás deve ser depositado junto à Aneel, os R\$ 423,97 milhões aludidos são perfeitamente rastreáveis.

72. Sobre o valor do novo contrato de gás (sigiloso), a justificativa do seu custo encontra-se à peça 63. Nada obstante, igualmente à rescisão do contrato de fornecimento de gás (antigo), o novel instrumento contratual deve ser apresentado à Aneel, assim que subscrito, por exigência contratual e regulatória. Logo, tal justificativa de valor proposto se encontra, também, devidamente respaldada. Segundo a unidade técnica, nessa linha, *“as usinas não podem ficar disponíveis no SIN sem ter um contrato de gás e por tal razão o novo contrato de gás e infraestrutura implica em um custo bastante elevado, sendo que tal avença também será depositada na Aneel”*.

73. Por seu turno, a fração concernente ao efeito Coner (R\$ 40,01 milhões) diz respeito à diferença que a contratada deve complementar à Coner sempre que o PLD estiver abaixo de R\$ 69,04, em caso de despacho fora da ordem de mérito, para manter o benefício aos consumidores nos R\$ 224,5 milhões calculados. A proteção financeira do despacho (R\$ 35,62 milhões), em efeito inverso, é o volume financeiro correspondente à eventual perda de receita que a geradora pode ter quando o PLD estiver superior a R\$ 69,04, quando a empresa estiver sendo remunerada por esse valor mais baixo fixado.

74. De importante, no que se refere ao embasamento dessas últimas rubricas, de acordo com a

SecexConsenso, “as informações referentes ao efeito Coner, multa e novo contrato de gás (itens a, b e c) serão tornadas públicas uma vez registradas na Aneel, após retificação dos contratos e assinatura do Termo de autocomposição. No entanto as informações referentes a hedges financeiros e estruturas/operações financeiras contratadas pela empresa são abarcadas por sigilo empresarial e não se tornarão públicas, uma vez que se trata de estratégia para fazer frente aos custos e riscos do negócio”.

75. No caso das “margens de geração” e das “estruturas financeiras”, embora possuam números sigilosos sugeridos às peças 55 e 63, o relatório instrutivo à peça 64 empreendeu análises capazes de conferir certo juízo de verossimilhança à ordem de grandeza dos números apresentados.

76. Sobre as margens de geração, trata-se, segundo as usinas, de “um pressuposto de sustentabilidade e viabilidade possível em qualquer projeto de geração, responsável por uma receita destinada à cobertura dos mais variados custos da geradora, ordinários e previsíveis e/ou extraordinários e imprevisíveis, não se confundindo com o lucro do projeto” (grifou-se).

77. Como já havia mencionado no voto condutor do Acórdão 2.699/2022-Plenário:

“4. O certame [o PCS 01/2022] foi realizado sob condições excepcionais. Considerando os riscos de a escassez hídrica perdurar para além de 2021, fazia-se necessário aumentar, em curto espaço de tempo, a potência instalada disponível no sistema, apta a fazer frente a períodos críticos de demanda. Nesse cenário, uma série de flexibilizações foram feitas no procedimento competitivo a fim de conferir-lhe maior celeridade, como: ausência de consulta pública, transferência aos empreendedores do risco de encontrar os pontos adequados para a conexão na rede, comprovação de combustível apenas após a realização do certame, entre outras.

5. Tais flexibilizações, pareadas com a celeridade exigida para a implantação das usinas, ensejaram um real aumento no nível de risco dos empreendimentos. A “dispensa” de algumas fases e estudos – como os ambientais – incrementou, por exemplo, a chance de entrada em operação posterior à data exigida (maio/2022) e, fato é, que tais incertezas invariavelmente são quantificadas pelo mercado na forma de “custo”. Na prática, eleva-se a potência disponível, em curto espaço de tempo; mas com contratação de energia mais cara, a onerar todo o mercado regulado.”

78. Houve, assim, já naquele julgado – e anteriormente a essas oportunidades de acordo – um reconhecimento de que, em face à celeridade e as diversas incertezas embutidas na contratação, tais riscos foram, invariavelmente, monetizados pelos empreendedores como custo.

79. Tal fato foi reconhecido em memorial apresentado pelas contratadas da seguinte forma: “A margem na geração é um pressuposto de sustentabilidade e viabilidade possível em qualquer projeto de geração, responsável por uma receita destinada à cobertura dos mais variados custos da geradora, ordinários e previsíveis e/ou extraordinários e imprevisíveis, não se confundindo com o lucro do projeto” (grifou-se).

80. Nessas margens, embutiu-se a cobertura para despesas imprevisíveis, ou previsíveis, mas não objetivamente mensuráveis por ocasião da assinatura dos contratos, como: a potencial entrada em operação em atraso; os custos extras decorrentes da construção acelerada das obras (como a necessidade de transporte de equipamentos por via aérea e a execução de obras em regime 24/7); os riscos ambientais; as imponderabilidades da pandemia; os pagamentos extraordinários de prêmios; a ausência de redundância das usinas do empreendedor frente a paradas técnicas ordinárias e extraordinárias; e outras incertezas provenientes das peculiaridades do PCS.

81. Para as contratadas, “o empreendedor somente conseguiu cobrir as despesas e manter a saúde financeira do empreendimento em razão dessa margem de geração”. Algumas dessas ameaças,

aliás, se confirmaram, com o pagamento de multas por atraso superiores a R\$ 200 milhões, à greve de caminhoneiros no Porto de Vitória, à Guerra da Ucrânia etc.

82. Na avaliação da unidade técnica, confirmou-se a percepção geral das licitantes, no PCS 01/2021, por um alto risco de geração, posto que a maior parte das usinas contratadas no leilão apresentado apresentaram propostas com o limite de R\$ 750/MWh relativo ao Custo Variável Unitário (CVU), o teto admitido no leilão, consubstanciando a existência de alocação uniforme de uma maior margem (lucro + riscos) decorrente dessa contratação extraordinária simplificada (peça 64, item 55).

83. Em comparação com o mercado regulado, o nível de risco que uma usina cotista possui é próximo de zero, já que o risco hidrológico foi repassado ao consumidor. Levando em conta que a contratação em questão foi realizada em cenário de elevadas incertezas, como as suscitadas, a margem declarada (a ser reproduzida no novo cálculo de “RFdemais”) se mostraria compatível com a natureza do negócio escrutinado.

84. Em análise adicional, ao adentrar no leilão, as usinas projetaram uma margem almejada – calibrada de acordo com lucros e respectivos riscos do empreendimento. No caso do BTG, consta que se criou um fundo de investimento para alavancar o negócio, com necessidade de retornos financeiros aos cotistas proporcionais ao montante investido.

85. É lícito considerar que, qualquer que seja o acordo, o retorno (em reais) sobre o capital investido desses cotistas não diminua, sob pena da frustração – até contratual – desses investidores. Se houve uma projeção de “lucros + incertezas” na modelagem inicial de negócio, é razoável considerar que tal margem seja mantida na modelagem proveniente da proposta de acordo, sob pena de o “consenso” ora perquirido materializar um prejuízo aos investidores.

86. Então, se existia uma expectativa de ganhos sobre a parcela “RFcomb”, que agora será eliminada, essa “margem” deve ser salvaguardada e, então, repassada para a fração “RFdemais”, sob ameaça de redução da rentabilidade do negócio “prometida” aos diversos cotistas do fundo de investimento. É um tanto óbvio que não seja vantajoso para o empreendedor adentrar em um acordo que reduza, relevantemente, a sua posição – com relação, inclusive, a seus investidores – anteriormente ao acordo.

87. Em último ponto, no que se refere à parcela relativa aos custos de desfazimento do **hedge** criado em face do potencial descasamento, no decorrer do contrato, do real valor do combustível e o contratualmente previsto (atualizado pelo IPCA), o relatório à peça 64 melhor detalhou que *“em relação às estruturas financeiras nacionais e internacionais que contrataram produtos do mercado financeiro para dar proteção à contratação e que viabilizaram o empreendimento, tais estruturas seriam mantidas no curso da geração de energia, sendo o seu custo coberto pela RFcomb (p. 6-7). As estruturas permitem equalizar as diferenças existentes com as correções por meio do IPCA e com a cotação do dólar americano. Os custos estimados com essa estrutura, que envolve spreads e traders, carregamento tributário, variam conforme o tamanho da estrutura e dos valores envolvidos ao longo de vários meses. Esses custos constam do memorial e do Anexo sigiloso (peça 63)”* (grifou-se).

88. Segundo o empreendedor, para conferir dimensão da relevância e complexidade dessas operações, se o governo não tivesse contratado o combustível em IPCA, o consumidor teria pago até a presente data um valor adicional da ordem de R\$ 1,2 bilhão nos contratos firmados com as Companhias. Na realidade, “[...] *essas estruturas financeiras neutralizaram este efeito/impacto sobre a saúde econômica das Companhias, sem as quais, em face dos eventos fortuitos ocorridos – guerra na Ucrânia e crise em Xangai, por ex. –, pode-se garantir que as usinas claudicariam no cumprimento dos seus contratos*”.

89. Consta da explanação oferecida pelas usinas que, “[...] *de maneira bastante simplificada e com o mero propósito de facilitar a visualização de maneira mais concreta do que consiste o complexo conjunto de operações financeiras realizadas, pode-se dizer, de forma alegórica, que ele*

consiste na contratação “virtual” de gás, com liquidações periódicas e ao longo de todo o período do contrato PCS, na busca de emular em termos financeiros a compra do gás físico - para que a operação de geração de energia elétrica fique protegida das variações decorrentes do contrato com o Fornecedor de gás”. Concluiu-se que “[...] guardadas as devidas especificidades de cada uma das formas de aquisição do gás (físico e virtual), o desfazimento de qualquer uma das operações gera “multa” e custos associados, a exemplo do que ocorre com a multa incidente pelo desfazimento do contrato de gás físico com o Fornecedor de gás”.

90. Em sua análise, a unidade técnica situou que “são de difícil verificação os valores apresentados pela empresa quanto ao [respectivo] desfazimento” de operações realizadas “entre as usinas, consórcios de bancos e agentes financeiros diversos, nacionais e internacionais que contrataram produtos de mercado financeiro, pois essas operações possuem características próprias, de extrema volatilidade” (grifou-se).

91. Tais “custos” envolvem contratos com bancos internacionais, taxas oriundas de negociações financeiras e **spread, traders** e carregamento tributário, cuja abertura e respectivo detalhamento envolvem não somente o desnudamento das estratégias negociais do empreendedor, mas também o **desclosure** de quem seriam os respectivos parceiros, em quebra de sigilo financeiro e negocial de terceiros investidores.

92. Logo, não seria possível aferir precisamente tal montante, mas se registrou tratar-se de operações e estruturas usuais no mercado para captação e realização de investimentos. Como ordem de grandeza dos riscos envolvidos nesses **hedges**, repetiu-se que “se o governo não tivesse contratado o combustível em IPCA, o consumidor teria pago até a presente data um valor adicional da ordem de R\$ 1,2 bilhão [...] nos contratos firmados com as Companhias”.

93. Tal valor foi detalhado pela equipe da SecexConsenso, à peça 64, item 49, chegando ao “custo” de R\$ 1,2 bilhão, no período alvitado, desse “descasamento” entre o IPCA e os custos reais de geração ao longo do contrato. Os cálculos realizados, conforme informações repassadas pelas empresas, foram os seguintes:

Descrição	VIANA	LINHARES	POVOAÇÃO	TOTAL
(+) Recebimento – RFcomb Inflex	R\$ 244.513.348,00	R\$ 234.933.929,00	R\$ 480.169.976,00	R\$ 959.617.252,00
(-) Pagamento fornecedor de gás	(R\$ 540.783.205,00)	(R\$ 506.729.447,00)	(R\$ 1.014.989.927,00)	(R\$ 2.062.502.579,00)
(-) Pagamentos Infraestrutura	(R\$ 10.633.326,00)	(R\$ 7.605.482,00)	(R\$ 1.669.965)	(R\$ 33.680.944,00)
(-) Pagamentos FEF	(R\$ 589.557,00)	(R\$ 859.106,00)	(R\$ 1.669.965,00)	(R\$ 3.118.628,00)
TOTAL	(R\$ 307.492.741,00)	(R\$ 280.260.105,00)	(R\$ 551.932.053)	(R\$ 1.139.684.899,00)

94. Ao fim, levando em conta a anuência do MME, da ANEEL, da Conjur/MME e da própria AGU (Consultoria-Geral da União) aos valores acordados, a unidade técnica não vê óbices para a prolação do acordo. Afirmou-se que “as memórias de cálculo são importantes para demonstrar e sustentar os argumentos apresentados pelas usinas. Os pareceres do MPTCU, do MME (CONJUR e área técnica), da CGU vinculada à AGU e o memorial apresentado pelas usinas são manifestações convergentes e uníssonas no sentido da viabilidade econômico-financeira do acordo, da segurança jurídica, e do alcance do interesse público”.

V.3 – Procedimentos necessários à elaboração da minuta de acordo

95. O assunto levado à apreciação deste Plenário não é a primeira solução de consenso balizada pela IN 91/2022, julgada por este Tribunal. Em sessão de 7/6/2023, esta Corte aprovou acordo

provindo do mesmo PCS 01/2021, daquela vez com as usinas da Karpowership Brasil Energia Ltda. (KPS), mediante o Acórdão 1.130/2023-Plenário.

96. Tal qual aquele julgado, historio o rito processual então percorrido para que o processo chegue a esta fase de julgamento.

97. Em 28/3/2023, o MME endereçou ao Presidente desta Corte, nos termos dos art. 2º da IN 91/2022 – que define as competências para o endereçamento das SSC – requerimento para solução consensual dos contratos advindos do PCS 01/2021. A solicitação veio acompanhada dos elementos especificados no art. 3º do normativo, envolvendo: a indicação do objeto de solução consensual; pareceres técnicos e jurídicos sobre a controvérsia, e respectivas dificuldades na construção de soluções; a delimitação dos particulares e outros órgãos públicos envolvidos na disputa; o apontamento de processos no TCU que envolvem a contenda; e a manifestação de interesse na solução consensual propriamente dita.

98. Isso considerado, a Secretaria de Controle Externo de Solução Consensual e Prevenção de Conflitos (SecexConsenso) autuou os presentes autos e produziu relatório para a avaliação da Presidência, para que esta decidisse, para fins de conhecimento, sobre os pressupostos para a abertura de processo de SSC (arts. 4º e 5º da IN 91/2022). Tais providências foram empreendidas às peças 6 a 8.

99. Com base no art. 6º, §1º da IN 91/2022, o eminente Presidente Ministro Bruno Dantas entendeu admissível o pedido (peça 9) e encaminhou os autos para o meu gabinete, por ser relator dos processos conexos em andamento (TC 031.368/2022-0), para ratificação, do juízo de conhecimento então feito pela Presidência, o que fiz constar de despacho à peça 12.

100. Ainda à peça 12 determinei o sobrestamento do TC 031.368/2022-0, conexo ao objeto de solução consensual, tal qual assevera o art. 6º, §2º da IN 91/2022, relativo ao monitoramento do Acórdão 2.699/2022-Plenário, aqui já mencionado.

101. Os autos então retornaram para a Secretaria-Geral de Controle Externo (Segecex) para, ouvida a SecexConsenso, designar os membros da Comissão de Solução Consensual (CSC), o que foi feito mediante a Portaria-Segecex nº 18, de 24 de maio de 2023 (peça 32, vide art. 7º da IN 91/2022). Constituem a comissão cinco membros, sendo: um da SecexConsenso, um da então SecexEnergia, um da Aneel, um do MME e um representante das usinas Linhares, Povoação e Viana.

102. Encaminhado o relatório preliminar daquela comissão à Aneel, salvo algumas alterações na minuta de termo aditivo aos contratos de concessão anexas ao Termo de Autocomposição, não houve ressalvas (peça 43).

103. A Aneel ratificou os termos do acordo à peça 48. O MME, à peça 49, anuiu ao seu conteúdo.

104. A proposta de acordo foi encaminhada ao MP/TCU, que se manifestou à peça 55, aquiescendo aos termos do relatório da CSC.

105. Caso homologado por este Plenário, as condições pleiteadas, a formalização da solução será realizada por meio de termo a ser firmado pelo Presidente do TCU e pelos respectivos dirigentes máximos do MME, da Aneel e representante da KPS, em até trinta dias contados desta sessão (arts. 10 a 12 da IN 91/2022).

V.4 – Mérito do acordo

106. Avalio que a participação desta Corte no acordo, subscrevendo o “Termo de Autocomposição”, é, na realidade, um ato homologatório. Levado o negócio jurídico ao exame da Corte de Contas – subscrito por jurisdicionados que têm sobre si o dever de prestar contas, nos termos do art. 70, parágrafo único, da Constituição Federal –, delibera-se em um juízo de juridicidade amplo.

Tanto se ratifica a legalidade do objeto da negociação, quanto da sua motivação, em termos de conveniência e oportunidade, direcionada ao atendimento do interesse público primário.

107. Trata-se, em verdade, de um controle concomitante excepcionalíssimo, **pari passu**, com o ato controlado, necessário para conferir a estabilidade da emanção de vontades, em direito material. A participação do TCU nesses atos, assim, seria uma posição de “interveniente anuente”, porque não participa propriamente da transação, pois a eficácia do acordo não depende exatamente da participação do Tribunal. Existe, porém, um interesse direto da Corte como controladora e, apesar de não participar da formação de vontades propriamente dita, delibera amplificando exponencialmente a segurança jurídica do negócio, catalisando o apaziguamento da relação entre as partes.

108. Sem tal alicerce, é provável que não se chegasse a um consenso ou que o tempo necessário para vencer os litígios na burocracia típica estatal atrasasse em demasiado – ou impedisse – a ultimação dos interesses coletivos.

109. A análise de legalidade e motivação impetrada também conforma o disposto no art. 24 do Decreto-Lei 4.657/1942 (LINDB), na medida em que, ao menos no que se refere à esfera controladora, materializa, ao tempo da decisão e de acordo com as nuances do caso concreto, as orientações gerais da época, servindo de marco para eventual análise posterior de validade de ato, contrato, ajuste, processo ou norma administrativa cuja produção já se houver completado.

110. Tal qual manifestei à época da prolação do Acórdão 1.130/2023-Plenário, justamente por esse motivo é que entendo legítima a disposição das cláusulas 6.1 e 6.2 do Termo de Autocomposição (Anexo I, fl. 18, do relatório à peça 45):

“6.1 Os agentes públicos envolvidos no processo negocial deste TERMO, tanto na Comissão de Solução Consensual, como na estrutura decisória de governança dos SIGNATÁRIOS, não estarão sujeitos à responsabilização em processos de controle externo perante o TCU pelas decisões tomadas nos procedimentos negociais, salvo em casos de fraude ou dolo;

6.4 Os processos de controle externo em tramitação no TCU cujo objeto em apuração esteja sendo tratado neste TERMO, e objetivamente consensuado entre os SIGNATÁRIOS, serão arquivados por perda de objeto, nos termos do art. 168, inciso III do Regimento Interno do TCU, salvo em casos de fraude ou dolo.” (grifou-se)

111. Sobre a Cláusula 6.1, além do paralelismo com o termo de cooperação técnica pactuado por esta Corte com a CGU, AGU, MJ e STF, para a feitura dos acordos de leniência previstos na Lei Anticorrupção, o texto conforma, no meu entender, o previsto no art. 24 da LINDB, que mencionei.

112. Quanto à Cláusula 6.4, no caso concreto, o seu efeito se dará no âmbito do TC 031.368/2022-0, monitoramento instaurado em face do Acórdão 2.699/2022-Plenário. Tal decisão se voltou, justamente, à determinação para que o MME avaliasse, em juízo de vantagens e desvantagens, a manutenção ou não dos contratos de outorga, não obstante os altos custos da energia gerada. Podia ser que uma rescisão contratual, não obstante a multa contratual, pudesse ser mais vantajosa que bancar o preço da energia gerada.

113. Nesses contornos, de sorte a ratificar negócio jurídico que objetiva abrandar em quase R\$ 225 milhões as contas de luz para todos os consumidores do país, urge avaliar, para tal “homologação”, a legalidade e a motivação do acordo.

114. No que se refere à legalidade, eminentemente quanto à possibilidade de revisão do contrato para modificar a forma do fornecimento de energia, tenho-a por vencida. Avalio que não há impeditivo, na teoria geral dos contratos, da revisão dos termos então pactuados, por acordo, entre as partes.

115. Entendo, aliás, que o acordo proposto pode ser considerado um aditivo contratual qualitativo, acompanhado de uma modificação quantitativa supressiva. Reduziu-se a quantidade de

energia gerada, mas se alterou a substância da remuneração pela parcela fixa de disponibilidade, em uma “indenização” por custos associados ao desfazimento da estrutura de fornecimento de gás, tal qual a contratação original.

116. Apesar de tal formulação não depender da composição do TCU – com aditivo formulado diretamente pelas partes –, de fato, em face da envergadura da alteração, poder-se-ia questionar se o âmago da licitação, em termos do princípio da maior vantagem, não teria sido violado.

117. Mas tanto o motivo que levou à contratação de energia de reserva foi excepcional – e inexistente interesse, por ora, de empreender leilão semelhante – quanto honrar os contratos então feitos, nos moldes concebidos, far-se-ia por demais custoso. Ao contrário, como consta do racional decisório no voto condutor do Acórdão 2.699/2022-Plenário, a inércia do poder público frente a um quadro antieconômico é que poderia questionar responsabilizações.

118. Nessa linha, a Conjur/MME assim se manifestou (peça 58):

“20. Em que pese o presente caso não haver situação contenciosa, a Administração tem o dever de autotutela em buscar uma solução que melhor atenda ao interesse público. Nesse sentido, a análise da vantajosidade do acordo é imprescindível para a presente solução consensual.

[...]

22. Em relação à segurança energética, a Secretaria Nacional de Energia Elétrica informa que a presente proposta minimizará a probabilidade de ocorrência de excedentes energéticos não controláveis, bem como garantirá a disponibilidade de potência contratada ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

23. Observa-se, portanto, que o presente acordo está de acordo com as diretrizes do Acórdão nº 2699/2022 – TCU, garantindo a redução dos custos aos consumidores e ao mesmo tempo a segurança do fornecimento de eletricidade.” (grifou-se)

119. Segundo a AGU, em seu parecer 00015/2023/DEAEX/CGU/AGU (peça 59), em parecer respaldado pelo Consultor-Geral da União (peça 60), autorizando a realização do acordo, a legalidade do feito estaria respaldada, por similaridade, à disciplina aplicável aos termos de ajustamento de conduta, conforme os requisitos estabelecidos nos incisos do art. 4º-A da Lei 9.469/1997 (incluído pela Lei 12.249/2010).

120. Segundo a dita Lei 9.469/1997:

“Art. 1º O Advogado-Geral da União, diretamente ou mediante delegação, e os dirigentes máximos das empresas públicas federais, em conjunto com o dirigente estatutário da área afeta ao assunto, poderão autorizar a realização de acordos ou transações para prevenir ou terminar litígios, inclusive os judiciais.

[...]

Art. 4º-A. O termo de ajustamento de conduta, para prevenir ou terminar litígios, nas hipóteses que envolvam interesse público da União, suas autarquias e fundações, firmado pela Advocacia-Geral da União, deverá conter: (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

I - a descrição das obrigações assumidas; (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

II - o prazo e o modo para o cumprimento das obrigações; (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

III - a forma de fiscalização da sua observância; (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

IV - os fundamentos de fato e de direito; e (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

V - a previsão de multa ou de sanção administrativa, no caso de seu descumprimento. (Incluído pela Lei nº 12.249, de 2010)

Parágrafo único. A Advocacia-Geral da União poderá solicitar aos órgãos e entidades públicas federais manifestação sobre a viabilidade técnica, operacional e financeira das obrigações a serem assumidas em termo de ajustamento de conduta, cabendo ao Advogado-Geral da União a decisão final quanto à sua celebração”.

121. Dadas as manifestações **supra**, a ratificação do acordo por esta Corte, desde já, tanto respalda os atores do processo, em termos de segurança jurídica, quanto agiliza a eficácia do acordo, em benefícios palpáveis à sociedade. A cada mês de mora, as tarifas de energia são oneradas em R\$ 8 milhões (R\$ 225 milhões de benefício/28 meses de contrato).

122. No que se refere ao juízo de conveniência e oportunidade, em termos de motivação, há clara e relevante redução tarifária, com ganhos à coletividade um tanto óbvios.

V.4.1 – Baixa transparência dos custos relativos à “margem de geração” e ao desfazimento das “operações financeiras” para proteção quanto à volatilidade do valor do gás.

123. Deixo para o fim minha análise sobre a baixa transparência e rastreabilidade na formação dos custos relativos à manutenção da “margem de geração” em face da eliminação da parcela “RFcomb” e ao demonstrativo dos custos de desfazimento das “estruturas financeiras” para proteção contra a volatilidade na aquisição do combustível.

124. Entendo que os demais componentes da nova “RFdemais” encontrem-se razoavelmente justificados.

125. Sobre a chamada “margem de geração”, como já concluí neste voto, embora inexistam um memorial apto a consubstanciar a exata taxa interna de retorno almejada na contratação original, entendi se restar razoavelmente demonstrada “*a percepção geral das licitantes, no PCS 01/2021, por um alto risco de geração, posto que a maior parte das usinas contratadas no leilão apresentaram propostas com o limite de R\$ 750 MWh relativo ao Custo Variável Unitário (CVU), o teto admitido no leilão*”.

126. As poucas exceções ficariam por conta dos contratos com a KPS (Karpowership Brasil Energia Ltda.), que ofereceu os menores valores de CVU no leilão. Para as usinas Karkey 013 e 019, a empresa apresentou R\$ 527,52 /MWh (com potências de 255 a 115 MW, respectivamente). No caso das usinas PORSUD I e PORSUD II, os valores foram de R\$ 632,43/MWh e R\$ 634,94/MWh, para potências de 115MW e 75MW (https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-630/Informe%20Vencedores%20PCS%202021_vfinal.pdf).

127. Em especulação sobre os valores mais baixos apresentados pela KPS, espera-se que os riscos de geração da empresa sejam reduzidos em relação às demais, especialmente porque o conglomerado é fornecedor de gás, mitigando o efeito das respectivas flutuações e contratos com fornecedores, visto que o combustível é o item com maior peso no contrato, da ordem de R\$ 2,1 bilhões.

128. Desse reconhecimento – e na tentativa de parametrizar o valor justo do risco alocado pelo BTG –, é aceitável adotar, como parâmetro contrafactual, o preço das usinas da KPS como o valor “de mercado” em situação de baixo risco, no que se faz adequado utilizar o CVU das menores usinas da KPS (PORSUD I e II) como baliza – considerando que, teoricamente, o custo marginal é decrescente à medida que se fornece mais energia¹. Nessa linha, o valor de referência contrafactual da “CVU de

¹ Custo marginal decrescente – Em conceito econômico, o custo da próxima unidade produzida tende a decrescer, com o aumento da produção.

baixo risco” seria de R\$ 633,68/MWh (média das CVU das duas usinas).

129. Se, conservadoramente, se atribuir o percentual de 5% a um risco baixo, o valor do MWh livre de risco poderia ser estimado em R\$ 602,00/MWh (R\$ 633,68/MWh – 5%).

130. Logo, a diferença dos R\$ 750,00/MWh da CVU das usinas pleiteantes ao acordo (preço com risco BTG), debitado dos R\$ 602,00/MWh da “CVU livre de risco”, seria de R\$ 148,00 R\$/MWh, que pode ser considerado o “prêmio de risco das pleiteantes ao acordo”.

131. Esses R\$ 148,00/MWh, multiplicados pelas potências somadas das usinas BTG (148,5 MWh) e, ainda, pelo número de horas inflexíveis que se teria até o final do contrato (por volta de 20.148h, em 2,3 anos), perfazem um total de R\$ 442,8 milhões de “margem” – sem ainda computar o a atualização pelo IPCA.

132. Tal valor – que é o cálculo possível de ser realizado sem devassar o sigilo empresarial – se encontra em patamares na ordem de grandeza alvitada nos memoriais sigilosos apresentados pelas contratadas, no que não vejo óbices para o prosseguimento das negociações nessas condições.

133. No que se refere à operação de proteção financeira das usinas, em face da real variação do custo do gás, em contraponto ao reajuste contratual pautado pelo IPCA, relatei que, “*em termos práticos, é perceptível que existe uma volatilidade muito maior no preço do gás (altamente dependente do mercado internacional) do que no IPCA, majoritariamente dependente do comportamento no varejo do país. Esses riscos de “descasamento” da remuneração dos respectivos encargos são captados na forma de riscos (ou custos)*”.

134. Anteriormente, neste voto, apresentei a seguinte análise:

*“Tais ‘custos’ envolvem contratos com bancos internacionais, taxas oriundas de negociações financeiras e **spread, traders** e carregamento tributário, cuja abertura e respectivo detalhamento envolvem não somente o desnudamento das estratégias negociais do empreendedor, mas também o **desclosure** de quem seriam os respectivos parceiros, em quebra de sigilo financeiro e negocial de terceiros investidores”* (grifou-se)

135. Logo, pelo raciocínio esposado, esses “custos declarados” (de forma sigilosa à peça 55), mas não objetivamente detalhados, remeteriam a um sigilo empresarial do empreendedor. Na realidade, o “segredo” se refere à própria natureza do negócio do Grupo BTG, na forma como pratica as suas estratégias, transações e movimentações financeiras.

136. Vejo, nesse sentido, um óbice de difícil ou impossível avanço. O detalhamento meticuloso dessas operações financeiras envolverá a enumeração dos diversos contratos com agentes financeiros, podendo, ainda que indiretamente, expor posições negociais tanto do BTG quanto dos respectivos parceiros de negócios. Se levado ao extremo, a perfeita delimitação desses custos envolveria a juntada de cópia dos diversos papéis transacionados, o que parece tanto impraticável (à luz da anuência de outros parceiros de negócio) como desproporcional.

137. Tendo o raciocínio como premissa, a ausência do reconhecimento do caráter competitivo-empresarial da operação seria um óbice intransponível ao acordo, ainda que se trate de operação desse vulto. Veja-se que as usinas estão adimplentes e a não realização da negociação levaria, senão, à manutenção da vantagem já manifestada pelo empreendedor, afóra a mensagem (e o risco moral associado) da impossibilidade de se negociar com adimplentes que não desejem desvendar a sua estratégia de investimento.

138. Os contratos, então, continuariam a ser executados tais como estão, mais caros, e os cidadãos continuariam a arcar com essa diferença, em raciocínio lógico-jurídico avesso ao interesse público.

139. Identifico, por essencial, que inexistente, no presente caso, um pleno equilíbrio de poderes

negociais, tampouco há simetria de informações. E essas são condições de contorno do presente feito. A admissão de tal circunstância é requisito para a negociação de alguma vantagem para a sociedade. O pior dos cenários, neste caso, seria a manutenção do contrato tal como está, porque a empresa já tem direito a manutenção de tais condições.

140. Ajuízo que a transparência da operação, necessária por envolver o **múnus público** no acordo – permeado pelos princípios constitucionais correlatos, inclusive o da publicidade –, foi devidamente estressada, com a exigência de um maior detalhamento nos novos valores contratuais, devidamente providenciada, na fronteira dos interesses e possibilidades das contratadas.

141. Relevo, ainda, que o valor do aumento da parcela “RFdemais” é superlativa, porque superlativos são os valores contratuais. Relembro que, em plena guerra da Ucrânia, o preço-pico do valor do gás alcançou dez vezes o valor atual, o que, se anualmente mantido, considerando uma parcela “RFcomb” de R\$ 1 bilhão (a valores iniciais do contrato), poderia onerar em mais de R\$ 9 bilhões/ano as avenças.

142. Vê-se, assim, que o risco é alto, como alta se espera que seja a cobertura de **hedge** para mantê-lo. Igualmente, não seria de todo descabido, em um ambiente negocial, que as empresas alocassem parte dos ganhos que teriam em face da alteração pleiteada pela administração. Parece-me, pois, se estar de um legítimo “ganha-ganha”, no que me coloco inteiramente de acordo com o termo de acordo pleiteado.

143. Sublinho, por ineditismo, que, neste caso concreto, os termos do acordo – inclusive o novo valor do “RFdemais” – foram anuídos também pelo Consultor-Geral da União (AGU), à peça 61, autorizando a realização do acordo, nos moldes ora em julgamento.

144. Trago, também, a profícua conclusão do parecer do Ministério Público, lavrado pelo douto Procurador Júlio Marcelo de Oliveira:

“Diante das informações disponíveis e das análises contidas no Relatório da Comissão de Solução Consensual e na instrução da SecexConsenso, que evidenciam que a repactuação dos contratos será benéfica ao meio ambiente e ao consumidor, em que pese o reduzido percentual do benefício, o Ministério Público de Contas manifesta-se de acordo com a proposta de encaminhamento formulada pela unidade técnica.

Diante do fracasso da rescisão amigável, restou a alternativa de solução negociada como a única forma de se reduzirem os preços contratados, em benefício ao consumidor, sem ofensa aos direitos contratuais assegurados às empresas geradoras. Embora a redução de preço não tenha sido muito significativa (em torno de 7%), é preciso considerar que as contratadas estão adimplentes e possuem o direito ao equilíbrio econômico-financeiro dos seus contratos. Assim, o valor de redução negociado corresponde ao montante do qual as empresas estavam dispostas a abrir mão, dadas suas estruturas de custos e suas expectativas legítimas de lucros.

Cabe frisar que as companhias declararam que participariam das negociações de boa-fé, “com o intuito de colaborar com o Tribunal de Contas da União e o Ministério de Minas e Energia, não podendo tal participação lhes ser tomada em prejuízo” (peça 22, p. 1). Ademais, o Termo de Autocomposição prevê que “os agentes públicos envolvidos no processo negocial deste TERMO, tanto na Comissão de Solução Consensual, como na estrutura decisória de governança dos SIGNATÁRIOS, não estarão sujeitos à responsabilização em processos de controle externo perante o TCU pelas decisões tomadas nos procedimentos negociais, salvo em casos de fraude ou dolo” (peça 45, p. 18).

Nesse contexto e partindo da premissa de que os membros da Comissão de Solução Consensual atuaram de boa-fé, o Ministério Público de Contas não vê óbices à proposta de solução consensual contida à peça 45.”

145. Arremato com comentário do relatório instrutivo, com o qual concordo:

“36. Como ressaltado no item IV.II do Relatório Comissão de Solução Consensual, a definição do custo de desfazimento foi considerada pelo empreendedor como estratégica e confidencial. De fato, a disponibilização destas informações, bem como a parte da receita que seria obtida na geração inflexível, são da essência do negócio do empreendedor que lhe permitiu a vitória e consecução de suas obrigações contratuais em tão adverso certame.

37. Na hipótese de divulgação de sua estratégia comercial, poderiam ser prejudicadas as operações financeiras, ainda abertas, realizadas pelas Usinas. Ressalta-se que a concretização dos investimentos do empreendedor foi uma operação inédita, sem a qual, em face dos eventos fortuitos ocorridos – apenas para citar alguns: guerra na Ucrânia e fechamento de portos chineses em 2022 –, os contratos não seriam cumpridos.

38. Ainda quanto a este ponto, de acordo com o empreendedor, para dar uma dimensão da relevância e da complexidade desta questão das estruturas, se o governo não tivesse contratado o combustível com a correção do preço por meio do IPCA, o consumidor teria pago, até a presente data, um valor adicional bilionário, visto que em razão do início da guerra da Ucrânia o valor do gás subiu expressivamente. Segundo as Usinas, as estruturas financeiras contratadas pelo empreendedor neutralizaram este efeito/impacto que seriam suportados pelas empresas.

[...]

41. Além disso, como já ressaltado, a gestão das usinas está assumindo o risco em relação à receita a ser recebida caso as usinas sejam despachadas por ordem de mérito. As alterações contratuais permitirão uma utilização mais eficiente dos recursos de energia atualmente disponíveis, sem comprometer a segurança jurídica, sem a renúncia de receitas e sem a assunção de novas obrigações.” (grifou-se)

VI – Menções finais e conclusão

146. Finalizo reiterando inteiramente a proposta porfiada pela unidade instrutiva, corroborada pelo **Parquet** especializado, a quem agradeço o empenho, competência e celeridade de sua análise.

147. Julgo que se deva, nos exatos termos do art. 12 da Instrução Normativa 91/2022, aprovar a proposta de solução consensual materializada pelo “*Termo de Autocomposição*” juntado no Anexo I da peça 45, encaminhando cópia da presente decisão às partes subscreventes.

148. Parabênzo, outrossim, como fiz na oportunidade da prolação do Acórdão 1.130/2023-Plenário, além dos servidores envolvidos no feito – com justíssima menção do Secretário da SecexConsenso Nicola Espinheira da Costa Khoury –, o competente membro do Ministério Público junto ao TCU, Dr. Júlio Marcelo de Oliveira, pela célere e profícua análise, e o Exmo. Presidente desta Corte pela idealização e consumação desses processos de solução consensual. Mais uma vez congratulo o admirável comprometimento do Ministro Bruno Dantas na construção de solução para este caso específico, com a sensibilidade e senso de dever de enxergar a oportunidade de construir uma rara solução que agrada a todas as partes, especialmente ao cidadão pagador de contas de energia elétrica.

Ante o exposto, VOTO por que seja adotado o acórdão que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 30 de agosto de 2023.



BENJAMIN ZYMLER
Relator

DECLARAÇÃO DE VOTO

Inicialmente quero parabenizar o Ministro Benjamin Zymler pela qualidade das análises a respeito de tema tão relevante para a Administração, de modo a promover, não apenas a economia de recursos públicos, como também a efetividade da atuação estatal e a oferta do serviço público adequado aos usuários.

Desde já, manifesto o meu endosso à proposta oferecida pelo eminente Relator, sem prejuízo de tecer as seguintes considerações.

O Procedimento Competitivo Simplificado (PCS 1/2021) foi realizado em condições excepcionais, em face de riscos de desabastecimento energético decorrente da crise hídrica ocorrida de 2020 a 2021. Naquele cenário, era imperioso aumentar, em curto espaço de tempo, a potência instalada disponível no sistema, o que exigiu uma série de flexibilizações nos certames a fim de conferir-lhes maior celeridade.

Tais ajustes, juntamente com a “dispensa” de algumas fases e estudos (como os ambientais) e a exigência da entrada em operação em curtíssimo prazo, aumentaram as incertezas dos agentes privados, que invariavelmente, precificam tais riscos na forma de “custos”. Assim, elevou-se, em curto espaço de tempo, a potência disponível, mas contratando-se energia mais cara, que necessariamente oneraria os consumidores por meio de contas de luz mais elevadas.

Ocorre que o cenário hidrológico se reverteu e houve redução do risco de desabastecimento eletroenergético. Como consequência, o preço da energia no mercado de curto prazo, que se encontrava no valor máximo de R\$ 583,88/MWh, entre junho e setembro de 2021, foi reduzido ao patamar mínimo de R\$ 55,70/MWh já em janeiro de 2022.

Portanto, os consumidores finais atualmente estão pagando tarifas significativamente mais elevadas que o valor de mercado, mesmo após a significativa melhora das condições hidrológicas.

Nesse contexto, os contratos poderiam ser rescindidos unilateralmente, frente ao pagamento de multas rescisórias. Todavia, segundo o Poder Concedente, existe interesse público na manutenção do ajuste, em vista da necessidade de ampliar a potência instalada para prover mais segurança ao sistema energético, e, assim, enfrentar o aumento esperado da demanda.

O Termo de Autocomposição proposto permite a coordenação de ação entre os agentes públicos e privado para aumentar a eficiência do contrato, sob a ótica do interesse público, a partir da redução das tarifas cobradas dos usuários-consumidores.

Segundo os cálculos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a eliminação de geração inflexível, na forma proposta, resultará em uma redução de R\$ 424,9 milhões nos custos totais. O benefício líquido ao consumidor, contudo, é da ordem de R\$ 224,5 milhões, em face da compensação, no montante de aproximadamente R\$ 200 milhões, necessária para fazer frente a redução da receita e o incremento dos custos da contratada.

Desse modo, friso que a proposta de deliberação submetida a este Colegiado compatibiliza o interesse público, sempre inafastável, consubstanciado na modicidade tarifária e na prestação do serviço público adequado, nos termos do art. 6º da Lei 8.987/1995, com a eficiência e a efetividade da atuação do Regulador do setor elétrico.

No caso em exame, destaco que a solução construída consensualmente por diferentes atores públicos e privados, com a mediação do corpo técnico dessa Corte de Contas e da atuação inteligente do Ministro Benjamin na relatoria, proporcionará uma redução de R\$ 225 milhões na conta de luz dos brasileiros, bem como o incremento da segurança energética da nação no médio prazo.

Assim, a um só tempo, serão alcançados excelentes resultados à Administração, aos interesses privados e, ainda, ao consumidor final.

Reforço que o caminho pelo direito administrativo consensual, que ora este Tribunal começa a trilhar, é trajetória sem volta, necessária, em um ambiente econômico e social dinâmico que, a todo instante, influencia a Administração Pública, sobretudo, no contexto brasileiro, marcado pela escassez de recursos e da prestação de serviços públicos básicos aos usuários, nos termos do art. 6º da Lei 8.987/1995.

Além disso, a iniciativa do Presidente Bruno Dantas de instituir uma lógica de solução consensual, conduzida pela SecexConsenso, permite ao Tribunal antecipar o controle e participar ativamente da definição da melhor alternativa em cada caso.

Por fim, parabênizo, a Presidência, o Ministro-Relator, a SecexConsenso, e todos os envolvidos na construção desta solução.

Voto com o Relator.



TCU, Sala das Sessões, em 30 de agosto de 2023.

tagRedator
Redator

ACÓRDÃO Nº 1797/2023 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 006.252/2023-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: VII – Solicitação de Solução Consensual.
3. Interessados/Responsáveis:
 - 3.1. Interessados: Linhares Geração S.A. (10.472.905/0001-18); Povoação Energia S.A. (43.174.526/0001-09); Termelétrica Viana S/A (09.043.782/0001-10).
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: Procurador Júlio Marcelo de Oliveira.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Controle Externo de Solução Consensual e Prevenção de Conflitos (SecexConsenso).
8. Representação legal: Marcus Vinicius Furtado Coêlho (18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-DF), Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros, representando Povoação Energia S.A.; Marcus Vinicius Furtado Coêlho (18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-DF), Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros, representando Linhares Geração S.A.; Marcus Vinicius Furtado Coêlho (18958/OAB-DF), Yasmim Yogo Ferreira (44864/OAB-DF), Janaina Lusier Camelo Diniz (49264/OAB-DF) e outros, representando Termelétrica Viana S/A.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de solicitação de solução consensual, prevista na IN-TCU 91/2022, formulada pelo Exmo. Sr. Min. Alexandre Silveira, Ministro de Minas e Energia (MME), para as controvérsias existentes nos Contratos de Energia de Reserva (CER) firmados em decorrência do Procedimento de Contratação Simplificado (PCS) 01/2021 relativos às Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação,

ACORDAM os ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo relator, em:

 - 9.1. aprovar, nos termos dos arts. 11 e 12 da Instrução Normativa 91/2022, a proposta de solução consensual objeto deste processo, autorizando a assinatura, pela Presidência do TCU, do “Termo de Autocomposição”, juntada no Anexo I da peça 45 destes autos;
 - 9.2. retirar a chancela de sigilo dos presentes autos, à exceção das peças 5, 44, 55 e do anexo sigiloso da peça 63, em razão de sigilo empresarial;
 - 9.3. autorizar a realização de monitoramento da execução do “Termo de Autocomposição”, objeto do subitem 9.1 *supra*, conforme previsão do art. 13 da IN 91/2022;
 - 9.4. encaminhar cópia da presente decisão ao MME, à Aneel e ao representante legal nestes autos das Usinas da Linhares Geração, Termelétrica Viana e Povoação Energia; e
 - 9.5. arquivar os presentes autos, nos termos do art. 13, §3º da IN 91/2022.
10. Ata nº 36/2023 – Plenário.
11. Data da Sessão: 30/8/2023 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1797-36/23-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Jorge Oliveira, Antonio Anastasia e Jhonatan de Jesus.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministro-Substituto presente: Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

BRUNO DANTAS

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

BENJAMIN ZYMLER

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral