



UHE Tucuruí - Acervo Eletrobras Eletrônorte

Contribuição à Consulta Pública MME nº 145/2022:

Prestação de Serviços Ancilares no Sistema
Interligado Nacional (SIN)



Março de 2023

1 INTRODUÇÃO

Os serviços ancilares são aqueles associados à produção, transmissão e distribuição de energia elétrica necessários para garantir a qualidade, a segurança e a eficiência do fornecimento. Entende-se por qualidade do fornecimento a manutenção da tensão e da frequência dentro de margens aceitáveis para o sistema, a segurança do fornecimento significa a não interrupção do fornecimento a curto prazo e a eficiência significa o fornecimento de energia elétrica ao menor custo possível.

Tradicionalmente, no Brasil, as hidrelétricas são as responsáveis por prover a maioria dos serviços ancilares ao sistema. Devido à predominância desta fonte, a regulação imprimiu um caráter mandatário na prestação destes serviços, permitindo em alguns casos apenas a recuperação de custos de referências e em outros, a ausência de qualquer forma de remuneração.

No entanto, após as mudanças na matriz de geração de energia elétrica, que inseriram maior intermitência no fornecimento de energia, estes serviços têm sido cada vez mais requisitados ao passo que a fonte hidrelétrica que os provê tem incorrido em maiores custos o que coloca em risco sua sustentabilidade econômica e financeira. Não é a toa, que em países como o Reino Unido e o Chile, o aumento da inserção das renováveis foi acompanhado de um aumento da remuneração em USD/MWh (USD/MVar no caso do serviço de potência reativa) para os agentes que prestam esses serviços. Diante o exposto, **ressalta-se que há certa urgência na definição de um mecanismo que remunere esses agentes de forma adequada.**

Neste contexto, a hipótese que fundamenta a regulamentação atual de que os serviços ancilares são um subproduto da geração de hidrelétricas é inadequada e antisonômica. Dessa forma, um novo desenho de mercado capaz de incentivar a prestação de serviços ancilares através de uma remuneração adequada se faz indispensável para assegurar a disponibilidade destes, tanto no curto prazo, através dos ativos existentes, quanto no longo prazo, através de novos ativos.

Vale lembrar, que o aumento da prestação de serviços ancilares é apenas uma dentre as consequências que a inserção desenfreada de geração renovável intermitente e recursos energéticos distribuídos (como a geração distribuída), vem gerando ao sistema. Estas consequências são especialmente danosas aos geradores hidrelétricos, que apesar de viabilizar tal expansão, tem seus custos e riscos se elevando à medida que sua remuneração é reduzida.

Dessa forma, a fim de trazer uma visão holística sobre o arcabouço regulatório aplicado no tratamento da fonte hidrelétrica e identificar distorções e incompatibilidades deste com a realidade do sistema, a PSR e a ELETROBRAS estão desenvolvendo um extenso estudo capaz de trazer um diagnóstico do arcabouço regulatório existente e propor alternativas de aprimoramento. Nesse sentido, esta contribuição à Consulta Pública 145/2022 traz nas respostas às perguntas apresentadas pelo MME as conclusões preliminares obtidas neste estudo sobre os serviços ancilares. Estas conclusões são apresentadas no capítulo 2 deste documento enquanto as referências e os anexos são apresentados nos capítulos 3 e 4.

2 RESPOSTAS ÀS PERGUNTAS DA NOTA TÉCNICA

Abaixo são apresentadas e respondidas questões apresentadas pelo MME na Consulta Pública nº 145/2022, por meio da NT 33/2022:

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

As leis que disciplinam as instituições no setor elétrico não são claras quanto à competência para definir requisitos e validar atributos dos serviços ancilares:

- A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 [1], determina que o seu regulamento (Decreto) disponha sobre o “tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica e para as restrições de transmissão” e assegura o pagamento para serviços ancilares via Encargo de Serviço do Sistema (ESS).
- Já o Decreto nº 5.081, de 14 de Maio de 2004 [2][1], atribui ao Operador Nacional do Sistema (ONS) “a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos **serviços ancilares**”.

Dessa forma, para determinar quais instituições devem ser responsáveis por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares recorre-se às competências fundamentais das instituições do Setor Elétrico, a começar pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

O MME é o órgão da administração pública responsável pela criação e gestão de políticas públicas relacionadas ao uso dos recursos energéticos e minerais do país. Portanto, cabe ao MME definir, em concordância com a lei, quais são os montantes de recursos a serem contratados para o sistema, e dar diretrizes quanto ao formato desta contratação. Assim, no caso dos serviços ancilares o MME deve ser responsável por:

1. **definir ou homologar montantes a serem contratados;**
2. **definir ou homologar métricas para cálculo destes montantes;**
3. definir diretrizes para contratação dos serviços que pode ser por exemplo através de contratação direta ou procedimento competitivo;
4. definir os parâmetros de remuneração e prestação dos serviços;

Ou seja, em última instância, o MME deveria ser o responsável por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares, seguindo as duas primeiras atividades mencionadas acima.

No entanto, como os serviços ancilares têm caráter técnico ligado diretamente às necessidades da operação do sistema e são administrados e contratados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), é desejável que o próprio ONS seja o responsável por definir os requisitos para prestação de serviços ancilares. As diretrizes para contratação dos serviços

ancilares, contendo a forma de contratação e os parâmetros de remuneração e prestação de serviço, seriam atribuições do MME.

Dessa forma, um modelo de atribuições de responsabilidade que passe pela determinação dos requisitos sistêmicos pelo ONS e posterior aprovação dos montantes indicados pelo MME, traria a transparência e conformidade necessárias para a contratação dos serviços. Estes requisitos sistêmicos, além de serem submetidos à aprovação do MME, devem ser compartilhados com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de forma a comporem também os estudos de planejamento do sistema.

Diante disso, a proposta quanto à atribuição de responsabilidades para a definição dos requisitos e validação dos atributos de prestação de serviços ancilares deve considerar que:

- O ONS, além de contratar e administrar os serviços ancilares, deve ser a instituição responsável por preparar os estudos que revelem as necessidades para o sistema no curto e médio prazo. Estes estudos devem seguir metodologias desenvolvidas pelo ONS e descritas em Procedimento de Rede, seguindo as diretrizes da política energética (como critérios de confiabilidade e custo).
- A EPE, com base nos estudos realizados pelo ONS, deve considerar em seus estudos de planejamento de longo prazo, os requisitos apontados pelo ONS, bem como seus possíveis cenários de evolução, a fim de apontar a eventual necessidade de expansão para atendimento a tais requisitos concatenados ao planejamento da expansão da Rede Básica e Distribuição. Ou seja, apesar de não ter papel decisório, a EPE deverá suportar o MME com análises de longo prazo sobre os serviços ancilares e indicações de contratações necessárias para garantir o suprimento destes.
- O MME, além de instituir e atribuir as responsabilidades anteriores ao ONS e à EPE, deverá ser o responsável por aprovar tais estudos. Após a aprovação, estes estudos servirão como base para a emissão de diretrizes, mediante prévia consulta pública, quanto a regulação e a forma que ocorrerá a contratação e remuneração de serviços ancilares que possam atender aos requisitos. Caso seja definida a realização de procedimento competitivo, o MME será o responsável por emitir a Portaria com as diretrizes do Leilão e as datas de realização.
- A ANEEL deverá regulamentar detalhadamente todo o processo de contratação dos serviços ancilares, definindo com clareza as responsabilidades e obrigações dos agentes em geral para a adequada precificação dos atributos/serviços, de acordo com as diretrizes do MME, levando a cabo formas de contratação e remuneração definidas pelo MME, aprovando os procedimentos de rede do ONS e fiscalizando a prestação dos serviços junto ao ONS. Ou seja, cabe à ANEEL a regulamentação infralegal.

A Figura 1, resume a atribuição de responsabilidades e fluxo de informações entre proposto.

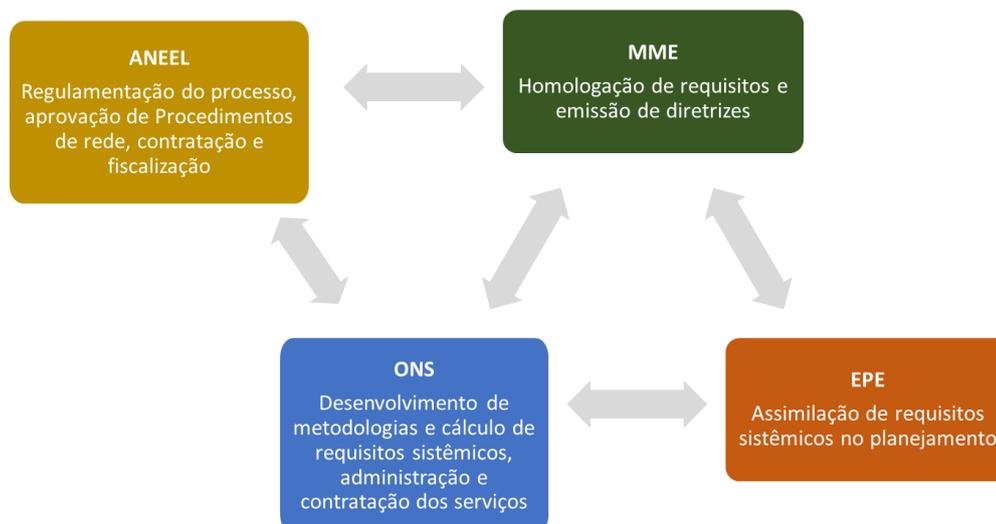


Figura 1 - definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares.

O procedimento proposto é similar ao procedimento de expansão da transmissão, em que ONS e EPE apresentam estudos, revelando a necessidade de instalações de transmissão no curto, médio e longo-prazo ao MME, que os aprova e emite diretrizes para contratação das mesmas através de portarias. A ANEEL cumpre estas diretrizes por meio da realização de leilões de transmissão ou emissão de atos autorizativos, regulamentando todo o processo de contratação, remuneração e fiscalização dos serviços prestados.

Box 1 – Conclusões da resposta à pergunta 1

Em resumo, sugere-se que a responsabilidade pela definição dos requisitos e validação dos atributos de prestação de serviços ancilares seja dividida entre as instituições setoriais:

- **ONS** - Contratar e administrar os serviços ancilares, preparar os estudos que revelem as necessidades para o sistema no curto e médio prazo;
- **EPE** - Considerar em seus estudos de planejamento de longo prazo, os requisitos apontados pelo ONS;
- **MME** - Instituir e atribuir as responsabilidades anteriores ao ONS e à EPE. Emitir as diretrizes, a partir dos estudos aprovados, quanto a regulação e forma que ocorrerá a contratação e remuneração de serviços ancilares;
- **ANEEL** - Regulamentar todo o processo de contratação e remuneração dos serviços ancilares, de acordo com as diretrizes do MME.

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

A necessidade de provisão de serviços ancilares é inerente às características da operação energética e elétrica. Para que o sistema possa ser operado com garantia de minimização

de custos é vital que estas características sejam identificadas (determinação dos requisitos do sistema) e modeladas como restrições nos processos de otimização da operação.

No entanto, para garantir que estes requisitos possam de fato ser atendidos por recursos no momento da operação ao menor custo possível, é necessário que o planejamento do sistema indique a necessidade de contratação destes recursos no médio e longo prazo. Dessa forma, como mencionado na resposta à pergunta anterior, é importante que o planejamento assimile os requisitos do sistema identificados pelo ONS, bem como representem cenários para sua evolução no futuro.

Para que a operação e o planejamento possam então ser realizados de maneira integrada, garantindo de fato a otimização de custos do sistema, é necessário que os estudos de planejamento e os modelos de operação utilizem metodologias compatíveis e as melhores informações para modelar os requisitos de prestação de serviços ancilares no sistema sejam utilizadas.

Um exemplo desta abordagem é a modelagem da reserva nos modelos de planejamento da expansão e planejamento da operação. Quando se considera as restrições de reserva no longo prazo (necessidade de reserva no sistema no futuro), o planejamento da expansão indica qual o recurso de menor custo deve ser contratado para que a operação no futuro possa utilizá-lo. Da mesma forma, o planejamento da operação refina a escolha do recurso ótimo para provimento da reserva no curto prazo, caso as restrições de reserva sejam consideradas.

Outro exemplo é a realização de estudos para determinar a necessidade da expansão de reativos no sistema. Estes estudos, já bem conhecidos na literatura técnica [3], devem fazer parte do planejamento de longo prazo da EPE para que seja indicada contratação de recursos capazes de realizar este serviço.

Adicionalmente, as metodologias para definição destas restrições devem ser compatíveis e considerar as características energéticas e elétricas do sistema. Por exemplo, para entender as reais necessidades do sistema é necessário que sua operação seja modelada de maneira mais realista possível tanto do ponto de vista temporal, com adoção de modelagem capaz de entender a dinâmica da operação hora a hora (representação horária), como a operação individual dos recursos do sistema.

Além disso, é vital que as atuais restrições físicas dos reservatórios de hidrelétricas sejam identificadas e representadas de maneira fidedigna nos modelos, considerando os aspectos locais e temporais destas restrições. Neste ponto em específico, vale a pena ressaltar o impacto que estas restrições trazem para a operação do setor em especial para a provisão de serviços ancilares. Com a perspectiva de aumento destas restrições (principalmente as de cunho socioambiental) impostas às hidrelétricas, a necessidade de empenho de recursos adicionais para provisão dos serviços ancilares deve ser desde já estudada.

A metodologia apresentada no anexo A desta contribuição, demonstra um exemplo de metodologia aderente à realidade atual e prospectiva do Sistema, para cálculo de necessidade de reserva a ser utilizada no planejamento do sistema. Já os documentos

presentes nos manuais em [4] e [5], apresentam como modelar as restrições que representam as necessidades no sistema no modelos de planejamento de operação e expansão.

E para finalizar, pode-se acrescentar um exemplo relacionado à disponibilidade de suporte de reativos na rede que demonstra a necessidade de integração entre o planejamento da expansão e da operação: trata-se do uso recorrente de abertura de linhas de transmissão pelo ONS para controle de tensão. Esse problema é comentado com mais detalhes na resposta à pergunta 11 e indica que a oferta do serviço ancilar de suporte de reativos à disposição do operador é insuficiente, ao menos em alguns pontos do SIN.

Box 2 – Conclusões da resposta à pergunta 2

Frisa-se a necessidade de que o planejamento do sistema indique a necessidade de contratação destes recursos no médio e longo prazo e a importância que o planejamento assimile os requisitos do sistema identificados pelo ONS, bem como representem cenários para sua evolução no futuro.

Assim, argumenta-se que para que a operação e o planejamento possam ser realizados de maneira integrada, é necessário que os estudos de planejamento e os modelos de operação utilizem metodologias compatíveis e as melhores informações para modelar os requisitos de prestação de serviços ancilares no sistema.

Dessa forma, se faz desejável a adoção das seguintes medidas em ordem:

- 1) Identificação de todos os requisitos e necessidades que a operação do sistema impõe à programação da operação.
- 2) Modelagem destas restrições nos modelos de planejamento da operação. Neste caso os modelos deverão ser aprimorados para que a representação dos requisitos seja o mais próximo da realidade, considerando granularidade temporal e locacional.
- 3) Envio dos requisitos e restrições identificadas e modeladas para a EPE, que deverá incluir estes requisitos no planejamento de longo prazo, a partir de estudos que devam identificar a evolução destes requisitos bem como as contratações necessárias para atendimento destes requisitos.

A modelagem de muitos dos requisitos mencionados é imediata e já pode ser adicionada às simulações que dão fruto à operação e planejamento do sistema.

2.3 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?

A realização de mecanismos concorrenciais deve sempre ser submetida à análise de viabilidade e efetividade, considerando as características inerentes de cada serviço ancilar e a possibilidade de competição em sua contratação. Por exemplo, mecanismos competitivos para contratação de serviços ancilares com grande especificidade locacional e temporal, como o caso do Autorrestabelecimento, não são indicados. No entanto, para serviços ancilares como aqueles ligados à regulação de tensão ou suporte de reativo, a realização de processos competitivos pode ser uma realidade, desde que seja identificada oferta suficiente para competição e remuneração adequada para o prestador do serviço.

Nestes casos, é importante que se defina bem quais são os requisitos e necessidade de serviços ancilares que deverão ser ofertados nos mecanismos competitivos, bem como garantir que os tetos para ofertas que serão praticados no leilão sejam suficientes para cobrir custos de investimento, operação e oportunidade, privilegiando sempre que possível uma estrutura de remuneração com uma parcela fixa que incentive e remunere a disponibilidade do ativo.

No entanto, cabe ressaltar que a implantação de mecanismos competitivos no Brasil muitas vezes envolve grande esforço regulatório e legislativo. **Neste sentido é indicado o aprimoramento imediato da regulamentação dos serviços ancilares considerando a contratação direta dos serviços a agentes indicados para garantia da confiabilidade na operação no curto-prazo, bem como para incentivo à manutenção destes recursos que hoje já são utilizados para prestação dos serviços, no sistema.** Ou seja, em um contexto de dificuldade ou impossibilidade de implantação de mecanismos competitivos, a regulamentação deve ser capaz de remunerar adequadamente e viabilizar a contratação direta (compulsória) dos serviços com vistas a manter a sustentabilidade da provisão destes por parte do atual prestador.

A urgência em aprimorar a remuneração dos agentes que atualmente proveem os serviços ancilares se dá principalmente devido os seguintes fatores:

1. **A atual regulamentação não reflete a atual dinâmica do sistema,** em que os serviços ancilares deixaram de ser um subproduto da produção de energia hidrelétrica e são vitais para assegurar não somente o bom funcionamento do sistema, mas também a própria expansão renovável. A prestação destes serviços pelas hidrelétricas deve aumentar ainda mais no futuro próximo, considerando não somente o crescimento das fontes renováveis centralizadas mas também o crescimento acelerado da geração distribuída. Esta última, por ser uma fonte geograficamente dispersa e estar conectada à baixa tensão, traz desafios ainda maiores para a operação do sistema.

Um exemplo da situação mencionada pode ser visto no gráfico da Figura 2, em que é apresentado o crescimento do número de eventos de compensação

síncrona em usinas da Eletrobras e o total de disponibilidade destas usinas colocada a serviço do operador para prestação deste serviço ancilar.

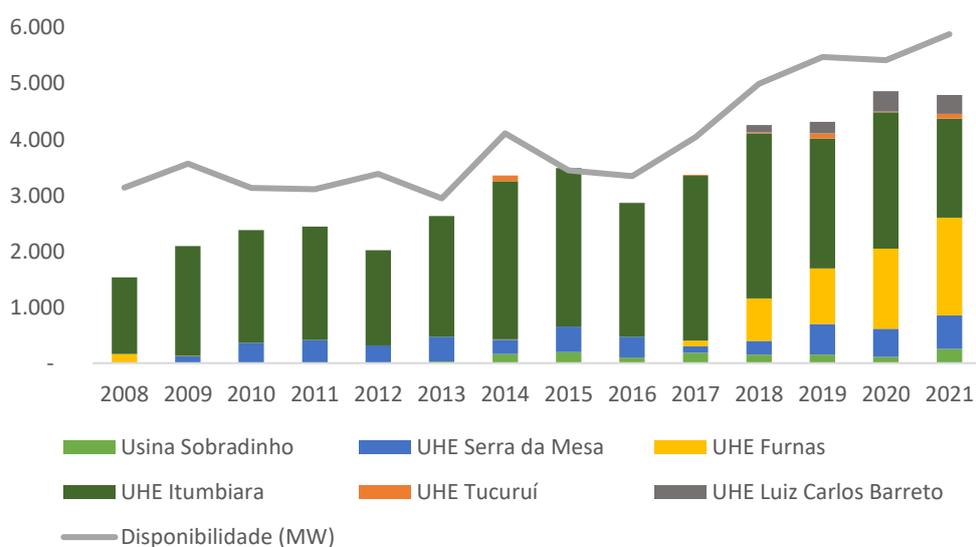


Figura 2. Número de eventos de compensação síncrona em usinas da Eletrobras

2. **A atual regulamentação não identifica e tipifica adequadamente os serviços ancilares, principalmente aqueles ligados ao controle rápido de frequência.**

Observa-se que a regulamentação atual sequer trata do serviço de resposta inercial, que vem sendo provido por geradores hidrelétricos. Este é um dos serviços que mais cresce em compasso com o crescimento da inserção de renováveis.

A inércia das máquinas hidrelétricas está ligada à massa girante dos rotores dos geradores e atua no controle de frequência em milissegundos, reduzindo a taxa de variação da frequência frente a eventos de desequilíbrio entre carga e geração. Este serviço passa a ser mais necessário quando os eventos de desequilíbrio são mais frequentes e profundos, dada a variabilidade e imprevisibilidade da geração renovável e sua incontrollabilidade.

Para exemplificar a importância deste serviço, o “Department for Business, Energy and Industrial Strategy” do Reino Unido conduziu uma série análises de cenários que exploraram as características do sistema elétrico do futuro [7]. Estas análises mostraram que os custos com provisão de inércia para o sistema elétrico do Reino Unido podem ser superiores à 600 milhões de Libras em 2030 à medida que a inserção de renováveis cresce no sistema e várias plantas de geração síncrona são descomissionadas.

3. **A regulamentação atual não remunera adequadamente os serviços ancilares prestados,** deixando alguns sem remuneração e aplicando mecanismos de ressarcimentos de custos com parâmetros defasados e métricas injustas.

Observa-se que apenas cinco dos oito serviços previstos possuem algum nível de remuneração. A falta de remuneração adequada para estes serviços reflete em:

- Falta de isonomia entre geradores, ao passo que geradores de outras fontes não tem o mesmo ônus na prestação destes serviços, mesmo muitas vezes sendo causadores do aumento da necessidade de sua prestação, o que configura em uma espécie de subsídio cruzado;
- Risco de desequilíbrio financeiro e econômico dos geradores hidrelétricos, dado que os projetos destes geradores não foram concebidos para tal uso indiscriminado e não remunerado;
- Riscos ao desequilíbrio do MRE, dado que o mecanismo como um todo é prejudicado pela competição entre a geração de energia e a prestação de serviços ancilares;
- Risco de confiabilidade de suprimento no sistema ou encarecimento da operação do sistema, ao passo que não há incentivo econômico para expansão do sistema a partir de fonte capazes de prover serviços ancilares de maneira sistêmica;

Destaca-se a inadequabilidade de remuneração dos serviços ancilares de suporte de reativos e serviços ancilares ligados ao controle de frequência, como questões que devem ser tratadas com urgência.

- A inadequabilidade de remuneração de serviços ancilares ligados ao controle de frequência, reside principalmente na ausência de remuneração que reflete os benefícios aportados ao sistema pela prestação do serviço e os custos do agente prestador;
- A forma de remuneração atual dos serviços ancilares ligados ao suporte de reativo igualmente não reflete os benefícios da prestação do serviço para o sistema. Adicionalmente, esta remuneração não considera o custo de disponibilidade¹ do equipamento, e remunera o agente em poucos casos por uma tarifa volumétrica, que não considera as diferentes características dos geradores e se encontra totalmente defasada dos custos reais com operação.
- Ainda, a prestação de ambos os serviços podem causar danos à operação do MRE a medida que a prestação dos serviços pode competir com a geração de energia ativa do bloco.

O Anexo C, traz as referências de uma publicação do EPRI – Flexible Operation of Hydropower plants [6], apresenta, resumidamente, os efeitos antecipados da operação flexível nos

¹ Em relação à disponibilidade, é importante ressaltar que muitas vezes, para o sistema e para o ONS, a operação ótima economicamente ocorre quando o compensador síncrono tem reativo zero ou próximo de zero, servindo ao sistema sem receber nenhum tipo de remuneração.

equipamentos e componentes relacionados, de acordo com o padrão operacional e zona de operação. Esses efeitos comprovam que a operação constante das usinas hidrelétricas, como provedoras de serviços ancilares, tem custos altos.

Dessa forma, mesmo que não seja implementado novo mecanismo competitivo agora, a regulamentação deverá ser aprimorada quanto a remuneração dos serviços ancilares. E caso no longo-prazo seja de fato adotado mecanismo concorrencial, os geradores que atualmente tem contratos para prestação destes serviços deverão ter tratamento especial quanto a manutenção dos mesmos, contemplando regras de transição e opções de adesão às novas regras.

Box 3 – Conclusões da resposta à pergunta 3

Os serviços ancilares podem ser contratados a partir de mecanismos concorrências de acordo com as características inerentes de cada serviço ancilar e a possibilidade de competição em sua contratação. Para aqueles que forem contratados a partir desses mecanismos, é importante garantir que os tetos para ofertas que serão praticados no leilão sejam suficientes para cobrir custos de investimento, operação e oportunidade.

Enquanto não for implementado os mecanismos competitivos, a regulamentação deve ser capaz de remunerar adequadamente e viabilizar a contratação direta (compulsória) dos serviços, tanto em relação ao novos quanto aos ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares. Essa urgência é devida a regulamentação atual: (i) não refletir a atual dinâmica do sistema; (ii) não identificar e tipificar adequadamente os serviços ancilares, principalmente aqueles ligados ao controle rápido de frequência; (iii) não remunerar adequadamente os serviços ancilares prestados.

2.4 Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

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

Precificação, remuneração e penalidades dependem sempre do mecanismo escolhido para contratação de cada serviço. No entanto, vale ressaltar algumas características de remuneração desejáveis.

A precificação dos serviços ancilares, assim como da energia e de outros produtos do setor, deve sempre refletir as condições de suprimento do sistema, para que forneçam sinalização econômica adequada. Dessa forma, sempre que um recurso se encontra escasso no sistema, os preços devem ser majorados, enquanto quando à abundância dos recursos os preços devem ser mais baixos. No entanto, nem sempre é possível empregar esta dinâmica de preços quando se trata de serviços ancilares.

Dessa forma, alternativa econômica viável para precificação seria a identificação de um custo de substituição para o gerador, que poderia, por exemplo, ser determinada via uma tecnologia de referência para prestação do serviço.

Adicionalmente, a prestação de serviços ancilares deve sempre que possível prever alguma forma de remuneração fixa, condicionada à disponibilidade preferencialmente, para que o gerador tenha menor risco e previsibilidade na recuperação do investimento, ao passo que é incentivado a manter a disponibilidade adequada do recurso. Adicionalmente, vale a pena mencionar que a remuneração do serviço deve idealmente refletir o benefício que a prestação dos serviços ancilares para o sistema.

No caso dos mecanismos competitivos, estes custos devem ser observados na definição do preço máximo dos eventos de contratação, garantindo que haja ofertantes diligentes nos certames. Em casos em que há dificuldade na definição destes parâmetros, estratégias como definição de preços por alternativa de substituição podem ser interessantes.

Já quanto as penalidades, é importante que estas sejam capazes de refletir os custos de substituição do recurso em falta além de incentivar a prestação adequada dos serviços. Nos casos em que serviços são contratados via procedimentos competitivos, é normal que as penalidades sejam determinadas com base nos preços de contratação praticados nos próprios mecanismos.

No entanto, idealmente, mecanismos de mitigação que permitam que os geradores adquiram os serviços não supridos de outros geradores podem reduzir a percepção de risco dos empreendedores, reduzindo preços. Dessa forma, sempre que possível o estabelecimento de mecanismos para recomposição de valores contratados através do mercado pode trazer benefícios e deve ser aplicado antes das penalidades.

Na resposta à pergunta 6, será explorado um modelo de contratação direta que poderá ser transformado em modelo competitivo no médio ou longo prazo.

Box 4 – Conclusões da resposta à pergunta 4.1

Precificação, remuneração e penalidades dependem sempre do mecanismo escolhido para contratação de cada serviço. No entanto, existem algumas diretrizes desejáveis para que cada um destes mecanismos possa contribuir para maior eficiência do setor:

- Precificação – sempre que possível deve refletir as condições de suprimento dos serviços objetos de contratação ao sistema, de forma que estes sejam mais caros caso sejam mais escassos e mais baratos caso sejam mais abundantes.
- Remuneração – idealmente a remuneração dos serviços devem ser aderentes à sua natureza de prestação, proporcionando possibilidade de cobertura de custos variáveis através de remuneração variáveis e de custos fixos através de remuneração fixa.

- Penalidades – as penalidades deverão sempre que possível ser razoável e proporcional aos custos de substituição dos recursos em falta, incentivando prestação adequada dos serviços objeto da contratação. No entanto, mecanismos intermediários para mitigação dos riscos de penalização podem ser desejáveis, tanto do ponto de vista do sistema quando do ponto de vista do gerador.

2.4.2 Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

Sempre que possível a alocação de custos deve levar em consideração os incentivos à eficiência para o planejamento da operação e planejamento da expansão. Neste sentido mecanismos de alocação de custos devem levar em consideração, sempre que possível, o critério de causalidade, em que o agente que causa o custo ou se beneficia da conclusão do custo deve pagar por ele.

No entanto, muitas vezes se torna difícil apontar com clareza beneficiários, na medida em que, muitas vezes, os custos envolvem benefícios sistêmicos como confiabilidade, suprimento e redução de custos de operação. Neste sentido, uma metodologia de alocação de custos que envolva conceitos de causalidade e socialização, na medida correta, seria o mais desejável.

Adicionalmente, estabelecer requisitos individuais para fontes e consumidores pode facilitar este equacionamento. Ou seja, tratar de maneira separada os produtos dos mercados de serviços ancilares, incluindo requisitos de contratação pelos consumidores e de entrega por geradores, pode garantir o mix desejado entre socialização e causalidade. Alguns destes requisitos são especificados nas respostas às perguntas 6 e 11.

No entanto, vale lembrar que a legislação atual determina que o ESS seja o mecanismo responsável por recuperar os custos de provimento de serviços ancilares. Essa determinação mostra claramente a atual política de socialização de custos, que deverá ser mantida pelo menos no curto prazo, na impossibilidade de mudanças na lei.

Box 5 – Conclusões da resposta à pergunta 4.2

Uma metodologia de alocação de custos que envolva conceitos de causalidade e socialização, na medida correta, seria o mais desejável. No entanto, atualmente a Lei prevê alocação destes custos ao consumidor via ESS, e alterações desta dinâmica exigiriam edição de novas Leis.

Dessa forma, em um primeiro momento os custos desempenhados com a remuneração dos recursos prestadores de serviços ancilares deverão continuar sendo suportados pelos consumidores.

Por outro lado, no longo prazo, caso seja possível implementar um mercado de serviços ancilares, incluindo requisitos de contratação pelos consumidores e de entrega

por geradores, é possível garantir o mix desejado entre socialização e causalidade na alocação de custos e riscos.

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

O principal ganho de eficiência se encontra na revelação dos verdadeiros custos dos geradores, o que inclui por exemplo a aversão ao risco de cada empreendedor. Isso acontece porque os custos operativos para provisão de serviços ancilares podem ser relevantemente diferentes a depender da tecnologia e características físicas das máquinas, muitas vezes desconhecidas pelo regulador. Adicionalmente, os custos de oportunidade envolvem perspectivas futuras que envolvem incerteza, e neste caso, a disposição a oferta os serviços depende da visão de futuro de cada empreendedor.

Dessa forma, como existe certa assimetria de informação e incerteza, um mecanismo competitivo seria em tese capaz de extrair eficiência, caso haja liquidez no mercado. Essas premissas são aplicáveis principalmente aos serviços de regulação de frequência que na maioria das vezes carecem da provisão de reserva operativa.

Adicionalmente, a realização de contratação de serviços ancilares através de procedimentos competitivos, pode resultar no aumento do número de participantes que têm interesse em oferecer serviços ancilares, o que também contribui para tornar o mercado e a utilização dos recursos mais eficiente. Entretanto, devido a existência de contratos vigentes baseados na prestação compulsória de serviços ancilares, a inserção de mecanismos competitivos deve ser precedida de um período transitório, que dê tratamento aos contratados existentes de forma a revisar a atual remuneração e ajustá-la para valores adequados, de acordo com cada tipo de serviço ancilar.

Box 6 – Conclusões da resposta à pergunta 4.3

O principal ganho de eficiência se encontra na revelação dos verdadeiros custos dos geradores, o que inclui por exemplo a aversão ao risco de cada empreendedor. Este ganho de eficiência é principalmente percebido em serviços que podem ser providos por um maior número de recursos e tipos de recursos, como é o caso dos serviços de regulação de frequência que na maioria das vezes carecem da provisão de reserva operativa.

Adicionalmente, os ganhos de eficiência podem estar também relacionados às características temporais e locais da prestação dos serviços.

2.5 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?

Os riscos operacionais e sistêmicos devem sempre ser avaliados à luz dos custos de operação do sistema e da aversão ao risco do planejamento. Ou seja, deve-se identificar quanto de risco é admitido e a que custo. Dessa maneira o planejamento deve modelar as restrições de operação relativas às necessidades de serviços ancilares, e otimizar a definição dos requisitos para que eles atendam os critérios de suprimento ao menor preço possível.

Box 6 – Conclusões da resposta à pergunta 5

É necessário identificar quanto de risco é admitido e a que custo. A partir disso, o planejamento deve modelar as restrições de operação relativas às necessidades de serviços ancilares, e otimizar a definição dos requisitos.

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

Considerando que a implementação de processos competitivo para contratação de serviços ancilares, bem como outras mudanças regulatórias estruturais indicadas, podem levar muito tempo até serem de fato concretizadas, é importante que já no curto prazo o ONS elabore, a partir da utilização de metodologia também utilizada para o planejamento, um documento com as informações técnicas e físicas dos atributos, de forma que ocorra a integração entre operação e planejamento e a garantia da sustentabilidade e adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado.

Ao longo do estudo desenvolvido pela PSR para a ELETROBRAS, foram analisadas experiências internacionais que também passaram pela situação de aumento da participação das renováveis na matriz elétrica e com conseqüente aumento da demanda pela prestação de serviços ancilares, e o efeito que estas mudanças tiveram nos preços e custos desses serviços. Estas estão mais bem detalhadas no Anexo D – Evolução dos Custos com Serviços Ancilares – Experiências Internacionais.

- Em relação à Austrália, nos últimos 5 anos, a receita dos Serviços Ancilares de Controle de Frequência (FCAS) flutuou significativamente. Acompanhando os dados em tempo real é possível ver uma variação significativa de valores pagos por dia e por submercado. Para os dias observados, serviços de regulação (aumento e redução) chegaram a variar entre 1 e 15% em relação ao preço da energia no momento.
- O Chile, que recentemente passou por uma reestruturação do mercado de serviços ancilares, apresentou um aumento nos custos desses serviços, que podem

ser explicados pelo aumento do preços dos combustíveis em decorrência da guerra entre a Ucrânia e a Rússia, o baixo suprimento das usinas hídricas, as restrições impostas pelo Ministério para evitar um racionamento elétrico e principalmente, devido ao aumento de geração intermitente a partir de fontes renováveis, o que gerou uma maior demanda por esses serviços. Entre o período de janeiro de 2020 a dezembro de 2022, o custo médio com SA passou de 0,8 USD/MWh para 10,5 USD/MWh.

- A Colômbia, que está em uma etapa semelhante a do Brasil, com projeções de aumento significativo da inserção de renováveis no horizonte de 10 anos. Como consequência, espera-se um aumento das exigências de reserva operativa graças a maior penetração de renováveis.
- O Reino Unido, que apresenta o Balancing Mechanism (BM, ou mecanismo de balanceamento), um mercado de serviços ancilares melhor estabelecido, também percebeu aumento significativo nos custos. Em relação a valores totais, o Reino Unido pagou no total USD 5.050,00 milhões em 2022, um aumento de 135% em relação ao ano de 2020 (USD 2.150,00 milhões). Em relação a USD/unidade (MWh, MVar) de todos os serviços ancilares considerados no BM, também houve um aumento, sendo possível concluir que a remuneração percebida pelos agentes aumentou com o aumento da demanda.

Neste contexto, destaca-se a necessidade de aprimoramento da remuneração dos serviços ancilares ligados ao suporte de reativos e ao controle de frequência.

Proposta de aprimoramento para contratação e remuneração de serviços vinculados com o suporte de reativo

Atualmente, o suporte de reativo é mandatório e somente é remunerado, por meio de tarifa regulada, quando o gerador assume o modo de operação como compensador síncrono. Ou seja, quando o gerador realiza suporte de reativo enquanto produz potência ativa, o serviço é prestado sem ônus direto ao consumidor, restando ao agente gerador internalizar estes custos.

A atual abordagem demanda aprimoramentos por três motivos. O primeiro está ligado à inadequabilidade da tarifa regulada, que não reflete os custos de operação do gerador. O segundo está ligado ao impacto negativo causado no MRE, quando o gerador reduz sua geração de potência ativa, remunerada minimamente ao preço de energia do mercado atacadista, para suporte de reativo. Por fim, o terceiro está ligado à falta de um pagamento pela disponibilização do serviço por agentes contratados, dado que hoje a prestação de suporte de reativo passou a ser uma das principais atividades de alguns geradores hidrelétricos.

Em um primeiro momento, pode-se justificar que os geradores que hoje prestam o serviço já estavam cientes desta obrigação no momento da concepção de seus projetos e, desta forma, já internalizaram tais custos. No entanto, vale mencionar que a necessidade destes recursos tem aumentado relevantemente com o aumento da carga do sistema e

o aumento da inserção de geração renovável, fazendo com que geradores hidrelétricos tenham que deixar à disposição do operador diversas UGs.

É comum nas experiências internacionais, que os serviços ancilares vinculados ao suporte de reativos sejam mandatórios, dado que, diferentemente da geração de potência, a geração de potência reativa tem maior atuação local. No Reino Unido, por exemplo, destaca-se as tentativas de realizar contratações de recursos para além do requisito obrigatório, mas que desde 2011 não tiveram ofertas firmes.

No entanto, mesmo que não seja comum muita competição para prestação destes serviços, em alguns casos fica claro o viés de ressarcimento dos geradores que prestam suporte de reativos, não somente pelos custos operativos, mas também por custos de oportunidade.

Também é comum nas experiências internacionais, que recursos que proveem serviços de suporte de reativo sejam remunerados não somente por uma parcela variável ligada ao seu acionamento, mas também por uma parcela fixa, que remunera a disponibilidade do recurso de acordo com sua capacidade. Esta parcela é inclusive vista como forma de recuperar o investimento para provisão adequada do serviço, ao mesmo tempo que incentiva a disponibilidade constante.

Dessa forma, a primeira proposta de aprimoramento aqui apresentada prevê:

- (i) Criação do serviço de suporte avançado de reativo, caracterizado pela injeção ou absorção de reativo para atuação mais abrangente, e prestação mandatória por usinas previamente contratadas.
- (ii) Os agentes contratados deverão ser remunerados por uma parcela fixa ligada à disponibilidade das máquinas contratadas em R\$/MVar. Esta remuneração deverá ser calculada a partir de um custo de referência regulatório, que pode ser baseado, por exemplo, na tecnologia de substituição mais eficiente para prestação do serviço compensador síncrono;
- (iii) Além da remuneração fixa por disponibilidade, também se faz necessários remuneração adicional variável capaz de ressarcir o MRE pelo deslocamento causado quando o gerador deixa de gerar potência ativa. Este valor deve ser pago ao mecanismo sempre que o ONS realizar despacho que reduza os valores programados de geração ativa das usinas para suporte de reativo avançado.

Dessa forma, a cada gerador e a cada hora o sistema deve realizar o pagamento conforme a fórmula abaixo:

$$Pagamento_h [R\$] = Disp + (PLDh) \times P_{MWf}$$

Onde:

$Pagamento_h$ é o valor total em reais que o sistema paga na hora h ;

$Disp$ é o valor referente à Disponibilidade das máquinas contratadas em R\$/MVar;

PLD_h é o Preço de Liquidação das diferenças na hora h ; e

P_{MWf} é a potência ativa frustrada pela prestação do suporte de reativo.

Na equação acima, o P_{MWf} é calculado pela diferença entre a geração programada no planejamento da operação **antes** do ajuste para suporte de reativos, e a geração em tempo real, alterada para realização do suporte de reativo².

As contratações propostas devem ser realizadas anualmente, quando deverão ser identificado os montantes necessários do serviço para operação confiável do sistema elétrico e os melhores agentes para sua prestação, considerando os aspectos técnicos.

Nos casos específicos, onde se identifica a possibilidade de realização de mecanismos competitivo para contratação dos serviços de suporte de reativo avançado, deve-se considerar a mesma estrutura de remuneração, sendo possíveis alvos de ofertas dos geradores o pagamento por capacidade exigido pelo empreendedor.

Box 7 – Relação entre o custo oportunidade e o MRE

Atualmente, os geradores hidrelétricos, quando deixam de gerar energia (ativa) para gerar reativo para o sistema, dividem este custo com os demais geradores, ao passo que continuam recebendo energia alocada do MRE com base em sua garantia física. No entanto, o prejuízo vem para o próprio gerador em forma de um GSF menor.

Neste contexto, para mitigação dos custos de oportunidade, conforme proposto, existem duas opções:

1. O gerador recebe os custos de oportunidade sempre que deixa de gerar energia ativa para suporte de reativo, porém nestes momentos parte de sua garantia física, proporcional à energia não gerada, é abatida para fins de alocação de energia no MRE.
2. O ressarcimento calculado a partir da potência frustrada é pago para todo o MRE.

Apesar de todas as questões inerentes ao MRE, é fato que o suporte de reativos inflige custos de oportunidade em todo o mecanismo, de forma distribuída. Dessa maneira, a forma mais ágil de mitigar este impacto é através da alternativa 2 em que os custos de oportunidade são ressarcidos ao bloco.

² Para identificar o valor de geração frustrada, o planejamento da operação deve se dar em duas etapas, uma primeira em que não se considera os requisitos de suporte de reativo para adequabilidade do sistema e uma segunda, em que, a partir da primeira, se realiza um ajuste no despacho para cumprir com os requisitos do sistema para suporte de reativo. A diferença entre a geração de potência ativa entre os casos para cada um dos geradores indica os valores de geração frustrada.

Proposta de aprimoramentos para contratação e remuneração de serviços vinculados com a regulação de frequência

A regulação de frequência do sistema, diferente da regulação da tensão, depende mais da capacidade deste sistema de realizar ajustes no fornecimento de potência ativa. Também, em contraste com os demais serviços ancilares que têm forte dependência locacional, o controle de frequência tem maior dependência temporal. Isso ocorre porque a potência ativa é facilmente compartilhada entre áreas distintas, graças às linhas de transmissão. No entanto, os desvios de frequência são fenômenos que ocorrem quase que instantaneamente, com os desbalanços entre geração e carga, podendo evoluir para situações emergenciais em pouco segundos.

Por conta desta característica, os serviços ancilares relacionados à regulação de frequência são geralmente classificados quanto à sua capacidade de atuação em uma escala temporal. No Brasil são considerados como serviços a regulação primária de frequência, com atuação na escala de segundos, e a regulação secundária de frequência, com atuação que pode chegar à escala de minutos.

Para a provisão destes serviços é necessário o provisionamento de capacidade de geração ociosa, ou seja, manutenção de uma reserva operativa nos geradores, de forma que estes reservem capacidade de geração para atuação do mecanismo.

Em países com mercados de energia mais desenvolvidos, a provisão destas reservas é negociada nos mercados de curto prazo em conjunto com a negociação de energia, promovendo otimização integral da operação do sistema. No entanto, é comum, em alguns sistemas, que o operador contrate, via mecanismos competitivos de médio e longo prazo, reservas para operação do sistema.

Neste segundo caso, os geradores devem realizar ofertas internalizando os custos de oportunidade da prestação da reserva operativa e uma expectativa de custos com manutenção e redução de vida útil devido à operação flexível das máquinas, o que pode ser tornar um desafio.

No Brasil, a primeira das abordagens encontra como barreira a ausência de um mercado avançado de negociação de energia no curto prazo, o que nos leva a segunda proposta. Dessa maneira propõe-se:

- (i) A contratação de geradores a um preço fixo pela disponibilidade dos recursos de reserva durante um período que pode se estender entre meses e anos, a depender das necessidades operativas do sistema. Neste caso, porém, deve-se levar em consideração que a previsão dos custos de oportunidade aumenta com o horizonte de contratação da mesma forma que as necessidades do sistema podem mudar ano a ano. Assim, sugere-se a adoção de realização de contratação conforme a sazonalidade da operação do sistema.
- (ii) Os montantes contratados devem estar de acordo com as necessidades do sistema e a remuneração deve ser consistente com os custos de oportunidade

previstos através da análise prospectiva da operação do sistema, e com adicional que considere os custos de operação flexível dos geradores, incluindo os custos com a adoção de tecnologia de comunicação remota do operador.

- (iii) Ainda, dos montantes a serem objeto de contratação, deverão ser subtraídos os montantes de reserva definidos em função da variação da carga, dado que o provimento de reserva para controle de frequência, devido às flutuações de carga, já é uma obrigação conhecida pelos geradores no momento da concepção de seus projetos. A metodologia atual de cálculo de requerimento de reserva do sistema já indica esta separação quando calcula explicitamente uma componente para reserva contra flutuações de carga e uma componente para reserva contra flutuações de geração intermitente.
- (iv) Propõe-se também o aprimoramento da metodologia de cálculo para definição do requerimento de reservas do sistema³. Atualmente, a metodologia de definição do requerimento de reserva considera percentuais fixos da carga e da geração renovável. No entanto, o requerimento real do sistema nem sempre é diretamente proporcional aos montantes de carga e geração renovável do sistema, mas sim à incerteza associada à previsão destes montantes na operação. Dessa forma, sugerimos adoção de metodologia estocástica para definição dos requerimentos⁴.

Caso opte-se pela realização de mecanismos competitivos para contratação dos serviços de reserva para controle de frequência, deve-se considerar a mesma estrutura de remuneração, sendo possíveis alvos de ofertas dos geradores, o pagamento fixo exigido pelo empreendedor.

No entanto, vale lembrar novamente que as necessidades de contratação para reserva são já relevantes no curto prazo. Dessa forma, a contratação direta é indicada para a atualidade, enquanto a realização de processos competitivos é indicada para o médio e longo-prazo, considerando suas dificuldades de implantação e regulamentação.

Assim, a partir da contratação, o operador do sistema será capaz de operar com base na minimização de custos operativos que considere tanto os custos de geração quanto os custos de provimento de reserva. Para tanto, deve-se garantir que os modelos aplicados no planejamento da operação considerem as restrições de reserva que deverão condicionar a operação à manutenção da reserva de forma ótima. A definição destas restrições de forma prospectiva, embutida nos modelos de expansão, também indicam as melhores alternativas para contratação de reserva no futuro, integrando operação e planejamento.

³ A metodologia atualmente empregada conta no submódulo 23.3 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e é resumida no anexo C deste documento.

⁴ O anexo A apresenta uma metodologia que considera os efeitos da incerteza de previsão de geração das fontes, chamada de Reserva Probabilística Dinâmica.

Box 8– Conclusões da resposta à pergunta 6

Propostas Apresentas:

- Suporte de Reativos: (i) Criação do serviço de suporte avançado de reativo, prestação mandatória por usinas previamente contratadas; (iii) Remuneração por uma tarifa fixa relativa à disponibilidade e calculada a partir de um custo de referência regulatório; (iv) Remuneração variável para o ressarcimento dos custos de oportunidade do agente;

- Regulação de Frequência: (i) contratação, conforme a sazonalidade da operação do sistema, de geradores a um preço fixo pela disponibilidade dos recursos de reserva durante um período que pode se estender entre meses e anos; (ii) montantes contratados devem estar de acordo com as necessidades do sistema e a remuneração deve ser consistente com os custos de oportunidade e com adicional que considere os custos de operação flexível dos geradores; (iii) adoção de metodologia estocástica de cálculo para definição do requerimento de reservas do sistema.

2.7 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?

Devem ser bem especificados, principalmente as características locais e temporais dos recursos, em conformidade com as necessidades do sistema.

Por exemplo, para serviços ligados à regulação de frequência são requisitos importantes o tempo de acionamento, o tempo limite de duração do acionamento, a forma de acionamento (que pode ser automática, telecomandada ou manual), além de capacidade de resposta em MW. A depender da composição destas características, os geradores podem se qualificar a prestar diferentes serviços:

- A provisão de inércia, por exemplo, deve ser de acionamento automático, com atuação na janela de milissegundo e duração de poucos segundos.
- A provisão de regulação primária de frequência deve ser automática, com atuação na escala dos segundos e duração de despacho na janela de segundos a minutos.
- A provisão da regulação secundária de frequência deve ter acionamento telecontrolado pelo operador do sistema, através do CAG, podendo ter o acionamento realizado na escala dos minutos e devendo manter sua atuação durante vários minutos e até horas.

Já do ponto de vista de serviços como suporte de reativos e autorrestabelecimento, os aspectos construtivos das máquinas de geração e sua localização no sistema elétrico são muito importantes.

Figura 3. Funcionamento dos mercados diário e intradiário em Portugal [9]

No primeiro destes mercados, o mercado-do-dia-seguinte, os geradores realizam ofertas vinculantes de quantidades e preço de energia para as diferentes horas do dia seguinte, com base em suas previsões de disponibilidade de recursos primários de geração e previsões de carga. Estes geradores serão remunerados em função dos preços marginais (última oferta a ser aceita) de cada período (horário ou semihorário). Note-se que, por si só, este mecanismo precifica em parte a flexibilidade à medida que os geradores que têm maior flexibilidade de geração conseguem modular melhor sua produção, a fim de tirar proveito de horas com preços mais elevados (geralmente momentos em que a carga está alta e existem menos recursos para atendê-la).

No segundo dos mercados mencionados, o mercado intradiário, as negociações são feitas para entrega de energia em até uma hora a frente. Nestes mercados são endereçadas diferenças entre o que foi negociado um dia antes e a eminência da operação em tempo real. Ou seja, se às 13 horas de um dia, o gerador que ofertou geração de 100MW entre 17 e 18 horas deste mesmo dia, sabe, por alguma razão, que somente conseguirá entregar 80MW no mercado intradiário, ele conseguirá ajustar sua posição e comprar os 20MW de outro gerador que tenha flexibilidade suficiente para aumentar sua geração no horário de necessidade. Neste caso, o gerador poderia realizar esta operação até às 16 horas, sendo que, a cada hora que passa, provavelmente, recursos do mercado intradiário se esgotam e os preços se elevam.

Para cada hora, após o fechamento do mercado intradiário, se inicia a operação em tempo real. Na operação em tempo real, qualquer desvio entre carga e geração é balanceada por geradores previamente contratados, no que são chamados de mecanismos de balanço ou reservas de regulação. Estes mecanismos são vistos como serviços ancilares e estão ligados a serviços como o seguimento de carga (load-following), regulation-up, regulation-down, contingency-up, contingency-down entre outros.

Em alguns sistemas, reconhecendo que os sinais de preços não são suficientes para estimular e remunerar a flexibilidade dos geradores, mesmo com os mercados de dia seguinte e intradiário, foram criados produtos e pagamentos para fontes capazes de realizar operação flexível.

No *California Independent System Operator - CAISO*, por exemplo, foi lançado um produto específico para atendimento às rampas, devido à redução de geração solar no final do dia. Este é o “Flexible Ramping Product” (FRP). Esse produto foi inserido na operação do mercado *real-time* em novembro de 2016 e pode ser dividido em Flexible Ramp Up (FRU) e Flexible Ramp Down (FRD), que são produtos para adquirir capacidade de ramp-up e ramp-down para intervalos de tempo de 15 minutos e 5 minutos, através do mercado de serviços auxiliares. O produto é adquirido em termos de megawatts de rampa exigidos em uma duração de cinco minutos e qualquer recurso capaz de cumprir o requisito de rampa pode participar. Não são realizadas licitações para contratação dos produtos, mas a aquisição do FRP é baseada nos custos de oportunidade, que surgem das compensações entre as necessidades de energia e a capacidade de reserva de rampa. O preço

máximo definido para a curva de demanda é de \$ 247/MWh, o que significa que, se o preço do FRP for igual ou superior a US\$ 247/MWh, o mercado pode não adquirir nenhuma capacidade de FRP [10].

Já Portugal vem implementando diversos programas que atuam diretamente no incentivo à disponibilidade e expansão de geradores hidrelétricos que provenham flexibilidade para o sistema. Alguns exemplos são, (i) o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), que definiu metas de aumento da potência hidrelétrica instalada [11], o Decreto-Lei nº 226-A/2007 [12], que possibilitou a extensão do prazo da concessão para aqueles concessionários que realizassem investimentos adicionais aos inicialmente previstos no contrato de concessão, e a Portaria nº 251/2012 [13], que determinou a criação do mecanismo de incentivo à garantia de potência, que foi dividido entre incentivo à disponibilidade e incentivo ao investimento.

Dessa forma, considerando estas experiências, podemos dizer que nos mercados internacionais, em geral, o limite entre a flexibilidade endereçada por preços e os serviços ancilares está relacionado à escala de tempo da programação e a separação entre planejamento da operação e operação em tempo real.

No caso do Brasil, existe uma maior dificuldade de **separação** entre flexibilidade e serviços ancilares, dado que o modelo comercial e operativo adotado só é capaz de precificar energia no planejamento da operação para o dia seguinte, processo análogo aos mercados do dia seguinte. Dessa forma, tudo que acontece após o fechamento da operação já se torna operação em tempo real, fazendo com que o operador utilize toda a capacidade hidrelétrica para garantir o balanço do sistema, misturando manobras que poderiam ser endereçadas via mercado às manobras emergenciais.

Esse fato indica a necessidade de implantação de mecanismos adicionais para remuneração da flexibilidade, bem como o incentivo às fontes que podem provê-la em um futuro em que ela será cada vez mais necessária. Vale ressaltar que hoje este atributo não tem sido remunerado pelos preços de energia horária (em escala de planejamento da operação) tampouco pelos serviços ancilares de regulação de frequência (em escala de operação em tempo-real), e traz relevantes custos de operação para as usinas.

Neste sentido, propõe-se que a flexibilidade, como um atributo majoritariamente hidrelétrico e recurso de planejamento da operação, seja tratado em um mecanismo à parte dos serviços ancilares, com abertura de Consulta Pública específica, sem prejuízo aos aprimoramentos destes. Além disso, conforme será melhor detalhado na questão 2.9, há necessidade de implantar mecanismos adicionais que possam viabilizar a sustentabilidade da provisão de flexibilidade pelas hidrelétricas no curto e médio prazo, garantindo a disponibilidade e correta remuneração deste recurso, que tem sido cada vez mais valioso, até que os mercados sejam aprimorados.

Box 10 – Conclusões da resposta à pergunta 8

Entende-se, com base nas experiências internacionais, que o limite entre a flexibilidade endereçada por preços e os serviços ancilares está relacionado à escala de tempo da programação e a separação entre planejamento da operação e operação em tempo real.

No caso do Brasil, existe uma maior dificuldade de separação entre flexibilidade e serviços ancilares, dado que o modelo comercial e operativo adotado só é capaz de precificar energia no planejamento da operação para o dia seguinte. Por isso, tudo que acontece após o fechamento da operação já se torna operação em tempo real, fazendo com que o operador utilize toda a capacidade hidrelétrica para garantir o balanço do sistema, misturando manobras que poderiam ser endereçadas via mercado às manobras emergenciais. **Esse fato indica a necessidade de implantação de mecanismos adicionais para remuneração da flexibilidade no curto e médio prazo, que poderá ser discutido através a instauração de Consulta Pública para tratar sobre o tema.**

Propõe-se que a flexibilidade, como um atributo majoritariamente hidrelétrico e recurso de planejamento da operação, seja tratado em um mecanismo à parte dos serviços ancilares, sem prejuízo aos aprimoramentos destes.

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

Idealmente, conforme mencionado anteriormente, um mercado capaz de precificar de forma aderente a operação, considerando granularidade horária e semi-horária de definição de preços em mercado dinâmicos e contínuos, é capaz de incentivar geradores flexíveis, sejam eles de qualquer fonte.

No entanto, como apresentado, a experiência internacional tem demonstrado que a necessidade de flexibilidade trazida pela variabilidade da geração renovável tem sido cada vez maior. Inclusive, em certos momentos, o sistema de precificação de energia não é capaz de refletir tal necessidade, o que exige a criação de novos mecanismos que possam incentivar e remunerar recursos flexíveis.

Neste sentido, para desenvolvimento de qualquer mecanismo de contratação, além do mercado, é muito importante especificar quais os atributos desejados pelo sistema. Podendo o recurso provê-lo, é razoável contratá-lo, desde que ele se mostre eficiente em termos de custos. **Por exemplo, características temporais e locacionais dos serviços a serem prestados são de detalhamento indispensável.**

Vale lembrar, porém, que hoje no Brasil a flexibilidade é extensivamente provida pela fonte hidrelétrica de forma compulsória e **não remunerada**. Dessa forma, antes que sejam implementadas medidas estruturais que podem demorar anos para surtir efeito, como a separação lastro e energia, a criação de novos mercados, produtos e mecanismos competitivos, é necessário implantação de mecanismos adicionais que possam viabilizar a sustentabilidade da provisão de flexibilidade pelas hidrelétricas no curto e médio prazo,

garantindo a disponibilidade deste recurso, que tem sido cada vez mais valioso. Para tanto, incentivos concedidos, como pagamentos regulados para os provedores de flexibilidade, podem ser uma solução para remuneração do serviço prestado.

Box 11 – Conclusões da resposta à pergunta 9

Para desenvolvimento de qualquer mecanismo de contratação, além do mercado, é muito importante especificar quais os atributos desejados pelo sistema. Podendo o recurso provê-lo, é razoável contratá-lo, desde que ele se mostre eficiente em termos de custos.

Entretanto, antes que sejam implementadas medidas estruturais que podem demorar anos para surtir efeito, é necessário implantação de mecanismos adicionais que possam viabilizar a sustentabilidade da provisão de flexibilidade pelas hidrelétricas no curto e médio prazo, o que pode ser feito através de incentivos, como pagamentos regulados para os provedores de flexibilidade.

2.10 Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

As hidrelétricas hoje conseguem atender com maestria à operação do ONS, por contarem com aspectos construtivos que as permitem atender automaticamente, em escalas de milissegundos, a serviços como provimento de inércia e controle primário de frequência. As hidrelétricas ainda contam com grande capacidade de suporte de reativo, reserva e capacidade de rampa, controle secundário de frequência e demais serviços.

Assim, em um primeiro momento, consideramos que serviços que têm requisitos de temporalidade menos restritivos, como tempos de acionamento maiores, e menor necessidade de automação, como é o caso do despacho complementar para manutenção de reserva operativa, poderiam ser supridos por outros agentes e poderiam ser prestados também por outros recursos, como resposta da demanda e/ou sistema de armazenamento.

Em um segundo momento, baterias e resposta da demanda poderiam prover também serviços como regulação de frequência secundária. Assim, a prestação de serviços ancilares seria neutra em tecnologia, entretanto, os aspectos locacionais, temporais e físicos permanecem como principal ponto a ser analisado na contratação. No entanto, para isso, é necessário que haja esforço regulatório para regulamentação destes recursos, à parte, além da necessidade de os atributos estarem devidamente qualificados, quantificados e parametrizados pelo ONS, com clareza metodológica para a sociedade. Por exemplo, a forma como a resposta da demanda é hoje regulamentada no Brasil não oferece a confiabilidade requerida de recursos de provisão de serviços ancilares.

Box 12 – Conclusões da resposta à pergunta 10

Neste primeiro momento, devido a aspectos construtivos, as hidrelétricas permaneceriam responsáveis pela prestação de serviços como provimento de inércia, controle primário de frequência, suporte de reativo, reserva e capacidade de rampa, controle secundário de frequência e demais serviços. Em relação ao despacho complementar para manutenção de reserva operativa, outros agentes, como resposta da demanda e/ou sistema de armazenamento, poderiam prestar esses serviços.

Em um segundo momento, condicionado a uma revisão da regulamentação, baterias e resposta da demanda poderiam prover algum nível de regulação de frequência.

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

Os serviços ancilares de provisão de inércia têm demandado cada vez mais atenção no sistema brasileiro, merecendo regulamentação própria capaz de incentivar a sua prestação de maneira adequada. Este é um dos serviços que mais cresce em compasso com o crescimento da inserção de renováveis.

A inércia das máquinas está ligada à massa girante dos rotores dos geradores e atua no controle de frequência em milissegundos, reduzindo a taxa de variação da frequência frente a eventos de desequilíbrio entre carga e geração. Este serviço passa a ser mais necessário quando os eventos de desequilíbrio são mais frequentes e profundos, dada a variabilidade e imprevisibilidade da geração renovável e sua incontabilidade.

Para exemplificar a importância deste serviço, o “Department for Business, Energy and Industrial Strategy” do Reino Unido conduziu uma série de análises de cenários que exploraram as características do sistema elétrico do futuro **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Estas análises mostraram que os custos com provisão de inércia para o sistema elétrico do Reino Unido podem ser superiores à 600 milhões de Libras em 2030 à medida que a inserção de renováveis cresce no sistema e várias plantas de geração síncrona são descomissionadas.

No Brasil, a inércia é majoritariamente provida pela massa girante dos rotores das hidrelétricas, e devido à grande predominância desta fonte, tal inércia foi por muito tempo considerada como característica inerente do sistema, e por isso não é tida hoje como um serviço no Brasil, mas reconhecida em outros sistemas, de outros países.

Dessa forma, considerando a crescente demanda por recursos que possam atuar para regulação do balanço de carga/geração nas diferentes escalas temporais, propõe-se que a resposta inercial passe a ser considerada como serviço ancilar relacionado ao controle de frequência. Como tal serviço tem significativas restrições quanto a sua prestação, dados os requisitos técnicos exigidos das máquinas, propõe-se que ele tenha caráter mandatário, a partir da definição do requisito de inércia do gerador, calculado a partir do

rateio do requisito de inércia total do sistema entre os geradores, em função de suas capacidades.

Assim como proposto no caso do suporte de reativos, os requisitos mínimos do gerador para conexão não devem ser remunerados, porém o fornecimento avançado do serviço de inércia (em montantes superiores ao requisito individual), deve ser remunerado. Essa abordagem permite que a fonte hidrelétrica forneça inércia adicional para o sistema, cobrindo déficits de outras fontes no atendimento aos requisitos mínimos. Neste caso, propõe-se que a remuneração dos geradores que proveem adicional de inércia seja baseada pelo custo de substituição valorado através do custo de oportunidade representado pela compra de um banco de baterias com controle de inércia sintética, e paga via tarifas reguladas⁵.

Além da inércia, podemos citar a ampla utilização por solicitação do ONS de uma “manobra” de controle topológico, realizada por meio da abertura de Linhas de Transmissão para controle dos níveis de tensão sistêmico e que merece ser objeto de avaliação e de **medidas operacionais e estruturais para evitá-la**.

As linhas de transmissão são ativos destinados à transmissão de potência ativa. Entretanto, por deficiências estruturais não adequadamente identificadas na etapa de planejamento da expansão do SIN, alguns barramentos têm experimentado violação de tensões máximas permitidas, mesmo com o uso de todos os recursos de controle de tensão disponíveis. Nessas situações, o ONS tem utilizado o desligamento das LT como uma forma de reduzir a injeção de potência reativa capacitiva no sistema, solicitando tais desligamentos de linhas de forma rotineira, como um serviço para controle de tensão.

Tal manobra traz diversos inconvenientes às transmissoras, tais como: a) excesso de manobras nos disjuntores de linha, que não foram projetados para isso; b) excesso de manobras nas chaves seccionadoras para isolamento das LT e recomposição de vãos (essas chaves também não foram projetadas para manobras tão frequentes e em quantidade tão alta); c) elevação do risco de falhas dos equipamentos, provocadas pelo excesso de manobras em equipamentos com especificações técnicas que não contemplam essa condição; d) aumento da frequência de manutenção dos equipamentos, com ônus financeiros para as transmissoras (incluindo a PV para os desligamentos necessários); e) substituição prematura de equipamentos em comparação com a vida útil regulatória, incorrendo em perdas financeiras pela não amortização completa do ativo; f) risco adicional de indisponibilidade da FT no processo de retorno a operação.

O uso sistemático desta prática demonstra a carência estrutural de compensação reativa indutiva em pontos do sistema. Assim, é importante que os estudos de planejamento da expansão contemplem cenários operativos que considerem as condições observadas na operação real do sistema e estabeleçam condições que evitem a prática desta “manobra”

⁵ Uma possível metodologia de cálculo para essa tarifa foi proposta pela PSR em um estudo desenvolvido junto ao instituto escolhas [8]. O anexo B detalha tal metodologia.

pela prestação do serviço de geração/absorção de reativos, devidamente remunerado, seja no âmbito do serviço de geração ou de transmissão.

Já a regulação primária e secundária de frequência são serviços que devem ser abordados de maneira diferente.

Box 13 – Conclusões da resposta à pergunta 11

Resposta Inercial: Os serviços ancilares de provisão de inércia têm demandado cada vez mais atenção no sistema brasileiro, merecendo regulamentação própria capaz de incentivar a sua prestação de maneira adequada. Com isso, propõem-se: (i) considerar a resposta inercial como serviço ancilar com caráter mandatário; (ii) os requisitos mínimos do gerador para conexão não devem ser remunerados, porém o fornecimento avançado do serviço de inércia, deve ser remunerado pelo custo de substituição valorado através do custo de substituição representado pela compra de um banco de baterias com controle de inércia sintética.

“Manobra” de controle topológico: uso sistemático desta prática demonstra a carência estrutural de compensação reativa indutiva em pontos do sistema. Assim, é importante que os estudos de planejamento da expansão contemplem cenários operativos que considerem as condições observadas na operação real do sistema e estabeleçam condições que evitem a prática desta “manobra” pela prestação do serviço de geração/absorção de reativos, devidamente remunerado, seja no âmbito do serviço de geração ou de transmissão.

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

Como mencionado na resposta à oitava pergunta desta CP, os mercados utilizam estes mecanismos de liquidação de curto prazo para remunerar boa parte da flexibilidade dos agentes, enquanto os serviços ancilares se encarregam de endereçar serviços para equilíbrio do sistema na operação em tempo real.

Como também mencionado, apesar de serem necessários, estes mecanismos têm implantação demorada e nem sempre são capazes de refletir o real valor da flexibilidade para os sistemas, exigindo, assim, que sejam desenvolvidos mecanismos adicionais de incentivo e precificação de flexibilidade.

Sugerimos, dessa forma, que tais mecanismo sejam tratados à parte da discussão de serviços ancilares em uma nova Consulta Pública em que seriam tratados em conjunto a possibilidade de aprimoramento para representação de flexibilidade via mercado de curto prazo, e mecanismos adicionais de remuneração. Estes mecanismos adicionais de remuneração, idealmente, deverão ser responsáveis por remunerar a flexibilidade provisoriamente no curto prazo, enquanto os mercados não são aprimorados, bem como

serem ajustados para complementar a remuneração quando os mercados forem implementados, casos estes aprimoramentos se mostrem insuficientes.

Box 14 – Conclusões da resposta à pergunta 12

O tema remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo deve ser tratado de forma separada da discussão sobre serviços ancilares em uma nova Consulta Pública, onde deverá se analisar a possibilidade de aprimoramentos no mercado e criação de novos mecanismos adicionais de remuneração da flexibilidade.

3 REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. **Lei nº 10.848, 15 de março de 2004**. Dispões sobre a comercialização de energia elétrica [...]. Brasília, DF, [2004]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm
- [2] BRASIL. **Decreto nº 5.081, de 14 de Maio de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Brasília, DF, [2004]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%205.081%2C%20DE%2014,Nacional%20do%20Sistema%20El%C3%A9trico%20%2D%20ONS.
- [3] CREG (2018). Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Disponível em: [http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/\\$FILE/Circular008-19%20Informe.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/$FILE/Circular008-19%20Informe.pdf)
- [4] PSR – Energy Consulting and Analytics (2018). SDDP: Manual do usuário. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/SddpUsrPor.pdf>
- [5] PSR – Energy Consulting and Analytics (2022). OptGen: Manual do usuário. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/OptgenUsrPor.pdf>
- [6] EPRI – “Flexible Operation of Hydropower Plants”, Report No 3002011185, Technical Update, May 2017.
- [7] Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022). Review of Electricity Market Arrangements. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements>.
- [8] PSR – Energy Consulting and Analytics, HPPA – High Performance Power System Applications (2018). Custos e benefícios das fontes de geração elétrica: Atributo Inércia. Disponível em: https://escolhas.org/wp-content/uploads/2018/10/CadernoPrincipal_Final-Final.pdf
- [9] OMIE (2022). Evolução do Mercado da Electricidade: Relatório anual. Disponível em: https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_anual_2021_pt.pdf
- [10] CAISO (2022). Flexible Ramping Product Performance. Disponível em: <http://www.caiso.com/Documents/Report-FlexibleRampingProductPerformance.pdf>
- [11] COBA & PROCESL. (2007). Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Disponível em: https://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf

- [12] PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 226-A, de 31 de Maio de 2007**. Estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos. Disponível em: https://www.pgdlisboa.pt/leis/lei_mostra_articulado.php?nid=1379&tabela=leis&ficha=1&pagina=1
- [13] PORTUGAL. **Portaria nº 251, de 20 de agosto de 2012**. Estabelece o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN). Disponível em: <https://dre.treas.org/dre/303068/portaria-251-2012-de-20-de-agosto>

4 ANEXOS

4.1 Anexo A – Metodologia para definição do requerimento de reserva

Historicamente, a necessidade de reserva é calculada de forma a atender:

- Erros de previsão de carga;
- Variações de carga entre intervalos de despacho no tempo real;
- Diferença entre o valor instantâneo e integralizado da carga dentro do intervalo de despacho;
- Saídas forçadas de unidades geradoras;
- Contingências no sistema de transmissão.

No entanto, a maior penetração das fontes renováveis intermitentes vem aumentando a necessidade do requisito de reserva. Isto se deve ao fato dessas fontes serem não controláveis, dado a dependência e a volatilidade do recurso primário. Neste caso, a reserva deve ser calculada de forma a cobrir também as variações na geração renovável no curto prazo e o erro de previsão de geração.

De forma geral, pode-se dizer que o dimensionamento da reserva operativa é associado a incerteza da demanda líquida (carga e geração renovável) e a probabilidade de ocorrência de contingências nos sistemas de geração e transmissão. Dessa maneira, os sistemas elétricos mantêm uma reserva operativa em quantidade suficiente para garantir o equilíbrio entre carga e geração, mesmo em casos de falha de grandes geradores ou linhas de transmissão. Esta reserva é composta de capacidade de geração retida no fornecimento de energia e/ou cargas interrompíveis que estejam disponíveis a responder. Uma característica importante desse tipo de reserva é a baixa frequência de acionamento, dado a baixa probabilidade de ocorrência de contingências.

O montante de reserva necessário pode ser calculado através de critérios determinísticos ou de métodos probabilísticos. Embora seja de fácil aplicação, os métodos determinísticos não consideram a natureza estocástica do problema. Como a reserva está relacionada a variáveis que possuem incerteza associada (projeção de carga e geração, eventos de falha de equipamentos), a definição do requisito reserva por um método probabilístico se mostra mais adequada.

Reserva Primária

Essa reserva destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema.

A reserva primária deve ser igual a 1% da responsabilidade de geração da área (RGA), conforme definido no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede.

$$R1_i = 0,01.RGA_i$$

Em que,

$R1_i$ é a reserva primária de responsabilidade da área de controle i ;
 RGA_i é a carga + intercâmbio líquido da área de controle i .

A reserva primária deve ser alocada na sua respectiva área de controle, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração realizada. Essa reserva deve ser distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com a geração maximizada, para cada área de controle do SIN.

Para o caso de Itaipu a R1 será alocada da seguinte forma:

$$R1_{50HZ} = R1_{Itaipu} \cdot \frac{N_{50HZ}}{N_{50HZ} + N_{60HZ}}$$

$$R1_{60HZ} = R1_{Itaipu} \cdot \frac{N_{60HZ}}{N_{50HZ} + N_{60HZ}}$$

Em que,

N_{50HZ} é o número de unidades geradoras sincronizadas de 50Hz;

N_{60HZ} é o número de unidades geradoras sincronizadas de 60Hz.

A utilização dessa reserva é feita pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras de forma automática, portanto não é necessário estabelecer critérios para sua utilização.

Reserva Secundária

Cada área de controle é responsável por uma reserva secundária de elevação de geração igual a 4% da carga da área acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área, como indica a seguinte expressão:

$$R2e_i = 4\%C_i + Reol_i$$

Em que,

$R2e_i$ é a reserva secundária para elevação de geração de responsabilidade da área de controle i ;

C_i é a carga da área de controle i ;

$Reol_i$ é a parcela para fazer face a variabilidade de geração eólica (considerada para as áreas de controle regiões Nordeste e Sul);

$Reol_{NE}$ é igual a 6% da geração eólica prevista na área de controle da região Nordeste;

$Reol_{Sul}$ é igual a 15% da geração eólica prevista na área de controle da região Sul.

Já a reserva secundária para redução de geração é igual a 2,5% da carga da área, acrescida da parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica na área como indica a seguinte expressão:

$$R2r_i = 2,5\%C_i + Reol_i$$

Em que, $R2r_i$ - reserva secundária para redução de geração de responsabilidade da área de controle i.

A R2e deve se constituir de reserva girante, sendo alocada de forma obrigatória em unidades sob controle do CAG, entre o limite máximo de geração e a geração realizada.

A R2r também deve se constituir de reserva girante e ser alocada obrigatoriamente em unidades sob controle do CAG, entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação.

No caso de Itaipu a R2e deverá ficar alocada em Itaipu – 60Hz enquanto essa usina estiver sob o controle do CAG do COSR-SE da seguinte forma:

- R2e (Setor 60Hz) = R2e (Itaipu) – 2,5% intercâmbio Itaipu/ANDE
- R2e (Setor 50Hz) = 2,5% intercâmbio Itaipu/ANDE + R2e (ANDE)

Dependendo da necessidade do sistema, o CNOS poderá alocar a R2e (Setor 60Hz – total ou parcialmente) nas unidades sob o controle do COSR-SE.

No caso em que Itaipu – 60Hz estiver fora do CAG do COSR-SE, a R2e (Setor 60Hz) será alocada nas usinas da área de controle do COSR-SE sob CAG.

Para outras áreas de controle as reservas secundárias (R2e e R2r) devem ter seus valores alocados na própria área de controle.

A utilização da reserva secundária ocorre de forma automática através do CAG, não sendo necessário estabelecer critérios para sua utilização.

Reserva Terciária

A reserva terciária tem a função de complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1 + R2e$), calculada probabilisticamente, para quando estar tiver ultrapassado o valor de 5% da carga do sistema.

O valor da R3 do SIN é calculado usando a determinação probabilística da reserva total do sistema, já considerando a diversidade do uso das reservas primária e secundária de elevação, diante do impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora e o risco assumido na fase de planejamento da operação. É considerada nula se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema. R3 é calculada conforme expressão a seguir:

$$R3_k = \frac{MM_k \cdot RGA_k}{\sum_i^n (MM_i \cdot RGA_i)} \cdot R3_s$$

Em que,

$R3_k$ é a reserva terciária de responsabilidade da área de controle k;

$R3_s$ é a reserva terciária total do SIN;

MM_k é a maior máquina da área de controle k;

MM_i é a maior máquina da área de controle i ;

RGA_k é a responsabilidade de geração da área de controle k ;

RGA_i é a responsabilidade de geração da área de controle i ;

E,

RGA = Carga da área de controle + intercâmbio líquido programado de fornecimento;

$R3_s$ = Reserva Girante Total probabilística – 5% Carga do sistema.

Essa reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Pode ser alocada em unidades não ligadas a um CAG no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc. No caso de Itaipu, sua R3 será alocada de acordo com o estabelecido no Programa Mensal de Operação Energética – PMO.

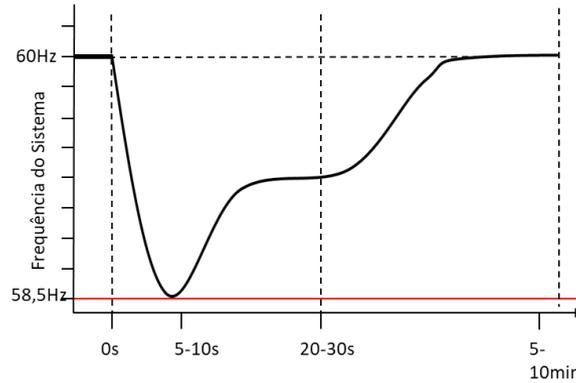
A R3 é utilizada para complementar a reserva de potência calculada deterministicamente de modo a cobrir variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que a compõem (caldeira, turbina, serviços auxiliares, gerador, sistema de excitação, sistema de adução etc.), inclusive no elevador. Devem ser também consideradas as reduções de disponibilidade por defeito nesses equipamentos.

4.2 Anexo B – Metodologia para valoração da Inércia

Para consideração do atributo Inércia, definiu-se uma metodologia para a quantificação e valoração do atributo. Para a quantificação do atributo, foram realizadas simulações dinâmicas de contingências⁶ severas utilizando o software Organon até que a frequência mínima do sistema atingisse 58,5Hz (atuação do ERAC). Dessa forma, é então identificada, na situação-limite ilustrada na Figura 4, qual foi a contribuição de cada gerador para a inércia do sistema e qual a inércia total necessária para o sistema. A seguir é explicado de forma esquemática e formal o processo de quantificação e valoração da contribuição da inércia de cada gerador.

⁶ Considera-se contingência a perda de um ou dois elos de corrente contínua.

Figura 4. Critério de frequência mínima para o cálculo do requisito de inércia do sistema



Alocação de custos e benefícios do atributo inércia

Considerando que a inércia total do sistema H_{total} é o somatório da inércia de cada máquina presente no parque gerador $H_{gerador}^i$, onde i é o gerador do sistema. Após determinada a demanda total de inércia do sistema ($H_{sistema}$), foi calculada a inércia requerida por gerador proporcional a sua capacidade instalada.

$$H_{requerida}^i = H_{sistema} \times \frac{P_{gerador}^i}{P_{sistema}}$$

A diferença entre a inércia do gerador e a inércia requerida pelo sistema é a oferta de inércia, caracterizando um superávit/déficit deste atributo por gerador.

$$H_{oferta}^i = H_{gerador}^i - H_{requerida}^i$$

Dado que a inércia do sistema é superavitária, apenas a inércia requerida pelo sistema foi valorada. Desta forma, a oferta de inércia por gerador com superávit de inércia é dada por:

$$H_{mercado}^i = H_{oferta}^i - \frac{H_{oferta}^i}{\sum_{i=1}^n H_{oferta}^i} (H_{total} - H_{sistema}), \quad \text{para } H_{oferta}^i > 0$$

Onde, n é o total de geradores do sistema.

A oferta de inércia é valorada através do custo de substituição representado pela compra de um banco de baterias com controle de inércia sintética com energia de armazenamento igual a energia cinética de uma máquina com constante de inércia igual a oferta de inércia:

$$E_{bateria} = E_{cinética} = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Onde,

J o momento de inércia da massa girante de um gerador síncrono

ω a velocidade angular do rotor.

Portanto, na metodologia proposta, emula-se um mercado de liquidação de inércia do sistema onde os geradores que estão superavitários de inércia vão então vender seus excedentes para os geradores que não estão atendendo à inércia de que o sistema precisa. Estes, portanto, estariam comprando o serviço de inércia dos geradores superavitários. Considerou-se que o preço para este mercado de inércia seria equivalente ao custo de construção de uma bateria, definida na sessão de resultados, para o sistema.

4.3 Anexo C – Descrição dos efeitos adversos da operação flexível

A Publicação EPRI – *Flexible Operation of Hydropower plants* **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, apresenta várias tabelas que resumem os efeitos antecipados da operação flexível nos equipamentos e componentes relacionados, de acordo com o padrão operacional e zona de operação.

O aumento da operação fora da sua condição de projeto (*base load*) reduz a geração e a confiabilidade e aumenta os riscos financeiros e os custos de operação e manutenção (O&M). Os intervalos tradicionais de inspeção e manutenção terão que ser reavaliados e análises de engenharia adicionais, particularmente análises de fadiga, serão necessários.

Abaixo estão mostradas, na Tabela 1,

Tabela 2,

Tabela 3 e Tabela 4, os resumos desses efeitos adversos por equipamento.

Tabela 1. Efeitos da operação flexível em turbinas e componentes relacionados
[Adaptado de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**]

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Turbinas e Componentes Relacionados
Liga/desliga ⁷	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em liga/desliga.	Eventos de liga/desliga mais frequentes aumentam as vibrações e as tensões dinâmicas, reduzindo a vida em fadiga das turbinas, eixos da turbina, comportas, parafusos da tampa e aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais, pinos de cisalhamento, freios e buchas da comporta.
Velocidade em vazio	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação de velocidade em vazio.	A operação de velocidade em vazio aumenta as vibrações e as tensões dinâmicas, reduzindo a vida em fadiga da turbina, eixo da turbina, comportas, parafusos da tampa e aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina,

⁷ O termo liga-desliga se refere ao modo de operação em que o gerador é desligado (reduzindo sua geração à zero) e religado (devendo o operador da usina realizar novo procedimento de partida das máquinas) para que aja a devida modulação da carga no sistema (geração acompanhando as variações da carga)

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Turbinas e Componentes Relacionados
		mancais axiais, pinos de cisalhamento e buchas da comporta.
Cargas baixa e intermediária	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em cargas baixa e intermediária.	A operação em cargas baixa e intermediária aumenta a erosão por cavitação e problemas associados com reparos por cavitação, como fissura e subsequente falha por fadiga. Ambiente de alta turbulência e vórtices no tubo de sucção aumentam as pulsações por pressão, vibrações e tensões dinâmicas, reduzindo a vida em fadiga da turbina, eixo da turbina, comportas, parafusos da tampa e aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais, pinos de cisalhamento e buchas da comporta.
Próximo ao melhor ponto de eficiência (Operação de Carga-Base Tradicional)	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar diminuem a operação à melhor eficiência, resultando em geração reduzida, manutenções mais frequentes na turbina e maior gasto com O&M da turbina.	A operação à melhor eficiência minimiza a erosão por cavitação, vibrações, pulsações por pressão e tensões dinâmicas.
Carga alta	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em carga alta.	A operação em carga alta aumenta a erosão em cavitação e problemas associados com reparos por cavitação, como fissura e subsequente falha por fadiga. Ambiente de alta turbulência e vórtices no tubo de sucção aumentam as vibrações e tensões dinâmicas, reduzindo a vida em fadiga da turbina, eixo da turbina, comportas, parafusos da tampa e aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais, pinos de cisalhamento e buchas da comporta.
Rejeição de carga	À medida que a rede perde inércia com o descomissionamento de geradores não renováveis, a probabilidade de rejeição de carga aumenta.	Rejeição de carga produz altas tensões dinâmicas, reduzindo significativamente a vida em fadiga da turbina, eixo da turbina, parafusos da tampa e comportas.

Tabela 2. Efeitos da operação flexível em geradores e componentes relacionados
[Adaptado de *Erro! Fonte de referência não encontrada.*]

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Geradores e Componentes Relacionados
Liga/desliga	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em liga/desliga.	Eventos de liga/desliga mais frequentes aumentam as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, reduzindo a vida em fadiga do rotor, estator, enrolamentos de extremidade, braço de aranha, suporte de apoio etc., aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais e o sistema de refrigeração do gerador, e aumentando a probabilidade de falha de isolamento e falha do aro do gerador.
Velocidade em vazio	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação de velocidade em vazio.	A operação de velocidade em vazio aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, reduzindo a vida em fadiga do rotor, estator, enrolamentos de extremidade, braço de aranha, suporte de apoio etc., aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais e o sistema de refrigeração do gerador, e aumentando a probabilidade de falha de isolamento.
Cargas baixa e intermediária	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em cargas baixa e intermediária.	A operação em cargas baixa e intermediária aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, reduzindo a vida em fadiga do rotor, estator, enrolamentos de extremidade, braço de aranha, suporte de apoio etc., aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais e o sistema de refrigeração do gerador, e aumentando a probabilidade de falha de isolamento.
Próximo ao melhor ponto de eficiência (Operação de Carga-Base Tradicional)	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar diminuem a operação à melhor eficiência, resultando em geração reduzida, manutenções mais frequentes nos geradores e maior gasto com O&M dos geradores.	A operação à melhor eficiência minimiza as vibrações, pulsações por pressão e tensões dinâmicas.
Carga alta	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em carga alta.	A operação em carga alta aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, reduzindo a vida em fadiga do rotor, estator, enrolamentos de extremidade, braço de aranha, suporte de apoio etc., aumentando o desgaste dos mancais de guia da turbina, mancais axiais e o sistema de refrigeração do gerador, e aumentando a probabilidade de falha de isolamento.

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Geradores e Componentes Relacionados
Rejeição de carga	À medida que a rede perde inércia com o descomissionamento de geradores não renováveis, a probabilidade de rejeição de carga aumenta.	Rejeição de carga produz altas tensões dinâmicas e pode reduzir a vida em fadiga do rotor, estator, enrolamentos de extremidade, braço de aranha, suporte de apoio etc., e aumentar a probabilidade de falha de isolamento. Pouca informação quantitativa está atualmente disponível.

Tabela 3. Efeitos da operação flexível em comportas e válvulas

[Adaptado de *Erro! Fonte de referência não encontrada.*]

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Comportas e Válvulas
Liga/desliga	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em liga/desliga.	Eventos de liga/desliga mais frequentes aumentam as vibrações e tensões dinâmicas, potencialmente reduzindo a vida em fadiga das comportas e válvulas, além de pinos, parafusos e acionadores, condutos forçados e rebites de condutos forçados; e aumentando o desgaste das comportas e válvulas.
Velocidade em vazio	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação de velocidade em vazio.	A operação de velocidade em vazio aumenta as vibrações e tensões dinâmicas, potencialmente reduzindo a vida em fadiga das comportas e válvulas, além de pinos, parafusos e acionadores, condutos forçados e rebites de condutos forçados; e aumentando o desgaste das comportas e válvulas.
Cargas baixa e intermediária	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em cargas baixa e intermediária.	A operação em cargas baixa e intermediária aumenta as pulsações por pressão, vibrações e tensões dinâmicas, potencialmente reduzindo a vida em fadiga das comportas e válvulas, além de pinos, parafusos e acionadores, condutos forçados e rebites de condutos forçados; e aumentando o desgaste das comportas e válvulas.
Próximo ao melhor ponto de eficiência (Operação de Carga-Base Tradicional)	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar diminuem a operação à melhor eficiência, resultando em geração reduzida, manutenções mais frequentes nas comportas e válvulas e maior gasto com O&M das comportas e válvulas.	A operação à melhor eficiência minimiza as vibrações, pulsações por pressão e tensões dinâmicas.

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Comportas e Válvulas
Carga alta	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em carga alta.	A operação em carga alta aumenta as vibrações e tensões dinâmicas, potencialmente reduzindo a vida em fadiga das comportas e válvulas, além de pinos, parafusos e acionadores, condutos forçados e rebites de condutos forçados; e aumentando o desgaste das comportas e válvulas.
Rejeição de carga	À medida que a rede perde inércia com o descomissionamento de geradores não renováveis, a probabilidade de rejeição de carga aumenta.	Rejeição de carga produz altas pressões transitórias e altas tensões dinâmicas, potencialmente reduzindo a vida em fadiga das comportas e válvulas, além de pinos, parafusos e acionadores, condutos forçados e rebites de condutos forçados; e aumentando o desgaste das comportas e válvulas.

Tabela 4. Efeitos da operação flexível em disjuntores, quadros elétricos e transformadores
[Adaptado de *Erro! Fonte de referência não encontrada.*]

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Disjuntores, Quadros Elétricos e Transformadores
Liga/desliga	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em liga/desliga.	Eventos de liga/desliga mais frequentes aumentam as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, reduzindo a vida em fadiga de disjuntores, quadros elétricos e transformadores. Normalmente, este equipamento é classificado para um número específico de partidas/paradas.
Velocidade em vazio	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação de velocidade em vazio.	A operação de velocidade em vazio aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, potencialmente reduzindo a vida de disjuntores, quadros elétricos e transformadores.
Cargas baixa e intermediária	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em cargas baixa e intermediária.	A operação em cargas baixa e intermediária aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, potencialmente reduzindo a vida de disjuntores, quadros elétricos e transformadores.

Zona de Operação ou Evento Transitório	Comentários	Prováveis Consequências para Disjuntores, Quadros Elétricos e Transformadores
Próximo ao melhor ponto de eficiência (Operação de Carga-Base Tradicional)	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar diminuem a operação à melhor eficiência, resultando em geração reduzida, manutenções mais frequentes EM disjuntores, quadros elétricos e transformadores e maior gasto com O&M de disjuntores, quadros elétricos e transformadores.	A operação à melhor eficiência minimiza as vibrações, pulsações por pressão e tensões dinâmicas.
Carga alta	A regulação de carga e de frequência, bem como a integração de energia eólica e solar aumentam a operação em carga alta.	A operação em carga alta aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, potencialmente reduzindo a vida de disjuntores, quadros elétricos e transformadores.
Rejeição de carga	À medida que a rede perde inércia com o descomissionamento de geradores não renováveis, a probabilidade de rejeição de carga aumenta.	Rejeição de carga aumenta as vibrações, tensões dinâmicas e térmicas, potencialmente reduzindo a vida de disjuntores, quadros elétricos e transformadores.

4.4 Anexo D – Evolução dos Custos com Serviços Ancilares – Experiências Internacionais

Foram analisados quatro países em específico: Austrália, Chile, Colômbia e Reino Unido.

<p>Austrália</p>	<p>Nos últimos 5 anos, a receita dos Serviços Ancilares de Controle de Frequência (FCAS) flutuou significativamente. Em 2017-18 e 2018-19, a receita foi de cerca de US\$ 210 milhões, em sua maioria obtida por usinas de gás e carvão. A receita quase dobrou no ano seguinte, atingindo um recorde de US\$ 413 milhões, com ganhos impulsionados pela receita obtida no sul da Austrália (US\$ 170 milhões) quando a região foi ilhada do resto do NEM. Além disso, em 2019, a AEMO aumentou a aquisição de serviços de regulação e contingência FCAS. Isso mudou permanentemente a curva de demanda para cima, o que contribuiu para a quantidade de receita obtida. Em 2020-21, a receita da FCAS foi reduzida para US\$ 260 milhões, impulsionada por preços mais baixos de energia e um aumento na oferta. Em 2021-22, a receita da FCAS obtida foi impulsionada pelos mercados locais em Queensland e atingiu US\$ 390 milhões. Tanto observando dados anuais como horários, é possível observar uma maior receita neste mercado associada a serviços de regulação. No entanto, acompanhando os dados em tempo real é possível ver uma variação significativa de valores pagos por dia e por submercado. Para os dias observados, serviços de regulação (aumento e redução) chegaram a variar entre 1 e 15% em relação ao preço da energia no momento. Por outro lado, os demais serviços mantiveram valores mais baixos, entre 0 e 1% do preço da energia.</p>
<p>Chile</p>	<p>Foi realizada uma avaliação do custos dos serviços ancilares no Chile a partir de jan/2020. Desde então, houve um aumento nos custos desses serviços, que podem ser explicados pelo aumento do preços dos combustíveis em decorrência da guerra entre a Ucrânia e a Rússia, o baixo suprimento das usinas hídricas, as restrições impostas pelo Ministério para evitar um racionamento elétrico e principalmente, devido ao aumento de geração intermitente a partir de fontes renováveis, o que gerou uma maior demanda por esses serviços. Ao longo desse período, o custo passou de, em média, 1,98 USD/MWh em 2020 para 6,63 USD/MWh em 2022. Não foi possível analisar os dados por tipo de serviço contratado.</p> <p>Em relação aos componentes desse custo, o "Sobrecusto" é o mais representativo, que representa o custo que uma instalação incorre pela prestação de SA quando o Custo Variável da instalação é maior do que o Custo Marginal do Sistema no curto prazo.</p> <p>Em relação a valores totais, o Chile pagou no total USD 111,0 milhões em 2022, um aumento de 33% em relação ao ano de 2020 (USD 83,3 milhões).</p>

Colômbia	<p>Projeções para o mercado de energia da Colômbia mostram o significativo aumento da inserção de renováveis no horizonte de 10 anos. As projeções também demonstram que, como consequência, as exigências de reserva operativa aumentarão constantemente graças a maior penetração de renováveis.</p>
Reino Unido	<p>Foi analisada a evolução dos custos com o Balancing Mechanism (BM, ou mecanismo de balanceamento) do Reino Unido. Dentre os serviços ancilares existentes, estão contemplados a Resposta à Frequência, Resposta Rápida, Reserva Operacional de Curto Prazo (STOR), Potência Reativa, Black Start e Transmission Constraint Management.</p> <p>Os principais custos envolvem a contratação dos serviços de Resposta à Frequência (57% dos custos totais em 2022) e de Transmission Constraint Management (26% dos custos totais em 2022). Os custos médios em USD/MWh ou USD/MVArh variam significativamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Resposta à Frequência: de 20,8 USD/MWh em 2020 para 39,9 USD/MWh em 2022. • Resposta Rápida: de 38,5 USD/MWh em 2020 para 91,7 USD/MWh em 2022. • Reserva Operacional de Curto Prazo (STOR): de 1.350,1 USD/MWh em 2020 para 1.659,7 USD/MWh em 2022. • Potência Reativa: de 2,9 USD/MWh em 2020 para 12,4 USD/MWh em 2022. • Black Start: custo total de USD 82 milhões em 2020 para USD 294 milhões em 2022. • Transmission Constraint Management: de 68,7 USD/MWh em 2020 para 231,1 USD/MWh em 2022. <p>Assim, é possível concluir que o valor pago cresceu mais que o volume contratado no mecanismo de balanceamento aplicado no mercado do Reino Unido. Em relação a valores totais, o Reino Unido pagou no total USD 5.050,00 milhões em 2022, um aumento de 135% em relação ao ano de 2020 (USD 2.150,00 milhões).</p>