



CONSULTA PÚBLICA MME 145/2022

CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À PRESTAÇÃO
DE SERVIÇOS ANCILARES

CONSULTA PÚBLICA 145/2022**CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À PRESTAÇÃO DE
SERVIÇOS ANCILARES**

Esta contribuição é subsidiada por estudos realizados no projeto intitulado “Metodologias e mecanismos para valorização e promoção da flexibilidade hidrelétrica” (**P&D Flexibilidade Hidrelétrica**), patrocinado pela CTG Brasil, no âmbito do programa de pesquisa e desenvolvimento da Aneel. O projeto examina mecanismos de mercado que podem ser empregados para assegurar a provisão da flexibilidade requerida pelo sistema, incluindo:

- a contratação de serviços ancilares (tema desta Consulta Pública);
- a contratação de lastro e energia por meio de leilões combinatórios (tema da Consulta Pública 146/2022 do MME); e
- a contratação os leilões de Reserva de Capacidade na forma de potência, previsto para novembro deste ano.

O projeto ainda está em execução, mas já é possível compartilhar algumas reflexões nesta Consulta Pública e poderemos compartilhar os relatórios técnicos do projeto quando estiverem prontos.

Esta contribuição é composta de cinco seções:

- a primeira seção explica o desafio da provisão de serviços ancilares no contexto brasileiro;
- a segunda seção apresenta breve descrição dos serviços ancilares, aponta a interrelação entre alguns serviços ancilares e outros produtos, e a questão da eventual introdução de um novo serviço ancilar;
- a terceira seção descreve a provisão e remuneração de serviços ancilares em vigor, apontando as suas principais fragilidades e os benefícios que podem ser obtidos com a contratação concorrencial e precificação com base no custo de oportunidade dos agentes;
- a quarta seção aborda aspectos centrais a serem considerados no desenho de mecanismos de mercado para a contratação de serviços ancilares;
- a quinta seção trata da questão da governança do processo de contratação da provisão de serviços ancilares.

Embora esta contribuição seja estruturada desta forma, notas laterais indicam as questões da Consulta Pública endereçadas em cada seção.

1 INTRODUÇÃO

1.1 O DESAFIO DE PROVISÃO DE SERVIÇOS ANCILARES NO BRASIL

Como bem colocado na Nota Técnica 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, que contextualiza esta Consulta Pública, a atual dinâmica de expansão da matriz elétrica impõe novos desafios para prover as condições de segurança, confiabilidade e qualidade da operação do Sistema Interligado Nacional. Por um lado, a mudança na composição do parque gerador resulta em uma crescente demanda por serviços ancilares. Por outro lado, observa-se uma redução da oferta de usinas aptas a prover tais serviços.

A crescente demanda por serviços ancilares – principalmente para o controle de frequência – é impulsionada pela elevação da volatilidade da carga líquida resultante da variabilidade de geração introduzida pelas fontes eólica, solar fotovoltaica, e da minigeração e microgeração distribuída. Uma noção da magnitude desta variabilidade é dada pelos requisitos de reserva de potência operativa que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) considera necessário para acomodar estas fontes. O módulo 2.3 dos *Procedimentos de Rede* (revisão 2022-10, p. 66-67) determina que para 100 MW de potência eólica instalada no subsistema Nordeste é necessário adicionar 6 MW de reserva de potência para controle secundário de frequência para lidar com sua variabilidade de produção. Já para a geração eólica no subsistema Sul, a reserva de potência secundária requerida é de 15 MW para suportar cada 100 MW de potência eólica. A reserva de potência secundária trata da reserva girante provida por usinas participantes do Controle Automático de Geração (CAG).

Já a escassez de recursos aptos a atender esses requisitos advém da redução da participação de usinas cuja operação pode ser coordenada pelo ONS para atender aos requisitos do sistema. Parte desta perda de controle pelo ONS decorre da inflexibilidade termelétrica, seja devido às restrições operativas associadas à tecnologia (duração de rampa, tempo de permanência mínimo ligado ou desligado, entre outros) ou devido à rigidez no fornecimento do combustível (i.e., a operação é condicionada por contratos de *take-or-pay*).

A perda de flexibilidade para atendimento dos requisitos do sistema também é observada entre as hidrelétricas em função:

- de restrições hídricas impostas para atendimento de outros usos da água, o que restringe o pleno aproveitamento da ‘flexibilidade’ hidrelétrica; e
- da crescente participação de hidrelétricas a fio d’água (i.e., sem reservatórios de regularização)¹, o que significa que uma parcela cada vez maior da capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos é comprometida com a sazonalização da produção do bloco hidrelétrico.²

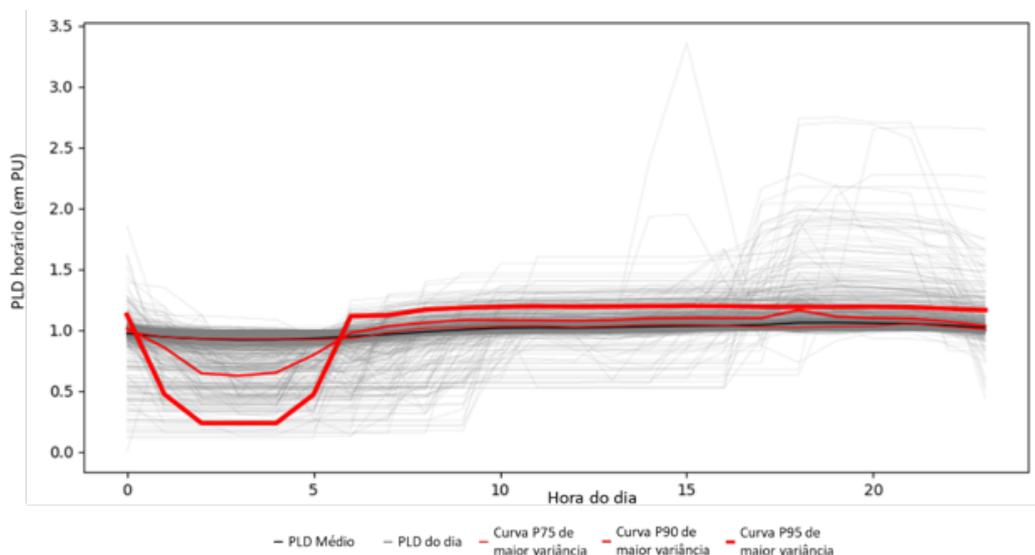
¹ Embora se reconheça essa restrição de flexibilidade, muitas usinas a fio d’água têm capacidade de modulação da geração ao longo do dia e para a provisão de serviços ancilares.

² As hidrelétricas com reservatório de regularização ajustam a sua produção sazonal para reduzir o custo de operação por meio da minimização da variação sazonal da geração termelétrica. Há, portanto, em algum grau, um conflito na provisão de geração sazonalizada para minimização do custo operacional e de reserva operativa para prover o balanceamento entre oferta e demanda de curto prazo (controle de frequência).

Atualmente, grande parte da provisão destes serviços ancilares se dá pelas hidrelétricas e de forma compulsória. O principal desafio atual é que a remuneração oferecida por estes serviços não é suficiente para estimular investimentos em novos recursos que possam prover a demanda futura destes serviços.

A Figura 1 mostra a trajetória diária dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) do Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) nos últimos anos (17/abr/2018 a 02/jan/2023). Os preços horários de cada dia são apresentados no sistema por unidade (p.u.), ou seja, os preços em termos de variação do preço médio no dia (sendo a média equivalente a 1).

Figura 1: Variação Horária do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) Relativo à Média do Dia (17/abr/2018 a 02/jan/2023)



Fonte: CCEE (2023)

Destacam-se, em vermelho, as curvas com a maior variância diária, sendo:

- a 'Curva P75' correspondente à curva do dia que se situa na posição dos 25% da amostra com maior variação percentual de preço;
- a 'Curva P90' correspondente à curva do dia na posição dos 10% com maior variação de preços; e
- a 'Curva P95' correspondente à curva do dia na posição dos 5% com maior variação de preços.

Note-se que a Curva P75 é praticamente uma linha horizontal próxima de um. Isto significa que em três quartos da amostra praticamente não houve variação de preço no dia. Mesmo nos dias em que houve maior variação de preços (refletida nas Curvas P90 e P95), percebe-se que a maior diferenciação decorre da redução dos preços durante a madrugada, havendo pouca elevação do preço durante as horas de maior demanda líquida da rede.

Embora haja dias em que o preço chegue a dobrar ou mesmo triplicar no período da tarde e no início da noite, estes são eventos raros, não proporcionando um padrão regular que justifique investimentos em novos recursos para ampliar a capacidade de modulação horária.

Isto ocorre porque atualmente a modulação diária da geração no Brasil é provida quase que exclusivamente por hidrelétricas. No contexto dos modelos oficiais utilizados para a formação de preços, as usinas hidrelétricas apresentam custos marginais implícitos relativamente uniformes, dados pelo custo de oportunidade da água obtido da otimização intertemporal. Em virtude desses atributos das hidrelétricas, o preço horário do Mercado de Curto Prazo tende a ser muito estável ao longo de cada dia. Portanto, o mercado de energia não proporciona uma remuneração adequada para fomentar os investimentos requeridos para atendimento da crescente demanda por modulação.

Como apresentado na Seção 3, a precificação dos serviços ancilares é baseada no custo, de modo que a provisão de serviços ancilares não proporciona a remuneração necessária para fomentar investimentos na expansão da capacidade para a provisão da flexibilidade.

O risco é que esta situação se estenda até o momento em que a capacidade de provisão destes serviços pelo parque gerador existente seja esgotada, culminando em crise de suprimento. Trata-se do 'Paradoxo da Abundância' ('Maldição dos Recursos Naturais'), em que o baixo preço da provisão do serviço inibe o desenvolvimento de novas fontes, o que compromete a capacidade de provisão da demanda futura.

Para evitar este cenário, é preciso avançar na construção de mecanismos de mercado para fomentar a provisão destes serviços ancilares.

1.2 DIRETRIZES PARA A PROVISÃO DE SERVIÇOS ANCILARES

As cinco diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) são acertadas. Deve-se:

- definir os requisitos do sistema de forma clara e transparente;
- promover neutralidade tecnológica;
- empregar mecanismos concorrenciais para a contratação de serviços ancilares quando viável;
- buscar a economicidade, evitando a duplicidade de pagamentos; e
- assegurar a qualidade e confiabilidade do serviço prestado.

QUESTÃO 7

Das diretrizes, a busca pela neutralidade tecnológica talvez seja a mais desafiadora, já que cada tecnologia apresenta um diferente conjunto de restrições e condicionantes, o que implica a necessidade de adoção de contratos diferenciados. A chave, neste caso, é buscar formas que permitam uma comparabilidade adequada dos custos para atendimento dos diversos serviços ancilares com as diversas tecnologias. É provável que haja nichos que são mais bem atendidos por uma determinada tecnologia, mas é importante que os mecanismos de mercado sejam estruturados para viabilizar a participação mais ampla possível de tecnologias e de agentes para viabilizar a sua contestação por todas as alternativas possíveis.

Outro aspecto que se destaca é a economicidade. Uma das preocupações na contratação de serviços ancilares é a aferição do efetivo desempenho dos recursos contratados. Este é um aspecto não trivial, principalmente quando considerando fontes cuja capacidade depende da disponibilidade do recurso primário que apresenta um comportamento estocástico.

2 DEFINIÇÃO DOS PRODUTOS

2.1 SERVIÇOS ANCILARES DEFINIDOS NA REGULAMENTAÇÃO ATUAL

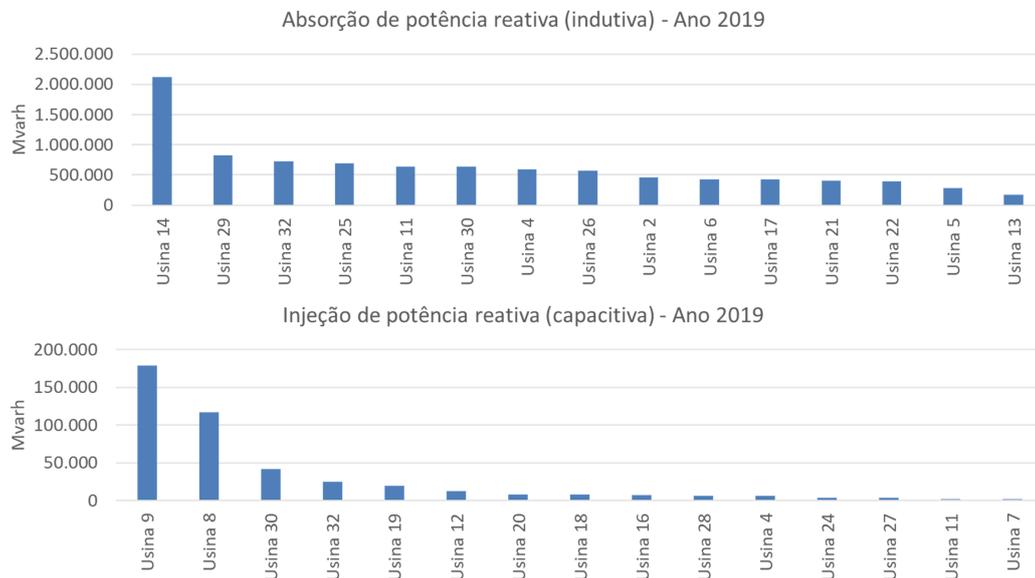
Os serviços ancilares atualmente previstos na regulamentação podem ser divididos em três grandes grupos:

- **controle de frequência** – que inclui as reservas de potência operativa requeridas para estabilizar a frequência da corrente elétrica no sistema em 60 hertz:
 - **reserva primária** – para estabilizar a frequência de produção do parque gerador por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras,
 - **reserva secundária** – para elevação ou redução da geração por meio de reserva girante provida por usinas participantes do Controle Automático de Geração (CAG), e
 - **reserva terciária** – para complementar a reserva secundária, na cobertura de variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que a compõem, por meio de reservas girantes providas preferencialmente por unidades geradoras participantes do CAG, mas que podem ser providas por outras usinas no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão, entre outras restrições;
- **controle de tensão** – que consiste nos serviços de suporte de reativos, seja por:
 - provisão de energia reativa conjugada com energia ativa, ou
 - operação de unidades geradoras como compensadores síncronos; e
- **serviços de emergência** – que inclui:
 - os serviços de autorrestabelecimento para a recomposição do suprimento de energia após ocorrência de desligamento do sistema; e
 - os Serviços Especiais de Proteção (SEP), o que engloba esquemas de controle de emergência e de alívio de carga.

As últimas duas formas de serviços ancilares (controle de tensão e serviços de emergência) apresentam característica locacional.

A demanda por **serviços de controle de tensão** (suporte de reativo) varia nos diversos pontos da rede. A Figura 2 mostra o suporte de reativo prestado por usinas que dispõem de unidades geradoras operadas como compensadores síncronos no ano de 2019.

Figura 2: Suporte de reativo de usinas com unidades geradoras operadas como compensadores síncronos



Fonte: ONS (2019).

No gráfico superior, mostram-se as usinas que proveram a maior absorção de potência reativa no ano de 2019. Esta demanda por reativo indutivo ocorre nas barras com fator de potência capacitivo, o que tende a ocorrer nas barras de mais alta tensão conectadas às partes centrais da rede de transmissão. No gráfico inferior mostram-se as usinas que proveram a maior injeção de potência reativa. A demanda por reativo capacitivo tende a ocorrer nas barras próximas aos centros de carga.

Os **serviços emergenciais** são ainda mais específicos, dependendo não só da localização na rede de transmissão, mas também das características da usina.

Estas especificidades implicam que o conjunto de recursos aptos a prover um determinado requisito é menor, reduzindo a concorrência e, conseqüentemente, a viabilidade de uma contratação por meio de mecanismo concorrencial. Isto não implica que não possam ser contratados por mecanismos concorrenciais, mas a sua viabilidade precisa ser avaliada caso a caso.

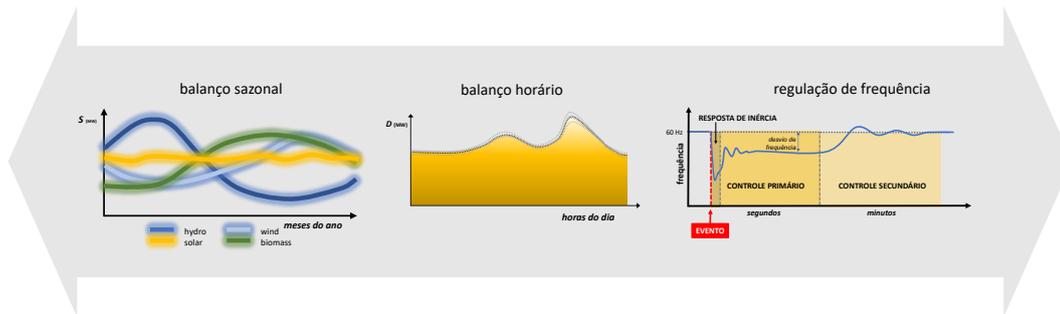
Diferentemente dos serviços de controle de tensão e serviços emergenciais, o controle de frequência pode ser provido em praticamente qualquer parte do Sistema Interligado Nacional. Neste sentido, trata-se de um serviço sistêmico que favorece a possibilidade de contratação por meio competitivo.

2.2 RELAÇÃO ENTRE O CONTROLE DE FREQUÊNCIA, LASTRO E ENERGIA

QUESTÃO 8

O controle de frequência está associado ao balanço energético. O balanço energético se faz em vários horizontes, abrangendo desde o planejamento da expansão do parque gerador, passando pela programação da operação diária, até a operação em tempo real.

Figura 3: Balanço energético em diferentes horizontes temporais



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Por isto, a provisão deste serviço ancilar guarda uma relação com o mercado de energia e com o planejamento da expansão (tema abordado na **Consulta Pública 146/2022 do MME**). Isso significa que uma coordenação é necessária na definição dos produtos e mecanismos empregados para assegurar o balanço energético:

- no médio prazo (horizonte anual e sazonal) é preciso avaliar a adequação do sistema para atender à carga, principalmente em função da variação das vazões afluentes que condicionam a geração hidrelétrica (**'Lastro de Produção'**);
- no curto prazo (horizonte diário) é preciso avaliar a adequação para atender à carga líquida, o que envolve:
 - a avaliação da capacidade (potência) para atendimento da demanda de ponta prevista (**'Lastro de Capacidade'**);
 - a avaliação da capacidade de modulação da produção para acompanhar as variações da carga líquida previstas (modulação horária programável);
- no curtíssimo prazo (horizonte de minutos a frações de segundos) é preciso avaliar a adequação para atender às variações imprevistas de produção e consumo de energia elétrica (**serviços de controle de frequência**).

Estes dois últimos aspectos do balanço energético (a capacidade de modulação horária requerida para acompanhamento de variações previstas e imprevistas da carga líquida) requerem dois atributos:

- **flexibilidade;** e
- **tempo de resposta.**

Há uma certa substitutibilidade entre estes produtos, o que requer uma coerência na remuneração de cada um destes produtos. Em geral, os recursos capazes de suprir os produtos mais à direita da Figura 3 podem ser direcionados para ofertar os produtos mais à esquerda, mas não necessariamente o contrário. Logo, é de se esperar que a remuneração oferecida para a provisão dos produtos mais à direita seja igual ou maior do que a remuneração pelos produtos mais à esquerda.

Por exemplo, uma hidrelétrica com reservatório de regularização que provê controle de frequência pode oferecer também modulação horária e sazonal. Já fontes não controláveis, como a eólica e solar, podem prover energia, mas não podem oferecer serviços ancilares (exceto se combinadas com sistemas de armazenamento ou outras tecnologias avançadas).

A fim de assegurar a provisão eficiente deste produto, pode ser conveniente considerar não só mecanismos para a contratação recorrente no curto prazo (tipicamente empregados para a contratação de serviços ancilares), mas também considerar estes atributos nos mecanismos de contratação de longo prazo, na forma de **'Lastro de Flexibilidade'**, nos leilões combinatórios empregados para promover uma expansão eficiente do parque gerador (tema a ser retomado na Seção 4).

2.3 INTRODUÇÃO DE NOVOS SERVIÇOS ANCILARES

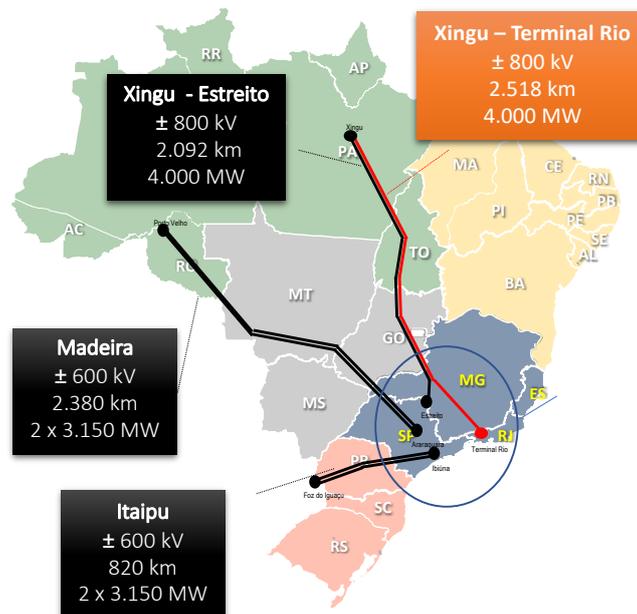
QUESTÃO 11

O ONS tem aventado a conveniência de se definir um novo serviço ancilar: **inércia**. A contratação deste serviço ancilar permitiria uma ampliação da **'reserva rápida de frequência'**, o que conferiria maior estabilidade de frequência do sistema a perturbações. Esta reserva rápida de frequência seria obtida por meio da ampliação da oferta de:

- geração síncrona; e
- 'inércia sintética' (como exigido dos parques eólicos).

Uma das principais preocupações do ONS é com relação à estabilidade da corrente alternada na região Sudeste do Brasil, onde recebem-se mais de 20 GW de potência por meio de seis elos de corrente contínua (Figura 4).

Figura 4: Elos de Corrente Contínua que Suprem o Sudeste



Fonte: ONS (2019).

Estes seis bipolos, localizados eletricamente próximos uns dos outros, são especialmente suscetíveis a perturbações que alteram a tensão ou a frequência. Há, assim, uma vulnerabilidade ao desligamento destes bipolos que, por sua vez, poderiam resultar em falhas em cadeia em função do seu porte. Para mitigar este risco, seria desejável robustecer a rede nesta região geoeletrica com o aumento de inércia (ONS, 2019).

Levando-se em conta que alguns dos maiores blecautes ocorridos nos últimos anos foram decorrentes da interrupção do suprimento por esses elos de corrente contínua, a

definição de um serviço ancilar focado na mitigação desta vulnerabilidade é pertinente e deve ser estudada.

Fernández-Muñoz *et al.* (2020) proporciona uma resenha de mecanismos de mercado empregados para a contratação de reserva rápida de frequência em diversos sistemas.

3 PROVISÃO E REMUNERAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES

Atualmente, a provisão e remuneração dos serviços ancilares se dá administrativamente. Alguns serviços ancilares são providos por meio de exigências impostas sobre todos os geradores, sem ônus para os demais agentes e consumidores. A maioria dos serviços ancilares são mandatórios, e deverão ser prestados sempre que solicitado pelo ONS, desde que a usina esteja apta a prover tal serviço, sendo celebrados **Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA)** com o ONS e sendo ressarcidos pelos custos reconhecidos pela Aneel por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Somente o serviço de despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa é de participação voluntária com base em lances de oferta apresentada pelos geradores, conforme demonstra Tabela 1.

Tabela 1: Forma de Provisão e Remuneração dos Serviços Ancilares

	PROVISÃO	REMUNERAÇÃO		
		RECEITA FIXA	RECEITA VARIÁVEL O&M	OUTROS
CONTROLE DE FREQUÊNCIA				
Controle Primário	requisito para conexão ao sistema		não remunerado	
Controle Secundário	mandatório, caso ONS avaliar a necessidade e a usina estiver apta	✓	✓	
Despacho Complementar para Manutenção de Reserva Operativa	voluntário	✓	✓	
CONTROLE DE TENSÃO				
Suporte de Potência Reativa (conjugado com energia ativa)	requisito para conexão ao sistema		não remunerado	
Suporte de Potência Reativa na Forma de Compensação Síncrona	mandatório, caso ONS avaliar a necessidade e a usina estiver apta	✓	✓	✓
SERVIÇOS EMERGENCIAIS				
Autorrestabelecimento Parcial	requisito para conexão ao sistema	✓	✓	
Autorrestabelecimento Integral	mandatório, caso ONS avaliar a necessidade e a usina estiver apta	✓	✓	
Sistema Especial de Proteção	mandatório, caso ONS avaliar a necessidade e a usina estiver apta	✓	✓	

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

QUESTÃO 5

Os serviços de Controle de Frequência Primário, o Suporte de Potência Reativa (conjugado com energia ativa) e Autorrestabelecimento Parcial são obrigatórios, não havendo remuneração prevista para estes serviços.

Os demais serviços – exceto a contratação de despacho complementar para manutenção da reserva operativa (discutido em seguida) – são remunerados com base nos termos firmados no CPSA.

Já os serviços ancilares contratados preveem duas formas de **remuneração**:

- **fixa**, pela disponibilização do serviço; e
- **variável**, em função do montante do serviço efetivamente provido por cada agente.

A regulamentação da provisão e remuneração dos serviços ancilares está contida na **Resolução Normativa 1030/2022** da Aneel.

Havendo necessidade de realização de adequações na usina para prover serviços ancilares solicitados pelo ONS, a Aneel avalia as obras a serem executadas, classificando-as como:

- **melhoria**, caso no qual o agente de geração fica incumbido de executar as obras as suas próprias custas; ou

- **reforço**, caso no qual os custos da obra são ressarcidos por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Atualmente, somente a contratação do despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa é baseado em mecanismos concorrenciais a partir da oferta de preços submetidos pelos agentes. Já a remuneração pela prestação dos demais serviços ancilares é determinada de forma administrativa, sendo determinada pelo custo. Observam-se dois problemas com esta abordagem:

- a precificação pelo custo da tecnologia empregada por cada fornecedor, em vez do custo marginal do sistema, não proporciona incentivos para fomentar a provisão eficiente de novos recursos aptos a prover estes serviços; e
- a não incorporação do custo de oportunidade do agente, o que reduz a remuneração do agente.

O primeiro problema é um caso típico classificado como **risco de seleção adversa** na literatura econômica. Com a precificação pelo custo da tecnologia empregada por cada fornecedor, qualquer agente pode prover o requisito, mesmo que seja mais caro do que outros aptos a prover o serviço. Além disso, quando a remuneração é definida com base no custo, não há incentivos para a tecnologia mais eficiente ofertar seu serviço, pois o seu retorno seria igual ao do obtido pela tecnologia mais cara.

O segundo problema decorre da forma como se computa o custo. Atualmente, apenas se avalia o custo da tecnologia, desconsiderando-se outros produtos que o recurso poderia comercializar e que possivelmente renderiam um retorno maior. Em outras palavras, desconsideram-se os incentivos individuais do agente para ofertar o produto.

Seria mais adequado precificar a prestação destes serviços pelo **custo de oportunidade**. O custo de oportunidade pode advir:

- do valor da provisão de outro produto que poderia ofertado pelo mesmo recurso; ou
- do valor da provisão do mesmo produto ofertado por outro recurso.

Desta forma, assegura-se uma remuneração atraente que incentiva o agente a prover o serviço.

Em relatório técnico do projeto “P&D Flexibilidade Hidrelétrica”, a ser finalizado em breve, apresenta-se uma metodologia para calcular o custo de oportunidade da modulação hidrelétrica com base na primeira vertente (i.e., o valor auferido do direcionamento do recurso para a provisão de energia de forma constante *versus* o valor da provisão de energia de forma modulada para serviços de balanceamento da oferta e demanda, seja no mercado do dia seguinte, em tempo real ou serviços ancilares).

No caso de oferta de Reserva de Potência Operativa (RPO), por exemplo, o custo de oportunidade da hidrelétrica deve levar em conta o valor da energia que poderia ser gerada com a capacidade reservada para a provisão deste serviço ancilar. Para ilustrar o conceito, considere o caso ilustrado na Figura 5.

Figura 5: Requisito de RPO e a Capacidade Não Comprometida das Usinas Participantes do CAG no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Projeto de P&D Flexibilidade Hidrelétrica

A linha azul indica o requisito de RPO nas 24 horas do dia 02/julho/2021. A linha laranja tracejada indica qual seria a capacidade ociosa das usinas que participam do Controle Automático de Geração (CAG) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste em cada hora do dia se essas usinas não tivessem que reservar capacidade para prover a RPO.

Percebe-se que, entre as 9:00 e as 23:00, a linha azul está acima da linha laranja tracejada. A área entre estas duas linhas, neste intervalo de tempo, corresponde à energia que tais usinas produziriam com base no despacho programado se essas não estivessem comprometidas com a provisão da RPO. Logo, neste dia, o seu custo de oportunidade corresponderia a este montante de energia valorado ao Preço de Liquidação de Diferenças.

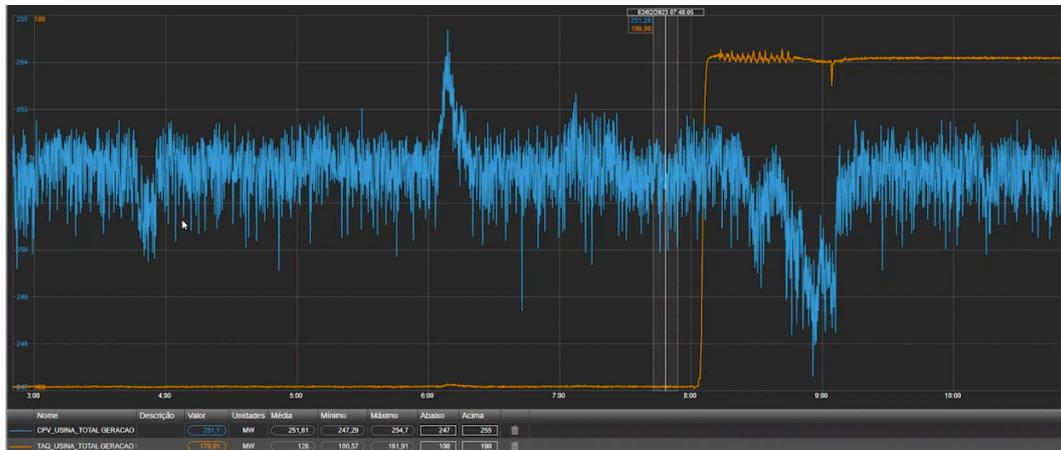
Além disso, deve-se acrescentar:

- o custo do desgaste das máquinas provocado pela alta variação na produção para a prestação do serviço de controle de frequência;
- o custo de partida e parada de máquinas para prover a modulação diária; e
- o custo associado à queda de produtividade resultante da operação continuamente modulada (o que impede a operação otimizada para o montante de energia gerado).

É importante observar que estes custos são incorridos continuamente e se acumulam ao longo do tempo. Além disso, em alguns momentos, o valor da provisão do produto alternativo (i.e., de produção de energia) pode ser bastante elevado.

A Figura 6 mostra a geração minuto a minuto das usinas de Capivara (CPV) e Taquaruçu (TAQ). A geração de Capivara, que faz parte do conjunto de usinas que compõem o Controle Automático de Geração para controle secundário de frequência, apresenta uma variação mais intensa que a usina de Taquaruçu, que não estava prestando este serviço ancilar.

Figura 6: Produção das hidrelétricas de Capivara e Taquaruçu no dia 02/fev/2023



Fonte: CTG Brasil.

A usina de Taquaruçu apresenta um “degrau” às 08:00, quando a sua geração foi elevada de 247 MW para 254 MW, conforme programado no dia anterior. Também apresenta variação de alta frequência e baixa amplitude (quase imperceptível na maior parte do tempo), que está relacionada ao controle primário de frequência.

Já a usina de Capivara, por outro lado, apresenta intensa variabilidade. Apesar da sua operação programada no dia anterior ser para operação constante, da ordem de 252 MW, a usina apresenta variação o tempo todo. Observa-se que a amplitude das variações de geração na usina de Capivara é muito maior que a observada em Taquaruçu.

Esta intensa modulação resulta em maior desgaste das máquinas, o que implica elevação da taxa de depreciação dos ativos, e, conseqüentemente, elevação de custos.

A maior parte desta variação possui comportamento simétrico, apresentando desvios para cima e para baixo que se contrapõem, de forma a ter impacto pouco relevante quando avaliados os desvios da operação real com a programação energética. No entanto, existem variações maiores em alguns momentos, como os observados entre as 06:10-06:30 e, novamente, entre as 08:20-09:10. Estas variações são assimétricas, resultando em desvio da programação energética para o dia. Este tipo de variação – geralmente ocasionada por variações imprevistas da carga, da geração proveniente de fontes não controláveis ou de contingências na operação de usinas – impacta a comercialização de energia pela usina. Logo, o custo de oportunidade de prestar este serviço ancilar deve levar em conta o custo do mercado de energia.

QUESTÃO 4.3

A principal razão pela qual se recomenda o emprego de mecanismos concorrenciais para a contratação de serviços ancilares é para se evitar o risco de seleção adversa. Em um processo concorcional, em que todos os fornecedores recebem o custo marginal do sistema pelo serviço prestado (i.e., o custo de oportunidade do recurso mais caro requerido para atender a demanda), assegura-se a participação de todos os fornecedores com as tecnologias mais apropriadas para atendimento deste requisito, o que viabiliza a contratação dos fornecedores mais eficientes para o atendimento do requisito.

QUESTÕES 9 E 10

O processo concorrencial é especialmente indicado em contextos em que há múltiplas tecnologias que podem ser empregadas para atender ao requisito. Neste contexto, é difícil conhecer todas as alternativas e seus respectivos custos de oportunidade. Mecanismos concorrenciais proporcionam uma forma para atrair e identificar os fornecedores mais eficientes.

4 DESENHO DE MECANISMOS DE MERCADO

Como discutido na Seção 2, as especificidades locacionais e tecnológicas envolvidas na provisão do controle de tensão e serviços emergenciais tornam estes produtos mais difíceis de serem promovidos por meio de mecanismos de mercado. Por isto, recomenda-se que, em um primeiro momento, mecanismos de mercado sejam desenvolvidos para a contratação de serviços ancilares de controle de frequência, mais especificamente para:

- a contratação de **controle secundário**; e
- o **'Despacho Complementar para Manutenção de Reserva Operativa'**.

4.1 CONTRATAÇÃO DE LONGO PRAZO OU RECORRENTE DE CURTO PRAZO

QUESTÕES 4.1, 6 e
12

Os serviços ancilares podem ser contratados por longos períodos ou contratados mais frequentemente por meio de contratos de curto prazo, sendo que cada alternativa apresenta os seus prós e contras.

A **contratação recorrente por prazos curtos** apresenta as seguintes vantagens:

- a possibilidade de ofertar a provisão do serviço conhecendo-se as condições vigentes; e
- maior aderência entre o montante contratado e a efetiva capacidade de entrega do serviço ancilar.

Este último ponto é muito pertinente, pois não é incomum a constatação da indisponibilidade de recursos previamente contratados. Por exemplo, a interconexão PJM sofreu uma frustração de oferta de 46 GW das reservas durante a tempestade de inverno Elliott (PJM, 2022). Logo, dois dos principais desafios da contratação de serviços ancilares são o monitoramento e a penalização adequada dos agentes pela frustração do atendimento dos serviços contratados.

Por outro lado, as principais vantagens da **contratação de longo prazo** são:

- uma maior influência sobre a decisão de investimento do agente, já que permite que o agente escolha a tecnologia a ser empregada com uma expectativa mais clara sobre a receita a ser obtida com a provisão de serviços ancilares; e
- uma influência mais direta sobre as decisões de investimento, proporcionando mais segurança quanto à adequação da oferta de recursos para atendimento dos serviços ancilares requeridos no futuro.

A contratação de longo prazo é uma das formas para se assegurar novos recursos para a provisão de serviços ancilares no futuro (quando a capacidade de suprimento destes serviços pelo parque gerador existente for superada).

Entretanto, a decisão da forma de contratação também deve levar em conta características das tecnologias disponíveis.

No caso de tecnologias que proveem serviços ancilares por meio de **armazenamento** de energia, como baterias e hidrelétricas reversíveis, contratos de longo prazo são relevantes pois mitigam substancialmente o risco, já que seu retorno depende não só da remuneração pelo(s) serviço(s) prestado(s), mas também da arbitragem de preços (i.e., armazenando energia adquirida em momentos em que o preço é baixo para ser ofertada em momento de preço mais elevado). Como estes preços dependem das condições de mercado, estas tecnologias enfrentam muito mais incerteza quando sua remuneração é determinada exclusivamente pela contratação no curto prazo.

A contratação de longo prazo também é indicada para promover o investimento na **ampliação de hidrelétricas em operação** que dispõem de condições para adicionar novos conjuntos de turbinas e unidades geradoras.

Já no caso da **resposta da demanda**, a contratação recorrente de curto prazo é preferível, pois neste caso a provisão do serviço não depende de grandes investimentos, mas pode estar muito condicionada à conjuntura do momento.

Outro elemento a ser considerado é a conjuntura que impacta a capacidade da tecnologia prover o serviço. A **geração hidrelétrica** depende das condições hidrológicas. A flexibilidade hidrelétrica é utilizada não só para a provisão de serviços ancilares, mas também para a otimização da operação hidrelétrica de médio e longo prazo. Portanto, uma parcela da flexibilidade hidrelétrica só pode ser comprometida para a provisão de serviços ancilares à medida que o cenário hidrológico se torna conhecido. Forrest *et al.* (2018) aborda como a incerteza relacionada às vazões afluentes impactam a oferta de serviços ancilares por hidrelétricas na Califórnia.

Dadas estas considerações, é desejável promover a contratação dos serviços de controle secundário de frequência com uma combinação de mecanismos de contratação de longo e curto prazo. A contratação de longo prazo é importante para viabilizar algumas tecnologias e para trazer mais segurança quanto à provisão dos recursos necessários no longo prazo. Já a contratação de curto prazo é importante para viabilizar o uso ótimo dos recursos disponíveis, considerando as condições vigentes. Estudos mais aprofundados são necessários para definir qual deve ser a proporção a ser contratada de cada forma.

4.2 ALOCAÇÃO DOS CUSTOS E RISCOS

QUESTÃO 4.2

Para promover uma alocação dos custos e riscos mais apropriada, a **cobrança dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)** associados à provisão de serviços ancilares em cada horário para cada agente deveria ser realizada na proporção de seu consumo no respectivo horário.

No futuro, dever-se-ia adotar a **dupla compensação**, com:

- a operação programada sendo liquidada ao PLD; e
- os custos dos serviços ancilares – requeridos para promover o balanço energético em tempo real devido às diferenças entre os montantes contratados na operação programada no dia anterior e a operação efetivamente constatada – sendo cobrados dos agentes responsáveis pelos respectivos desvios da operação programada.

Isto levaria a uma alocação mais precisa e justa dos custos e riscos associados à provisão dos serviços ancilares.

4.3 PARTICIPAÇÃO DE RECURSOS NOVOS E EXISTENTES

QUESTÃO 3

Os mecanismos de contratação de serviços ancilares devem ser abertos para todos os agentes, sejam estes de recursos existentes ou de novos empreendimentos. Apenas as contratações de longo prazo devem ser restringidas aos novos empreendimentos ou à expansão de empreendimentos existentes, pois a principal justificativa para a contratação de longo prazo é prover estabilidade para a recuperação de investimentos.

5 GOVERNANÇA

QUESTÕES 1 E 2

O ONS deve ser o responsável principal pela determinação dos requisitos dos serviços ancilares. No caso da reserva de potência secundária e terciária, uma coordenação entre o ONS e o MME/EPE é necessária, dada a interface deste requisito com o requisito de flexibilidade na provisão de energia e capacidade.

As diretrizes para os mecanismos de mercado devem ser definidas pelo MME com base em análise da EPE e os editais elaborados e implementados pela Aneel.

Nas contratações administrativas, a remuneração deve ser definida pela Aneel com as condições contratuais sendo elaboradas pelo ONS.

Com a ampliação acelerada da geração distribuída, observam-se alterações nos padrões de qualidade de energia nas redes de distribuição que podem exigir a provisão de serviços ancilares localizados. Neste contexto, as distribuidoras passariam a coordenar a provisão de serviços ancilares em suas redes (atuando como *Distributed Network Operators – DSOs*), de forma semelhante à forma com que o ONS coordena a provisão de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (função do *Transmission System Operator – TSO*).

Neste cenário, torna-se necessário estabelecer a regulamentação e os procedimentos para gerenciar este processo. Este é um desafio observado em outros países também e que tem sido debatido na literatura especializada (Oureilidis *et al.*, 2020, e Capitanescu, 2018). Para facilitar a coordenação da provisão dos serviços ancilares nesta nova conjuntura, é preciso que os formuladores de políticas públicas e o regulador:

- estabeleçam diretrizes para que haja uma maior coordenação entre o operador do sistema de transmissão e a distribuidora, estabelecendo critérios e procedimentos harmonizados entre as partes; e
- promovam o desenvolvimento de mecanismos de monitoramento dos recursos de geração conectados na baixa tensão, com a identificação dos dados e parâmetros requeridos para viabilizar uma melhor representação das redes de distribuição e a avaliação dos requisitos requeridos.

REFERÊNCIAS

Capitanescu, F. (2018). TSO-DSO interaction: Active distribution network power chart for TSO ancillary services provision. *Electric Power Systems Research* 26-30.

CCEE (2023). *Histórico do Preço Horário*. Disponível em <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (acessado em 23/01/2023).

EPE (2021). *Serviços ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão*. Nota Técnica EPE-DEEE=NT-090/2021-r0. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível nos documentos anexos da Consulta Pública MME 145/2022.

Fernández-Munoz, D.; J. Pérez-Díaz; I. Guisández; M. Chazarra; e A. Fernández-Espina (2020). Fast frequency control ancillary services: An international review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120: 109662.

Forrest, K.; B Tarroja; F. Chiang; A. AghaKouchak; e S. Samuelsen (2018). Assessing climate change impacts on California hydropower generation and ancillary services provision. *Climatic Change* 151: 395–412.

ONS (2019). *Visão geral da operação do sistema com serviços ancilares*. Apresentação realizada no Workshop Serviços Ancilares – Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional em 31/07/2019.

ONS (2022). *Boletim diário da operação*. Disponível em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>. Brasília: Operador Nacional do Sistema Elétrico (acessado em 1/11/2022).

Oureilidis, K.; K. Malamaki; K. Gallos; A. Tsitsimelis; C. Dikaiakos; S. Gkavanoudis; M. Cvetkovic; J. Mauricio; J. Ortega; J. Ramos; G. Papaioannou; e C. Demoulias (2020). Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers. *Energies* 13 (4): 917.

PJM (2022). Winter Storm Elliott (apresentação descrevendo a crise e as medidas adotadas). Audubon, PA: PJM Interconnection.

Ulbig, A. e G. Andersson (2015). Analyzing operational flexibility of electric power systems. *Electrical Power and Energy Systems* 72: 155-164.

◇ ◇ ◇