

EDP – Energias do Brasil

Consulta Pública nº 42/2020 2ª Fase

Regras de Comercialização 2021

26 de outubro de 2020

1. Contribuição EDP na 2ª Fase da CP 42/20

A presente 2ª Fase da Consulta Pública nº 42/2020 tem por objetivo colher subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (REGRAS) aplicáveis a partir da contabilização das operações de compra e venda de energia referentes ao mês de janeiro de 2021.

As propostas de alterações foram encaminhadas pela CCEE por meio da carta CT-CCEE-0624/2020, e estão elencadas na tabela abaixo:

Item	Tipo de alteração	Motivação	Módulos Impactados das REGRAS
III.1	Regulatória	Implementação do 23º e 25º Leilões de Energia Nova	- Comprometimento de Usinas - Contratos - Consolidação de Resultados - Receita de Venda de CCEAR - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR
III.2	Regulatória	Tratamento do consumo líquido para autoprodutores	- Encargos - Alocação de Geração Própria
III.3	Regulatória	Alívio de Encargos de Segurança Energética e Custo de Descolamento	- Encargos - Consolidação de Resultados
III.4	Regulatória	Limites Máximos PLD – Horário e Estrutural (REN 858)	- Preço de Liquidação das Diferenças – PLD - Encargos - Receita de Venda de CCEAR
III.5	Aprimoramento	Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras	- Tratamento de Exposições - Comprometimento de Usinas
III.6	Aprimoramento	Tratamento da inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo período	- Comprometimento de Usinas - Receita de Venda de CCEAR
III.7	Aprimoramento	Ajuste – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004	- Contratos - Penalidades de Energia - Cálculo de Desconto Aplicado à TUSD/TUST
III.8	Aprimoramento	AGP – Correção na apuração dos débitos de AGP do autoprodutor na representação “junto carga”	- Alocação de Geração Própria (AGP)
III.8	Aprimoramento	AGP – Garantia de alocação do mesmo tipo de energia	- Alocação de Geração Própria (AGP)

Figura 1 – Propostas de alterações da 2ª Fase da CP 42/20

Fonte: Nota Técnica nº 100/2020 – SRM-SRG-SEL/ANEEL

Em adição, os seguintes itens também entraram no rol de avaliações na presente Consulta:

- III.9.1 – Operacionalização do SPR
- III.9.2 – Sazonalização de usinas a biomassa com CVU nulo
- III.9.3 – Penalidade de Energia de Reserva
- III.10 – Alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM

Destaca-se que a presente consulta traz uma série de novos itens não apresentados na primeira fase da CP042/2020 e cuja análise demandaria, por potenciais desdobramentos, avaliações individuais contemplando metodologia de AIRs e tratadas em consultas públicas específicas por tema. Por exemplo, alterações nos limites de PLD poderiam ter sido tratados em uma nova consulta pública ou, como alternativa, como uma segunda fase da AP022/2019.

Procede-se então para a contribuição EDP.

Item III.5 – Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras

A NT 100 avaliou os dispositivos do Decreto nº 5.163/2004, que estabelece que a regulação deve prever mecanismo para aliviar a exposição financeira decorrente do registro de CCEAR por quantidade em submercado diferente daquele da distribuidora, onde destaca-se:

“Art. 28. O CCEAR poderá ter as seguintes modalidades:

- I - quantidade de energia elétrica; ou*
- II - disponibilidade de energia elétrica.*

§ 1º Deverá estar previsto no CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica que:

- I - o ponto de entrega será no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração; e*
- II - os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores.*

*§ 2º As regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos **na modalidade referida no inciso I do caput**, decorrentes de diferenças de preços entre submercados.” (sem grifo no original)*

Figura 2 – Destaque do Decreto nº 5.163, de 2004 na NT 100

A NT 100 prossegue com o diagnóstico e proposta:

“70. As REGRAS, no entanto, na forma como foi estabelecida e alterada ao longo do tempo, tratam também do alívio de exposição financeira de CCEAR por disponibilidade, Contrato de Cotas de Garantia Física (CCGF) e de Cotas de Energia Nuclear (CCEN). Todos esses contratos são tratados como contratos por quantidade pelas REGRAS ao promover o alívio de exposição financeira.

71. A proposta das REGRAS encaminhada pela CCEE busca dar melhor tratamento aos CCEAR por disponibilidade, bem como aos CCGF e CCEN, ao considerar no alívio de exposição financeira apenas a energia que tiver sido efetivamente gerada ou a obrigação de entrega de cada usina, conforme o caso.

(...)

75. Já no caso dos CCGF, CCEN e CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo, não é possível estabelecer analogia com contratos por quantidade, pois a energia entregue pelos vendedores nesses contratos, ressalvadas as particularidades de cada um, não é igual ao montante contratado, ainda que se considere um horizonte de tempo mais longo.

76. Esses contratos (CCGF, CCEN e CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo) impõem às distribuidoras outro risco, além da diferença de preços entre submercados, que seria aquele relacionado ao próprio montante de energia gerado pela usina.

(...)

80. Nesses dois exemplos, a exposição financeira da distribuidora foi causada não apenas pela diferença de preços entre submercados, mas também pela forma de operacionalização do contrato por disponibilidade.

81. Dito isso, as alterações propostas pela CCEE nas REGRAS a tornam mais aderente ao disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, ao tratar apenas a exposição financeira à diferença de preços entre submercados, apesar de não estar restrita aos CCEAR na modalidade quantidade.

82. De forma diversa, a SRM avalia que o tratamento dispensado pelas REGRAS deve se restringir ao disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, que faz referência apenas aos contratos por quantidade, sem prejuízo de que se avalie a pertinência de dar tratamento também aos demais tipos de contratos resultantes de leilões centralizados.

83. **Contudo, tendo em vista os impactos que esse ajuste nas REGRAS pode trazer para as tarifas das distribuidoras envolvidas, sugerimos que a CCEE prepare estudo com simulações para as seguintes situações: (i) REGRAS atuais; (ii) REGRAS de acordo com a redação atual do Decreto nº 5.163, de 2004, abrangendo apenas CCEAR por quantidade; e (iii) REGRAS propostas pela CCEE.**

84. **Esse estudo será levado ao conhecimento do MME com vistas ao aprimoramento do disposto no Decreto nº 5.163, de 2004, caso esse seja o entendimento do Ministério.**

85. **Convém destacar que, durante a análise deste tema, a situação do registro de CCEAR por disponibilidade com CVU não nulo mereceu particular atenção. Em razão do caráter de disponibilidade desses contratos, o registro em submercado diferente do submercado de consumo prejudica um dos seus principais objetivos, que seria proteger o comprador de PLD elevados. Assim, essa proteção pode não ser efetiva quando há diferença de preços entre os submercados do comprador e do vendedor. Entendemos que esta situação também merece ser apreciada pelo MME.**” (grifos nossos)

Conforme apontado pela Aneel, a avaliação da proposta precisa ser aprofundada e debatida com os agentes de mercado, pois as eventuais mudanças podem ter impacto tarifário relevante e demandar atualizações das diretrizes em nível da Aneel e MME.

Portanto:

A EDP entende que os itens citados representam potencial de relevantes impactos para os agentes de mercado, em especial para os consumidores cativos e, portanto, apoia a proposta da Aneel de aprofundar os estudos de Análise de Impacto Regulatório. O assunto deve ser avaliado em Consulta específica para avaliação da possibilidade de mudanças no atual entendimento regulatório.

III.10 – Alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM

A NT 100 avaliou também a necessidade de aprimoramentos na alocação dos custos do despacho na lógica do DESSEM, considerando a natureza energética ou elétrica apontada no modelo e seus efeitos regulatórios, conforme destaque:

“143. No atual paradigma de alocação de custos da operação, os que são de natureza energética seguem sistemática condizente com mecanismo de formação de preços em resolução temporal de semana/patamar de carga. Essa prerrogativa também é válida para o desenho de mercado vinculado à contratação do serviço, baseado fundamentalmente na comercialização do atributo energia. Pela ótica do gerador, o contrato visa recuperar os custos de produção da eletricidade, ao passo que o contratante (consumidor) espera, com o contrato, compor hedge para se proteger da volatilidade e da profundidade dos custos de aquisição de energia no mercado curto prazo.

144. Os requisitos de natureza elétrica, por sua vez, têm alcance inerentemente sistêmico (confiabilidade), viabilizando que as trocas comerciais da energia sejam exercidas entre geradores e consumidores, beneficiando a todos, simultaneamente. Com efeito, o regramento de alocação de custos direciona o pagamento das despesas com confiabilidade por meio da constituição de encargo, cujo pagamento é rateado proporcionalmente entre todos os consumidores do mesmo subsistema ou do SIN (a depender da extensão do requisito).

145. Como visto, a formação do CMO embutida no DESSEM internaliza requisitos não somente energéticos, mas eletroenergéticos. Em termos de resolução espacial, é como se a constituição do despacho passasse a ter granularidade nodal, sem que os mecanismos de contratação e de alocação de custos tenham evoluído na mesma direção, ao ainda estarem fundamentalmente calcados em equilíbrio delimitado pelos contornos do submercado (granularidade zonal). Com efeito, para que o status quo alocativo seja preservado, fazem-se necessário ajustes em procedimentos operativos do ONS de modo a assegurar que os custos de despachos de natureza elétrica continuem a ser direcionados para o encargo de serviços do sistema. As REGRAS também deverão estar preparadas para receber essa nova tipologia de despacho e, a partir dela, acomodar essa titulação, conferindo-a o mesmo encaminhamento financeiro hoje observado para tanto. Ao se proceder assim, garante-se que a responsabilidade original do contratante seja preservada, qual seja, a do pagamento por custos associados à aquisição do atributo energia.” (grifo nosso)

A EDP entende procedente a diretriz apontada pela Aneel pela necessidade de que o entendimento regulatório siga o atual paradigma de alocação de custos da operação, de modo a assegurar que os custos de despachos de natureza elétrica continuem a ser direcionados para o encargo de serviços do sistema. Com a entrada do preço horário em 2021, considera fundamental que seja garantida total transparência aos dados e saídas dos modelos, de forma a fomentar adequações e aprimoramentos regulatórios decorrentes do novo paradigma e sinalização de preços (como o caso em tela)

Em relação às adequações aos novos limites de PLD na lógica do preço horário:

“148. Finalmente, vale destacar que a discussão em tela não contempla eventos em que o CMO ultrapasse o teto regulatório do PLD, cuja dinâmica hoje é governada pelas Resoluções Normativas n. 858, de 1º de outubro de 2019 (Limites mínimo e máximo do PLD), e n. 658, de 14 de abril de 2015 (alocação de custos de despachos termelétricos com custos variáveis unitários (CVU) superiores ao limite regulatório do PLD). No jargão do setor, tais eventos são comumente classificados como “custos de descolamento” entre o CMO em relação ao PLD. Usinas contratadas por disponibilidade cujos CVUs superem o PLDmax devem ter os seus custos de operação ressarcidos pelo respectivo(s) contratante(s), ao emular uma sistemática de formação de preços discriminatórios.

149. Novamente, a presente análise atua exclusivamente na seara de recuperação de custos via preço uniforme (mercado), razão porque ora se busca equacionar eventos de descolamento entre CMO e PLD cuja diretriz alocativa não tenha natureza financeira, mas física, de confiabilidade elétrica. Ao se proceder assim, assegura-se que os custos de descolamento originalmente destinados a contornar questões eminentemente de alocação financeira no mercado permaneçam restritas aos casos endereçados pela REN n. 658/2015.

150. Em vista do exposto, a CCEE deverá encaminhar, nos primeiros 30 dias da 2ª fase da CP nº 42/2020, os cadernos de REGRAS que promovam essa adequação para que, nos 15 dias seguintes, possam ser escrutinados pela sociedade” (grifo nosso)

É relevante destacar que o PLD representa um sinal com diversos vasos comunicantes na cadeia do setor. Portanto, alterações em Regras contemplando mudanças na lógica de aplicação do PLD devem sempre ser avaliadas com cautela, preferencialmente acompanhadas de AIR. Para o PLD_X e efeitos no MRE em tela, por exemplo, a EDP defende que as Regras devem na medida do possível aproximar a sinalização do modelo à realidade. Portanto, reforça-se a necessidade da observação dos sinais de preço reais e adequação das Regras para tal.

A EDP destaca a importância da visão da Aneel não somente sobre a necessidade e propostas de mudanças regulatórias, mas também sobre sua tradução nas Regras sugeridas pela CCEE. No caso concreto, a presente CP mostrou no “Item III.5 – Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras” visões diferentes entre a Agência e a proposta de Regras da Câmara.

Por isso:

A EDP ressalta ser essencial:

- Quando um documento relevante para a discussão seja adicionado ao processo durante uma Consulta em aberto, a Agência apresente avaliação através de Nota Técnica complementar. Dessa forma, os *stakeholders* poderão contribuir ao debate conhecendo a importante posição do regulador.
 - Garantir que as Regras reflitam as sinalizações reais da operação e preços, com desdobramento para o tratamento regulatório adequado (como a alocação de encargos).
-