

À AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
("AGENERSA")

Processo nº E-12/003/124/2017

COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO ("CEG" ou "Concessionária"), já qualificada nos autos do processo regulatório em epígrafe, vem, por seus advogados, com fundamento nos arts. 78 e 79, do Regimento Interno dessa Agência, interpor **RECURSO ADMINISTRATIVO** contra a Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, complementada pela Deliberação AGENERSA nº 4.407/2022, pelos fatos e fundamentos expostos a seguir.

TEMPESTIVIDADE

1. A Deliberação AGENERSA nº 4.407/2022, a qual julgou os embargos de declaração opostos contra a Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, foi publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro em 12.04.2022, e, posteriormente, republicada em 18.04.2022. Nesse sentido, considerando o prazo previsto no art. 79, caput e § 1º, do Regimento Interno dessa Agência, o prazo de 10 (dez) dias para a interposição do presente recurso se encerrará em 27.04.2022, razão pela qual é manifestamente tempestiva a presente peça.

I – NOTA INICIAL

2. Trata-se de processo regulatório cujo objeto é a 4ª Revisão Quinquenal da CEG, referente ao período de 2018/2022, conforme previsão expressa da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, bem como do art. 2º, da Lei Estadual nº 2.752/1997. Ao longo da instrução processual, foram realizados diversos estudos de caráter técnico e jurídico, o que incluiu, até mesmo, a contratação de consultores independentes. Após a conclusão dos estudos técnicos, com a participação de diversos agentes, o processo foi submetido à apreciação final do Conselho Diretor dessa AGENERSA.

3. Diante disso, em Sessão Regulatória Extraordinária realizada em 10.03.2021, este órgão regulador editou a Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, na qual foram definidas as tarifas a vigorar no quinquênio de 2018/2022 e o correspondente plano de negócio, incluindo os investimentos e gastos a serem realizados pela Concessionária no mencionado período temporal.

4. Na oportunidade, dentre outras questões, essa Agência decidiu determinar a devolução aos consumidores, via modicidade tarifária, do valor total dos gasodutos físicos que foram substituídos por gasodutos virtuais e pagamento de outorga compensatória. Entretanto, a decisão (i) não cumpriu o acordado no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão (“TA3”), (ii) utilizou metodologia de cálculo com premissas equivocadas que, na prática, não reflete a realidade da concessão e (iii) desconsiderou o pagamento da outorga compensatória da base de ativos regulatórios da concessão, para fins de retribuição tarifária.

5. Ademais, restaram verificadas outras questões que demandam reforma, como: (iv) a desconsideração de elementos importantes para a formação da taxa de remuneração (“TRC”) da Concessionária no período em questão; (v) a redução do OPEX aplicável ao caso; (vi) a não correção da metodologia de subinvestimentos aplicada na 3ª revisão tarifária; (vii) a adoção do percentual de 1,9% (um vírgula nove por cento) como encargos de comercialização, sem manifestação sobre importantes pontos aduzidos no processo; e (viii) alguns erros materiais em anexos da Deliberação.

6. Tendo em vista a natural complexidade e importância do presente processo e das discussões nele travadas, bem como os impactos decorrentes da Deliberação recorrida, **não se pode deixar de mencionar o absoluto zelo e cuidado dessa Agência ao decidir, em linha com recomendação de sua Procuradoria, pela suspensão dos efeitos e prazos da Deliberação AGENERSA Nº 4.198/2021, conforme Comunicado/Aviso de 25.03.2021.** Observe-se que, mesmo com o restabelecimento dos prazos processuais, o Conselho Diretor, na 17ª RI, de 09.06.2021, houve por bem manter suspensos os efeitos decisórios da mencionada Deliberação, considerando que seu restabelecimento teria **“o condão de acarretar consequências econômicas e práticas que ainda poderiam ser ventiladas em sede recursal”**.

7. Nessa linha, considerando a ausência de manifestação dessa Agência sobre elementos que, caso tratados expressamente, seriam capazes de, pelo menos em tese, infirmar

as conclusões adotadas no julgamento realizado, à luz do art. 489, § 1º, IV, do CPC/15¹, a CEG opôs embargos de declaração, na forma do art. 79, do Regimento Interno da AGENERSA, visando a devida integração da Deliberação embargada.

8. Embora o i. Conselheiro Relator tenha proferido Voto pelo acolhimento parcial dos referidos embargos de declaração, atribuindo-lhe efeitos infringentes para modificar alguns dos artigos da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, o Conselho Diretor entendeu, por maioria, pelo conhecimento dos embargos, mas, no mérito, negar-lhes provimento, conforme art. 1º, da Deliberação AGENERSA nº 4.407/2022. Em síntese, o Voto prevalecente asseverou que *“a Concessionária busca o desfazimento da decisão por inconformismo, o que não se pode admitir por meio desta via, afinal a insurgência, nesse caso, deve ser manifestada por Recurso Administrativo”*.

9. De todo modo, é de suma importância destacar que, conforme o art. 2º, da Deliberação AGENERSA nº 4.407/2022, houve a manutenção da suspensão dos efeitos da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, **“com vistas a evitar que decisão eventualmente equivocada ou com algum erro material venha a impactar negativamente a própria prestação do serviço público de forma adequada”**. **Em outras palavras, embora tenha mantido o julgamento anterior com base em questões de natureza processual, o Conselho Diretor dessa Agência, reconhecendo a complexidade das discussões tratadas no presente processo, o que demanda uma interação contínua entre os agentes envolvidos, admitiu a possibilidade de modificação de pontos importantes da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021.**

10. Nesse cenário, esclareça-se que é exatamente este o objetivo do presente recurso administrativo: por mais que a CEG e os signatários da presente petição reconheçam a indiscutível competência e capacidade técnica dos integrantes das Câmaras Técnicas e do Conselho Diretor dessa Agência, pelos quais possuem inegável respeito e admiração, a complexidade e a natureza plúrima de um processo de revisão tarifária impõem a rediscussão de diversos aspectos. Afinal, como já mencionado, o objetivo primordial das partes envolvidas

¹ Observe-se que as disposições do Código de Processo Civil são plenamente aplicáveis ao presente processo, por força do art. 15, do mesmo diploma legal, que estabelece que *“na ausência de normas que regulem processos eleitorais, trabalhistas ou administrativos, as disposições deste Código lhes serão aplicadas supletiva e subsidiariamente”*.

é que não haja impacto negativo à prestação adequada do serviço público, e, por via de consequência, que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

11. Nada obstante, não é demais ressaltar, que diante do cenário acima narrado, é fundamental que se mantenha o efeito suspensivo atribuído pelo Conselho Diretor na sessão regulatória de 08.04.2022 aos efeitos da Deliberação AGENERSA n. 4.198/2021, até que se julgue o presente recurso.

12. Diante disso, conforme se verá adiante, os pontos mencionados acima são de absoluta e fundamental importância para a continuidade da prestação do serviço e do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. Por isso, deverão ser revistos, na forma do detalhamento a seguir, para que seja reformada a Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021.

II – O 3º TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

II.1 – Possibilidade de alteração dos contratos de concessão

13. Antes de se adentrar, especificamente, no TA3, é preciso esclarecer a incontestável possibilidade de serem alterados os contratos de concessão. Visto se tratarem de espécie do gênero contrato administrativo, destaca-se a redação contida na Lei 8.666/93, que, ao dispor sobre “*contratos da Administração Pública*”, prevê essa possibilidade em seu art. 65². De igual modo, a Lei 14.133/21 (Nova Lei de Licitações) estabelece essa hipótese no seu art. 124³.

14. Não por acaso, a Lei 8.987/95, ao tratar especificamente sobre concessões de serviço público, determina em seu art. 23 serem “cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas: (...) v – aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e conseqüente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações”.

² “Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:

I - unilateralmente pela Administração: (...)

II - por acordo das partes: (...).”.

³ “Art. 124. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:

I - unilateralmente pela Administração: (...)

II - por acordo entre as partes: (...).”.

15. Isso se dá porque nos contratos de concessão, cujo prazo de execução é de décadas, é comum que o interesse público na prestação do serviço público se adeque ao longo do período, com necessários ajustes (aditivos), face à complexidade de seu objeto (são “*contratos incompletos*”, nas palavras de Flávio Amaral Garcia⁴). Armando Castelar Pinheiro e Leonardo Coelho Ribeiro, ao salientarem o caráter dinâmico dos contratos de concessão, afirmam que:

“Essa dinamicidade tem lugar na medida em que, por se tratar de contratos de longo prazo, são inúmeras as circunstâncias que podem alterar a proposta econômica apresentada pelo concessionário, por ocasião do procedimento licitatório. Dessa maneira, a lógica econômica de uma concessão de serviços públicos é uma lógica futura, ao passo que os simples contratos administrativos, regidos pela Lei nº 8.666/93, são tributários de uma lógica econômica pretérita, quer dizer: o valor contratado é ajustado no tempo apenas em função de índices de correção monetária e reajuste financeiro” (PINHEIRO, Armando Castelar. RIBEIRO, Leonardo Coelho. Regulação das Ferrovias. Instituto Brasileiro de Economia. Rio de Janeiro: FGV, IBRE, 2017, p. 155).

16. Nessa linha, o art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/95 diz que serviço adequado deve satisfazer as condições de atualidade, conceituado por Diogo de Figueiredo Moreira Neto como “*o dever da Administração de atender da melhor maneira e o mais prontamente que possível, as exigências dos serviços de utilidade pública postas pelos permanentes avanços científicos e tecnológicos, mormente tratando-se de atividades de crescente expressão econômica e altamente demandantes de recursos, no que toca à quantidade das prestações aos usuários*” (MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. *Curso de Direito Administrativo*. 16ª Ed., rev. e atual. Rio de Janeiro: Forense, 2014, p. 472).

17. Ora, até mesmo pelas regras de experiência (art. 375 do CPC/15), é possível intuir que as condições de um contrato de concessão não permanecem imutáveis por décadas, pois as tecnologias evoluem e as necessidades dos usuários (interesse público primário) se aprimoram. Nesse sentido, Rafael Vêras de Freitas explica o tema com precisão:

“Todavia, nos ‘projetos concessionários’, às partes é impossível estabelecer, ex ante, todas as obrigações que serão necessárias à adequada prestação dos serviços públicos durante a vigência contratual. Isto porque, como ensina Flávio Amaral Garcia, os contratos de concessão são ‘incompletos,

⁴ GARCIA, Flávio Amaral. “A mutabilidade e incompletude na regulação por contrato e a função integrativa das agências”. Revista de Contratos Públicos – RCP, Belo Horizonte, ano 3, mar./ago.2014, p. 17. Disponível em: <http://juruena.adv.br/wordpress/wp-content/uploads/2017/12/ARTIGO-A-MUTABILIDADE-E-A-INCOMPLETUDE-NA-REGULACAO-POR-CONTRATO-E-A-FUNCAO-INTEGRATIVA-DA-REGULACAO-POR-AGENCIA.pdf>.

porque realisticamente impossibilitados de regular todos os aspectos da relação contratual, o que os torna capaz de resolver a infinidade de contingências que poderão surgir durante a sua execução. Nesse quadrante, costuma-se afirmar que os contratos de longo prazo possuem uma incompletude deliberada. Daí porque estou de acordo com Egon Bockman Moreira, o qual, com muita propriedade, assevera que ‘em tempos pós-modernos, nada mais adequado do que afirmar que a segurança advém da certeza da mudança’. Nos contratos de concessão, essa lógica fica ainda mais evidente, na medida em que configuram como ajustes de longo prazo, sujeitos aos mais diversos tipos de riscos e de incertezas.

Essa ‘incompletude’ dos contratos de concessão está ligada ao princípio da atualidade, consagrado no artigo 6º, §2º, da Lei nº 8.987/1995. Nos termos do referido dispositivo, o dever de atualidade deve ser compreendido pela: (i) utilização de técnicas modernas no que diz respeito aos equipamentos e às suas instalações; (ii) conservação dos direitos já adquiridos pelo concessionário; (iii) melhoria da qualidade dos serviços, durante a vigência do ajuste; e (iv) sua expansão para as pessoas ainda não beneficiadas pelo serviço. Diante disso, é possível afirmar que as concessões se configuram como contratos relacionais. Nessa qualidade, há uma incomensurabilidade da equivalência de suas trocas projetadas para o futuro, vez que, como assevera Ronaldo Porto Macedo, em razão de se tratarem de negócios jurídicos que se protraem no tempo, não se sabe, exatamente, o que as partes obterão ao término da relação contratual” (FREITAS, Rafael Vêras de. “Novos desafios da arbitrabilidade objetiva nas concessões”. In RDPE 53/199).

18. Nesse ponto, destaca-se parte da conclusão técnica levada a efeito pela Subsecretaria de Energia, Logística e Desenvolvimento Industrial na fase interna da discussão sobre a possibilidade e a conveniência da formalização do TA3, juntada aos autos do Processo Administrativo nº E-12/001.1299/2014 (fls. 51/70):

“2. A utilização de ‘gasodutos virtuais’ com tecnologias de Gás Natural Comprimido (GNC) e de Gás Natural Liquefeito (GNL), alternativamente ao uso de gasodutos, atende, sim, às melhores práticas em matéria de fornecimento de gás”.

19. Portanto, mais do que uma mera previsão legal para alterações contratuais, os contratos de concessão de serviços públicos possuem margens de flexibilização propositais, necessárias, que objetivam conferir-lhes a capacidade de adaptação ao dinamismo da sociedade atual. No caso, é certo que as alterações promovidas, as quais serão detalhadas posteriormente, foram em linha com as melhores práticas em matéria de fornecimento de gás.

II.2 – Tramitação do TA3 que observou todas as disposições legais e contratuais, inclusive com participação da AGENERSA como interveniente e anuente

20. Uma vez incontestada a possibilidade de alteração contratual, passa-se a analisar se foram observadas todas as formalidades exigidas à formulação de tal instrumento. Nesse

sentido, a Secretaria de Estado da Casa Civil (“Casa Civil”) autuou o Processo nº E-12/001.1299/2014 para formalização do TA3, o qual contou, inicialmente, com análise da Assessoria Jurídica da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços (“SEDEIS”), da qual se destaca o seguinte trecho (fls. 42/49):

*“Sob o prisma jurídico, como se trata de obrigação que passou a integrar o passivo da CEG e da CEG RIO por força dos termos aditivos de 2004 e 2005, fruto do exercício do direito conferido ao Estado na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, **nada impediria, em tese, a alteração do modo de cumprimento da obrigação pela mesma via formal (termo aditivo)**, desde que comprovado pela área técnica desta Pasta que a alteração do modo de abastecimento – com a substituição de estruturas físicas de distribuição pelo fornecimento de GNC e GNL (gasodutos virtuais) e, ainda, GNR – atende, de fato, às melhores práticas em matéria de fornecimento de gás e se afigura a melhor solução para o abastecimento dos Municípios contemplados no presente processo, à luz do direito à adequada prestação do serviço público”.*

21. Ato contínuo, houve manifestação técnica especializada da Subsecretaria de Energia, Logística e Desenvolvimento Industrial (fls. 51/70), que apresentou a seguinte conclusão:

“2. A utilização de ‘gasodutos virtuais’ com tecnologias de Gás Natural Comprimido (GNC) e de Gás Natural Liquefeito (GNL), alternativamente ao uso de gasodutos, atende, sim, às melhores práticas em matéria de fornecimento de gás”.

22. Atendida a solicitação de exame técnico, o processo retornou à Assessoria Jurídica da SEDEIS para nova manifestação, oportunidade em que se asseverou:

*“(…) conclui-se que, estando o agente público de acordo com a avaliação técnica apresentada – matéria que escapa ao conhecimento desta Assessoria Jurídica – **não há obstáculo jurídico à substituição (novação) por aditivo contratual da obrigação de abastecer por gasodutos físicos pela obrigação de abastecer por gasodutos virtuais**, tudo nos termos da manifestação técnica de fls. 51/70”.*

23. Diante de tais manifestações, o Sr. Secretário de Estado asseverou a sua “concordância com o pleito apresentado” (fl. 79). Com isso, o processo foi remetido para a Casa Civil, momento em que a Subsecretaria Jurídica se pronunciou favoravelmente à alteração contratual (fls. 82/91):

*“(…) com espeque na avaliação técnica feita pela Subsecretaria de Energia, Logística e Desenvolvimento Industrial da SEDEIS, que se manifestou favoravelmente ao pleito formulado pela CEG e pela CEG RIO, **anuímos à conclusão alcançada pelo órgão de assessoramento jurídico daquela Pasta,***

igualmente não vislumbrando óbices jurídicos à substituição (novação) por aditivo contratual da obrigação de abastecer determinados Municípios por gasodutos físicos pela obrigação de abastecer por meio de gasodutos virtuais”

24. Nesse contexto, o Sr. Subsecretário Jurídico da Casa Civil recomendou a oitiva da AGENERSA, “a respeito do eventual impacto que os investimentos previstos nestes Termos Aditivos celebrados em 2004 e 2005 tiveram sobre as tarifas, de forma, inclusive, a aquilatar eventual necessidade de pagamento de uma ‘outorga compensatória’ pelas Concessionárias em favor do Estado do Rio de Janeiro e/ou a eventual necessidade de efetivação de redução tarifária daí resultante” (fls. 212/213). Assim, às fls. 218/219, houve manifestação da Câmara Técnica de Energia (“CAENE”) e da Câmara de Política Econômica e Tarifária (“CAPET”), nos seguintes termos:

“As previsões econômico-financeiras relativas às intervenções propostas (por fim repactuadas) e aquelas relativas aos elementos operacionais são sempre incluídas nos cálculos de cada ciclo revisional. Ressalta-se que, nos processos da II Revisão Quinquenal, houve o acompanhamento do cumprimento das metas físicas e financeiras, resultando em aplicação de multa pecuniária contratual, além dos montantes não investidos terem sido levados à compensação na III Revisão Quinquenal, em favor da modicidade tarifária”.

25. Como se denota, a Concessionária já havia sido deveras penalizada pelo atraso na execução dos citados investimentos, inclusive, como se verá em capítulo mais adiante, com metodologia que não é adequada à inteligência econômica do Contrato de Concessão, bem como com a aplicação de multas.

26. Posteriormente, a Casa Civil requereu nova manifestação da AGENERSA, relativa à eventual necessidade de pagamento de outorga compensatória (fls. 226/227). Destarte, essa Agência informou os valores dos investimentos contemplados na proposta de substituição (fl. 229), bem como, por intermédio de seu Conselho Diretor, asseverou que “no tocante à eventual necessidade de pagamento de outorga pelas Concessionárias”, tratar-se-ia de elemento contido nos limites da competência do Poder Concedente (fl. 234/237).

27. Após novas manifestações da SEDEIS, a Casa Civil submeteu a minuta do 3º Termo Aditivo. Especificamente em relação à outorga compensatória, o mencionado despacho destacou, de forma expressa (fl. 266):

“Registro que a opção adotada nos referidos instrumentos – de pagamentos de valores ao Estado, a título de outorga compensatória, em decorrência das

alterações que se pretende efetivar nos contratos de concessão, quais seja, permissão de prestação de serviços em determinados municípios através de gasodutos virtuais, ao invés da instalação de infraestrutura física – reflète uma decisão essencialmente discricionária do administrador público, ou seja, transita na seara do mérito administrativo, devendo ser valorada em sua conveniência e oportunidade por V. Exa. quando do exame da matéria, sendo certo que foi referenciada sua viabilidade técnica e econômica pela SEDEIS (fls. 260/261)”.

28. Nesse diapasão, foi formalizado o TA3, devidamente analisado e subscrito por todas as partes (fls. 267/272), com a comprovação de publicação em Diário Oficial (fl. 273), mantendo-se o tratamento regulatório mencionado, qual seja, enquadrar a outorga compensatória como um ativo intangível integrante da base de cálculo de remuneração dos ativos para efeitos de fixação e revisão das tarifas.

29. Destaca-se, ainda, que, em virtude de operação de cessão de créditos realizada pelo Estado a instituições financeiras públicas, o Sr. Secretário de Estado de Fazenda (fls. 278/279), a Subsecretaria para Assuntos Jurídicos da Secretaria de Estado de Fazenda (fls. 284/290), a Procuradoria Geral do Estado (fls. 291/293) e a Contadoria Geral do Estado (fls. 311/315) estiveram de posse do processo administrativo, sem que quaisquer falhas ou irregularidades fossem apontadas.

30. De todo o exposto, é indiscutível a legalidade do TA3, o qual contou, inclusive, com destacada participação da AGENERSA em sua formulação, como interveniente e anuente, seja por meio de seu Conselho Diretor, seja por intermédio de suas Câmaras Técnicas.

II.3 – A necessária observância do TA3 pela AGENERSA

31. Como é notório, a Lei Estadual nº 4.556/05, ao criar a AGENERSA, estabelece em seu art. 4º, I, que compete à Agência “zelar pelo fiel cumprimento da legislação e dos contratos de concessão ou permissão de serviços públicos relativos à esfera de suas atribuições”. Trata-se de previsão que vai ao encontro da missão principal das agências reguladoras de serviços públicos, qual seja, a gestão dos respectivos contratos. Confira-se, nesse sentido, a lição de Antônio Carlos Cintra do Amaral, em obra editada pela Associação Brasileira de Agências de Regulação (“ABAR”):

*“Às agências reguladoras de serviço público deve ser atribuído o fundamental papel de **gestoras dos contratos de concessão**. Nessa qualidade, elas devem participar do planejamento da concessão, opinando sobre os respectivos atos,*

mas não tomando decisão a respeito. A partir do início da concessão é que a elas deve ser atribuída a condução do processo.

*No exercício dessa função de gestora de contratos, as agências reguladoras devem controlar, fiscalizar e, sobretudo, **diligenciar no sentido de que os contratos sejam cumpridos**, tanto pelas concessionárias, quanto pelos diversos órgãos da Administração do poder concedente, da qual as agências são partes integrantes” (AMARAL, Antônio Carlos Cintra do. As Agências Reguladoras de Serviço Público no Brasil. In Regulação Brasil. Porto Alegre: ABAR, 2005, p. 12/13).*

32. Para o referido autor, o dever de zelar pelo cumprimento do contrato não resvala em qualquer ingerência em matéria de alteração dessas avenças, ao consignar que “*a alteração contratual é um ato de renegociação, equivalendo a um replanejamento da concessão, e isso resulta de uma decisão política, que deve escapar à competência das agências*” (AMARAL, Antônio Carlos Cintra do. As Agências Reguladoras de Serviço Público no Brasil. In Regulação Brasil. Porto Alegre: ABAR, 2005, p. 13).

33. Como observam Mariana Aidar de Barros Fagundes e André Castro Carvalho, é assente o dever de deferência da Agência Reguladora aos ditames contratuais, visto que o contrato de concessão, incluídas as alterações supervenientes, constitui a base e, ao mesmo tempo, o limite para o exercício da atividade regulatória:

“(…) questões abarcadas por contratos administrativos (como ato jurídico perfeito que são) não poderiam simplesmente ser modificadas por atos normativos regulatórios posteriores, dependendo da celebração de acordo entre as partes do contrato ou de que o Poder Concedente deixasse a resolução de certos termos a cargo do órgão regulador, e não do contrato” (FAGUNDES, Mariana Aidar de Barros. CARVALHO, André Castro. *Entidades reguladoras como guardiãs de contratos de saneamento básico: Panorama regulatório na aplicação de revisões e reajustes tarifários no Brasil*. Revista Digital de Direito Administrativo. 2018, Vol. 5, n. 1, p. 218).

34. No mesmo sentido é a lição de Paulo Victor Barchi Losinskas, para quem “*os próprios dispositivos contidos nos contratos administrativos*” representam “*uma clara limitação à inovação nas obrigações contratuais, sob pena de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato*”:

“Disso não cabe afirmar que as agências então teriam um poder ilimitado e poderiam agir livremente, editando normas e regras da forma como bem entenderem, pois é certo que, de qualquer forma, sua competência restaria limitada em sua lei criadora, alcançando somente o âmbito de sua atuação, e também seriam barradas pela competência e alcance dos próprios atos administrativos que podem ser criados pelas agências. Outro limite jurídico à sua atuação são os próprios dispositivos contidos nos contratos administrativos firmados, os quais seriam as ‘leis internas das concessões e

permissões' e representariam uma clara limitação à inovação nas obrigações contratuais, sob pena de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato" (LOSINSKAS, Paulo Victor Barchi. CARVALHO, André Castro. O princípio da legalidade e a regulação econômica. Revista dos Tribunais Nordeste. 2014, Vol. 4, p. 6)

35. Não é outro o entendimento da jurisprudência. Para o Supremo Tribunal Federal ("STF"), *"Às agências reguladoras não compete legislar, e sim promover a normatização dos setores cuja regulação lhes foi legalmente incumbida. **A norma regulatória deve ser compatibilizar com a ordem legal**, integrar a espécie normativa primária, adaptando e especificando o seu conteúdo, **e não substituí-la ao inovar na criação de direitos e obrigações**. Em espaço que se releva qualitativamente diferente daquele em que exercida a competência legiferante, a competência regulatória é, no entanto, conformada pela ordem constitucional e legal vigente"*(STF, ADI 4.093/SP, Rel. Min. Rosa Weber, j. 24.09.2014).

36. Não é outro, inclusive, o entendimento da própria AGENERSA. Confira-se trecho do voto proferido pelo Conselheiro José Carlos dos Santos Araújo, à época do julgamento da 2ª Revisão Quinquenal Tarifária da CEG, momento em que se alertou sobre a necessidade de se observar o convencionado entre o Poder Concedente e a Concessionária:

"(...) quis deixar clara a responsabilidade de que se reveste a função atribuída a esta Agência, de cujas decisões podem depender o sucesso de empreendimentos que contam com recursos de diversos investidores que confiaram no Estado do Rio de Janeiro, além das condições para que uma parcela cada vez maior da população do Rio de Janeiro possa desfrutar de um serviço seguro, prestado de maneira eficiente e mediante o pagamento de tarifas módicas.

A missão da AGENERSA nessa assentada, portanto, é a de obter a figuração mais consentânea possível com as realidades do contrato e a observância do vínculo contratual sinalagmático. Além disso, cabe-nos elaborar a melhor projeção possível do que deverá ocorrer nos próximos 5 (cinco) anos e aplicar ao cenário encontrado estritamente o que foi convencionado pelo Poder Concedente e pela Concessionária no Contrato de Concessão"
(Processo nº E-12/020.214/2007, j. 31.03.2009, fls. 3/4 do voto).

37. De igual modo, o Conselheiro Luigi Eduardo Troisi, no âmbito da 3ª Revisão Tarifária Quinquenal da CEG, ao enfrentar a discussão em torno da metodologia do custo médio ponderado do capital ("WACC") ou do CAPM para o cálculo da taxa de remuneração do capital, registrou que *"a imposição contratual (...) não pode ser superada por uma argumentação pontual, e sim por uma modificação formal"*:

"Ainda que em teoria se possa discutir a opção entre o CAPM e o WACC como foi feito ao longo do processo revisional, é evidente que existe uma

determinação contratual clara e objetiva pelo primeiro. (...) Não há, a rigor, detalhes técnicos que impeçam a adoção de uma ou outra metodologia. **O fator preponderante, no momento, é a imposição contratual, que não pode ser superada por uma argumentação pontual, e sim por uma modificação formal**" (Processo nº E-12/020.522/2012, j. 29.10.2013, fls. 2.058.e 2.060).

38. Ademais, ao analisar a regularidade dos pagamentos da outorga compensatória do TA3, o então Conselheiro Presidente José Bismarck Vianna de Souza destacou que **“esta autarquia deve pugnar pela estabilidade nas relações envolvendo o Poder Concedente, concessionários ou permissionários e usuários (...). Ademais, à AGENERSA compete, em suma, zelar pelo fiel cumprimento dos contratos de concessão submetidos à sua regulação”**:

“Embora tenham sido extraídas cópias relevantes dos autos supracitados para comporem este feito, tratar-se-á, aqui, apenas de verificar a regularidade quanto aos pagamentos das outorgas efetuados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO quando da celebração dos Terceiros Termos Aditivos aos seus respectivos Contratos de Concessão, apurando-se o cumprimento desses instrumentos.

Mesmo porque esta Autarquia deve pugnar pela estabilidade nas relações envolvendo o Poder Concedente, concessionários ou permissionários e usuários, no interesse de todas as partes envolvidas. Ademais, à AGENERSA compete, em suma, zelar pelo fiel cumprimento dos contratos de concessão submetidos à sua regulação" (Processo E-12/003.231/2017, j. 22.06.2017, p. 1 do voto).

39. Entendimento contrário constituiria atentado contra o postulado da segurança jurídica e seus consectários, como *venire contra factum proprium*, confiança legítima e *pacta sunt servanda*, ademais de frontal violação ao princípio da legalidade. Como observa Celso Antônio Bandeira de Mello, **“o princípio da segurança jurídica é, provavelmente, o maior de todos os princípios fundamentais do Direito, já que se encontra em sua base, em seu ponto de partida”** (MELLO, Celso Antonio Bandeira de. *Reforma da Previdência*. RJ, Conamp, 2004, p. 67).

40. Para Canotilho, *“o homem (a pessoa) necessita de uma certa segurança para conduzir, planificar e conformar autônoma e responsabilmente a sua vida. Por isso, desde cedo se considerou como elementos constitutivos do Estado de Direito o princípio da segurança jurídica e o princípio da proteção da confiança, pois a ideia de segurança jurídica traduz-se fundamentalmente de leis não lesivas da previsibilidade e calculabilidade das pessoas relativamente aos seus efeitos jurídicos”* (CANOTILHO, José Joaquim Gomes. *Direito Constitucional*. Coimbra: Almeida, 1993, p. 371).

41. Desse modo, evidente a necessidade de o TA3 ser observado e cumprido, nos termos de suas cláusulas, conforme disposto a seguir.

III – INEXISTÊNCIA DE SUBINVESTIMENTO:

OBSERVÂNCIA AOS DITAMES DO TA3

42. Um dos pontos cruciais da Deliberação nº 4198/2021, objeto deste Recurso Administrativo, é a decisão pela devolução, via modicidade tarifária, do **valor total** dos investimentos em gasodutos físicos que, originalmente, deveriam ser construídos. Confira-se:

“Art. 21 Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA e com base nas considerações supra mencionadas, sugiro ao Conselho-Diretor acatar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287 de 2017 e 3.314/2018, de forma a considerar a devolução, pela Concessionária CEG, do montante financeiro de R\$ 182,84 (data-base dez/2016), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, reduzindo as tarifas do ciclo revisional 2018 -2022”.

“Art. 28 Sugiro ainda, ao Conselho Diretor que a devolução, aos usuários, dos investimentos não realizados em função da alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, se dê pela metodologia exarada no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

43. Ocorre que, como mencionado, o TA3 substituiu tais investimentos pela utilização de gasodutos virtuais e pelo pagamento de outorga compensatória ao Poder Concedente. Desse modo, a decisão recorrida ignorou a previsão contratual das Cláusulas 1.1, 2.1 e 2.1.4 do TA3, as quais estabeleceram que:

*1.1 “Mediante a celebração do presente TERMO, **ficam alteradas as obrigações assumidas pela CONCESSIONÁRIA**, no item 2.1 do Termo Aditivo celebrado em 04 de agosto de 2005 e no item 2.1 do Termo Aditivo celebrado em 14 de julho de 2004, **que deverão ser adimplidas mediante a implantação de novas redes de distribuição de gás canalizado através de gasodutos virtuais**, assim considerada a ligação de dois gasodutos físicos por meio de um sistema de distribuição de gás natural comprimido (GNC) /ou gás natural liquefeito (GNL), sem necessidade de um duto intermediário entre ambos, com capacidade para atender a demanda dos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, na forma prevista na 3ª Revisão Quinquenal”.*

*2.1. “Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, **assume a Concessionária a obrigação de pagar ao ESTADO a quantia de R\$ 239.610.000,00 (duzentos e trinta e nove milhões, seiscentos e dez mil reais), a título de outorga compensatória**, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$79.870.000,00 (setenta e nove milhões, oitocentos e setenta mil reais), devido 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 79.870.000,00 (setenta e nove milhões e oitocentos e setenta mil reais), cada*

uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela”.

2.1.4. **“Na próxima revisão tarifária correspondente ao anos de 2018 a 2022, não haverá reequilíbrio econômico-financeiro a ser realizado em virtude do pagamento da outorga compensatória mencionada na subcláusula 2.1, tendo em vista que os investimentos constantes da subcláusula 1.1, desse instrumento já foram considerados quando da revisão tarifária referente ao período 2013 a 2017, e que também não serão objeto de reequilíbrio econômico-financeiro”.**

44. Reitera-se que o referido aditamento determinou que os investimentos em gasodutos virtuais e o pagamento da outorga compensatória substituiriam, diretamente, os investimentos nos dutos físicos, o que foi devidamente cumprido dentro do quinquênio 2013-2017. Em outras palavras, os investimentos previstos para o ciclo 2013-2017 foram realizados, o que compensou a remuneração recebida pela Concessionária via tarifa naquele ciclo, conforme prevê a Cláusula 2.1.4, do Contrato de Concessão.

45. Ressalta-se que o TA3 permanece plenamente em vigor, sendo certo que a AGENERSA figurou como interveniente-anuente de seus termos e participou ativamente de sua elaboração, como já demonstrado. Ademais, em diversas ocasiões quando instadas a se manifestar a respeito, a Procuradoria-Geral do Estado do Rio de Janeiro, a Procuradoria da AGENERSA e a Secretaria da Casa Civil ratificaram a legalidade do referido termo aditivo, conforme documentos que constam dos autos do presente processo administrativo. A validade do TA3 foi corroborada, ainda, pela Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro (“ALERJ”), a qual editou a Lei nº 6935, de 17 de Dezembro de 2014, autorizando o Poder Concedente a alienar os créditos resultantes do TA3 a instituições financeiras públicas.

46. Portanto, deve ser provido o presente recurso, para que seja observado e cumprido o TA3, a fim de que não haja qualquer subinvestimento, sob pena de restarem violadas as Cláusulas 1.1, 2.1 e 2.1.4 do TA3.

III.1 – Subsidiariamente: metodologia para devolução dos valores

47. Na remota hipótese de se ultrapassar o ponto anterior – o que se admite apenas para argumentar –, a Deliberação nº 4198/2021 se utilizou de duas metodologias distintas para apuração dos valores a serem devolvidos pela CEG em virtude dos gasodutos objeto do TA3. Afinal, o art. 28 previu que a devolução dos valores deveria se dar “*pela metodologia exarada*

no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017”, ao passo que o art. 27 aprovou “a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA”.

48. Entretanto, não é possível adotar, simultaneamente, os dois estudos, pois partem de premissas completamente distintas, que levam a conclusões absolutamente divergentes. Dessa forma, deve prevalecer aquele elaborado pela Fundação Getúlio Vargas (“FGV”), tendo em vista os graves equívocos ocorridos no estudo citado no art. 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

49. Registra-se que a metodologia disposta no referido artigo não foi adotada de forma definitiva. Conforme estipulado no art. 3º da deliberação 2034/14, foi aberto processo regulatório específico para se determinar a metodologia correta de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados, considerando-os no ciclo tarifário 2013/2017, com eventual compensação de valor, se houver, nesta revisão quinquenal:

Art. 3º da Deliberação 2034/2013 – “Determinar a abertura de processo regulatório específico com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo de *m*, considerando-os já no presente ciclo tarifário (2013/2017), com eventual compensação de valores, se houver, na próxima revisão quinquenal”.

50. Nessa toada, o art. 27 da Deliberação nº 4198/2021 definiu como forma correta “a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA”. Em outras palavras, está superada a metodologia anteriormente adotada por essa Agência na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017 – utilizada em estudo desenvolvido pela Deloitte –, a qual calculou valores que extrapolam, em muito, qualquer razoabilidade e, mais, subvertem a lógica remuneratória de investimentos prevista no Contrato de Concessão.

51. Isso porque, a referida metodologia parte do pressuposto de que a Concessionária teria recebido, via tarifa, em um período de 5 (cinco) anos, o valor integral do investimento que supostamente deveria realizar. Todavia, **é de suma importância reiterar que o equívoco de premissa da metodologia se dá porque, para equilibrar o valor das tarifas, os**

investimentos são pagos pelos usuários considerando a depreciação de 30 (trinta) anos – período total de execução do contrato –, sendo consequência lógica que as tarifas pagas no ciclo de 2013-2017 remuneraram apenas uma pequena parcela dos investimentos em gasodutos físicos, até mesmo em linha com o princípio da modicidade tarifária e a lógica de incentivo de investimentos.

52. Diante disso, não se revela correta ou adequada a utilização dos parâmetros da metodologia Delloite no presente processo, quando a própria Agência já consignou a inconsistência da citada metodologia. Continuar a aplicá-la poderá ocasionar efeitos absolutamente prejudiciais ao equilíbrio financeiro da concessão, o que afronta a segurança jurídica e a continuidade do próprio serviço aos usuários.

53. Outrossim, deve-se observar que a manutenção da referida metodologia equivocada e da contradição entre os artigos 27 e 28 da deliberação 4198/2021 – na qual a AGENERSA reconhece a viabilidade de determinada metodologia, mas aplica entendimento superado por ela –, poderá ocasionar efeitos absolutamente prejudiciais ao equilíbrio financeiro da concessão. Veja-se, assim, na tabela abaixo, a grandiosidade dos prejuízos decorrentes de uma interpretação equivocada e que está consubstanciada na Deliberação AGENERSA n° 4.198/21. Para tanto, foram criados 3 cenários, a saber:

Impacto da compensação dos investimentos não realizados nos gasodutos do 3º TA	
<i>(Valores expressos milhões de reais, em moeda Dez/16 e depois de impostos)</i>	
Cenário 1: Subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA com a metodologia equivocada Deloitte	
"m" COM subexecução Deloitte	CEG -13,5%
Valor da Compensação por subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA (metodologia Deloitte)	183
Margem Total 2018-2022: Reposicionada COM subexecução Deloitte (MRS, moeda Dez/16, d.d.ii)	2.752
Cenário 2: Não há qualquer subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA	
"m" SEM subexecutar investimentos nos gasodutos do 3º TA	CEG -6,0%
Valor da compensação por subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA	0
Margem Total 2018-2022: Reposicionada SEM subexecutar 3º TA (MRS, moeda Dez/16, d.d.ii)	2.990
Cenário 3: Considera a subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA com a metodologia correta FGV	
"m" COM subexecução FGV	CEG -7,2%
Valor da Compensação por subexecução dos investimentos nos gasodutos do 3º TA (metodologia FGV)	30
Margem Total 2018-2022: Reposicionada COM subexecução FGV (MRS, moeda Dez/16, d.d.ii)	2.952
Impacto: Diferença Cenários (1) - (2) (MRS, moeda Dez/16, d.d.ii)	-238
Impacto: Diferença Cenários (1) - (2) (MRS, moeda 2021, d.d.ii)	-333
Impacto: Diferença Cenários (3) - (2) (MRS, moeda Dez/16, d.d.ii)	-39
Impacto: Diferença Cenários (3) - (2) (MRS, moeda 2021, d.d.ii)	-54

54. Portanto, na remota hipótese de se entender pela devolução dos valores – o que se admite por extremo apego ao debate – deve se determinar a aplicação da metodologia

desenvolvida pela FGV, conforme exposto, porque coerente com a inteligência econômica do Contrato de Concessão.

IV – OUTORGA COMPENSATÓRIA COMO ATIVO INTANGÍVEL

55. Os artigos 22 e 23 da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021 desconsideraram os pagamentos da outorga compensatória prevista no TA3 da base de remuneração de ativos da concessão, deixando de contemplá-los no cálculo das tarifas referentes ao quinquênio 2018-2022, nos seguintes termos:

“Art. 22 - Com base no exposto e considerado as sugestões dos órgãos técnico e jurídico desta Agência, sugiro ao Conselho-Diretor não considerar os intangíveis decorrentes do pagamento da outorga compensatória na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária no processo da 4ª Revisão Quinquenal, uma vez que no entendimento desta Reguladora não houve sobre preço ou ágio quando do pagamento do valor da outorga.

Art. 23 - No entanto, persistindo às dúvidas sobre o montante a ser considerado e a metodologia de inclusão na base de remuneração de ativos e visando assegurar à Concessionária o direito à indenização no intangível pelo pagamento da outorga compensatória ao Estado, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder a definição do valor e do intangível a ser incluído na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária e a definição da metodologia de inclusão desses valores na referida base”.

56. Como é notório, o TA3 previu a substituição de gasodutos físicos por gasodutos virtuais, o que, como se pontuou, está em linha com as melhores práticas em matéria de fornecimento de gás. Contudo, reconhece-se que tal substituição ocasionou um decréscimo do montante de recursos previstos a cargo da Concessionária. Em decorrência, e, conforme o item 2.1 do TA3, fixou-se, à guisa de compensação, uma contraprestação pecuniária devida pela Concessionária em favor do Poder Concedente, denominada de “outorga compensatória”.

57. Destaca-se que, na seara do Direito Público, o instituto da outorga possui vasta aplicação, como, por exemplo, a outorga do direito de uso dos recursos hídricos (art. 5º, III, da Lei nº 9.433/97) e a outorga onerosa do direito de construir e de alteração de uso (art. 4º, V, alínea “n”, da Lei nº 10.257/01). Especificamente quanto às concessões de serviço público de distribuição de gás, frisa-se que o art. 5º da Lei nº 8.987/95 trata da outorga como o direito que se atribui a um terceiro para a exploração do serviço público delegado.

58. Como se denota, em todas as hipóteses apresentadas, a outorga consubstancia um direito atribuído pelo Estado a um particular, de forma onerosa, o que se amolda à previsão

do TA3. A outorga compensatória se relaciona ao direito de substituição de investimentos de maior expressão orçamentária, previstos nos Primeiro e Segundo Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, para outros de menor monta, garantindo-se a intangibilidade da equação econômico-financeira da concessão.

59. Delimitada a figura da outorga compensatória, ressalta-se que o TA3 fixou o tratamento regulatório a ser conferido para tais contraprestações financeiras: as outorgas constituirão ativos intangíveis a serem integrados à base de remuneração de ativos:

“2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação”.

60. Nesse sentido, o entendimento firmado na Deliberação recorrida viola a literalidade do TA3, o qual deve ser observado pela AGENERSA, como já largamente demonstrado. Nada obstante, a previsão do TA3 não se tratou de inovação no âmbito do Contrato de Concessão. Isso porque, no que tange à remuneração da Concessionária, o Poder Concedente assentou na modelagem do leilão de privatização que o ativo intangível deveria integrar a base de ativos regulatórios:

“Cláusula Sétima – Tarifas

(...)

§ 6º - A base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão de tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:

(...)

b) a parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio;

(...)

§ 7º - O valor dos intangíveis a que se refere a alínea (b) do parágrafo anterior será equivalente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo ESTADO, no âmbito do Programa Estadual de Desestatização, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996 (devidamente corrigido pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, desde 31 de dezembro de 1996, até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referida)”.

61. Como se depreende, a leitura do referido dispositivo contratual permite inferir que é considerado ativo intangível remunerável o valor equivalente “à diferença entre o valor

mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo ESTADO” e “o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996 (devidamente corrigido pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, desde 31 de dezembro de 1996, até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referida)”. Ou seja, o Estado estabeleceu que parte do valor ofertado pelo licitante viesse a ser remunerado por tarifa.

62. Ademais, esse tratamento regulatório é comum e largamente utilizado no campo das concessões de serviços públicos no Brasil. Isso porque diversas concessões que ainda se encontram vigentes foram celebradas à época do Programa Nacional de Desestatização (“PND”), com fundamento na Lei nº 9.491/97, e do Programa Estadual de Desestatização do Rio de Janeiro (“PED”), estabelecido na Lei Estadual nº 2.470/95, sendo que ambos se valeram do critério de seleção de proposta consubstanciado na maior oferta de outorga, como mecanismo de redução do déficit público:

Art. 1º da Lei nº 9.491/97: “Art. 1º O Programa Nacional de Desestatização – PND tem como objetivos fundamentais: (...) II - contribuir para a reestruturação econômica do setor público, especialmente através da melhoria do perfil e da redução da dívida pública líquida”.

Art. 1º da Lei Estadual 2.470/95: “Art. 1º Fica instituído o Programa Estadual de Desestatização, que será regido pelos seguintes princípios fundamentais: (...) II - contribuir para redução da dívida pública do Estado e consequente saneamento das finanças do Poder Público”.

63. Nesse diapasão, a inclusão das outorgas nas bases de ativos remuneráveis se revelou instrumento relevante para a atratividade daquelas licitações ao capital investidor estrangeiro, na medida em que se garantia retorno aos valores que viessem a ser ofertados ao Poder Público. Os contratos de concessão da CEG e da CEG RIO, formulados e celebrados no âmbito do PED, retratam exatamente essa mesma escolha pública.

64. A propósito, veja-se a doutrina de Arnaldo Wald, ao tratar sobre precedente do mercado de distribuição de gás canalizado de São Paulo, envolvendo a concessionária COMGÁS:

“Nesta linha, para assegurar-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a definição da base de remuneração deveria considerar o valor econômico do empreendimento a ser adequadamente remunerado por meio da receita tarifária, tal como estipulado nos editais de privatização e nos contratos de concessão.”

Segundo tal entendimento, o órgão regulador do setor de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo considerou corretamente o valor pago na privatização concomitante à outorga da concessão, devidamente atualizado, para a fixação da base de remuneração regulatória.

No citado setor, o forte posicionamento da concessionária Comgás levou o órgão regulador estadual a considerar o valor econômico mínimo na determinação da base de remuneração regulatória, com a alteração do texto da Nota Técnica CSPE 01/2003, que regulou a implementação da primeira revisão tarifária da concessionária. A decisão do órgão regulador baseou-se no questionamento nº 98, nos esclarecimentos sobre o Edital, ao qual foi apresentada resposta afirmativa. Por integrar o Edital, o citado questionamento adquiriu caráter vinculante, integrando as condições efetivas da proposta, devendo, portanto, ser observado ao longo de todo o período da concessão, nos termos do já mencionado art. 37, XXI, da Constituição da República” (WALD, Arnaldo. Segurança jurídica e revisão tarifária. Rio de Janeiro: Carta Mensal, nº 679, 2011, p. 50).

65. Outrossim, o reconhecimento do pagamento pela outorga como um ativo intangível das concessões de serviço público não só é admitido, como constitui uma boa prática reconhecida pelas ciências contábeis. Com efeito, é o que consta da Orientação CPC nº 5 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, específica para os contratos de concessão, que foi aprovada pela Deliberação nº 654/2010, da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”). Confira-se:

**“Item 17 – Modelo de ativo intangível e de ativo financeiro:
17 – Quando um concessionário é remunerado pelos usuários dos serviços públicos, em decorrência da obtenção do direito de cobrá-los a um determinado preço e período pactuado como o poder concedente, o valor despendido pelo concessionário na aquisição desse direito deve ser reconhecido no ativo intangível”.**

66. Não por outro motivo, essa própria AGENERSA, no âmbito do Processo nº E-12/003.231/2017, citado anteriormente, reconheceu o fato de a outorga constituir um ativo intangível regulatório remunerado em tarifa:

“Além disso, é preciso lembrar que os valores pagos a título de outorga serão considerados como ativo intangível regulatório e atualizados, na forma da Cláusula Sétima dos respectivos instrumentos concessivos, pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas. Essa é a previsão da subcláusula 2.1. dos Terceiros Termos Aditivos aos contratos de CEG e CEG RIO, que corrobora o entendimento acima esposado” (Processo nº E-12/003.231/2017, Rel. Cons. José Bismarck Vianna de Souza, j. 22.06.2017, p. 9 do voto)

67. Portanto, deve ser reformada a Deliberação para garantir o cumprimento do TA3 e promover a inclusão da outorga compensatória como ativo intangível, remunerado em tarifa.

V – TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL:

NECESSÁRIA REVISÃO

68. A Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, em seu art. 9º, aprovou a taxa de remuneração para o ciclo tarifário de 2018/2022 em 9,43% (nove vírgula quarenta e três por cento), considerando adequada a metodologia sugerida pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, pois essa teria adequação técnica, aderência ao disposto no Contrato de Concessão, supostamente ficaria dentro do intervalo entendido como adequado pela Procuradoria da Agência e seria conservador em relação às propostas da Concessionária.

69. Todavia, é de absoluta importância ressaltar que, à luz do que essa própria AGENERSA asseverou quando manteve o efeito suspensivo às questões decisórias da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, **existem elementos econômicos e práticos que podem ser ventilados em sede recursal que podem impactar a prestação do serviço público de forma adequada**. Ademais, vale destacar que a própria Procuradoria da Agência destacou que a questão possui mais cunho econômico do que jurídico e que sua análise foi restrita à parte formal, atendo-se ao Direito (fl. 5.795):

3. Taxa de Remuneração de Capital (TRC)

Em relação a esta questão que entendo, ter mais cunho econômico do que jurídico, a análise é restrita a parte formal, área que se atém o Direito, neste caso concreto.

70. Por essa razão, é importante que sejam reformados os arts. 9º e 10, da referida Deliberação, uma vez que, inobstante as questões formais e jurídicas referentes à matéria, e, por mais que a Procuradoria dessa AGENERSA tenha entendido que qualquer decisão dentro de uma média dos relatórios independentes apresentados estivesse “na direção de uma adequabilidade aos preceitos jurídicos vigentes” (fl. 5.796), é certo que qualquer modificação percentual, mínima que seja, poderá ocasionar efeitos econômicos de extrema relevância à prestação do serviço. Em outras palavras, inobstante o entendimento da Procuradoria da Agência, preconizado na Deliberação recorrida, é certo que o equilíbrio econômico-financeiro da concessão deverá seguir critérios técnicos e econômicos.

71. Dessa forma, como se verá a seguir, é importante que essa Agência reanalise o presente caso à luz do relatório elaborado pela *Boston Consulting Group* (“BCG”), consultoria

independente contratada pela CEG para avaliar o caso com base em seus aspectos econômicos. Inicialmente, cumpre observar que os principais pontos de divergência da metodologia adotada pela consultoria da UFF em relação aos estudos realizados pela BCG (proposta da Concessionária) consistem (i) na exclusão do risco regulatório no cálculo do risco sistêmico estimado (beta) e (ii) na alteração do período de cálculo do “risco Brasil”. Assim, foi desconsiderada a adoção da TRC real de 12,23%, vide tabela abaixo:

Tabela 1- Demonstrativo da Taxa de Remuneração de *Capital Elaborado* pela BCG

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Calculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,537
	Parcela Risco Regulatório	0,200
	Beta Total Desalavancado	0,737
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		14,27%
Taxa de Remuneração Real		12,23%

72. Todavia, antes de se adentrar aos aspectos específicos tratados no presente caso, resta necessário abordar a essa Agência, conceitualmente, a relevância da taxa de remuneração do capital no âmbito do equilíbrio econômico-financeiro de uma concessão, tendo-se em mente, sobretudo, o prisma da continuidade do serviço público.

73. Não é demais ressaltar que a Gas Energy, consultoria contratada pela Abividro no âmbito de consulta pública desenvolvida dentro do presente processo, defendeu taxa de 10,02%, valor superior ao fixado pela AGENERSA, o que ratifica que a Deliberação foi demasiadamente rigorosa nos parâmetros estabelecidos na fixação da referida taxa.

V. 1 – A TRC como parâmetro ao equilíbrio da concessão

74. Como mencionado, é indiscutível a relevância da taxa de remuneração do capital no âmbito de uma concessão de serviço público. Isso porque, se nos contratos administrativos de desembolso tem-se a previsão fechada de orçamento com linearidade de receitas e encargos, nos de longo prazo têm-se picos de receitas e vales de investimentos – estes a depender daqueles.

75. Diante disso, no âmbito das concessões, é do contratado a responsabilidade pelo aporte inicial, bem como por todos os desembolsos periódicos ao longo da execução. Ademais, nas palavras de Egon Bockmann Moreira⁵, a contraprestação correspondente a tais investimentos (nas concessões comuns advinda das tarifas suportadas pelos usuários), como regra geral, só será percebida *a posteriori* e de modo fragmentado.

76. Segundo o professor, há uma distinção lógica a ser considerada: nos contratos de curto prazo, o valor presente é o valor contratual previamente firmado, ajustado pela correção monetária (do passado para o presente); por outro lado, nos contratos de longo prazo, o valor presente é o valor contratual futuro tornado presente, por intermédio de ferramentas financeiras (do futuro para o presente). São conceitos radicalmente distintos e com efeitos díspares. E, por isso, no âmbito das concessões, muito se trata de projeções financeiras de longo prazo (com viés prospectivo), segundo as boas práticas internacionais.

77. E é justamente nesse cenário que se entende a taxa de remuneração como o que torna um empreendimento atrativo ou não a um determinado nível de risco e dimensão do negócio. Nesse contexto, que os parâmetros e critérios para a formação das taxas se revelam de absoluta importância, de forma que a desconsideração de um ou outro critério pode ocasionar severos impactos à prestação do serviço público concedido, inclusive desincentivando os investimentos necessários em infraestrutura. Nas palavras de Maurício Portugal Ribeiro, **em uma concessão estadual de distribuição de gás utiliza-se a metodologia de TIR Regulatória, na qual a taxa é utilizada durante uma revisão ordinária como premissa para calcular a tarifa que valerá até a próxima revisão tarifária ordinária:**

“Utiliza-se TIR Regulatória apenas nas concessões federais de distribuição de energia, nas concessões estaduais de distribuição de gás e na regulação discricionária, à qual estão submetidas algumas empresas estaduais de distribuição de água e coleta de esgoto.

Nessas concessões, periodicamente, geralmente a cada 4 ou 5 anos, o regulador reestabelece as premissas (de custos, inclusive o custo de capital, de receita requerida, de demanda etc.) e recalcula o valor da tarifa que terá validade para o próximo quadriênio ou quinquênio.

Note-se que, nesse caso, a TIR é usada durante uma revisão ordinária de um contrato de concessão ou PPP como premissa para calcular a tarifa que valerá até a próxima revisão tarifária ordinária. Portanto, nesse caso, a TIR substancialmente é usada para precificar ativos – não antes do início do

⁵ MOREIRA, Egon Bockmann; GUZELA, Rafaella Peçanha. Contratos Administrativos de longo prazo, equilíbrio econômico-financeiro e Taxa Inteira de Retorno (TIR). In: MOREIRA, Egon Bockmann (Coord.). *Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a taxa interna de retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas*. Belo Horizonte: Fórum. p. 337-356.

contrato como no caso descrito no item 2.1 acima – mas sim durante a execução do contrato de concessão ou PPP.” (referência)

78. Nesse sentido, o processo de revisão tarifária é o mesmo que ocorre no presente caso, em que, na forma do Contrato de Concessão, a cada quinquênio há a determinação de uma taxa de remuneração a ser aplicada sobre a base regulatória de ativos, o que envolve a escolha de critérios adequados para o cálculo dos respectivos parâmetros. Diante disso, em um processo de revisão ordinária como o presente, a taxa de remuneração se revela fundamental para o cálculo da tarifa, em meio a um relevante trabalho de definição de custos de referência e de uma nova projeção de demanda, de forma a estabelecer diversos retratos do contrato em estado de equilíbrio, cada um deles com vigência em um período entre revisões ordinárias.

79. Portanto, na determinação da taxa de remuneração de capital, deve-se considerar que (i) a rentabilidade deve respeitar o princípio de razoabilidade dos contratos, levando em consideração as características específicas do serviço público de distribuição de gás canalizado; (ii) o serviço de distribuição de gás canalizado prestado pela Concessionária é impactado por elevado capital imobilizado e investimentos programados, cuja remuneração dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada a esta base; e (iii) faz-se necessária a adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital, presentes no setor.

80. Nesses contratos, quando ocorre um evento de desequilíbrio, usa-se o retrato em estado de equilíbrio aprovado na última revisão ordinária e a taxa de remuneração regulatória nele prevista se converte em taxa para reequilíbrio. Por isso, a desconsideração de fatores relevantes para a formação da taxa de remuneração a vigor no quinquênio em questão pode ocasionar severos prejuízos à prestação do serviço público, o que deve ser objeto de análise no âmbito do presente recurso administrativo. E, como já adiantado, parâmetros de risco importantes para a formação da referida taxa foram desconsiderados por essa AGENERSA, o que justifica o provimento do presente recurso.

V.2 – Exclusão do risco regulatório no cálculo do risco sistêmico estimado (beta)

81. A respeito da exclusão do risco regulatório, a consultoria da UFF, utilizada por essa Agência, se justifica ao *“considerar que o regime tarifário da CEG não impõe riscos significativos à empresa que justifiquem tal adoção”*.

82. Nesse contexto, é necessário ter em mente que, à luz dos elementos trazidos no subtópico acima, no processo de revisão tarifária, é estabelecida a taxa de remuneração do custo de capital, a qual deve estabelecer um valor adequado. Pois, um valor abaixo do nível real do custo de oportunidade pode inviabilizar novos investimentos e comprometer a qualidade dos serviços prestados.

83. Frisa-se que o Contrato de Concessão prevê na Cláusula Sétima a fórmula básica da Taxa de Remuneração de Capital, “Taxa de Remuneração de Capital = r_l + [β x (prêmio de risco)] + r_b ”, onde, r_l , é a taxa real livre de risco, β é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da concessionária ao retorno do mercado como um todo, **Prêmio de risco** é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_l), e r_b é o “risco Brasil”.

84. Com base nas divergências metodológicas encontradas, destaca-se que, para o cálculo do beta “ β ”, foi inserida uma estimativa de risco regulatório, tendo em vista a regulação praticada no Estado do Rio de Janeiro ser do tipo “*price cap*”. Isso porque, como se sabe, esse modelo tarifário traz reconhecidamente riscos mais elevados de mercado em relação à sistemática “*rate of return*”, onde existe uma taxa de retorno garantida.

85. Apesar de a inclusão do risco regulatório não ser consensual, não se trata de inovação regulatória, uma vez que a ANEEL já adotou essa prática, quando verificado que as ações do regulador introduzem um risco sistemático ao investidor. Assim, os riscos regulatórios surgem na ocorrência de incertezas quanto aos rumos das mudanças legislativas, e nas incertezas de rumo da própria estrutura regulatória.

86. No caso do setor de gás no Brasil, a falta de regra gera mudanças bruscas que afetam a rentabilidade dos investimentos. E ainda se constata grande instabilidade do setor de petróleo e gás, o que naturalmente acarreta volatilidade ao fluxo financeiro do gás. De modo exemplificativo, cita-se a Lei Estadual nº 6.890, de 18 de setembro de 2014, que dispõe sobre a obrigatoriedade da inspeção quinquenal de segurança nas instalações de gás das unidades residenciais e comerciais supridas por gases combustíveis no Estado do Rio de Janeiro. E a Instrução Normativa nº 47, de 18 de março de 2015, que estabelece os procedimentos a serem adotados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO para o cumprimento da referida lei estadual.

87. Em âmbito federal, foi promulgada a Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”), que moderniza o marco legal do setor, e altera as regras do mercado relacionadas ao transporte, escoamento, tratamento, processamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural no Brasil. Inclusive, essa AGENERSA já iniciou as discussões que pretendem definir as tarifas do uso do sistema de distribuição (“TUSD”) a serem cobradas dos consumidores livres de gás no Rio de Janeiro, permitindo a migração de consumidores para o mercado livre de gás, o que certamente afetará a demanda da Concessionária.

88. Não se pode deixar de mencionar o severo impacto do preço do gás, que impacta diretamente no negócio de distribuição, no volume de vendas projetado e na realização de novos investimentos por parte da Concessionária. Atualmente, o custo de gás está garantido a 12% Brent por liminar, tendo em vista as discussões judiciais protagonizadas pela CEG, Alerj e Estado do Rio de Janeiro em face da Petrobras. Assim, atualmente, o fornecimento de gás encontra-se sem contrato firmado, já que o anterior venceu em 31.12.2021 e que a Petrobras, única fornecedora apta a atender ao Estado do Rio de Janeiro, intencionava um incremento de preços para 16,75% Brent. O tema segue em discussão judicial. Sem mencionar a política de preços da Petrobras, vinculada ao mercado internacional e o descolamento dos preços em razão da guerra na Ucrânia.

89. Assim, tendo em vista que existem indefinições que incrementam a exposição ao risco, verifica-se a pertinência da correta fixação do parâmetro em questão no exercício da atividade regulatória.

V. 3 – Período de cálculo do risco Brasil

90. No que tange à distorção causada pela escolha arbitrária de uma janela temporal curta para o cálculo do “risco Brasil”, como já dito, observa-se a desconsideração do horizonte dos investimentos já realizados. Pois, existem bens que compõem a Base de Remuneração de Ativos atual que foram realizados ao longo do período desconsiderado. Notoriamente, os primeiros anos de uma concessão são marcados por grandes investimentos, de modo que o marco temporal mais curto desconsidera o momento de maior desembolso da Concessionária.

91. Porém, não é só isso. Em razão das condições econômicas do país, na década de 1990, as concessões tiveram uma taxa de remuneração elevada. Com o passar dos anos, os projetos estimaram uma taxa de remuneração mais baixa, inclusive, que os riscos reais da época, por imposição do governo. Tal fato somente foi possível devido à redução do risco Brasil, das taxas de juros reais e da inflação.

92. Essas variações macroeconômicas demonstram que uma série mais curta do “Risco Brasil” não se mostra coerente com as decisões de investimentos de longo prazo relativas ao setor, além de atribuir peso exacerbado a um período atípico. O perigo dessa abordagem é justamente distorcer as decisões futuras de investimento, e se tornar insustentável em períodos de elevação do custo de capital no mercado de capitais, o que resultará numa taxa de remuneração regulatória inferior à taxa de retorno exigida pelo mercado. Neste caso, será muito difícil para a Concessionária captar recursos para realizar novos investimentos.

93. Por fim, destaca-se que o cálculo adotado pela Concessionária, qual seja, a média da série histórica entre os anos de 1995 a 2016, a partir dos números disponibilizados pelo índice Embi+BR do JP Morgan, foi adotado por utilizar a maior janela disponível para a série (de 1995 a 2016) por dois motivos principais: (i) o período coincide com o ano de início da avaliação do investimento na concessão pela CEG, capturando o risco país ao qual esteve exposta a empresa ao longo da avaliação e execução do investimento; e (ii) dado o alto grau de volatilidade da série, um maior o número de observações tende a suavizar esse efeito. A janela de tempo escolhida de modo a representar o risco do investidor ao tomar a decisão de assinatura deste Contrato de Concessão.

94. Portanto, a Concessionária não concorda com a alteração da janela temporal do “risco Brasil” adotada pela Deliberação AGENERSA, uma vez que essa exclui um período importante ao qual o capital investido foi submetido, sendo que a janela temporal deve capturar o horizonte do investimento, uma vez que existem bens que compõem a Base de Remuneração de Ativos atual e que foram realizados ao longo desse período. Em resumo, a janela temporal do risco Brasil deve ser tal que capture o risco médio a que o ativo fica exposto ao longo da sua vida útil. Dessa forma, é de absoluta necessidade o provimento do presente recurso, para reforma dos arts. 9º e 10, da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, para que se considerem fatores econômicos importantes na formação da taxa de remuneração da Concessionária, sob pena de inviabilização da plena prestação do serviço público concedido.

VI – NECESSÁRIA REVISÃO DOS VALORES FIXADOS A TÍTULO DE OPEX

95. Como sabido, o art. 18⁶, da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, estabeleceu que os valores de OPEX⁷ a serem adotados no cálculo do reposicionamento tarifário da presente revisão deveriam ser aqueles sugeridos por Grupo de Trabalho constituído pela Agência. Contudo, a Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, complementada pela Deliberação AGENERSA nº 4.407/2022, não enfrentou todos os argumentos deduzidos no processo, o que justifica a reforma da decisão.

96. Nesse sentido, vale destacar que o fundamento utilizado para definir a rubrica do OPEX foi que as projeções sugeridas nesse trabalho seriam “mais conservadoras” em relação à modicidade tarifária, quando comparadas com as projeções apresentadas pela consultoria realizada pela UFF, contratada pela própria AGENERSA.

97. Explicando-se melhor a questão, o suposto conservadorismo em relação à modicidade tarifária se dá, tão somente, em razão do fato de que a proposta do Grupo de Trabalho, adotada na Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, consolida a redução do OPEX da Concessionária ocorrida nos anos de 2018 e 2019 para o restante de todo o período revisional. Em outras palavras, mantido o referido entendimento, estar-se-ia aplicando um modelo de gestão de clientes e redes existentes no qual se renuncia completamente ao crescimento.

98. Nesse cenário, cabe asseverar que a imposição de metas por essa própria Agência, por meio das Deliberações AGENERSA nºs 3304/2017 e 3664/2018, foi o que fez com que a Concessionária, durante os primeiros dois anos do quinquênio 2018-2022, adotasse uma postura conservadora em relação a CAPEX e OPEX. Entretanto, os demais investimentos e gastos relacionados com a manutenção e, em geral, com o fornecimento de gás natural aos clientes mantiveram-se em níveis semelhantes ao do último ano do quinquênio anterior (2013-2017).

⁶ “Art. 18 - Com base no exposto e considerando que as projeções do OPEX sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA foram devidamente analisadas e são mais conservadoras em relação à modicidade tarifária quando comparadas as projeções da consultoria da UFF, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores de OPEX sugeridos pelo Grupo de Trabalho no cálculo do reposicionamento tarifário”

⁷ Por OPEX (*Operational expenditure* ou custos operacionais) são caracterizadas as despesas relacionadas diretamente à operação e manutenção das redes (OM), bem como aquelas que garantem a operação comercial e gestão interna da Concessão. Essas despesas são absolutamente fundamentais no cálculo do reposicionamento tarifário e, conseqüentemente, do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

99. **Isso significa dizer que, para além da ausência de manifestação acerca das questões relacionadas a decisões desta própria Agência, esse Conselho deve julgar o presente processo à luz da absoluta falta de consistência e fundamentação nas projeções adotadas pelo Grupo de Trabalho.** Afinal, deve-se levar em consideração que, por mais que se deseje a modicidade tarifária – o que ocorre por parte da própria Concessionária, que tem interesse em uma maior competitividade da matriz energética do gás natural –, **a remuneração a ser auferida pelo particular deve ser suficiente, no mínimo, para (i) os custos de operação e manutenção do empreendimento e oferta da respectiva utilidade pública; e (ii) o retorno dos investimentos realizados pelo particular:**

*“Tal remuneração varia substancialmente conforme o objeto contratual que se venha a analisar e o mercado em que tal objeto se desenvolve. Contudo, há uma enorme plêiade de avenças que versa sobre a **realização de empreendimentos públicos em troca de uma remuneração, a qual deve ser suficiente, no mínimo, para (i) os custos de operação do empreendimento e oferta da respectiva utilidade pública; (ii) o repagamento dos financiamentos captados pelo contratado privado; e (iii) o retorno dos investimentos realizados pelo particular**” (SCHIRATO, Vitor Rhein; BARBOZA, Júlio César Moreira. Levando a sério a remuneração nos contratos públicos de longo prazo. In: MOREIRA, Egon Bockmann (Coord.). *Contratos Administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a taxa interna de retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas*. Belo Horizonte: Fórum, 2016. P. 491-503, grifou-se).*

100. É exatamente neste contexto – em que a mera modicidade tarifária não é capaz de infirmar os demais elementos apresentados no processo – que essa AGENERSA deve reformar a Deliberação recorrida para que utilize a projeção do OPEX apresentado no Relatório Complementar elaborado pela UFF para todo o quinquênio 2018-2022, uma vez que foi amplamente discutido, analisado e fundamentado.

101. Como é de conhecimento dessa Agência Reguladora, o Relatório da UFF teve sua análise submetida a verdadeira divulgação e contestação pública, incluindo amplo questionamento e solicitação de dados adicionais à Concessionária, o que permitiu o embasamento de suas projeções, minimizando quaisquer tipos de assimetrias informacionais. E como se não bastasse, as referidas projeções guardam coerência com a projeção de crescimento proposta pela Concessionária.

102. Desse modo, deixar de adotá-la, simplesmente pelo fato dessa Agência entender que a proposta do Grupo de Trabalho é mais “conservadora”, não tem razão de ser. Em verdade, o voto vencido do ilustre relator desse procedimento, no âmbito do julgamento

dos embargos de declaração opostos pela Concessionária, é claro em dizer que “*assiste razão à concessionária ao apontar obscuridade na Deliberação nº 4.198/2021 quanto às projeções de OPEX homologadas*” (fl. 69 da Deliberação AGENERSA nº 4408/2022). O i. Conselheiro Relator ainda asseverou que:

*“Com a devida vênia à pretérita composição deste Conselho Diretor, **não se extrai da deliberação embargada a devida fundamentação quanto à opção adotada**, tendo se limitado o voto que prevaleceu a apontar as duas vias verificadas — a sugestão de OPEX da consultoria FEC-UFF e a projeção por parte do Grupo de Trabalho — e apontar a segunda via como a adotada, sob a justificativa de serem mais conservadoras em relação à recomposição tarifária do que a primeira”.*

(...)

“A consultoria contratada analisou criticamente as projeções apresentadas pela CEG e promoveu consideráveis reduções, discorrendo tecnicamente sobre cada uma das rubricas reduzidas.”

(...)

*“O GT, por sua vez, optou por inovar ao aplicar o que foi efetivamente gasto em cada rubrica nos anos de 2018 e 2019, a partir dos demonstrativos financeiros publicados pela regulada, e aplicar tais montantes como projeção para todos os anos do quinquênio, incrementando anualmente a partir da mesma proporção de crescimento da base de clientes, método que, em seu entender, se aproxima mais da realidade. Outras rubricas foram reduzidas “com base em avaliações objetivas fundamentadas pelo Grupo do Trabalho. **Em que pese a incontestável relevância dos apontamentos feitos pelo GT de modo a subsidiar as reduções por ele apontadas — considerando, inclusive, as diversas críticas que a FEC-UFF também fez quanto ao método de projeção de OPEX até então utilizado —, não parece prudente uma mudança tão drástica na metodologia e que acarrete em uma diferença tão significativa no valor final**”.* (fls. 69/70 da Deliberação AGENERSA nº 4.408/2022).

103. Nesse cenário, é essencial que a Deliberação ora recorrida seja revista, para que assim, se prevaleça as rubricas de OPEX apontadas pela consultoria da FEC-UFF. Ressalta-se que o voto do mencionado acima, apesar de vencido, foi absolutamente fundamentado quanto a esse ponto e apenas não prevaleceu perante este Conselho Diretor por questões processuais, já que se entendeu que a via dos embargos de declaração não seria capaz de alterar as referidas questões. Isso, todavia, não infirma a correção dos argumentos ventilados pelo i. Conselheiro.

104. Destarte, frise-se que existem diversos elementos, trazidos pela CEG ao longo do processo que demandam a reforma da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021. Um exemplo disso é a necessidade de que, em relação aos anos de 2018 e 2019 – período em que essa Agência está adotando os valores já realizados –, sejam adotados os valores reais para todas as

rubricas do OPEX, além de incluir ajustes para a rubrica de aluguéis e gastos de pessoal, necessários em função da ocorrência de reclassificação contábil.

105. Ademais, para os anos de 2020 a 2022, devem ser adotados os valores projetados pela consultoria da UFF, tendo em vista que as mesmas foram submetidas a contestação pública, sendo defendidas por associações de consumidores (Abividro e Abrace), e guardam coerência com a projeção de crescimento proposta pela Concessionária, o que não acontece com as projeções do Grupo de Trabalho

106. Passa-se, assim, a analisar as diversas rubricas de OPEX que não foram devidamente enfrentadas pela decisão recorrida.

VI.1 – Aluguéis

107. Em relação aos aluguéis, o Grupo de Trabalho reconheceu tão somente os gastos alocados contabilmente na rubrica despesas:

“Entretanto, algumas rubricas foram objeto de reavaliação objetiva por este GT, notadamente as de: aluguéis - considerados a partir de um realinhamento matemático do montante realizado no exercício de 2019”

108. Entretanto, esclarece-se que os gastos referentes aos aluguéis estão demonstrados em amortizações, atendendo à norma contábil nacional CPC06, a qual a decisão recorrida se omitiu. Considerando que não há um plano de contas regulatório, é importante considerar o ajuste contábil de forma pontual nos gastos realizados.

VI.2 – Serviços Corporativos e Outros Gastos de Exploração

109. Em relação à rubrica serviços corporativos e outros gastos de exploração, a Concessionária esclarece que identificou um equívoco de consolidação em seu relatório de 2019 da CEG, onde uma conta contábil criada ao longo de 2019 não foi considerada. Trata-se, assim, de nítida hipótese de inexatidão material, o que demanda a reforma da Deliberação recorrida.

VI.3 – Custo do Pessoal Expatriado

110. Além disso, o grupo de trabalho desconsiderou integralmente a rubrica de custos do pessoal expatriado, sem considerar que o profissional exerceu atividades laborais, contribuindo para a consecução das atividades da distribuidora:

“Após esclarecimentos da CEG sobre rubricas anteriormente zeradas pela Consultoria UFF sob a justificativa de estarem estritamente relacionadas ao controle acionário estrangeiro, entende-se que apenas deve ser rejeitada a rubrica Custo do Pessoal Expatriado, recomendando a utilização de valores mínimos atualizados pelo IGPM observados no quinquênio anterior para Despesas de Viagem e Colaborações Externas. Este mesmo critério foi mantido para gastos Jurídicos, enquanto que para as Provisões permanece a média do quinquênio anterior” (Fls. 277 da Deliberação 4.198/21).

111. Havendo entendimento pela glosa da remuneração paga a estes profissionais, é importante que seja definido um valor compatível com a atividade efetivamente desempenhada.

VI.4 – Despesas de Pessoal

112. Em relação a esse ponto, o grupo de trabalho reconheceu apenas os gastos alocados contabilmente na rubrica gastos de pessoal. Ocorre que os gastos referentes à atualização monetária dos fundos de pensão estão demonstrados em resultado financeiro, atendendo à norma contábil nacional CPC33B, omitida pela decisão recorrida. Considerando que não há um plano de contas regulatório, é importante considerar o ajuste contábil de forma pontual nos gastos de pessoal realizados.

VI.5 – Provisões

113. Quanto às provisões, ocorreu um equívoco material nos valores de 2018 e 2019 no Relatório do Grupo de Trabalho para a CEG, uma vez que o valor indicado não condiz com o valor efetivamente realizado. Trata-se de nítida hipótese de inexatidão material, o que demanda a reforma da Deliberação recorrida.

VII – A REALIDADE ACERCA DAS PERDAS DE GÁS
NÃO CONSIDERADAS PELO GRUPO DE TRABALHO DA AGENERSA

114. Ainda em relação às rubricas de OPEX, a Deliberação AGENERSA nº 4.198/21 estabeleceu como referência o percentual inicial de perdas de gás de 1,5% (um vírgula cinco por cento) para o ciclo revisional 2018-2022:

“Em que pese os volumes de perdas projetados para o quinquênio 2018-2022 serem inferiores as perdas ocorridas em 2017, o patamar projetado é superior ao realizado no quinquênio anterior, a exceção do ano de 2017. A consultoria ressalta que as perdas projetadas estão dentro dos limites estabelecidos no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, o qual prevê índices de performance abaixo de 3% (três por cento). (...)

Sobre as projeções de perdas, a procuradoria da AGENERSA entende importante a comunicação dos Órgãos de Estado de Segurança, visando o auxílio à concessionária na implementação das soluções tecnológicas, e de Meio Ambiente, para avaliação dos impactos ambientais. (...)

“Diante do exposto, com base na análise técnica realizada pela consultoria da UFF e o posicionamento da procuradoria da AGENERSA sobre o tema, sugiro ao Conselho-Diretor abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária. Também sugiro ao Conselho-Diretor que a concessionária implante a diminuição das perdas, ano a ano, no percentual de 10% do valor observado no período anterior, se estabelecendo como referência o percentual inicial de perdas de 1,5%, correspondente à média das perdas projetadas pela consultoria da UFF para o ciclo revisional 2018-2022”. (Fls. 273/275 da Deliberação AGENERSA nº 4.198/21).

115. Todavia, ao assim proceder, a decisão não considerou o Relatório Final da Pesquisa do Grupo de Energia e Regulação (“GENER”) da UFF, cujo título é “*Perdas Comerciais na Distribuição de Gás Natural: Impactos Econômicos e Sociais dos Roubos e Riscos de Desestruturação da Atividade*”, datado de janeiro/2021.

116. Trata-se de estudo que apresentou as características gerais das perdas em mercados energéticos e verificou a evolução do problema em experiências internacionais, em especial os casos endêmicos do México e da Colômbia. Ademais, abordou o problema brasileiro de perdas comerciais nos mercados de eletricidade e de combustíveis líquidos. Por fim, explorou a relação entre deterioração da segurança pública e evolução das perdas de energia no Estado do Rio de Janeiro, com estimativas do impacto das perdas nas dimensões econômicas, sociais e fiscais.

117. Nesse contexto, a Deliberação recorrida deixou de observar alguns pontos que são essenciais ao correto estabelecimento do percentual de perdas, tais como: (i) as perdas

projetadas estão dentro dos limites estabelecidos no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, o qual prevê índices de performance abaixo de 3% (três por cento); (ii) o aumento das perdas físicas de gás se dá em decorrência do aumento da criminalidade no Estado do Rio de Janeiro; (iii) a Concessionária tem adotado todas as medidas que estão ao seu alcance para combater as perdas de gás.

118. Assim, conforme se demonstrará, a concessionária sempre esteve e está comprometida na busca de redução constante dos indicadores de perdas. Nesse sentido: (i) a Concessionária tem desenvolvido atividades para inibir, prevenir, recuperar e diminuir as perdas, conforme demonstrado nos relatórios trimestrais enviados ao regulador; (ii) a Naturgy apresentou um relatório técnico desenvolvido pela UFF comprovando as boas práticas da Concessionária; (iii) o Contrato de Concessão permite perdas de até 3%; (iv) a Concessionária já é penalizada pela perda de margem e não pode ser duplamente penalizada também pelo custo do gás.

VII.1 – A realidade social do Rio de Janeiro e sua influência nas perdas de gás

119. O Estado do Rio de Janeiro, em que pese seu nível de desenvolvimento elevado para padrões nacionais, possui uma grande complexidade social evidenciada pela favelização, violência e hostilidade ao ambiente de negócios, o que impõe problemas difíceis de serem administrados pelas empresas que atuam no Estado. Nesse sentido, cumpre destacar que a CEG não é a única Concessionária que sofre com a situação conjuntural do Estado do Rio de Janeiro. Infelizmente, há uma verdadeira indústria da fraude no Estado, o que acaba afetando todas as concessões de serviço público.

120. Assim, cita-se, inicialmente, a situação das concessionárias de energia elétrica, as quais enfrentam problemas muito similares ao da CEG. Parte importante de suas operações ocorre em comunidades, áreas que possuem severas restrições à operação (ASRO)⁸. São locais

⁸ O termo ASRO foi criado para substituir o termo “Áreas de Risco”, que criava uma conotação pejorativa para os locais de moradia de pessoas que nada têm a ver com o crime. Vide: Huback, Vanessa Barroso da Silva. “Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

dominados por grupos criminosos, os quais são responsáveis por limitar a operação e supervisão da empresa, evitando o combate adequado das perdas não físicas.

121. Nesse contexto, importante destacar os estudos que foram realizados pelo Tribunal de Contas da União (“TCU” – Acórdão TCU nº 2.211/2008-Plenário, Rel. Min. Benjamin Zymler, j. 08.10.2008) no bojo da auditoria realizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). A referida auditoria teve como escopo, justamente, avaliar o impacto das perdas no sistema elétrico brasileiro.

122. Na oportunidade, o TCU demonstrou que o Estado do Rio de Janeiro apresenta uma das maiores perdas de energia do país. Para a Corte de Contas, o Estado possui um “*grau de complexidade social da organização de seu espaço urbano*” bastante superior ao das outras unidades da federação, o que faz com que suas perdas sejam mais elevadas do que, por exemplo, as do Estado do Paraná. Isso porque esse Estado possui IDH de 0,790 e perdas de 5,67%, ao passo que o Rio de Janeiro possui IDH de 0,802, mas 25% de perdas:

“A equipe de Auditoria visitou três concessionárias que estavam entre as que apresentavam as maiores perdas, quais sejam: Ampla, Light e Manaus Energia. (...) e) a conclusão do trabalho indica que, por ter o Rio de Janeiro um “grau de complexidade social da organização de seu espaço urbano” bastante superior ao das outras unidades da federação, suas perdas são mais elevadas do que, por exemplo, as do Estado do Paraná, cujo IDH é de 0,790 e apresenta perdas de 5,67%, contra 25% de perdas no Rio de Janeiro, que possui IDH de 0,802” (fls. 32 e 37).

123. No mesmo sentido, conforme Nota Técnica apresentada pela ANEEL no bojo da referida auditoria, há, em algumas localidades do Estado do Rio de Janeiro, *“um quadro de incivilidade e de ilegalidade que traz grandes dificuldades, em alguns locais insuperáveis para o exercício das atividades de distribuição, em particular no que concerne ao combate à fraude e à inadimplência. O extremo dessa situação na cidade do Rio de Janeiro são algumas favelas, onde o furto de energia chega a alcançar a 70% do total distribuído”* (fl. 38).

124. Não por acaso, em decisão recentíssima proferida no bojo da Revisão Tarifária da Light (Processos 48500.003571/2021-24 e 48500.004727/2021-94), a ANEEL, ao se basear “*na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessões comparáveis*” (fl. 06), fixou para o ano de 2023 o percentual de perdas técnicas de 6,86%, e de perdas não técnicas em 40,04% - quase 20 vezes mais o percentual que se pretende aplicar no presente caso, conforme tabela abaixo:

IV – DISPOSITIVO

66. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 01/1996 e no que constam dos Processos nº 48500.003571/2021-24 e nº 48500.004727/2021-94, voto no sentido de **APROVAR** o resultado da revisão tarifária periódica de 2022 da LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A., na forma da minuta de Resolução Homologatória anexa, a fim de:

(...)

g) FIXAR o referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2026, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	6,86%	6,86%	6,86%	6,86%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	40,04%	39,16%	38,28%	37,40%

125. Destaca-se que o setor energético não é o único a sofrer com as perdas não técnicas. No âmbito da concessão do *Bus Rapid Transit* (“BRT”) na Cidade do Rio de Janeiro, por exemplo, evasões delituosas, depredação do patrimônio público (estações) e do patrimônio do Consórcio (ônibus e equipamentos de operação), vandalismos, má postura e não cumprimento das normas e procedimentos são eventos corriqueiros no âmbito do BRT.

126. Outro exemplo são os furtos de cabo da SuperVia, que, até fevereiro desse ano, sofreram um aumento de **268%**. Segundo a Concessionária, o furto de cabos é um dos problemas mais constantes da rede, sendo certo que apenas entre janeiro e fevereiro de 2022 foram furtados mais de 10.000 metros de cabos⁹:

Furtos de cabos na **Supervia** - Janeiro e fevereiro/2022

- 10 mil metros de cabos furtados
- R\$ 440 mil em reparos
- 491 viagens interrompidas ou canceladas
- 220 ocorrências registradas
- aumento de 268% em relação ao mesmo período de 2021

127. De igual modo, a Companhia de Engenharia de Tráfego do Rio de Janeiro (“CET-Rio”) também sofre das mazelas da segurança pública do Estado. Apenas nos sete primeiros meses de 2021, a Companhia já havia tido um prejuízo de 2 milhões de reais decorrentes de

⁹ G1. “[Furto de cabos da SuperVia aumentou 268% em janeiro e fevereiro deste ano, em comparação com mesmo período do ano passado](https://g1.globo.com/rj/rio-de-janeiro/noticia/2022/03/14/furto-de-cabos-da-supervia-aumentou-268percent-em-janeiro-e-fevereiro-deste-ano-em-comparacao-com-mesmo-periodo-do-ano-passado.ghtml)”. Rio de Janeiro. 14.03.2022. Disponível em: <https://g1.globo.com/rj/rio-de-janeiro/noticia/2022/03/14/furto-de-cabos-da-supervia-aumentou-268percent-em-janeiro-e-fevereiro-deste-ano-em-comparacao-com-mesmo-periodo-do-ano-passado.ghtml>.

furtos de cabos elétricos¹⁰. Da mesma maneira, as redes de telefonia vêm enfrentando grandes prejuízos decorrentes do “sequestro” de antenas de telefonia em mais de 105 comunidades do Estado, com quadrilhas transferindo a infraestrutura para empresas clandestinas de TV e internet¹¹.

128. Destaca-se, ainda, a fraude em bombas nos postos de combustíveis. Recente fiscalização da Agência Nacional do Petróleo (“ANP”) identificou diversos postos com combustível adulterado e/ou com “bomba baixa”, que acontece quando sai menos gasolina da bomba do que o comprado pelo consumidor. Entre janeiro e outubro de 2021, foram autuados 117 postos de combustíveis no Rio de Janeiro¹². Ao se realizar uma análise conjuntural a respeito do Estado do Rio de Janeiro, são verificados diversos problemas de difícil enfrentamento por parte das empresas que atuam no Estado.

VII.2 – Uma análise das perdas não físicas da CEG frente à realidade do Estado do Rio de Janeiro

129. É justamente neste contexto que, no âmbito da prestação do serviço por parte da CEG, se evidenciam as perdas de gás, as quais podem ser agrupadas em duas categorias: (i) perdas físicas, as quais compreendem as fugas de gás natural para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações; e (ii) perdas não físicas, que estão associadas a problemas de medição do gás, notadamente a prática de fraude e/ou furtos¹³. No caso da CEG, as perdas somam o valor total de 2,48%, sendo 0,07% de perda física e 2,41% de perda não física, valores apresentados à Agência no 4º trimestre de 2021.

¹⁰ G1. “Furto de cabos deixa sinais de trânsito apagados na Zona Norte do Rio”. Rio de Janeiro. 17.08.2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/rj/rio-de-janeiro/noticia/2021/08/17/furto-de-cabos-deixa-sinais-de-transito-apagados-na-zona-norte-do-rio.ghtml>.

¹¹ O GLOBO. “Tráfico e milícia 'sequestram' antenas de telefonia em 105 comunidades no Estado do Rio”. Rio de Janeiro. 02.10.2021. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/rio/trafico-milicia-sequestram-antenas-de-telefonia-em-105-comunidades-no-estado-do-rio-1-25222468>.

¹² G1. “Força-tarefa mira fraude em bombas em postos de combustíveis no Rio”. Rio de Janeiro. 30.10.2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/rj/rio-de-janeiro/noticia/2021/10/30/forca-tarefa-mira-fraude-em-bombas-em-postos-de-combustiveis-no-rio.ghtml>.

¹³ Vide: ARESA – Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – ARESA. Proposta de Metodologia de Determinação das Perdas – Anexo VII. Disponível em: <https://www.aresa.sc.gov.br/index.php/documentos/consultas-publicas/consultas-publicas-gas/consultas-publicas-encerradas-1/1314-aresa-minuta-da-nota-tecnica-aresa-0xx-2017-metodologia-rtp-scgas-anexo-vii-perdas/file#:~:text=As%20Perdas%20totais%20de%20g%C3%A1s,e%20n%C3%A3o%20f%C3%ADsicas%20de%20g%C3%A1s.>

130. Nesse cenário, o fato de quase a totalidade de perdas da CEG decorrer das perdas não físicas significa afirmar que a (i) a Concessionária atua incessantemente para diminuir as perdas físicas – que, como mencionado, hoje alcançam o valor irrisório de 0,07% –, e (ii) o enfrentamento das perdas não físicas perpassa por medidas que escapam da esfera de controle de uma concessionária de serviços públicos.

131. Em outras palavras, **a origem do aumento das perdas da Concessionária deriva de questões que, como já devidamente asseverado, não são restritas à CEG e se caracterizam, principalmente, por fraudes e ligações clandestinas em suas redes.** Por isso, **é evidente que o aumento das perdas não técnicas da CEG é um problema social e de ordem pública,** sobre o qual a Concessionária, apesar de possuir atuação permanente nas ações mitigadoras de furto (devidamente informada à AGENERSA por meio da correspondência DIRPIR 064, de 02.08.2018), tem pouca ou nenhuma ingerência para sua total resolução.

132. Observe-se que o relatório elaborado pelo GENER da UFF foi claro no sentido de que os *“cenários apontam que o impacto das perdas já é relevante para a distribuição de gás natural no Rio de Janeiro. Caso a trajetória de elevação das perdas não seja interrompida, a concessionária, os consumidores e o governo terão ônus significativo. O descontrole das perdas representará uma ameaça a continuidade da atividade. Metade da margem da distribuidora seria canalizada para arcar com os impactos das perdas, implicando em risco para o negócio. Assim como ocorreu com a Light, as perdas acarretariam destruição de valor do ativo”* (fls. 52/53).

133. Por essa razão, **a manifestação dessa AGENERSA a respeito das conclusões adotadas no mencionado relatório será fundamental para que se constate um cenário de dupla penalização para a concessionária, já que tem sua perda relacionada não apenas ao custo do gás adquirido, mas, também, à margem de distribuição que deixa de receber em razão do volume fraudado.** Como se verá mais adiante, **a manifestação dessa Agência a respeito significará o reconhecimento de um relevantíssimo ônus econômico para a CEG, o que necessariamente impacta o resultado do processo de revisão tarifária.**

134. E a respeito disso, deve-se reiterar: **quase a totalidade das perdas da Concessionária são decorrentes de fraudes que ocorreram à sua revelia.** Como devidamente destacado no relatório elaborado pela UFF, a CEG tem adotado as mais diversas iniciativas para identificar fraudadores e recuperar as perdas. Segundo se verifica do documento, *“a empresa*

implementou técnicas para inferir fraudes baseadas no comportamento da demanda de consumidores de grande porte. São avaliadas reduções significativas no padrão de consumo, que podem sugerir que parte do gás consumido não está sendo medido, e interrupções anormais de consumo, que podem sugerir o momento em que o sistema de desvio foi instalado” (fl. 44 do Relatório da UFF).

135. Neste contexto, frisa-se que a CEG vem aprimorando processos internos e trabalhando enfaticamente para o combate às perdas, modernizando controles e investindo em melhorias. A despeito do elevado risco, somado às limitações das concessionárias quanto às investigações e à ausência de poder de polícia, certo é que a Concessionária atua proativamente, intensificando o combate às fraudes, inclusive efetuando parcerias com a Delegacia de Serviços Delegados (“DDSD”), a fim de intensificar as ações em áreas que possuem severas restrições à operação.

136. O relatório elaborado pelo GENER da UFF, em sua fl. 45, atestou que a Concessionária está envidando todos os esforços para cumprir o estipulado no Contrato de Concessão, enumerando diversas ações mitigadoras de perdas não físicas como (i) inspeção de ramais com câmeras; (ii) inspeção completa e detalhada dos clientes GNV; (iii) instalação de caixas de aço, visando dificultar manipulações indevidas nos sistemas de medição; (iv) monitoramento com câmera, dentre diversas outras:

Quadro 1 – Ações mitigadoras de perdas não físicas da CEG:

- Criação de equipe dedicada a essa atividade.
- Rastreamento das equipes que visa o monitoramento online das equipes, objetivando o aumento da produtividade, promovendo um rápido direcionamento das equipes de manutenção em caso de avarias e fugas na rede de distribuição e caso de falha nos sistemas de medição.
- Implementação do controle de lacres pela área de Security.
- Revisão do cadastro das pressões de fornecimento com objetivo de certificar que as pressões cadastradas no sistema de faturamento estão alinhadas com a pressão efetiva de fornecimento aos clientes que não possuem conversor de volume.
- Modernização das EM's e substituição de medidores obsoletos para promover a melhoria no sistema de medição dos mercados industrial, automotivo e termoeletrico.
- Modernização e ampliação da instalação de conversores e telemedição em todos os clientes com consumo entre 50.000 e 100.000m³/mês, possibilitando o monitoramento diário do sistema de medição, objetivando detectar desvios e falhas no sistema de medição com ação de correções imediatas. Sistema também utilizado para o faturamento de grandes clientes.
- Priorizar o Plano de Conservação e calibração por volume que prioriza o plano de manutenção dos clientes com maiores consumos, de forma a minimizar os erros de medição, em função das derivas dos medidores.
- Renovação do parque corretores de volume suscetíveis a fraude eletrônica para evitar manipulações indevidas ao sistema de medição.
- Revisão do processo de colocação em serviço, para alinhar todas as informações técnicas e de fornecimento de gás, de forma a não haver divergências dos dados inseridos nos sistemas de manutenção e faturamento com os praticados no cliente.
- Novo processo de colocação em carga com inspeção do ramal com câmera, e inspeção completa e detalhada dos clientes GNV.
- Instalação de caixas de aço, visando dificultar manipulações indevidas no sistema de medição de gás natural.
- Instalação de resina (composto para impedir o by-pass aéreo em determinados pontos da estação)
- Solda dos flanges do by-pass de manutenção do filtro, impossibilitando o by-pass clandestino por esse ponto.
- Instalação de novo modelo de estação sem pontos de possíveis by-pass. Estação clean
- Revisão dos contratos dos clientes industriais e GNV para adequar o consumo contratual ao perfil de consumo real e inclusão de cláusulas mais específicas prevenindo infrações.
- Revisão dos clientes com consumo fora do range dos medidores para adequar o sistema de medição ao real perfil de consumo dos clientes, para que os mesmos operem entre a vazão mínima (Q_{min}) e a vazão máxima (Q_{max}).
- Revisão contratual dos clientes com consumo zero com objetivo de inspecionar e certificar que realmente não há consumo nos clientes. Em caso de não haver consumo, se realiza a rescisão contratual e corte físico do ramal.
- Monitoramento remoto e 24 horas com novas tecnologias.
- Desenvolvimento de alarmes para apontamento de irregularidades;
- Testes de novos equipamentos de medição com tecnologia ultrassônica.
- Inspeção com câmera nos ramais de clientes GNV
- Testes em novas tecnologias de monitoramento para Comércios.
- Desenvolvimento de sistemas com inteligência artificial para combate a fraudes e perdas

137. Com a apreciação de tais elementos, será possível depreender que o percentual das perdas de gás não é decorrente da ineficiência da CEG. Tanto é assim que o percentual de perdas físicas é irrisório. Em verdade, a CEG vem combatendo da forma mais efetiva possível os furtos de gás.

138. Por esta razão, a manifestação dessa Agência Reguladora a respeito dos elementos trazidos pela Concessionária é evidentemente capaz de infirmar as conclusões adotadas na última Deliberação proferida, reconhecendo-se não somente os impactos

financeiros causados por questões alheias à responsabilidade da empresa, mas, também, o consequente incremento dos custos operacionais da Concessionária, modificando-se os valores fixados a título de OPEX.

139. Conforme reconheceu o relatório elaborado pela UFF, os furtos de gás natural na distribuição geram impactos econômicos importantes não apenas para a Concessionária, mas também para os consumidores, o erário público e a sociedade como um todo. Nesse sentido, o estudo buscou estimar os impactos econômicos do roubo de gás no Estado. Para realizar esta análise, optou-se por estimar os seguintes indicadores:

- Volume de perdas (milhões m³): volume estimado de gás natural desviado ilegalmente no Estado
- Ônus econômico (R\$ milhões): o valor que deixa de ser arrecadado pelas concessionárias pelo furto do gás natural.
- Perda regulatória (R\$ milhões): o custo do gás adquirido pelas distribuidoras que é furtado. Este valor deve ser ressarcido pelos consumidores às concessionárias nas revisões tarifárias.
- Impacto margem distribuição (%): o incremento necessário na margem de distribuição total para cobrir as perdas com furto de gás natural.
- Impacto tarifário Residencial (%): o incremento necessário na tarifa final dos consumidores residenciais para cobrir as perdas com furto de gás natural.
- Impacto tarifário GNV (%): o incremento necessário na tarifa final dos consumidores de GNV para cobrir as perdas com furto de gás natural.
- Impacto fiscal no Estado (R\$ milhões): estimativa das perdas com a arrecadação de ICMS sobre o gás furtado.

140. Ademais, cada um destes indicadores foi estimado para três diferentes cenários: (i) Situação 2020; (ii) crítico; e (iii) descontrole das perdas. O primeiro cenário basicamente projeta o impacto econômico considerando o volume de gás furtado em 2020. O segundo cenário estima o impacto de uma deterioração do nível de perdas por furto de gás, tendo como referência o pior mês de 2019 (julho). Já o terceiro cenário considera uma deterioração profunda das perdas no mercado de gás, com uma dinâmica semelhante ao ocorrido no mercado de

eletricidade no Estado. Nesse sentido, o resultado das estimativas pode ser sintetizado na tabela abaixo (p. 50 do estudo):

Tabela 1 - Estimativa dos Impactos das Perdas Não Físicas na área da CEG

	Situação 2020	Crítico	Descontrole
Volume de perdas (milhões m ³)	88,5	166,1	317,3
Ônus econômico (R\$ milhões)	172,9	324,6	682,4
Perda regulatória (R\$ milhões)	114,2	214,3	406,5
Impacto margem distribuição (%)	12,4%	23,3%	49,0%
Impacto tarifário Residencial (%)	10,6%	19,9%	41,8%
Impacto tarifário GNV (%)	4,2%	7,9%	16,6%
Impacto fiscal (R\$ milhões)	20,7	38,9	81,9

Fonte: Elaborado pelos autores

141. Como se depreende, os prejuízos podem alcançar o expressivo patamar de R\$ 682,4 milhões, o que torna insustentável a concessão de serviço público. Por essas razões, caso não reformada a Deliberação recorrida, o tratamento regulatório da matéria acabará se tornando deficiente, baseando-se em informações não fidedignas, o que, como se sabe, ocasiona prejuízo não somente à Concessionária, mas, também, ao próprio interesse público e ao princípio da continuidade do serviço.

VIII – INCONSISTÊNCIAS NO CAPEX

142. De acordo com os textos da página 122 do Relatório do GT AGENERSA, o GT adotou os valores reais de CAPEX para os anos de 2018 e 2019, levados à moeda dez/16. Nesse sentido, observa-se que houve erro nos valores de CAPEX de 2019 contido nos diferentes Anexos da Deliberação AGENERSA Nº 4198/21, conforme realçado em itálico vermelho nas tabelas abaixo:

CAPEX CEG <i>(MR\$, Moeda Dez16)</i>	2018	2019
Proposta Concessionária (Set18)	152,95	157,16
Realidade	144,05	139,84
Anexo 3 (Plano de Investimentos)	144,05	<i>144,15</i>
Anexo 5 (Base de Remuneração de Ativos)	144,05	<i>157,16</i>
Anexo 6 (Fluxo de Caixa)	144,05	<i>144,15</i>

143. Faz-se necessário a correção dos valores constantes dos Anexos, tendo em vista que tal correção implicará também na correção da evolução da base de ativos, ou seja, irá alterar o valor da Base Final e a linha de depreciação, o que impactará em recálculo do fluxo de caixa, portanto, do índice de reposicionamento “m”. Adicionalmente, o ajuste se faz necessário para evitar eventuais problemas futuros das análises de cumprimento de metas de investimentos Deliberados e cálculos de compensações por subinvestimentos a ser considerados na próxima revisão tarifária.

144. Em relação aos investimentos, cabe indicar também, que a referida Deliberação fixa metas físicas de investimentos para 2018 e 2019 que não estão alinhadas com as metas financeiras, tendo em vista que o valor financeiro projetado foi substituído pelo valor realizado, e suas metas físicas se mantiveram com os valores projetados pela Concessionária em sua proposta entregue em Set/2018, portanto estão descasadas. Portanto, faz-se necessário o ajuste para evitar eventuais problemas futuros de análises de cumprimento de metas de investimentos.

IX – COMPENSAÇÃO DOS PREJUÍZOS INCORRIDOS PELA CONCESSIONÁRIA EM VIRTUDE DA APLICAÇÃO EQUIVOCADA DA METODOLOGIA DELOITTE NA 3ª REVISÃO TARIFÁRIA

145. Como se pode verificar, a teor do que consta no art. 27, da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021¹⁴, essa Agência reconheceu como adequada e correta a metodologia de cálculo da compensação de “subinvestimentos”, elaborada pela FGV e defendida insistentemente pela Concessionária no bojo da 3ª Revisão Tarifária, quando comparada àquela metodologia de cálculo da Deloitte e efetivamente empregada na 3ª Revisão Quinquenal durante a apuração dos investimentos para o período 2008/2012.

146. Apesar de ter aceitado a alteração metodológica para o ciclo tarifário em curso, essa AGENERSA, nos termos do art. 26¹⁵, da Deliberação recorrida, indeferiu a retroação da nova

¹⁴ “Art. 27 Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.”

¹⁵ “Art. 26 - Com base no exposto e em função do princípio da segurança jurídica e considerando que a CEG não demonstrou ter havido desequilíbrio econômico-financeiro desfavorável à concessionária no período de 2013-2017, ou contrário, realizou lucro, sugiro ao Conselho-Diretor negar o pedido da concessionária CEG de aplicação da metodologia de cálculo do saldo de investimentos não realizados, elaborada pela FGV e em substituição a metodologia de cálculo proposta pela Deloitte, no ciclo revisional

metodologia ao ciclo tarifário de 2008/2012, fundamentando-se nos princípios da segurança jurídica e na suposta ausência de demonstração por parte da Concessionária de efetivo desequilíbrio econômico-financeiro que lhe seja desfavorável.

147. Diante disso, é possível perceber que a Agência não reconheceu que a CEG demonstrou ter suportado desequilíbrio econômico-financeiro em seu desfavor na 3ª revisão tarifária, sendo impositiva a retroação da metodologia FGV. Afinal, isso significa uma diferença de cerca de R\$ 529.000.000,00 (quinhentos e vinte e nove milhões de reais) – moeda de Dez/2016 atualizada para o ano de 2018 –, a ser devolvido à Concessionária pelo equívoco da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Tarifária.

148. Nesse cenário, é absolutamente irrazoável a insistência pela manutenção de uma metodologia equivocada aplicada em ciclo tarifário anterior quando, no ciclo seguinte, é devidamente constatado e reconhecido pela AGENERSA que a metodologia adequada é a que parte de premissas econômicas aderentes ao Contrato de Concessão: a remuneração pelo investimento ocorre em 30 (trinta) anos e não em 5 (cinco). A respeito disso, vale mencionar o que consta na manifestação da consultoria da UFF, no presente processo regulatório:

“A 3ª revisão tarifária utilizou metodologia distinta para tratar do subinvestimento no quinquênio 2008-2012. A metodologia utilizada nessa revisão fazia a recomposição integral da diferença entre investimento projetado e realizado. Como apenas parcela dos investimentos é remunerada ao longo do ciclo tarifário, pois a vida útil dos ativos para fins regulatórios é de 30 anos, a metodologia da 3ª revisão implicou em maiores valores para recompensar os investimentos não realizados.”

149. Ademais, cabe destacar que o art. 26, da Deliberação recorrida, asseverou que a Concessionária *“realizou lucro”*, como um contraponto a não ter, supostamente, demonstrado desequilíbrio em seu desfavor. A respeito disso, vale esclarecer que não há qualquer correlação entre desequilíbrio e eventual lucro por parte da empresa. Explica-se: o fato de ter realizado lucro, por si só, não significa que a equação econômico-financeira da concessão – que é estabelecida em contrato –, está devidamente equilibrada. Pensar de forma diferente seria dizer que a CEG deveria ser penalizada por realizar uma boa gestão do negócio.

citado, deforma que os efeitos da alteração metodológica não retroajam às decisões emanadas na 3ª Revisão Quinquenal.”

150. Vale ressaltar que o fato de a concessionária auferir lucros, de forma legítima, é consectário lógico de sua atividade e não fere o instrumento concessivo ou as Leis relacionadas às concessões de serviço público. Em outras palavras, a *ratio* adotada pelo referido dispositivo deve ser reformada porque a AGENERSA não atua como fiscal do legítimo recebimento de lucro pelos acionistas da empresa, mas, sim, do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, que foi afetado negativamente pela aplicação de uma compensação por investimentos não realizados em montante muito superior à que deveria ter sido efetivamente ocorrido.

151. Em outras palavras, não se sustenta o argumento de que a ocorrência de lucro da Concessionária (2013-2017 – 3ª RT/4ª ciclo tarifário) serviria a compensar erro metodológico da DELOITTE, sob pena de violar a lógica do Contrato de Concessão da CEG. Isso porque, não há previsão de limite máximo para a receita da concessionária, tampouco garantia de receita mínima, uma vez que o modelo adotado para a remuneração da concessão do serviço público concedido de gás canalizado é o “*price cap*”, onde a empresa assume os riscos de sua performance.

152. Como sabido, o modelo de *price cap* (“preço máximo”) é classificado como retributivo, de incentivo, diferente do modelo denominado *revenue cap* (“receita máxima”). No modelo de receita máxima, a concessionária possui sua receita máxima estabelecida pelo órgão regulador, não possibilitando qualquer alteração em sua margem, mesmo que decorrente de atuação empresarial quanto à redução de seus custos, por exemplo.

153. Observe-se que o valor de compensação aplicado pela Agência no fluxo da 3ª Revisão Tarifária, baseado na equivocada metodologia Deloitte, foi de R\$ 366 milhões (moeda Dez/11 – moeda de referência da 3ª Revisão Tarifária) quando o valor considerando a correta metodologia FGV deveria ter sido R\$ 129 milhões (moeda Dez/11). Em razão da diferença de tais valores, e, conforme Parecer da Consultoria Tendências apresentado pela Concessionária à AGENERSA através da correspondência DIRPIR 144/2018), o valor a ser devolvido à Concessionária pelo equívoco da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Tarifária, corresponde à R\$ 332 milhões (moeda Dez/16 e VP2013).

154. Adicionalmente, deve-se considerar a necessidade de capitalização do montante calculado pela Consultoria Tendências, em conformidade com o indicado e calculado pela Consultoria UFF na compensação do subinvestimento do ciclo 2018-2022. Ou seja, o valor

de R\$ 332 milhões (moeda Dez/16 e VP2013) necessita ser capitalizado a valores de 2018 (utilizando-se da taxa de remuneração de 9,757% da 3ª Revisão Tarifária), para ser devolvido à Concessionária no fluxo de caixa da 4ª Revisão Tarifária. Tal montante capitalizado a 2018 corresponde a R\$ 529 milhões, como mencionado.

155. Vale ressaltar, ainda, que a imutabilidade/impossibilidade de correção da metodologia adotada na 3ª Revisão Quinquenal, apta a atingir o 3º ciclo tarifário (2008-2012), no âmbito do processo regulatório da 4ª Revisão Quinquenal, não observa os princípios de modernização e aperfeiçoamento regulatórios constantes inclusive da ressalva deliberativa da própria AGENERSA no sentido de que correções, compensações de valores podem e devem ser realizadas em revisão ordinária subsequente.

156. Nesse sentido, destaca-se o próprio entendimento constante da Deliberação AGENERSA nº 2.035/2014, na qual há referência clara a uma eventual compensação de valores decorrente do aprofundamento do estudo da metodologia de cálculo de investimentos não realizados. Observe-se:

“Art. 3º- Por autotutela, aperfeiçoar os arts. 6º, 7º, 10 e 11 da Deliberação nº 1796/2013, para que deles passem a constar as seguintes redações:

(...)

Art. 7º- Determinar a abertura de processo regulatório específico, com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo de m, considerando-os já no presente ciclo tarifário (2013/2017), com eventual compensação de valores, se houver, na próxima revisão quinquenal.”

157. Diante disso, o novo posicionamento exposto no voto condutor da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, no sentido de que *“os aprimoramentos metodológicos são inerentes aos processos revisionais e que não cabe à alteração da decisão do Conselho-Diretor sobre o resultado da 3ª revisão quinquenal em função da alteração do impacto tarifário ocasionado por um único componente do processo revisional”*, vai de encontro ao que foi asseverado expressamente na Deliberação AGENERSA nº 2.035/2014.

158. Caso assim mantida a Deliberação recorrida, aí sim, haveria afronta à segurança jurídica, à confiança legítima e à boa-fé. Afinal, ao ir de encontro a determinações e entendimentos anteriores dessa própria AGENERSA, no julgamento da 3ª Revisão Quinquenal, não é a proibição de retroação metodológica do cálculo que afetaria a segurança jurídica, mas,

sim, a mudança de orientação referente à uma situação fático-jurídica plenamente constituída, o que é vedado pelos arts. 23, 24 e 30, da LINDB.

159. Dessa forma, a retroação da metodologia de cálculo não pode estar limitada ao tratamento dos “subinvestimentos” apurados no 4º ciclo tarifário. É necessário que a retroação da correção metodológica alcance a 3ª Revisão Tarifária da Concessionária, na qual foram discutidos “subinvestimentos” apurados no 3º ciclo tarifário (2008-2012). Isso porque, a metodologia equivocadamente aplicada na 3ª Revisão Quinquenal, com base nos estudos da Deloitte, gerou reflexos sobre a fixação das tarifas que vigoraram no período de 2013-2017 (4º ciclo tarifário) e que, por sua vez, servem de base para a fixação das tarifas na 4ª Revisão Quinquenal (5º ciclo tarifário).

160. A manutenção do raciocínio em relação ao qual se quer a reforma seria, basicamente, admitir hipóteses de remuneração integral dos investimentos em um único ciclo quinquenal. Isso, por via de consequência negaria vigência ao art. 36, da Lei nº 8.987/95, já que não faria sentido que o legislador ordinário previsse o direito de o concessionário receber uma indenização do Poder Concedente ao final da concessão, justamente pelos investimentos não totalmente amortizados ou depreciados. Em síntese, a literalidade da lei infirma por completo a leitura realizada pela Deliberação recorrida.

161. Portanto, como já mencionado, é impositiva a reforma da Deliberação AGENERSA nº 4.198/2021, uma vez que, na prática, a remuneração de um investimento estende-se por todo o prazo contratual, com possibilidade de que, ao final, ainda seja necessário se recorrer ao instituto da indenização. Por isso, não se pode permitir que uma metodologia reconhecidamente equivocada reflita em diversas revisões tarifárias.

X – IMPOSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DE PENALIDADES À CONCESSIONÁRIA

162. Inicialmente, explica-se que essa AGENERSA normatizou os procedimentos quanto à aplicação de penalidades por meio da Instrução Normativa CODIR nº 001/2007, que deverá ser interpretado à luz do Regimento Interno:

“Art. 7º. Nas hipóteses em que, na ação de fiscalização, for verificada a existência de irregularidade, o Gerente da Câmara Técnica de Energia – CAENE ou da Câmara Técnica de Política Econômica e Tarifária – CAPET, deverá providenciar a instauração de processo regulatório, cuja peça inicial será o Relatório de Fiscalização, seguido pelo Termo de Notificação, devendo

ainda instruí-lo com parecer técnico consubstanciado sobre a ação de fiscalização e seus resultados, encaminhando-o, em seguida, para sorteio de Relator.

Art. 8º. Se, da apreciação do mérito, o Conselho Diretor da AGENERSA decidir, nos autos do processo regulatório instaurado na forma do art. 7º, que a Concessionária efetivamente incorreu em infração, nos Termos da lei e/ou dos Contratos de Concessão, determinará à Secretaria Executiva, em conjunto com a Câmara Técnica, a aplicação da pena cominada, por meio de lavratura de “Auto de Infração (AI)”, com base no modelo incluído no Anexo III”.

163. Nesse ínterim, as penalidades aplicadas à Concessionária violam os princípios do devido processo legal, da ampla defesa e do contraditório. Afinal, o presente processo não foi instaurado para apuração de eventual descumprimento contratual, mas sim para fins de acompanhamento da revisão tarifária. Em virtude disso, em momento algum a Concessionária recorrente pode se defender especificamente das imputações que geraram as penalidades, de modo que o procedimento utilizado para penalizar a Concessionária foi acometido de vício insanável.

164. Analisando especificamente as penalidades aplicadas, não merece subsistir a multa por suposto descumprimento do prazo estipulado para entrega da revisão tarifária. Afinal, tanto a AGENERSA quanto o Poder Concedente anuíram ao pedido de prorrogação de prazo realizado pela Concessionária, encaminhada via OF. DIJUR-E-523/17, conforme exposto pelo Of. AGENERSA/PRESI/SECEX 269/17, de 28.06.17, e que concedeu prazo para entrega da proposta até 27.10.17.

165. Posteriormente, a Concessionária enviou o Of. PRESI 013/17, de 18.09.17, ao Poder Concedente e o Of. PRESI 012/17, de 11.10.17, à AGENERSA, nos quais ressalta a necessidade de definição de temas de extrema relevância e complexidade, como o 3º Termo Aditivo e a metodologia de subexecução de investimento, antes da entrega da proposta. Em 26.10.17, através do Of. AGENERSA/PRESI/SECEX 378/17, informou-se a manifestação favorável da AGENERSA e do Poder Concedente à postergação do prazo de entrega da proposta para 27.11.17. A proposta da Concessionária foi realizada no prazo determinado, ou seja, 27.11.17, através do Of. PRESI 016/17.

166. Como se depreende, **houve pedido formal da Concessionária pela prorrogação e anuência expressa da AGENERSA e do Poder Concedente**, pelo que a aplicação de penalidade resultaria na violação do princípio da proteção da confiança e da boa-fé. Tanto é assim, que o voto vencido da Deliberação nº 4407/2022 foi expresso em dizer que, “*incontestável a presente*

contradição na decisão embargada, sugiro ao Conselho Diretor conhecer os embargos interpostos pela concessionária, acolhendo-os, com efeitos infringentes, para anular o art. 2º da Deliberação AGENERSA nº 4.199/2021, que impôs a aplicação de multa por descumprimento do prazo estipulado para entrega da proposta de revisão tarifária” (fl. 61).

167. Destaca-se que o voto vencido foi didático e pontuou, minuciosamente, os momentos em que a própria Agência possibilita as dilações de prazo solicitadas pela Concessionária:

“De fato, analisando o disposto nos autos, assiste razão à embargante. A CEG, em 31/05/2017, solicitou prorrogação do prazo para entrega da Proposta Inicial da 4ª Revisão Tarifária, que foi deferida pela AGENERSA por 120 dias, a contar de 30/06/2017, com anuência do Poder Concedente, tendo sido a decisão publicada no Diário Oficial de 04 de julho de 2017”.

(...)

“Posteriormente, a Concessionária solicitou novamente 2 (dois) pedidos de dilação do prazo 46 para apresentar as propostas completas até a data limite de 27/11/2017, o que também foi deferido 47, tendo a CEG apresentado a proposta dentro do prazo acordado” (fls. 56/57).

168. O relator, por fim, concordando com a Concessionária, afirma que as dilações de prazo concedidas pela AGENERSA à Concessionária geraram legítima expectativa entre as partes, não havendo, portanto, em que se falar em atraso na entrega, uma vez que a Concessionária entregou as documentações dentro do prazo concedido por essa Agência:

“Tal circunstância gerou legítimas expectativas à Concessionária de que nenhuma penalidade seria aplicada, visto que a CEG cumpriu os novos prazos firmados com esta Agência Reguladora com concordância do Poder Concedente, não havendo que se falar em atraso na entrega da proposta de revisão tarifária, nem em descumprimento da Cláusula Décima do Contrato de Concessão e art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001/2007” (fls. 57/58 da deliberação 4.408/22).

169. De igual modo, quanto à multa referente ao descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, também fundamentada no art. 19, VIII, da IN AGENERSA/CD nº 01/2007, impende esclarecer que a Concessionária não deixou de cumprir com suas obrigações contratuais, sendo absolutamente previsível que parte dos investimentos estimados para o quinquênio não fossem realizados ou modificados ao longo do quinquênio.

170. Ressalte-se, ainda, que tais fatos foram apurados em processos regulatórios específicos, e, em determinados casos, geraram a aplicação de multas pelas inconformidades

referentes aos investimentos avaliados anualmente pela AGENERSA. Logo, a nova apuração de aplicação dos investimentos estimados e eventual sanção pecuniária (multa) nos processos revisionais caracterizaria flagrante *bis in idem*. O cumprimento das metas relacionadas aos investimentos deve ser objeto de processo regulatório específico, razão pela qual descabida a sua análise nos processos revisionais, com objetos completamente distintos.

171. Outrossim, não foi observado o disposto no art. 22, § 2º, da LINDB, o qual determina que *“Na aplicação de sanções, serão consideradas a natureza e a gravidade da infração cometida, os danos que dela provierem para a administração pública, as circunstâncias agravantes ou atenuantes e os antecedentes do agente”*. Isso porque foram diversas as dificuldades enfrentadas pela Concessionária que impactaram no equilíbrio econômico-financeiro da concessão, tais como o aumento das perdas, o que foi exaustivamente tratado anteriormente.

172. Isto posto, devem ser revistas as multas aplicadas à Concessionária, diante do exposto no presente tópico.

XI – DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 4.363/21:
RECOMPOSIÇÃO DA TARIFA PELO IGP-M

173. No âmbito do Processo SEI-220007/003632/2021, o qual tratou da atualização das tarifas com vigência a partir de 01.01.2022, a Agência ressaltou (Deliberação AGENERSA nº 4.363/21):

“Art. 2º - Determinar que os repasses dos custos da molécula e a recomposição pelo IGP-M que estão sendo pleiteados pela Concessionária fiquem condicionados a conclusão da 4ª Revisão Quinquenal, devendo ser calculados em seu âmbito, devendo sempre serem observadas as decisões judiciais atinentes o custo da molécula;

Art. 3º - Determinar à Secex que promova o apensamento do presente processo ao processo de n.º E-12/003.124/2017 (4ª Revisão Quinquenal da Concessionária Ceg), para que a decisão aqui adotada lá seja executada”.

174. Assim, em obediência ao previsto na referida Deliberação, a CEG requer seja calculado no âmbito do presente processo a recomposição da tarifa pelo IGP-M, conforme Contrato de Concessão.

XI.1 – Aplicação integral e imediata do IGP-M

175. O art. 48 da Deliberação AGENERSA nº 4.198/21, determinou que as atualizações tarifárias relacionadas ao ano de 2021 deveriam ser aplicadas de forma gradual e parcelada ao longo do ano vigente:

“Art. 47 Considerando ainda as determinações contidas no corpo do voto do Processo nº SEI-220007/002204/2020, complementado pela Deliberação AGENERSA nº 4.164/2021, referente à atualização tarifária de janeiro de 2021 e a aplicação do reajuste contratual pelo IGP-M de 24,52%, de forma gradual e parcelada ao longo do ano de 2021, nos percentuais 4,0% em fevereiro e 6,2% em maio, agosto e novembro, sugiro ao Conselho-Diretor que no prazo de 10 dias, a CAPET adeque a estrutura ora aprovada, incorporando os efeitos do escalonamento do reajuste das margens fixados naquele processo”.

176. Nesse sentido, ao tratar das tarifas a serem praticadas para a distribuição de gás, **o Contrato de Concessão determinou, de forma expressa, o reajuste anual da tarifa com base no IGP-M para recomposição dos valores corroídos pela inflação.** Confira-se a Cláusula Sétima, § 17, do Contrato:

*“§ 17º - Anualmente, ou no menor prazo que a lei venha a permitir, a tarifa limite será atualizada monetariamente, **com base no IGP-M**, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, não incluídos entre esses custos os mencionados nos parágrafos 14 e 16 acima, dando-se ciência prévia à ASEP-RJ e aos consumidores no prazo mínimo de 30 (trinta) dias”.*

177. Conforme largamente demonstrado no tópico II.3, deve a AGENERSA zelar pelo fiel cumprimento da legislação e dos contratos de concessão (art. 4º, I, da Lei Estadual nº 4.556/05). Assim, a atuação da Agência durante o processo regulatório de atualização tarifária deve consistir em resguardar a publicidade a transparência de todo o processo, bem como garantir a verificação formal dos cálculos e procedimentos adotados, com o fito de preservar a segurança e a previsibilidade aos respectivos agentes, *players* e consumidores do mercado de gás.

178. Em outras palavras, não pode a AGENERSA interferir ou inovar no percentual ou forma de implementação de seu percentual. Como demonstrado anteriormente, *“os próprios dispositivos contidos nos contratos administrativos”* representam para as Agências Reguladoras *“uma clara limitação à inovação nas obrigações contratuais, sob pena de desequilíbrio*

*econômico-financeiro do contrato*¹⁶, sendo certo que *“a alteração contratual é um ato de renegociação, equivalendo a um replanejamento da concessão, e isso resulta de uma decisão política, que deve escapar à competência das agências”*¹⁷.

179. Portanto, a CEG requer seja observada a atualização pelo IGP-M de forma imediata e integral, por se tratar de direito adquirido da Concessionária e de decorrência lógica do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, dando, adicionalmente cumprimento à sua própria Deliberação supracitada.

XII – CONCLUSÃO

180. Diante de todo o exposto, a CEG requer seja reformada a Deliberação AGENERSA nº 4.198/21, proferida no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal, para que:

- (i) Seja observado, em sua integralidade, o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Assim, deverá ser reconhecido que não há qualquer subinvestimento, bem como que a outorga compensatória deverá ser considerada como ativo intangível na base de ativos para fins de remuneração em tarifa no ciclo tarifário 2018-2022;
- (ii) Na remotíssima hipótese de se manter a determinação da compensação pelos investimentos não realizados dos gasodutos objeto do 3º Termo Aditivo, hipótese que se admite em atenção ao princípio da eventualidade, requer seja aplicada a correta metodologia de subinvestimentos desenvolvida pela FGV e ratificada pela UFF;
- (iii) Seja revista a Taxa de Remuneração do Capital, à luz do relatório elaborado pela Boston Consulting Group, fixando a TRC real em 12,23%;
- (iv) Sejam adotados, para os anos de 2018 e 2019, os valores reais fixados a título de OPEX, nos termos dispostos no recurso, e, para os anos de 2020 a 2022, devem ser adotados os valores projetados pela consultoria da UFF. Outrossim, devem ser

¹⁶ LOSINSKAS, Paulo Victor Barchi. CARVALHO, André Castro. *O princípio da legalidade e a regulação econômica*. Revista dos Tribunais Nordeste. 2014, Vol. 4, p. 6.

¹⁷ AMARAL, Antônio Carlos Cintra do. *As Agências Reguladoras de Serviço Público no Brasil*. In *Regulação Brasil*. Porto Alegre: ABAR, 2005, p. 13

ajustadas as inconsistências no CAPEX, nos moldes abordados na presente manifestação;

(v) Seja revisto o montante financeiro de gastos com perdas de gás de forma a refletir o percentual de perdas para o patamar de 3%, previsto no Contrato de Concessão, mais adequado à realidade;

(vi) Sejam compensados os prejuízos incorridos pela Concessionária em virtude da aplicação equivocada da metodologia Deloitte no âmbito da 3ª Revisão Tarifária;

(vii) Sejam revistas e anuladas as penalidades aplicadas à Concessionária;

(viii) Seja determina a aplicação imediata do IGP-M, a teor do disposto no Contrato de Concessão e na Deliberação AGENERSA nº 4.363/21.

181. Por fim, a CEG protesta pela juntada posterior da procuração e do substabelecimento, na forma do art. 104 do novo Código de Processo Civil, aplicável ao caso por força do art. 15 do CPC/15.

Nestes termos,

p. deferimento

Rio de Janeiro, 25 de abril de 2022.

Sergio Zveiter

OAB/RJ 36.501

João Paulo da Silveira Ribeiro

OAB/RJ 169.991

Mariana Burity

OAB/RJ 124.397

Gabriel Calais Fonseca

OAB/RJ 206.076

Bruna Ammon Lisboa

OAB/RJ 218.512

Gabriel Araujo Tannuri

OAB/RJ 221.773

Alexandra Cabral de Mendonça

OAB/RJ 212.033