Rio de Janeiro, 06 de fevereiro de 2023.

GN 002/2023

Ao Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE
Ministério de Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 9º andar - Brasília – DF

Referência: Contribuição IBP para a Consulta Pública MME nº 145/2022 sobre Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Prezados Senhores,

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) atua há 65 anos em prol do desenvolvimento de uma indústria de petróleo e gás natural competitiva e sustentável. O IBP tem grande interesse no desenvolvimento do setor elétrico no país dado que é o principal representante das empresas produtoras de gás natural no país (algumas inclusive com atuação direta no setor através de termelétricas).

Primeiramente, gostaríamos de parabenizar o Ministério de Minas e Energia (MME) pela instauração da Consulta Pública nº 145 com o objetivo de identificar oportunidades de aperfeiçoamento da forma de prestação e de contração de serviços ancilares.

Nesta carta e no Anexo apresentamos nossas contribuições à esta Consulta Pública. Inicialmente, cabe pontuar que, como destacado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio do relatório nº EPE-DEE-NT-37/2021-r0 que apresentou a Metodologia de Análise para o Atendimento da Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade, a característica mais marcante do suprimento de eletricidade é a necessidade de se manter o balanço entre oferta e demanda a todo momento em um contexto em que tanto os recursos de geração quanto os requisitos de consumo são variáveis e possuem características sazonais distintas. Enquanto a geração depende da disponibilidade de água, irradiação, vento e combustíveis, a demanda depende principalmente do comportamento de consumo da sociedade, sendo impactada pelo perfil da atividade econômica, promoção de conforto térmico nas distintas épocas (ou horas) do ano, ocorrência de grandes eventos, entre outros.

Até o presente momento, o balanço entre os requisitos de demanda média (energia) e instantânea (potência) tem sido atendido principalmente por meio da grande predominância da geração hidrelétrica complementada por termelétricas. Todavia, como bem apontado pela Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, disponibilizada no âmbito da Consulta Pública nº 145, a crescente expansão da geração renovável variável (eólicas, solar-fotovoltaicas e mini e micro geração distribuída) e de usinas não simuladas individualmente na programação da operação, aliada às restrições socioambientais para a defluência mínima de hidrelétricas, faz com que apenas 29% da carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN) seja atendido por geração flexível (i.e., capaz de ter o nível de geração modulado para

otimização do despacho e prestação de serviços ancilares em períodos compatíveis com os comandos de despacho da operação).

Sendo assim, além dos serviços ancilares já existentes de regulação de frequência, suporte de reativos, autorrestabelecimento e serviço especial de proteção, é imprescindível a definição e contratação de serviços de flexibilidade e reserva operativa, de modo a prover recursos energéticos para o Operador Nacional do Sistema (ONS) com capacidade de resposta, inclusive, em tempo inferior aos comandos de despacho da operação.

Nesse ponto, a experiência internacional do PJM com a contratação de serviços de flexibilidade com diferentes tempos de resposta e períodos de autonomia pode servir de exemplo para o Brasil, conforme melhor detalhado nas contribuições em anexo.

Nesse cenário, o IBP concorda com o diagnóstico apresentado pelo MME de que se faz essencial aperfeiçoar a forma de contratação dos requisitos sistêmicos de capacidade, flexibilidade, reserva operativa e demais serviços ancilares, observando-se os princípios de modicidade tarifária, de segurança, confiabilidade e qualidade da operação do SIN, bem como as seguintes diretrizes formuladas pela Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE:

a) Clareza e transparência na definição dos requisitos sistêmicos;

b) Neutralidade tecnológica;

c) Adoção de mecanismos concorrenciais, quando a competição for viável e desde que haja alocação eficiente dos custos;

d) Economicidade, sem implicar em duplicidade de pagamentos: alinhamento ao princípio da modicidade tarifária; e

e) Garantia de qualidade e confiabilidade do serviço prestado.

Ainda assim, é preciso destacar que a observância dos referidos princípios e diretrizes não pode ser assegurado de forma total e simultânea, havendo *trade-offs* relacionados, especialmente, com as diretrizes de neutralidade tecnológica, modicidade tarifária e garantia de qualidade e confiabilidade que (em uma perspectiva de longo prazo) dependem da diversidade de fontes e tecnologias na matriz elétrica nacional.

Nesse ponto, não se pretende afastar a diretriz de neutralidade tecnológica na definição dos serviços ancilares a serem contratados e no mecanismo concorrencial de contratação, visto a importância dessa diretriz para a eficiência econômica de curto prazo, mas apenas ressaltar que a definição dos serviços ancilares e suas respectivas obrigações contratuais devem considerar, além dos requisitos sistêmicos, as características dos modelos de negócios das diferentes fontes energéticas e tecnologias, incluindo aspectos relacionados a expansão da transmissão, como a necessidade de integração entre soluções de geração e transmissão, de modo a se evitar o risco de, sob uma neutralidade tecnológica formal, induzir à homogeneização futura da matriz elétrica.

Também não deve se perder de vista a discussão a respeito dos requisitos de "lastro de produção e capacidade" que, inclusive, ocorre em paralelo à presente discussão mediante

Consulta Pública nº 146/2022. É desejável que o modelo de mercado a ser adotado para garantir o suprimento de energia elétrica ao SIN, na forma de reserva e potência, possa acomodar distintamente os serviços ancilares necessários e requeridos pelo operador.

Sendo assim, o IBP gostaria de salientar os seguintes aspectos:

i. O diagnóstico setorial indica a forte necessidade de contratação de atributos de flexibilidade e de reserva operativa, que podem ser prestados de forma eficiente por termelétricas a gás natural;

ii. A garantia de qualidade e confiabilidade no suprimento de energia, capacidade, flexibilidade e reserva operativa ao SIN, especialmente devido aos aspectos estocásticos da oferta das fontes renováveis, depende da diversidade da matriz elétrica e da disponibilidade complementar de geração termelétrica a gás natural;

iii. A implantação de novas centrais de geração termelétrica não será viabilizada somente por meio dos mercados de energia e de serviços ancilares, sendo fundamental a manutenção do mercado de contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade potência;

iv. A contratação de serviços ancilares deve ser realizada com base em instrumentos contratuais desenhados tanto para o atendimento dos requisitos sistêmicos quanto para o aproveitamento adequado das características dos modelos de negócios e dos atributos das diferentes fontes energéticas;

v. A neutralidade tecnológica não pode ser apenas formal, havendo necessidade de que as obrigações e penalidades associadas a diferentes fontes, tecnologias e contratos, sejam compatíveis com o princípio da isonomia;

vi. A neutralidade tecnológica deve ser modulada pelos princípios da modicidade tarifária, de segurança, confiabilidade e qualidade da operação do SIN, devendo a regulação possibilitar a contratação de fontes específicas no caso de necessidade apontada pelo planejamento.

Estes e outros aspectos serão aprofundados no Anexo, onde se encontram as respostas das questões específicas levantadas nesta Consulta Pública.

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

Atenciosamente,

Sylvie D'Apote
Diretora Executiva de Gás Natural

ANEXO

Contribuições do IBP à Consulta Pública MME nº 145, de 8 de dezembro de 2022

Questão 1. Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?

Conforme se extrai da Nota nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE disponibilizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no âmbito da Consulta Pública nº 145 a definição dos requisitos de serviços ancilares envolve tanto a identificação e quantificação dos recursos e atributos energéticos necessários para a operação segura e eficiente do sistema elétrico quanto a sua especificação na forma de produtos e serviços, com obrigações e direitos contratuais bem definidos.

Sendo assim, considerando as competências e atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que será o usuário dos serviços ancilares contratados, entendemos que:

a. Os diferentes serviços e produtos ancilares passíveis de contratação devem ser especificados pelo ONS e encaminhados para validação pelo MME (considerando, inclusive a realização de nova Consulta Pública) e posterior regulamentação por meio de Decreto, Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, finalmente, adequação dos Procedimentos de Rede.
b. A quantidade de serviços ancilares a ser contratada deve ser definida pelo ONS com base em metodologia transparente e objetiva, que seja proposta pelo Operador e aprovada pelo MME, ouvida a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a sociedade, por meio de consulta pública.
c. A verificação e validação da efetiva prestação dos serviços ancilares deve ser realizada pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme a natureza do serviço prestado e os medidores disponíveis.

Questão 2. Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?

Apesar de conceitualmente a integração dos serviços ancilares no planejamento da expansão e da operação admitir um equacionamento relativamente simples, a transposição da questão para a etapa de equacionamento matemático dos problemas de otimização e implementação dos modelos computacionais requer um detalhamento bastante desafiador.

Esta primeira resposta, que fica restrita aos aspectos conceituais, subdivide a questão original em duas: 2.1) Como internalizar os serviços ancilares nos modelos de otimização da operação energética e da expansão do sistema; 2.2) Como integrar os modelos de operação energética e expansão do sistema, que já contemplem os serviços ancilares individualmente.

A questão 2.1 endereça o desafio de co-otimizar o planejamento da operação, a programação da operação e o despacho de energia em concomitância com os serviços ancilares. A questão 2.2 busca esta co-otimização no âmbito do planejamento da expansão.

Os modelos Newave (planejamento da operação) e Decomp (programação da operação) não contempla os serviços ancilares nas formulações atuais. O modelo Dessem (despacho horário) apenas contempla restrições de reserva de potência, pré-especificadas e pré-alocadas, ou seja, o despacho de energia é realizado respeitando uma reserva agregada de potência pré-especificada distribuída entre unidades geradoras pré-selecionadas. Por conseguinte, não se trata de uma co-otimização propriamente dita. O modelo MDI (planejamento da expansão) seleciona os recursos candidatos à expansão otimizando simultaneamente a alocação de energia em três patamares de carga, e de uma reserva agregada de potência concentrada na ponta.

Sendo assim, e tendo em atenção o encadeamento temporal destes modelos, seria necessário em primeiro lugar expandir a formulação do MDI de forma a considerar os serviços ancilares regulados e seus respectivos requisitos. A seguir o Newave deveria ser modificado para endogenizar os requisitos de serviços ancilares compatível com o MDI, expandindo suas granularidades espacial e temporal. De forma análoga o Decomp seria expandido para endogenizar os requisitos de serviços ancilares compatível com o Newave, expandindo também suas granularidades espacial e temporal. O mesmo ainda seria feito com o Dessem, que seria expandido para endogenizar os requisitos de serviços ancilares compatível com o Decomp, expandindo também suas granularidades espacial e temporal.

A visão conceitual é relativamente simples. Porém todos estes modelos são "pesados", além de terem sido concebidos e codificados em épocas distintas, com "estilos" e linguagens computacionais díspares. Tudo isto pode tornar impraticável a construção de uma *suit* a partir da integração destes modelos. O que poderia ensejar a materialização da almejada *suit* de modelos computacionais livres e abertos para operação do sistema e do mercado de energia ampliado com a integração dos serviços ancilares.

Finalmente, entendemos que a complexidade de implementação da integração dos serviços ancilares no planejamento da expansão e da operação não deve ser um obstáculo para o aperfeiçoamento da forma de prestação e de contração dos serviços ancilares.

Questão 3. Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?

Atualmente, nos termos da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, o serviço ancilar de controle primário de frequência é realizado de forma compulsória e sem remuneração específica. O serviço, todavia, não é gratuito, sendo seu valor contido, de forma implícita, no preço da energia elétrica comercializada ou da reserva de capacidade de potência disponibilizada. Sendo assim, considerando a dificuldade de segregação do preço e identificação da remuneração adequada do serviço de controle primário de frequência, o mesmo deve continuar sendo prestado de forma compulsória e gratuita.

Ademais, destaca-se que, muito embora o serviço ancilar de reserva operativa não seja tipificado na Resolução Normativa nº 1.030, ele tem sido prestado por hidrelétricas de forma compulsória e gratuita, havendo remuneração apenas para o serviço de despacho complementar para manutenção de reserva operativa prestado pelas termelétricas. Assim, é importante que o serviço de reserva operativa seja tipificado para todas as fontes e recursos energéticos (inclusive de armazenamento e resposta da demanda) e adequadamente remunerado.

Ademais, no caso do serviço de despacho complementar para manutenção de reserva operativa prestado pelas termelétricas, os limites de preços máximo devem ser removidos.

Os demais serviços ancilares podem (e devem) ser contratados em regime de preço por meio de mecanismos concorrenciais.

A capacidade de prestação de controle primário de frequência deve ser demonstrada tecnicamente, comprovada por meio da implantação dos equipamentos e dispositivos necessários, especialmente no caso de geração de fontes renováveis variáveis, como eólicas e solar fotovoltaica, e fiscalizada pela ANEEL. Para tanto, deve haver a tipificação de infração de inadequação na prestação do serviço ancilar de controle primário de frequência na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019.

Questão 4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

4.1 Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?

Considerando que os empreendimentos de geração e outros recursos energéticos devem ser viabilizados prioritariamente por meio dos mercados de energia (Ambiente de Contratação Regulada – ACR, Ambiente de Contratação Livre – ACL e Energia de Reserva) e de reserva de capacidade de potência, de que trata a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, os serviços ancilares de i) controle secundário de frequência, ii) suporte de reativos, iii) reserva operativa (a ser tipificado), iv) despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa, e v) resposta da demanda, podem ser contratados em leilões de curto prazo (leilões semanais e diários), a exemplo do que já ocorre com o Programa Brasileiro de Resposta da Demanda, regulado pela Resolução Normativa nº 1.030/2022, e nos modelos de contratação adotado pela PJM e pela Alemanha.

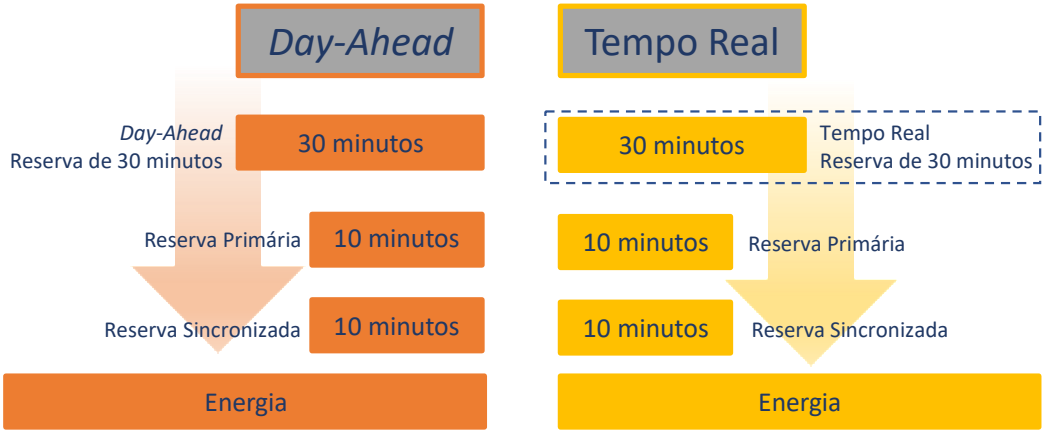
Segundo o Manual 11: *Energy & Ancillary Services Market Operations* (PJM, 2022), a PJM opera o *Ancillary Services Optimizer* (ASO) para otimizar o despacho conjunto de energia, reservas e regulação, o que está de certo modo alinhado com a proposta de co-otimização operacional buscada pelo MME.

O ASO é executado com antecedência de uma hora em relação ao despacho em tempo real, e validado com antecedência de 30 minutos. O mercado de reserva procura recursos baseados em ofertas até atender os requisitos dos Serviços de Reservas:

- A reserva sincronizada (*Synchronized Reserve Service*) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas capazes de responder em 10 minutos ou menos.
- A reserva primária (*Primary Reserve Service*) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas ou não capazes de responder em 10 minutos ou menos.
- A reserva de 30 minutos (*30-Minute Reserve Service*) pode ser apenas suprida por fontes sincronizadas ou não, capazes de responder em 30 minutos ou menos.

Como ilustrado na Figura 1, as reservas são procuradas em dois mercados: *day-ahead* e em tempo real. Ademais, energia e reservas são co-otimizadas nestes dois mercados.

Figura 1: Mercados de serviços de reserva da PJM



Fonte: Adaptado de PJM, 2022.

Na PJM, recursos de geração, armazenamento e resposta à demanda são elegíveis, em geral, para suprir reserva sincronizada, não-sincronizada e secundária, exceto aqueles: com medição além da fronteira da PJM; ofertados exclusivamente para emergência; nuclear, eólica e fotovoltaica, a menos que sejam aprovadas e requisitadas.

O sistema elétrico alemão é gerenciado por quatro Operadores do Sistema de Transmissão em regime de auto despacho. Os produtos dos serviços ancilares podem ser solicitados tanto dos recursos operacionais do operador quanto dos usuários da rede.

Os controles de frequência primário e secundário são contratados por meio de leilão desde 2007. Os operadores obtêm os recursos através de leilões e coordenam a utilização deles entre si e entre outros operadores de países vizinhos. Os provedores de serviços de controle de frequência, atualmente, são usinas convencionais, cargas flexíveis e grupos de balanceadores de energia (agregadores de REDs e baterias de larga escala).

Os recursos de controle primário são procurados em leilão semanais com lances mínimos de 5 MW adquiridos em blocos de 4 horas. O leilão semanal restringe a participação de vários recursos energéticos distribuídos (REDs), porque é adquirido com muita antecedência com relação ao tempo real, e a maioria dos REDs ainda não podem se comprometer a fornecer uma capacidade tão distante do tempo real. A remuneração é baseada no método *Pay-as-Bid* tanto para disponibilidade de capacidade (€/MW) quanto para energia (€/MWh), com preços negativos sendo permitidos e tendo sido introduzidos em 2009. Os serviços de controle primário de frequência são oferecidos de forma assimétrica, ou seja, há diferenciação entre aumentar e diminuir a frequência do sistema.

Os recursos de controle secundário são procurados em leilão diários com lances mínimos de 5 MW adquiridos em blocos de 4 horas. Assim como no controle primário, a remuneração também é feita usando o método *Pay-as-Bid* tanto por disponibilidade de capacidade (€/MW) quanto para energia (€/MWh), de forma assimétrica e com preços negativos sendo permitidos.

A reserva de contingência é adquirida em leilão diários com lances mínimos de 1 MW e é adquirido na área conjunta da Alemanha, Áustria, Suíça, Países Baixos, França e Bélgica. Na Alemanha, a reserva de contingência apresenta um conjunto de graus de liberdade para

permitir melhor exploração, em particular do armazenamento de energia e outras unidades com conteúdo de energia limitados. Esses graus incluem a possibilidade de sobre ou subregulação, possibilidade de explorar a "banda morta" de frequência, e a possibilidade de sobrepor um ponto de operação de potência constante estabelecido pelo regulador.

Por outro lado, os serviços ancilares relacionados com eventos emergenciais, como o serviço de i) autorrestabelecimeto e ii) de sistema especial de proteção, todavia, devido à baixa probabilidade de uso e a necessidade de remuneração de capital, devem ser contratados por meio de leilões de longo prazo.

4.2. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

Não há necessidade de alteração da regra de rateio e de cobertura dos custos com serviços ancilares.

4.3. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

Em nosso entendimento, a principal motivação para a revisão do mercado de serviços ancilares decorre do aumento da penetração de geração a partir de fontes renováveis variáveis no sistema elétrico e da diminuição relativa da capacidade de regularização da geração hidrelétrica agravada por cenários de mudança climática, uso múltiplo de águas e restrições ambientais que elevam a demanda do sistema por recursos de flexibilidade e reserva de capacidade.

Nesse sentido, a utilização de mecanismos concorrências trariam os seguintes benefícios:

a. Adequação da disponibilidade de recursos energéticos para a operação do sistema em situações de contingências e de escassez hídrica;

b. Seleção custo-efetiva e eficiente dos recursos energéticos disponibilizados (otimização da matriz elétrica);

c. Redução do custo final de operação do sistema por meio da co-otimização do despacho energético e dos serviços ancilares e da participação de fontes renováveis variáveis e resposta da demanda no mercado de serviços ancilares (especialmente nos leilões de curto prazo);

d. Geração de sinais econômicos críveis para a elevação da potência instalada de hidrelétricas existentes;

e. Geração de sinais econômicos adequados (remuneração variável e penalidades contratuais) para a efetiva prestação dos serviços ancilares.

Com isso, espera-se que os ganhos sociais sejam mais relevantes exatamente na contratação de serviços ancilares relacionados com as novas necessidades sistêmicas de flexibilidade e reserva de capacidade.

Questão 5. Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

Exceto pelo serviço de controle primário de frequência, não deve haver prestação compulsória de serviços ancilares. A avaliação crítica dos riscos operacionais deve ser realizada para a definição da demanda por cada serviço ancilar e para a definição de sua forma de contratação: seja contratos de curto prazo em leilões semanais e diários ou contratos de longo prazo em leilões anuais.

Em relação à definição da demanda dos serviços ancilares, é importante considerar o risco estocástico de variação da oferta hidráulica, eólica e solar e da demanda.

Nesse sentido, os serviços que podem ser prestados por recursos energéticos existentes ou viabilizados por contratos de energia e de reserva de capacidade de potência e cuja demanda depende de eventos sazonais e fortuitos (como controle secundário de frequência, suporte de reativos, reserva operativa, despacho complementar para manutenção de reserva operativa) podem ser contratados no curto prazo, quando o risco de arrependimento será menor. Por outro lado, serviços que dependam de uma estrutura dedicada (como autorrestabelecimento e serviço especial de proteção) devem ser contratados no longo prazo.

É preciso, ainda, que o regulamento e os contratos de prestação de serviços ancilares apresentem de forma clara e objetiva as obrigações e direitos dos prestadores de serviços, em termos de requisitos para prestação do serviço, receitas variáveis associadas à performance, e as penalidades aplicáveis.

Finalmente, no caso do serviço de controle primário de frequência, que permanecerá sendo prestado de forma compulsória e remunerado implicitamente pelo preço da energia, é preciso que o regulamento preveja os critérios mínimos de performance e as penalidades dos geradores em caso de inconformidades.

Questão 6. Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

Atualmente, a adequabilidade de recursos é assegurada pela sobre-contratação do ACR e pela contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade de potência.

Com a consolidação do processo de abertura do ACL a adequabilidade do sistema dependerá unicamente da contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade, processo que atualmente não é capaz de precificar adequadamente os requisitos de flexibilidade do sistema e, portanto, deve conduzir a uma matriz elétrica desotimizada e a custos de operação mais elevados do que o necessário.

Questão 7. Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

Nenhuma das fontes energéticas disponíveis para a expansão da oferta futura no Brasil (eólicas, solar fotovoltaica, termelétricas a gás natural, biomassa e BESS) são capazes de

atender a todos os requisitos de regulação de frequência e tensão, flexibilidade, reserva operativa e reserva de capacidade do sistema elétrico de forma eficiente e com custos econômicos e ambientais adequados.

Sendo assim, não existe uma panaceia, de modo que tais requisitos sistêmicos devem ser traduzidos em produtos com especificações contratuais para a forma de prestação de serviço (atuação como gerador ou carga), para o tempo de resposta (rampa de subida e de saída), para o tempo mínimo nas condições de ligado e desligado, e para o tempo máximo (autonomia) na prestação do serviço. A especificação acerca de aspectos locacionais também pode ser necessária, de forma que, em determinadas situações identificadas pelo planejamento e operação, apenas soluções locais atenderiam certos requisitos.

Ademais, embora se deseje neutralidade tecnológica e que os produtos atendam efetivamente as necessidades sistêmicas, é importante que eles sejam factíveis e que existam produtos especificados (ainda que não sejam frequentemente demandados) que possam ser prestados por todas as fontes energéticas, recursos de armazenamento e por resposta da demanda.

Com isso, assegura-se efetiva competição.

Questão 8. Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

Pelo que se extrai da experiência de outros países e da literatura, os diferentes serviços ancilares podem ser classificados em: i) regulação de frequência, ii) suporte de potência reativa, iii) serviços emergenciais e iv) reserva operativa, onde se insere o atendimento aos requisitos de flexibilidade.

Sendo assim, os requisitos de flexibilidade são assegurados pela existência de uma reserva de potência previamente sincronizada ou de muito rápida resposta.

No Brasil, atualmente, o atendimento ao recurso de flexibilidade é prestado compulsória e gratuitamente pelas hidrelétricas e, em cenários de escassez hídrica ou de elevada geração renovável variável, esse atendimento é assegurado pelo despacho termelétrico para complementação da reserva operativa a um ônus equivalente a 130% do Custo Variável Unitário (CVU) ordinário da geradora somado as despesas com *unit commitment* (rampas e tempo mínimo na condição de ligado).

Tal situação não é a ideal, pois as termelétricas utilizadas na prestação do serviço não foram especificadas para prestação de reserva de potência e possuem restrições inadequadas (tempos muitos longos) de *unit commitment*.

Com isso, haveria ganho social relevante se a contratação de flexibilidade pudesse ser realizada de forma mais estruturada, por meio de leilões de reserva de capacidade (para assegurar a adequada remuneração do investimento) e em leilões de curto prazo pra prestação do serviço de reserva operativa com base em produtos de muito rápida resposta (milissegundos) e curta autonomia (3 ou 4 horas) e produtos de resposta rápida (10 minutos) e longa autonomia (24 horas ou mais), de modo que haja um portfólio de soluções adequado para todas as situações operativas e se assegure a eficiência sistêmica.

Questão 9. É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

Sim, considerando a precificação e o despacho de recursos de flexibilidade em mercados diários ou horários, é possível contar com a participação de BESS, termelétricas, eólicas, solar fotovoltaica e resposta da demanda.

Questão 10. Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

A Tabela 1 apresenta nossa sugestão de serviços ancilares e de agentes aptos para sua prestação.

Tabela 1: Serviços ancilares e agentes aptos a sua prestação

Regulação de frequência	Suporte reativo	Reserva Operativa	Serviços emergenciais
Controle primário (Geradores despachados)	Suporte de reativos (Geradores enquanto fornecem potência ativa, Geradores atuando como compensadores síncronos e BESS)	Reserva operativa primária (Geradores sincronizados e BESS)	Autorrestabelecimento integral (Geradores e BESS)
Controle secundário (Geradores participantes do Controle Automático de Geração (CAG) e BESS)		Reserva operativa secundária (Geradores de resposta rápida e BESS)	Autorrestabelecimento parcial (Geradores e BESS)
		Reserva operativa secundária (Geradores e resposta da demanda)	Sistema Especial de Proteção – SEP
		Despacho complementar Geradores termelétricos	

Questão 11. Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

Em nosso entendimento, a regulação brasileira deveria prever a inclusão dos serviços ancilares de reserva operativa primária, secundária e terciária, a exemplo do que ocorre na PJM.

Nesse sentido, a título de exemplo, a Tabela 2 apresenta a metodologia de definição dos requisitos sistêmicos de flexibilidade na PJM.

Tabela 2: Determinação dos requisitos de reserva

	Serviços de Reserva Operativa		
	Reserva Sincronizada (SR)	Reserva Primária (PR)	Reserva 30 minutos (30-Min)
Requisito de Confiabilidade	Maior Contingência Única	150% do Requisito de Confiabilidade de Reserva Sincronizada	Maior de (Requisito de Confiabilidade de Reserva Primária; 3.000 MW; ou maior contingência ativa de gás)
Requisito de Reserva	Requisito de Confiabilidade de Reserva Sincronizada + Requisito de Reserva Estendida	Requisito de Confiabilidade de Reserva Primária + Requisito de Reserva Estendida	Requisito de Confiabilidade de 30 minutos + Requisito de Reserva Estendida

Fonte: Adaptado de PJM, 2022.

Assim, a reserva operativa primária pode ser prestada por geradores sincronizados e por BESS, a reserva de potência secundária pode ser ofertada por BESS e geradores de resposta rápida e a reserva terciária por resposta da demanda e por geradores com tempo de rampa médio.

Questão 12. A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

Não, o sinal de preço de escassez em mercados intensivos em capital e que demandam tempo considerável de planejamento e de investimento antes de os novos os poderem entrar em operação comercial envolve riscos elevados de sub-investimento e, portanto, de *blackouts*.

Assim, a viabilização de novos investimentos de flexibilidade deve ser alcançada por meio dos leilões de reserva de capacidade de potência.

O mercado de curto prazo para os serviços de flexibilidade, todavia, é fundamental para reduzir o custo da contratação da reserva de capacidade ao prover uma fonte de receita adicional.