

Contribuições da APINE à 2ª fase
Consulta Pública 42 de 2020 – ANEEL

Aprimoramento dos módulos Preço de Liquidação das Diferenças, Contratos, Tratamentos de Exposições, Comprometimento de Usinas, Encargos, Consolidação de Resultados, Penalidades de Energia, Cálculo do Desconto Aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST e de Distribuição - TUSD, Reajuste dos Parâmetros da Receita de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado - CCEARs, Receita de Venda de CCEARs e Alocação de Geração Própria - AGP das Regras de Comercialização, versão 2021, a serem operacionalizados a partir de janeiro de 2021

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) apresenta abaixo suas contribuições quanto aos documentos vinculados a esta Consulta Pública (CP).

No âmbito da 2ª fase da Consulta Pública 42/2020 (CP42/2020), há a proposição por parte da ANEEL para diversos aprimoramentos algébricos nas Regras de Comercialização vigentes, assim como aprimoramentos regulatórios.

Conforme indicado no parágrafo 156 da Nota Técnica 100/2020-SRM-SRG-SEL/ANEEL, de 01/09/2020 (“NT 100/20”), a Agência entende que há justificativa para dispensa de Análise de Impacto regulatório (AIR), fundamentado no parágrafo único do art. 6º do Anexo à Resolução Normativa 798/2017 (REN 798/2017), o qual destaca-se:

Art. 6º O disposto nesta Norma é dispensável para atos normativos:

[...]

Parágrafo único. Para atos normativos de evidente baixo impacto, atos normativos voltados a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior que não permitam diferentes alternativas regulatórias ou em casos de urgência, a AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria.

Contudo, salienta-se que muito embora a proposta seja voltada a disciplinar direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior, nesse caso não há que se falar que não existem alternativas regulatórias ao pressuposto pela ANEEL, o que afasta a incidência do referido art. 6º acima transcrito. Além disso, não foram evidenciadas que as alterações propostas propiciam um baixo impacto.

Adicionalmente, a abertura de CP com temas das mais diversas naturezas, como no caso em tela, desvirtua e retira a finalidade da participação da sociedade, não respeitando os princípios da Motivação, Transparência e Interesse Público, perseguidos pela ANEEL.

A APINE entende que os temas apresentados nesta contribuição deveriam ser discutidos em fóruns próprios, com o subsídio de AIR para respaldo da tomada de decisão, conforme estabelece a Lei nº 13.848, de 25/06/2019, em seu art. 6º:

“Art. 6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo.”

A despeito desse entendimento, APINE oferece suas contribuições.

I. Tratamento do consumo líquido para autoprodutores

No âmbito da Audiência Pública nº 33/2019 (“AP 33/2019”), referente aos aprimoramentos das Regras de Comercialização 2020, a ANEEL propôs alterar o modo como é calculado o consumo líquido da autoprodução para fins de pagamentos de ESS e EER, de modo a contemplar apenas a Geração de Uso Exclusivo resultante da diferença entre a Geração Total do Agente e a Geração Comercializada.

Além disso, outro aprimoramento proposto consistia na exclusão da geração proveniente de SPEs, para formação da Geração Total do Agente, de modo que apenas o agente titular da outorga de geração poderia utilizar o montante gerado para abatimento dos encargos ESS e EER.

Contudo, na época da discussão da AP 33/2019 já tinha se encerrado o período de declaração de sazonalização dos autoprodutores para 2020 e, segundo a ANEEL, a regra vigente está operacional há 16 anos, sendo assim, seria inadequado alterá-la de forma repentina.

Conforme disposto na Nota Técnica 02/2020-SRM-SRG/ANEEL, tais alterações devem ser incorporadas na versão de 2021 das Regras de Comercialização, o qual é tema desta Consulta Pública.

Da geração de uso exclusivo

O primeiro ponto analisado nesta contribuição é a consideração da Geração de Uso Exclusivo do agente, para formação do consumo líquido.

Os encargos ESS e EER possuem natureza sistêmica, e foram criados de forma a remunerar adequadamente usinas que proporcionam um aumento na garantia do fornecimento energético aos usuários do SIN, seja por uma geração despachada devido às restrições de transmissão ou segurança energética (ESS), ou por necessidade de criação de uma reserva de capacidade (EER).

Ao considerar exclusivamente a Geração de Uso Exclusivo, a ANEEL provoca uma distorção no pagamento dos encargos, desconsiderando uma parcela da geração que está efetivamente contribuindo para a segurança do suprimento, além do incremento da oferta

de energia, já que quando da implantação de um empreendimento de geração para atendimento da sua carga, o autoprodutor libera esta energia que seria requerida do SIN para atendimento dos demais consumidores do mercado.

Ademais, se o autoprodutor investe, por sua conta e risco, num empreendimento que concorre para a segurança do abastecimento, assim como os encargos ESS e EER o fazem, não há propósito em onerá-lo com um encargo adicional que não trará benefício e/ou contrapartida a ele.

Portanto, por se tratar de encargos de segurança sistêmica, entendemos como adequado considerar a contribuição do agente para a segurança em cada instante de tempo, desvinculando suas relações contratuais.

Da desconsideração da geração proveniente de SPEs

Outro ponto de alteração proposto pela ANEEL é a descaracterização da geração proveniente de SPEs como uma participação na Geração Total do Agente para formação do consumo líquido.

De forma análoga ao discutido anteriormente, a geração proveniente da usina com autorização/concessão via SPE também contribui energicamente para o sistema, provendo segurança. Portanto, o agente investidor contribui diretamente para essa segurança, por participar da cadeia societária de uma empresa geradora. Assim, entendemos que esta geração deve compor a Geração Total do Agente, em conjunto com a Geração Própria.

Cabe ainda considerar que a destinação da energia será a mesma se o autoprodutor for agente titular da concessão/ autorização ou mesmo participante em uma SPE, qual seja, atender sua carga. Desta forma, parece equivocado e desproporcional onerar o empreendedor que investe por sua conta e risco em empreendimento cuja produção de energia será por ele autoconsumida.

Apesar de existir o registro de contrato de compra e venda de energia entre a SPE (parte vendedora) e o APE/PIE (parte compradora) junto à CCEE, trata-se apenas da operacionalização do repasse de energia a ser autoconsumida, e não deve ser caracterizada como uma relação contratual típica de comercialização de energia a terceiros, mas sim como geração própria.

A relação contratual estabelecida com a comercialização da geração, não provoca uma redução na segurança sistêmica, visto que o agente comprador poderia comprar de outros agentes o montante de energia requerido por si, ou até mesmo liquidar tal montante ao PLD. Assim, o fato de ocorrer ou não a negociação da geração, não está relacionada à segurança sistêmica.

Desta maneira, defendemos a manutenção das regras vigentes para cálculo do consumo líquido para autoprodutores, com a consideração da Geração Total do Agente, independente do arranjo societário.

II. Indisponibilidades Associadas ao Deslocamento Hidrelétrico

No âmbito da Consulta Pública nº 56/2020 (“CP 56/2020”), que trata do ressarcimento aos geradores hidrelétricos por fatores não hidrológicos, a ANEEL discorre nos parágrafos 67 a 71 da Nota Técnica nº 97/2020 – SRG/SEM/SRT/SCG/ANEEL sobre a necessidade de aprimoramento no cálculo dos fatores de rateio das parcelas de indisponibilidade, tratados pela Resolução Normativa nº 764/2017.

Trata-se de considerar também, no cálculo das indisponibilidades totais energética e elétrica que são descontadas no cálculo do montante de deslocamento elegível para ressarcimento, os eventos de indisponibilidade não elegível para fins de deslocamento hidrelétrico.

Neste contexto, a Agência determina que sejam recalculados os montantes de deslocamento hidrelétrico por origem energética e elétrica apurados entre abril/2013 e a data de publicação da Resolução Normativa de que trata a CP 56/2020, de forma que a quantificação do período de extensão de concessão dos agentes considere este aprimoramento.

Portanto, entendemos que é recomendável que o mesmo aprimoramento deva ser considerado para vigência a partir das Regras 2021.

III. Importação da energia elétrica da Argentina e Uruguai

A Portaria MME 339/2018 definiu a possibilidade de o ONS utilizar energia proveniente de importação da Argentina e do Uruguai, com objetivo de reduzir o custo total de operação do SIN. Porém, em 25 de agosto de 2020, foi publicada a Portaria MME 304/2020, que altera a Portaria 339/2018, requerendo alterações nas Regras. Entre as alterações, destaca-se a alteração do Art. 1º da Portaria 339/2018, passando a vigorar:

"Art. 1º

§ 8º Os montantes de geração termelétrica substituídos em razão da importação poderão estar associados ao recebimento de Encargo de Serviços de Sistema - ESS, desde que observadas as regras vigentes, inclusive se o montante da energia efetivamente importada for inferior ao montante definido pelo ONS nos termos do § 5º, observadas as especificidades da contratação das respectivas usinas termelétricas substituídas.

§ 9º Os agentes comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar, relativamente à diferença, caso exista, entre o montante definido pelo ONS nos termos do § 5º e o montante de energia efetivamente importada, com os custos de acordo com os critérios a seguir estabelecidos:

I - com o pagamento de montante igual ao ESS produzido pela substituição da geração termelétrica, de acordo com as regras vigentes do setor elétrico brasileiro, caso haja; ou

II - com penalidade a ser definida pela ANEEL, caso a substituição da geração termelétrica não tenha produzido efeito de pagamento de ESS de acordo com as regras vigentes do setor elétrico brasileiro.” (grifo nosso).

Deste modo, a ANEEL deve definir uma penalidade para o caso especificado na Portaria. Para tal, a agência reguladora propôs que este valor deve corresponder à 5% do PLD máximo estrutural.

A justificativa da ANEEL para utilização deste valor, fundamenta-se na Portaria 339/2018, em que previa uma penalidade referente a 5% do PLD máximo, na ocasião destacada. Contudo, dado que a portaria original foi alterada, definindo que a valoração desta penalidade deve ser efetuada pela ANEEL, sugerimos que a deliberação de tal penalidade seja acompanhada de algum fundamento teórico, permitindo aos agentes o acompanhamento da argumentação empregado por esta Agência.

IV. Ajuste – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004

No bojo das várias alterações pretendidas pela Agência, está a alteração das regras de comercialização do Módulo de Contratos, que passará a prever que todo Contrato Bilateral Regulado aprovado pela ANEEL para venda de energia de usina incentivada para distribuidora deve ser registrado na CCEE, considerando que a venda diz respeito à usina incentivada. Ou seja, o registro dos CBRs na CCEE passará a refletir o contrato registrado na ANEEL, especialmente quanto ao vínculo de usinas incentivadas que lastrearam a venda desses contratos.

Assim, a ANEEL sugere o aprimoramento das regras para que: (1) nos CBRs anteriores à 2004 os empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados; e (2) a CCEE faça o levantamento dos CBRs que não estavam registrados adequadamente, para que os prejuízos à CDE, decorrente da eventual comercialização da energia incentivada com terceiros, possam ser devidamente ressarcidos.

No entanto, o caso utilizado pela ANEEL como paradigma para atribuir efeitos retroativos à nova regra de comercialização pode possuir características e contornos bastantes distintos e específicos dos CBRs firmados por outros agentes, não devendo, portanto, ser este tema tratado de forma genérica.

Outro ponto não definido pela ANEEL é a forma de ressarcimento à CDE, em que não há uma especificação de quais agentes seriam responsáveis por realizar tal pagamento, nem como se daria este ressarcimento e qual o valor.

Isto posto, a APINE defende que o ambiente regulatório adequado para fundamentar a tomada de decisão tendente a modificar as regras de alocação do lastro dos CBRs anteriores à 2004 é a Audiência Pública, e não a Consulta Pública, além de ser recomendável a realização de AIR.

V. Penalidade de energia de reserva por insuficiência de lastro

Na NT 100/2020, que estabeleceu os pontos das Regras de Comercialização que devem ser aprimorados para 2021, assim como suas justificativa, foi proposto o aprimoramento da penalidade de insuficiência de lastro para Energia de Reserva, para que contemple todas as fontes de geração que possuem tal tipo de contrato . Esta penalidade está prevista no art. 7º do Decreto 6.353/2008, conforme indicado.

“Art. 7º Em relação aos leilões de que trata este Decreto, a entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento que comporá a Reserva poderá ocorrer durante os anos subsequentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada, neste caso, a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que for contratado como Reserva.

Parágrafo único. Deverá haver aplicação de penalidades no caso de não entrada em operação comercial de quaisquer unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como no caso de sua indisponibilidade, na forma a ser regulamentada pela ANEEL”.

Atualmente, essa penalidade é regulamentada pela Resolução Normativa 452/2011 (REN 452/2011) e refletida nas Regras de Comercialização, mas com aplicação limitada à fonte biomassa. Deste modo, a SRM verificou uma lacuna regulatória ao não existir a previsão regulatória da aplicação dessa penalidade para as demais fontes de energia, propondo a extensão da penalidade para tais.

No entanto, a APINE entende que este processo de regulamentação – incluindo previsibilidade, ordem e transparência – apresenta as seguintes imprecisões:

- i) O primeiro ponto observado foi a indisponibilidade da minuta do módulo “Penalidades de Energia de Reserva”, com as alterações propostas. Deste modo, há uma imprevisibilidade proporcionada aos agentes, e à própria agência, de como ocorrerá esta penalização, visto que atualmente este módulo apresenta explicitamente a penalidade apenas para a fonte biomassa;*
- ii) No parágrafo 133 da NT 100/2020 é descrito que “Essa lacuna pode ser sanada por meio da extensão da aplicação da penalidade disposta na Resolução Normativa nº 452, de 2011, às demais fontes de energia com contratação de energia de reserva”. No entanto, no parágrafo 135 da mesma*

NT, a ANEEL define que “*Com objetivo de consolidar a regulamentação atinente às REGRAS, entendemos que a Resolução Normativa nº 452, de 2011, pode ser revogada, pois seu conteúdo está replicado no módulo “Penalidade de Energia de Reserva”*”. Assim sendo, percebe-se uma contradição por parte da Agência, visando a regulamentação desta penalidade para as demais fontes em uma resolução a qual a revogação é proposta. Além disso, entende-se que a transcrição de um regulamento nas Regras de Comercialização não é fato motivador para a revogação da normativa que justamente endossa a regra vigente;

- iii) A proposição da ANEEL de aplicação da penalidade por insuficiência de lastro, que inclui a indisponibilidade da usina, impõe uma dupla penalização para o mesmo fato gerador, tendo em vista que os atuais Contratos de Energia de Reserva já preveem aplicação de penalidade por este motivo;
- iv) Conforme já apresentado nesta contribuição, a ausência de uma AIR para este item de aprimoramento regulatório implica em uma decisão sem fundamentação para a tomada de decisão, podendo causar um impacto negativo para os agentes sem o devido estudo, como a dupla penalização.

Fundado nestes pontos, a APINE entende que a penalidade por insuficiência de lastro deve ser discutida em uma Consulta Pública própria, precedida de AIR, e que quando ocorrer sua regulamentação, que a penalidade seja atribuível exclusivamente às usinas vencedoras dos próximos certames de Energia de Reserva. Além disso, destaca-se que é primordial – para a discussão frutífera e manifestação eficiente dos agentes sobre o assunto – que sejam disponibilizadas as propostas de regramento. Dado isso, a nova regra de penalidade para as usinas vencedoras dos leilões de energia de reserva deve ser aplicada a partir de 2022.

VI. Alocação de custos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM

O emprego do DESSEM para uso da programação diária da operação tem se mostrado como uma decisão acertada, aumentando a granularidade do despacho e do preço, quando da utilização do modelo pela CCEE. Com isto, verificou-se situações que não estão modeladas nas regras, em que usinas termelétricas com CVU são despachadas pelo valor do CMO da Barra, mas o PLD do submercado em que este empreendimento está situado é inferior ao CVU.

Para estes casos, a ANEEL determinou, por meio da NT 100/2020 que a CCEE deveria encaminhar, nos primeiros 30 dias da 2ª fase da CP42/2020, o caderno das Regras que promovam esta adequação. No dia 02 de outubro de 2020, a CCEE encaminhou as alterações para a ANEEL, conforme disposto no processo da referida Consulta Pública.

Entretanto, a APINE entende que carece a ANEEL fazer uma avaliação dos documentos encaminhados e elaborar Nota Técnica sobre a proposta da CCEE, disponibilizando-a durante o período de contribuição para avaliação dos agentes sobre a posição da Agência.

Portanto, sugerimos estipular um novo período de contribuição da referida CP, para que a ANEEL possa apresentar seus argumentos em relação à proposta da CCEE, para tratamento dos custos oriundos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM.

VII. Conclusão

A APINE acredita que as alterações para a versão 2021 das Regras de Comercialização exigem racionalidade e temperança, devendo ser discutidas nos fóruns apropriados. Desta forma, salienta-se que há diversas inovações regulatórias propostas pela ANEEL, com a ausência de Análise de Impacto Regulatório. Perante o exposto, defendemos:

- Criação de Consultas Públicas específicas para os pontos:
 - Tratamento do consumo líquido para autoprodutores
 - Ajuste – Tipo de Energia para CBR anteriores à Lei 10.848/2004
 - Penalidade de energia de reserva por insuficiência de lastro
- Na ocasião da discussão dos temas sejam apresentados os regramentos propostos;
- Que as Consultas Públicas específicas sejam acompanhadas de Análises de Impacto Regulatório;
- Permanência das regras vigentes para determinação do consumo líquido de autoprodutores, utilizando a Geração Total do Agente, independentemente do tipo de concessão;
- Inclusão na versão 2021 das Regras, da alteração do cálculo das indisponibilidades associadas ao deslocamento hidrelétrico, conforme tratado na CP 56/2020;
- Fundamentação para determinação do valor da penalidade causada pela diferença entre importação definida e efetiva, da energia proveniente da Argentina e do Uruguai;
- Tratamento específico nas Regras para os CBRs anteriores à Lei 10.848/2004, após a discussão em Audiência Pública;
- Extensão da penalidade de reserva por insuficiência de lastro para todas as fontes, limitados às usinas vencedoras dos próximos Leilões de Energia de Reserva e com vigência a partir de 2022;
- Estipular um novo período de contribuição da referida CP, para que a ANEEL possa apresentar seus argumentos em relação à proposta da CCEE, para tratamento dos custos oriundos do despacho eletroenergético com o modelo DESSEM.