

Rio de Janeiro, 8 de outubro de 2018

GIA-RGN/ARX 0567/2018

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico de Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

Dr. José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Av. Treze de Maio nº23, 23º andar, Centro

Rio de Janeiro – RJ

20031-902

Assunto: Revisão tarifária da concessionária CEG

Referência: Processo nº E-12/003/124/2017

Prezado Senhor,

Nesse processo de Revisão Tarifária, a AGENERSA concedeu prazo até 08/10/2018 para manifestação dos interessados sobre a complementação da proposta da CEG. Dessa forma, a Petrobras encaminha nesta oportunidade suas contribuições.

Taxa de Remuneração

Conforme as apresentações realizadas na Audiência Pública de 03/10/2018, há uma divergência quanto ao horizonte do risco do país a ser adotado. Vários agentes e a própria UFF apontam como mais adequada uma janela temporal menor, tendo em vista que os fatores presentes no país anteriores a 2002 e que elevavam o risco Brasil não se encontram mais presentes. Concordamos com a análise da UFF e dos demais agentes e solicitamos a adoção de uma janela temporal menor, considerando-se os últimos 10 anos como sugerido por alguns ou a partir de 2002 como sugerido pela UFF.

Projeção da Demanda – Segmento Termelétrico

Conforme destacado pela UFF, visto que o risco da demanda (diferença entre projetado e realizado) é da concessionária, há o incentivo para que a concessionária subestime a projeção de demanda na revisão tarifária, o que majora a tarifa de todos os consumidores.



Apesar da CEG ter incrementado a demanda na sua complementação, entendemos que a projeção continua subestimada, com despacho zero para a UTE Santa Cruz a partir de 2019 e despacho zero da UTE Barbosa Lima Sobrinho a partir de 2020. A subestimação do despacho tem grande potencial de acarretar novamente o problema ocorrido no terceiro ciclo tarifário, qual seja, uma oneração excessiva das termelétricas e uma receita adicional para a concessionária nesse segmento.

Conforme a Carta ONS 254/DGL/2018, de 24/08/2018 enviada ao MME (Anexo I), que avalia as condições para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), alguns fatores estão contribuindo para “maiores débitos de armazenamento no Subsistema Sudeste/Centro Oeste”, levando o ONS a entender que “recursos adicionais de geração térmica fora da ordem de mérito são necessários para fazer frente as condições hidroenergéticas vislumbradas nesses cenários prospectados”.

A Carta enfatiza ainda a importância do despacho termelétrico e o esforço que se está fazendo para disponibilização de combustível para as UTEs Araucária, Cuiabá e Uruguaiana de forma a agregar mais segurança energética (SIN). O ONS indica ainda haver ganho para o armazenamento do SIN, ao se despachar, mesmo fora do mérito, usinas térmicas com custo variável unitário (CVU) até 965,77 R\$/MWh.

Diante desse cenário, o Ministério de Minas e Energia vem tomando iniciativas de forma a viabilizar o despacho de UTEs que hoje não são viáveis. Em resumo, o ONS e o MME vem indicando a necessidade de uma maior geração termelétrica.

Dessa forma, a Petrobras entende que o despacho apontado pela UFF na Tabela 4 do Relatório 4 é mais plausível que o despacho apontado pela CEG em sua complementação.

Ademais, conforme já indicado pela Petrobras e por outros agentes neste processo de revisão tarifária, inclusive na Audiência Pública de 03/10/2018, bem como pela UFF no seu relatório 4, a volatilidade do despacho das centrais termelétricas (UTES) aumenta o risco da demanda da concessionária, fazendo com que a distribuidora se aproprie no futuro dos ganhos oriundos da realização de demanda superior ao projetado ou incorra em receitas inferiores à prevista na revisão tarifária.

Para minimizar este risco, de maneira geral os agentes e a UFF propõem que a Agerensa adote mecanismo para tornar a demanda termelétrica neutra para cálculo tarifário. Apoiamos este conceito que pode ser feito com a adoção de reajustes periódicos dentro do ciclo tarifário (anual ou semestral), ocasiões onde as margens podem ser reajustadas para compensar as diferenças entre o volume realizado e o projetado, mantendo-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária sem sobretaxar os usuários.



Custos Operacionais

Pareceu-nos contraditório a complementação da CEG que aumentou os custos operacionais ao mesmo tempo em que diminuiu os investimentos e a projeção de captação de clientes. De forma mais detalhada, observa-se que a CEG realmente diminuiu as Despesas Operacionais, mas aumentou as Outras Despesas, principalmente no item Provisões. A concessionária alega que isto se deve a processos judiciais que não estavam provisionados anteriormente, e que por indicação de auditoria externa passaram a ser provisionados, bem como devido ao aumento da inadimplência pelo incremento na captação de clientes de menor poder aquisitivo.

A questão do aumento da inadimplência deve ser considerada como risco da distribuidora, tomado no momento em que a concessionária decidiu captar determinado mercado e não deveria ser repassado aos demais usuários na revisão tarifária.

Por falta de maiores detalhes, solicitamos que a Agenera avalie a pertinência ou não do aumento das Outras Despesas e disponibilize informações mais detalhadas sobre este item.

Investimentos

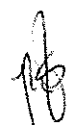
Observamos uma redução significativa dos investimentos singulares propostos pela CEG, com a retirada de alguns projetos. Entendemos que a CEG seguiu a recomendação da UFF de apenas considerar os investimentos singulares quando eles realmente se confirmarem, com possível revisão tarifária extraordinária.

Porém, chama a atenção o reforço da Rede de Santa Cruz que diminui de R\$28 milhões para R\$9 milhões, sem maiores justificativas. Em que pese concordarmos em geral com a diminuição dos valores, este salto coloca a questão sobre a razoabilidade do montante original apresentado pela concessionária, que parece indicar uma superestimação diante do valor quase 70% menor revisado.

No sentido oposto, os Projetos Menores saltaram de R\$13 milhões para R\$28 milhões, sem maiores explicações.

Da mesma forma houve diferença muito significativa nos demais investimentos. Os investimentos fixos caíram de R\$ 720 milhões para R\$ 380 milhões na complementação da CEG, e os variáveis de R\$ 513 milhões para de R\$ 400 milhões, indicando que houve uma superestimação dos valores iniciais propostos.

Isto reforça a constatação da UFF no seu relatório 4 de que é preciso haver maior transparência por parte da distribuidora na sua prestação de contas e, concomitantemente, um acompanhamento mais efetivo e criterioso pela Agenera dos investimentos propostos e realizados.



Por falta de maiores detalhes, solicitamos que a Agenera avalie detalhadamente a pertinência destes investimentos e disponibilize informações mais detalhadas sobre este item, e justifique os critérios para aceitar a inclusão de tais investimentos na revisão tarifária. Mesmo os valores menores apresentados na complementação podem ainda estar superestimados. Não se pode cair no erro de se achar que os montantes de investimentos da complementação da CEG estão razoáveis por ter havido uma grande diminuição em relação à primeira proposta. Na falta de maiores detalhes e justificativas, pode-se levantar a hipótese de que a primeira proposta pode ter sido propositalmente muito superestimada para que a segunda proposta parecesse adequada.

Base de Remuneração de Ativos (BRA)

O relatório 4 da UFF apontou vários itens que não deveriam fazer parte da BRA, principalmente itens relativos à manutenção. Na Audiência Pública a CEG argumentou que a UFF levou em consideração apenas a nomenclatura dos itens e por isso fez uma avaliação equivocada.

No nosso entendimento o equívoco é a concessionária não ter a devida transparência quanto à BRA e a nomenclatura dos itens que a compõe. Reforçamos que é necessário um acompanhamento mais criterioso da Agenera quanto à evolução da BRA e, havendo dúvida, os itens devem ser expurgados da BRA, de forma o ônus não seja transferido para os usuários.

Ramal Dedicado

Mais uma vez reiteramos que a Agenera conceda o desconto de 22,5% conforme a Deliberação 3.164/2017, alterada pela Deliberação 3.244/2017, aos empreendimentos autoprodutores e autoimportadores existentes.

Apesar de a referida Deliberação ter determinado que o tema seria pauta da Quarta Revisão Tarifária, o assunto continua sem nenhum tratamento, o que pode levar a judicialização da questão.

Outro ponto que não está sendo considerado neste processo é o tratamento tarifário para ramaís dedicados de forma a refletir as especificidades de CAPEX e OPEX nesses casos.

Conforme destacamos na ocasião da Audiência Pública, a margem para os autoprodutores e autoimportadores atendidos por ramaís dedicados é 5 vezes maior no Rio de Janeiro do que em São Paulo, denotando a perda de competitividade do Estado que possui várias usinas importantes e que devem passar por um ciclo de recontração de sua energia. A falta de competitividade das UTEs no Rio de Janeiro poderá ocasionar uma impossibilidade de recontração da energia com a consequente desmobilização dos ativos.



Desconto Taxa de comercialização

A Petrobras reitera que apesar da CEG relatar que está considerando o desconto da taxa de comercialização de 1,9%, da margem termelétrica, de acordo com a Deliberação Agenera 3.243/2017, as fórmulas apresentadas para o segmento não discriminam este desconto. É preciso deixa-lo claro e explícito nas fórmulas.

Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária

É necessário que a Agenera dê tratamento adequado à receita adicional arrecadada pela CEG no segmento termelétrico, tendo em vista que o despacho termelétrico realizado foi superior ao previsto no quinquênio 2013-2017 (3º ciclo tarifário). Durante todos os anos do 3º ciclo houve uma receita com margem de distribuição muito superior ao inicialmente previsto, com o acumulado no período de R\$ 587 milhões frente à previsão de cerca de R\$ 82 milhões. Dessa forma, a CEG obteve no período considerado, uma receita adicional (não prevista) no segmento termelétrico de cerca de R\$ 505 milhões.

Portanto, a Petrobras solicita à Agenera que essa receita adicional e não prevista no 3º ciclo tarifário seja compensada em favor do segmento termelétrico na forma de desconto da receita projetada da distribuidora para o segmento termelétrico na Quarta Revisão Tarifária, de forma a afastar, por um lado, eventual enriquecimento indevido por parte da concessionária, e por outro, possíveis prejuízos aos usuários, em decorrência de tal receita adicional obtida.

Reposicionamento Tarifário

O reposicionamento tarifário é resultado de muitos parâmetros adotados o que pode levar a resultados muito divergentes como um aumento de 30% (proposta da CEG) ou redução de 50% (proposta de alguns agentes).

Entendemos que a principal causa desta enorme discrepância entre os números é fruto da pouca transparência quanto aos dados e justificativas disponibilizados pela concessionária e do não acompanhamento criterioso e público desses dados pela Agência Reguladora ao longo do ciclo tarifário, o que dificulta uma avaliação mais precisa do que seria o reposicionamento tarifário justo e razoável.

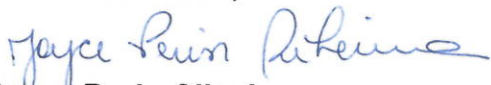
Porém, diante do cenário econômico pelo qual passa o país e, principalmente, o Estado do Rio de Janeiro, parece descolada da realidade o reposicionamento tarifário pleiteado pela concessionária.



Dessa forma, solicitamos que a Agenesra seja criteriosa e transparente ao definir os parâmetros que definirão o nível do reposicionamento tarifário, privilegiando os critérios e técnicas consagradas, as melhores práticas e a independência regulatória.

Sem mais para o momento, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para quaisquer esclarecimentos.

Atenciosamente,



Joyce Perin Silveira

p/ Gerente de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo

Anexo(s): Anexo I - Carta ONS 0254_DGL_2018, de 24.8.2018.pdf