

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 108/2021

DIRETRIZES PARA O LEILÃO DE RESERVA
DE CAPACIDADE DE 2021



Síntese dos pontos de contribuição

- a. Limite de CVU, prazos contratuais e questão ambiental
- b. Recuperação de custos variáveis fora da ordem de mérito
- c. Correta definição dos produtos a serem contratados
- d. Definição de “oferta de potência disponível”
- e. Antecipação de operação comercial ou marco de início de receita
- f. Necessidade de debate prévio sobre a sistemática e participação de agentes do ACL
- g. Usina marginal e sobrecontratação involuntária na 2ª Fase do Produto Potência com Inflexibilidade
- h. Limitação do preço da energia a ser negociada na 2ª Fase do Produto Potência com Inflexibilidade
- i. Das diferenças na contratação de Energia Nova e de Energia Existente no mercado regulado

Contribuição

a. Limite de CVU, prazos contratuais e questão ambiental

No item 3.63 da Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE, consta que *“está previsto ainda que não serão habilitados tecnicamente os empreendimentos termelétricos que apresentem CVU superior a um valor que ainda será estabelecido. Recomenda-se afixação de um limite máximo para fins de habilitação técnica, de modo a impedir declarações desarrazoadas, contudo esperam-se contribuições da Consulta Pública possam nortear a definição desse valor”*. A previsão de inabilitação por CVU superior a um determinado valor ainda indefinido consta no art. 7º, inciso IV da minuta da Portaria de diretrizes.

Entende-se o propósito de o MME limitar o CVU a um determinado valor a fim de impedir declarações desarrazoadas. Por outro lado, o limite a ser estabelecido não deve inviabilizar a participação de empreendimentos termelétricos **já existentes**, inclusive aqueles a óleo, sob risco de se criar barreira à entrada para competição.

A neutralidade tecnológica deve ser perseguida e o mecanismo é competitivo, de forma que os empreendimentos devem competir sob uma métrica de julgamento justa, que incorpore todos os custos de contratação termelétrica, e não apenas os custos variáveis. Além de custos variáveis, as usinas termelétricas possuem custos fixos.

Uma avaliação limitada ao CVU pode significar seleção adversa em certame, se desconsiderados os custos fixos, usualmente recuperados através da Receita Fixa. **É a conjunção de custos fixos e variáveis que importam no custo final suportado pelos consumidores livres e cativos da contratação de reserva de capacidade de usinas termelétricas.**

Usinas existentes a óleo, por exemplo, possuem CVUs reconhecidamente mais elevados. Entretanto, por serem empreendimentos existentes e com CCEARs próximos ao vencimento, a amortização do capital encontra-se em estágio mais avançado, o que permite a **oferta de Receitas Fixas mais atrativas** ao consumidor. Já usinas novas, ainda que possam ter CVUs de valores mais moderados ou competitivos em comparação às usinas existentes a óleo, resvalam na necessidade de remuneração do capital investido na Receita Fixa cobrada. A depender da necessidade de tempo para operação variável, os custos fixos tendem a representar a maior parcela dos custos totais de contratação. Isto é, sob um prisma de menor previsão de despacho termelétrico, os custos variáveis podem significar a menor parte do custo total ao consumidor final.

Considerando o *trade-off* entre custos fixos e variáveis entre as tecnologias e levando em consideração que o custo total suportado pelo consumidor é o agregado de ambos os custos, em diferentes proporções (a depender do despacho), **torna-se imperativo que não haja barreira à entrada de usinas a óleo no certame**. Um limite de CVU mal calibrado poderia impedir a participação dessas usinas, o que não seria recomendável para a competição e, conseqüentemente, à modicidade tarifária.

Por outro lado, não se espera qualquer incentivo para declarações desarrazoadas de CVU. A utilização dos valores de CVUs praticados no PMO mais recente **para os empreendimentos existentes** como limite pode ser uma métrica adequada para evitar eventuais excessos e resguardar o interesse público simultaneamente. **Entendemos que não se queira admitir a contratação de novas usinas a óleo no SIN, mas não há por que criar barreiras à entrada para usinas existentes.**

Um ponto relevante é que a participação das UTEs a óleo deve ser encarada como um **período de transição no sistema**. Isto é, não se sugere que haja contratos de prazo estendido para tais empreendimentos. Como é de conhecimento, este Ministério tem trabalhado arduamente na construção do Novo Mercado de Gás, a fim de tornar o setor de gás natural mais dinâmico e líquido.

Desde a publicação da já revogada Lei nº 11.909/2009, observa-se uma estagnação de ao menos um decênio na construção de gasodutos de transporte e na expansão da malha interligada. Os principais projetos termelétricos a gás natural viabilizados nos últimos anos têm utilizado principalmente GNL importado ou soluções regionais que contornam a ausência de gasodutos de transporte (a exemplo da usina em boca de poço), tratando-se de sistemas isolados de suprimento de gás. Com a publicação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), de 08/04/2021, espera-se que haja um cenário mais atrativo para a liquidez e integração do mercado de gás, com externalidades positivas ao Setor Elétrico Brasileiro.

Com a penetração de fontes renováveis a preços competitivos de energia, especialmente eólicas e solares, torna-se igualmente necessário assegurar a confiabilidade do sistema com fontes que possuam os atributos de prontidão (reserva) para operação a qualquer momento e adequabilidade aos requisitos do sistema que não são a energia propriamente dita e que garantem segurança e confiabilidade de suprimento (capacidade). Tais atributos são atualmente aportados pelas usinas termelétricas existentes.

No caso das usinas a óleo, leva-se em consideração, além da amortização e Receita Fixa potencialmente competitiva, (i) o fato de estarem **localizadas próximas aos principais centros de carga do Nordeste** (Salvador, Recife e Fortaleza), em benefício locacional, haja vista ser a região que mais concentra a penetração de fontes intermitentes e não-despacháveis; (ii) o fato de já terem pontos de conexão na rede aproveitáveis e existentes, por estarem em operação comercial, **não apresentando risco de default/atraso**; (iii) o fato de serem **integralmente flexíveis e com rápidas tomadas de carga**, sem energia associada como restrição do agente, objetivo primaz da contratação de reserva de capacidade pura.

Por todo exposto, a CPFL opina que o limite de CVU que permita a participação de usinas a óleo seja adotado de forma concomitante a **prazos contratuais mais curtos** para tais empreendimentos, inferior à proposta única de 15 anos. A permanência dessas usinas a óleo no SIN deve ser encarada como parte da transição até um mercado efetivamente competitivo e mais líquido de gás natural. Dessa forma, um prazo mais curto, como de 5 anos, por exemplo, parece ser o melhor mecanismo para usinas a óleo. A avançada amortização de tais empreendimentos já existentes, da mesma forma, não imporá restrições elevadas a prazos contratuais mais curtos.

Observa-se que a proposta é semelhante à já adotada pelo MME para os Leilões de Sistemas Isolados, em que há competição simultânea dos produtos “gás e renováveis” com “outras fontes”, sendo esta última tipicamente para usinas a óleo. No Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019, por exemplo, houve a separação de produtos com prazos distintos: 15 anos para gás e renováveis e 7 anos para outras fontes, como o diesel. Da mesma forma, mecanismo semelhante foi adotado para o Leilão de Suprimento a Sistemas Isolados 2021, com diferenciação de prazos contratuais a depender da fonte energética adotada (gás e renováveis – 15 anos; demais fontes – 5 anos).

Esse período de transição, com contratos de reserva de capacidade de UTEs a óleo (CRCAP) de períodos reduzidos, pode ser encarado como uma espécie de “esteira” para a viabilização do gás natural comercializado a valores atrativos ao consumidor final num mercado integrado, quando surtidos os efeitos esperados da Nova Lei do Gás, recém-aprovada em abril de 2021. Permitirá também contratar capacidade futura a preços potencialmente mais competitivos que no momento presente.

Finalmente, a questão ambiental é relevante. As UTEs a óleo são constantemente associadas a uma maior emissão absoluta de Gases de Efeito Estufa (GEE) por alguns segmentos. Ocorre que, a depender do despacho termelétrico realizado, não é sempre verdade que usinas a óleo vão contribuir mais para o total de emissões.

A exemplo, usinas inflexíveis que utilizam outros combustíveis, como o gás natural, impõem uma necessidade de geração mínima ao sistema. Tal geração possui, inevitavelmente, emissões. No caso de usinas totalmente flexíveis, não há a restrição de geração mínima, havendo despacho somente quando tais usinas forem despachadas por necessidade do ONS. Essa situação é relevante sob o argumento ambiental. **Nem sempre unicamente os fatores de emissões são o melhor indicador de emissões totais. Outros fatos relevantes, como a inflexibilidade requerida, devem ser levados em consideração.**

Com base em relatório da UFSC de novembro de 2020¹, que utilizou as diretrizes do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006*), usinas a gás a ciclo combinado teriam fator de emissões de 0,367 tCO₂/MWh; usinas a gás natural a ciclo simples, 0,532 tCO₂/MWh; usinas a óleo diesel, 0,762 tCO₂/MWh; usinas a óleo combustível, 0,774 tCO₂/MWh; usinas a carvão leito fluidizado, 0,873 tCO₂/MWh; e usinas a carvão pulverizado, 1,099 tCO₂/MWh.

Observa-se que usinas a óleo teriam um fator de emissões cerca de 30% inferior ao de usinas a carvão (que, por sua vez, normalmente possuem inércia térmica das caldeiras para a partida e para no atendimento de ponta). Como é de ciência, o carvão mineral nacional tem sido permitido a participar de leilões de energia nova. Portanto, sob o ponto de vista ambiental, não se mostra recomendável limitar a participação de usinas a óleo, por exemplo, levando em conta exclusivamente as emissões resultantes.

b. Recuperação de custos variáveis fora da ordem de mérito

A minuta de Portaria sugere que os CRCAPs deverão prever que a energia associada ao empreendimento e não comprometida na 2ª Fase do Produto Potência com Inflexibilidade será recurso do agente gerador, podendo ser livremente negociada **nos termos das regras de comercialização**.

Ainda que a Portaria e as notas técnicas apensadas não tenham sido exaustivas nessa definição, entende-se que, caso o Custo Marginal de Operação (CMO) esteja inferior ao Custo Variável Unitário (CVU) em um dado momento, o gerador termelétrico, quando solicitado a despachar pelo ONS, terá garantido o recebimento do CVU, não recebendo somente o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), insuficiente para a cobertura completa dos custos. Caso contrário, o gerador termelétrico poderá não ter a recomposição integral de todos os custos variáveis incorridos, o que contradiria as regras de comercialização vigentes.

A contratação de reserva de capacidade a visa suprir a necessidade de atendimento complementar de potência requerida pelo sistema, não objetivando a recomposição energética, ainda que seja possível cumprir este papel. Dessa forma, conceitualmente, o despacho esperado para este propósito deve ser limitado a algumas horas dos dias de carga mais elevadas ou com elevadas variações de geração não-controlável, por exemplo.

Dada a relevância absoluta dessa questão aos geradores envolvidos, solicita-se ao MME ratificação desse entendimento. Isto é, que não é necessário incorporar esse risco específico de despacho fora da ordem de mérito na Receita Fixa do empreendimento, considerando-se a eficácia das regras de comercialização já existentes.

¹ Relatório: Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações. CB3E - Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações. UFSC. Novembro de 2020. Tabela 4, pág. 6.

c. Correta definição dos produtos a serem contratados

Na minuta de Portaria, ambos os produtos sugeridos (Potência Flexível e Potência com Inflexibilidade) são caracterizados como “empreendimentos de geração **com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável**”. Em ambos, a fonte termelétrica poderá participar. No caso do produto de Potência Flexível, seria admitida também a participação da fonte hidrelétrica.

A capacidade de usinas **modularem a carga** tende a ser um papel hoje desempenhado principalmente pelas usinas hidrelétricas despacháveis, no fechamento do balanço carga-geração. Conforme o despacho empenhado pelo ONS, observa-se que o perfil de geração hídrica no SIN tende a seguir o perfil do consumo. A redução da capacidade de regularização dos reservatórios nos últimos anos, somada à introdução de usinas a fio d’água e à penetração de fontes com contribuição eminentemente energética (eólicas e solares) têm tornado a questão da confiabilidade sistêmica desafiadora. Nesse sentido, entende-se que a definição produto poderia ser aprimorada.

Na nota pública do MME de 29/05/2021 (*Publicadas regras para contratação de reserva de capacidade na forma de potência*), manifestou-se que “*tornou-se premente a necessidade de contratação de empreendimentos que possuam **capacidade para modular sua geração**, e assim, atender às diferentes necessidades do sistema*”. Observa-se a diferença entre modulação de geração e “modulação de carga”.

Da mesma forma, com relação à caracterização de “flexibilidade para operação variável”, vale destacar que haveria o Produto Potência com **Inflexibilidade**, podendo levar à conclusão antecipada de que existe incompatibilidade entre a definição e o próprio produto que se propõe.

Outra questão importante é na caracterização das restrições operativas de cada usina na escala horária, aspecto relevante para o atendimento de potência. As restrições operativas, tais como rampas de partida/parada e tempo mínimo de operação na escala diária/semanal, deveriam ser compatibilizadas com as informações de inflexibilidade informadas pelo agente para efeito da contratação de reserva de capacidade.

Dessa forma, sugerimos que seja aprimorada a definição dos produtos no art. 4º da minuta de Portaria, como **empreendimentos de geração com capacidade de modular sua própria geração e de operar de forma variável conforme as necessidades sistêmicas, respeitado o unit commitment desses empreendimentos**.

Com relação ao *unit commitment*, a Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE esclareceu que “*os estudos realizados pela EPE e pelo ONS não apontaram para a necessidade de uma contratação regionalizada, com requisitos locais. Outro ponto importante é que a metodologia não identifica necessidade de atendimento a requisitos operativos (tempo de resposta, rampa, controle de frequência, etc.)*”.

d. Definição de “oferta de potência disponível”

De acordo com o item 3.32 da Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE, “*entende-se que é possível que empreendimentos existentes contribuam com oferta de potência adicional ao sistema, desde que: (i) não possuam contratos de energia vigentes a partir do início do suprimento do contrato de reserva de capacidade; e (ii) não estejam sendo consideradas na oferta de potência disponível para o atendimento ao SIN, a partir do horizonte de contratação*”.

Com relação à primeira condicionante, é clara a limitação: as usinas participantes não poderão ter contratos de energia após o início de suprimento em 1º de julho de 2026. Já com relação à segunda condicionante, a limitação não é clara. O que significa “ser considerada na oferta de potência disponível para o atendimento ao SIN”? Qual é a métrica/norma utilizada para essa aferição/consulta do que é oferta de potência disponível no horizonte de contratação? **Essa definição faz-se mister, pois se trata da possibilidade de participação ou não de um empreendimento existente no certame.**

A clareza desse ponto é necessária, inclusive, para evitar recursos administrativos ou potenciais litígios em relação ao processo de habilitação técnica na EPE.

Entende-se que usinas termelétricas que possuem exclusivamente CCEARs vigentes como únicos contratos de energia, que expirarão antes do início de suprimento de potência em 2026, poderão participar, por não serem consideradas “oferta de potência disponível” no horizonte de contratação. Contudo, não resta claro o instrumento normativo/consultivo que aferirá isso.

A situação torna-se mais complexa quando verificamos que a condicionante (i) supramencionada foi incorporada na minuta de Portaria, através do art. 7º, inciso VII, que esclarece as situações de inabilitação de empreendimentos. Por sua vez, o art. 7º nada comenta sobre a condicionante (ii). Ainda que o art. 1º da Portaria preveja que poderão participar “*empreendimentos de geração novos e existentes que **acrescentem potência elétrica** ao Sistema Interligado Nacional – SIN*”, essa menção é insuficiente para sanar as dúvidas legítimas dos empreendedores. O que é acrescentar potência?

Dessa forma, a CPFL sugere que seja disciplinado de forma clara e delimitado o critério de como será considerada/aferida “*a oferta de potência disponível para o atendimento ao SIN, a partir do horizonte de contratação*”, sendo tal tópico tratado no art. 7º.

e. Antecipação de operação comercial ou marco de início de receita

No art. 13 da minuta de Portaria, prevê-se que “os vendedores farão jus à remuneração resultante do Leilão após a **entrada em operação comercial** da Usina”. Prevê também que “os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da **entrada em operação comercial** junto à Aneel, condicionada à concordância do Poder Concedente para a nova data de início de suprimento”.

Ocorre que no Leilão de Reserva de Capacidade 2021 poderão participar empreendimentos existentes. Dessa forma, recomendamos que seja utilizado o termo “**data de início de suprimento**” nos CRCAPs, a fim de deixar claro o marco de recebíveis para todos os empreendimentos envolvidos (novos e existentes).

f. Necessidade de debate prévio sobre a sistemática e participação de agentes do ACL

No item 3.38 da Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE, “*diante dos desafios enfrentados pelos distribuidores diante do cenário de crise econômica, migração de consumidores para o ACL e crescimento da geração distribuída, recorrer apenas às distribuidoras para a compra dessa energia, talvez não seja suficiente. Com efeito, o Leilão de Reserva de Capacidade, sob a forma de potência, abre a possibilidade para que consumidores livres, comercializadores e agentes varejistas também possam adquirir energia no certame, ao passo que busca assegurar que a energia ofertada tenha preços competitivos. Assim, o ACL teria acesso à energia com baixo risco de negociação para composição de seu portfólio*”.

A possibilidade de participação de agentes do mercado livre é uma inovação bem-vinda. Contudo, persistem alguns pontos de sensibilidade para análise do MME e da ANEEL. Ainda que se trate de uma portaria de diretrizes, se o objetivo é permitir a efetiva participação de agentes do ACL com o risco adequado, algumas questões precisam estar melhor equacionadas.

Sob o ponto de vista do vendedor, paira dúvida sobre o risco de crédito a que estaria submetido com tais agentes e os mecanismos mitigatórios que serão adotados para a garantia dos recebíveis. Já sob o ponto de vista do comprador do ACL, não restam claras as garantias financeiras que seriam eventualmente exigidas para participação ou se seriam permitidas ofertas com limitação máxima de preços atrelados, sem prejuízo do custo marginal que deve ser arbitrado pelo Poder Concedente no leilão. Essas questões devem ser melhor detalhadas no Edital ou na Sistemática.

Com a perspectiva de uma Consulta Pública na ANEEL sobre o Edital do Leilão de Reserva de Capacidade e respectivos anexos, **a CPFL solicita que o MME instaure nova Consulta Pública, antes da publicação final da portaria de Sistemática do certame, pois se trata de peça fundamental para manifestação dos agentes e para aprimoramento geral do processo, a exemplo do tratamento que está sendo dispensado para as diretrizes.**

A discussão da sistemática não é somente relevante para tratar da participação dos agentes do ACL como compradores, mas também para o tratamento a ser conferido, por exemplo, em caso de frustração da 2ª Fase (leilão de energia) para o Produto Potência com Inflexibilidade que importe em retirada dos lances da 1ª Fase do produto (leilão de capacidade) – resultando em lotes não atendidos (art. 4º, § 3º). A subcontratação de reserva de capacidade é elemento indesejado ao SIN. Por sua vez, eventual frustração de energia para início de suprimento em 2027 pode ser gerida pelo mercado regulado através de outros

mecanismos pelos agentes compradores/distribuidoras, tal como a compra de energia em Leilões de Energia Nova de prazo para início de suprimento mais curto (A-3, A-4, A-5).

g. Usina marginal e sobrecontratação involuntária na 2ª Fase do Produto Potência com Inflexibilidade

A previsão do produto Potência com Inflexibilidade, cujo objetivo é viabilizar a participação de empreendimentos termelétricos que apresentam inflexibilidade operativa de geração anual entre 10% e 30%, coloca a necessidade de que agentes do ACR e do ACL declarem suas necessidades de energia para atendimento ao mercado para o ano de 2027, de modo a endereçar a contratação da geração inflexível de potenciais participantes do Leilão de Contratação de Reserva de Capacidade de 2021.

Tal desenho para o leilão é sugerido, pois, apesar de a finalidade do Leilão de Reserva de Capacidade ser a contratação de potência e não de energia, parte dos empreendimentos capazes de fornecer os requisitos procurados em termos de despachabilidade, confiabilidade e segurança operativa podem apresentar certos níveis de inflexibilidade operativa, normalmente, associado às obrigações decorrentes de contratos de combustível. Ou seja, tais empreendimentos possuem uma parcela compulsória de geração de energia, conforme explicitado pela Nota Técnica Nº 56/2021/DPE/SPE, que consta como documento de apoio da presente Consulta Pública.

Esclarecida a motivação da inserção de uma etapa de contratação de energia em um certame destinado à contratação de capacidade, restaram ser esclarecidos alguns pontos relacionados à dinâmica da contratação de energia, especialmente do ponto de vista dos compradores.

Em primeiro lugar, dada a dinâmica de contratação atual do mercado livre, é necessário ponderar a atratividade das condições oferecidas pela 2ª Fase do produto Potência com Inflexibilidade: contratos de suprimento de energia com prazo longo, de 15 anos, e declaração pelos agentes compradores apenas dos montantes de necessidade energia (MWm), sem certezas em relação ao preço. Tais proposições podem ser vistas como desfavoráveis pelos agentes do ACL, visto que suas operações de mercado são de curto e médio prazo (com contratos de normalmente até 2, 3 anos), com preços-alvo específicos.

Em segundo lugar, cabe discutir que não há, na documentação que consta na presente consulta pública, uma diretriz clara relacionada ao tratamento a ser dispensado em caso de ocorrência de usina marginal cuja oferta de energia seja superior ao montante necessário para completar a demanda dos compradores. É imprescindível que tal tratamento seja definido, estabelecendo se, nessa situação:

- a. seria contratada toda a oferta do empreendimento marginal e gerada uma sobrecontratação involuntária aos agentes compradores;
- b. se a oferta do empreendimento marginal seria limitada à demanda por energia dos compradores, ou

c. se a usina marginal não seria contratada.

A adoção das opções (b) ou (c) mitiga a ocorrência de uma sobrecontratação involuntária. Mesmo no caso (c), em que uma parte da demanda não seria atendida, o efeito seria de gerar direito a exposições involuntárias, e tanto agentes compradores do mercado livre quanto do mercado regulado têm mecanismos futuros de contratação de energia para o ano de 2027. No entanto, tais opções poderiam, em certa medida, prejudicar o atendimento de 100% da contratação de potência pretendida pelo MME.

Em caso da adoção da diretriz (a), em que não se limita a oferta do gerador marginal, seria gerada uma sobrecontratação involuntária aos agentes compradores, na medida da contratação adicional às declarações de demanda por energia. Há, porém, que se considerar alguns cenários.

Em um cenário em que há participação tanto de agentes do ACR quanto do ACL, a sobrecontratação deveria, portanto, ser distribuída proporcionalmente à demanda requisitada, e seria necessário estabelecer um tratamento a ser aplicado a sobrecontratação involuntária dos agentes do ACL.

No entanto, como já colocado anteriormente, há a possibilidade de que não haja adesão dos agentes do mercado livre para compra de energia no certame. Nesse caso, toda a sobrecontratação involuntária decorrente do empreendimento marginal seria alocada a agentes de distribuição de energia. Nesse cenário, o custo de uma sobrecontratação tomada para viabilizar a contratação de um empreendimento cuja potência beneficiará o SIN como um todo será arcado somente pelos consumidores cativos. Tal consequência é indesejável, e não deveria ocorrer, na medida em que custos decorrentes da contratação de potência devem ser rateados entre o SIN, conforme art. 8º do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021:

Art. 8º Todos os custos decorrentes da contratação da reserva de capacidade, na forma de potência, incluídos os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, incluídos os consumidores de que tratam os art. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, e o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao referido Sistema, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

Uma vez que a energia contratada está viabilizando projetos que podem contribuir com potência ao sistema, é justo que tal custo seja considerado decorrente da contratação da reserva de capacidade e rateada da mesma maneira que os custos dos Contratos de Reserva para Capacidade de Potência (CRCAPs) firmados.

h. Limitação do preço da energia a ser negociada na 2ª Fase do Produto Potência com Inflexibilidade

Conforme a Nota Técnica Nº 56/2021/DPE/SPE, disponibilizada no âmbito da presente Consulta Pública, é de interesse geral que a energia associada ao Produto Potência com Inflexibilidade seja negociada a

preços competitivos. Para tal fim, a Nota propõe o estabelecimento de um valor teto para a negociação da energia proveniente de geração inflexível. Este valor teto não deveria ser superior ao preço médio da contratação realizada nos últimos Leilões A-6.

Deve-se, no entanto, refletir se o preço médio praticado nos últimos Leilões de Energia Nova A-6 de fato é a melhor aproximação a ser adotada para o Leilão aqui em discussão, visto que em Leilões A-6 o preço ofertado carrega tanto o benefício da potência quanto da energia de novos empreendimentos, além de considerar planos de negócios para viabilização dos projetos. No Leilão de Contratação de Capacidade de 2021, no entanto, é a contratação de potência, enquanto a de energia constitui subproduto para trazer maior previsibilidade de receita para empreendimentos com geração inflexível e, portanto, não deve carregar em seu preço custos que já serão cobertos pela Receita Fixa dos CRCAPs firmados.

i. Das diferenças na contratação de Energia Nova e de Energia Existente no mercado regulado

Em tempo, é necessário destacar que leilões regulados para contratação de energia têm regras para declaração de necessidade de energia distintas para energia nova e energia existente, conforme o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, bem como dão origem a CCEARs diferentes.

Para leilões de energia existente, os limites de declaração estão relacionados aos montantes de reposição e de recuperação de mercado determinados para cada ano. Além disso, contratos firmados nestes certames possuem cláusulas de redução contratual relacionadas a migrações de clientes para o mercado livre, condição conhecida previamente pelos vendedores e definida em edital. Já leilões de energia nova aceitam contratações livres ou limitadas a 2% da carga da distribuidora, a depender do certame, e não há cláusulas de descontração relacionadas a migração, uma vez que viabilizam empreendimentos novos, ainda não amortizados.

Não está definido na minuta de portaria objeto da presente consulta pública como serão tratados os CCEARs derivados do Leilão de Contratação de Reserva de Capacidade de 2021. É preciso, porém, que sejam esclarecidas as diretrizes a serem aplicadas, visto que o certame originará contratos de energia de longo prazo e é essencial assegurar às distribuidoras os direitos relacionados à contratação de cada tipo de energia, bem como garantir que as condições de declaração de necessidade de energia estejam claras para os agentes compradores.