

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2023.
ABRAGET 002/23.

Ao **Ministério de Minas e Energia - MME**

Assunto: Contribuição da **ABRAGET à Consulta Pública MME nº 145.**

No presente documento, a Associação Brasileira de Geradores Termelétricos (ABRAGET) apresenta as suas considerações e sugestões na forma de respostas às perguntas listadas na Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, no âmbito da Consulta Pública MME nº 145/2022, que recebe contribuições relativas à prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN).

1. Contextualização

Para manter o sistema elétrico operando de forma adequada e segura a operação e o planejamento contam com uma série de mecanismos que atuam ao longo de uma escala de tempo que varia de uma fração de um segundo até anos no futuro.

O entendimento dessas necessidades proporciona ao planejador/operador do sistema meios de se planejar para eventualidades nos diversos espaços de tempo. É importante destacar que estudos diferentes são realizados para cada período. A *Figura 1* ilustra a linha de tempo e as ações necessárias para **garantir a confiabilidade sistêmica** com a gestão de múltiplas janelas de tempos.



Figura 1 – Linha do Tempo e a Confiabilidade Sistêmica (US DOE Quadrimestral Energy Review)

Neste contexto devem existir ferramentas eficientes para atrair e remunerar investimentos de forma a garantir a segurança e a adequação de suprimento durante toda a linha do tempo da operação e planejamento ao menor custo possível. Notar que são diversas medidas em janelas diferentes, indo do tempo real com as atuações do operador passando pelo médio prazo com o mercado de capacidade, e chegando ao longo prazo com as metas da transição energética.

Os **serviços ancilares** se encaixam nesta **linha do tempo** e são **serviços essenciais** para garantir a operação. De maneira especial após a regulação oferecer para operação do sistema uma gama de produtos adequados, tais como aqueles do mercado de capacidade, resta ao operador utilizar os serviços ancilares para garantir a confiabilidade e segurança do sistema.

Na regulação brasileira o termo “serviço ancilar” hoje é reconhecido como a “prestação de serviço não associado ao fornecimento de energia elétrica, e indispensável para segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do SIN”. O serviço é obrigatório com base em Procedimentos de Rede, e se necessário formalizado com Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) assinado com o ONS. Nas regras da CCEE existem encargos que cobrem custos adicionais reconhecidos e alguns investimentos para novos serviços. Os serviços são prestados basicamente por usinas hidrelétrica, e recentemente despachos complementares de usinas termelétricas para manutenção da reserva operativa (REN 822/18). Os serviços considerados são os seguintes:

- Controle primário e secundário de frequência
- Reserva de potência para controle primário e secundário
- Reserva de prontidão
- Suporte de potência reativa
- Auto restabelecimento parcial e integral (black-start)
- Sistemas Especiais de Proteção – SEP (Esquemas de corte de geração)

Os atuais custos dos Serviços Ancilares no mercado brasileiro são reconhecidamente insuficientes para os agentes, mas a questão principal é se o conjunto e a forma de contratação garantem a segurança para o SIN. Apenas a título de comparação da ordem de grandeza envolvida, a Figura 2 ilustra uma comparação do encargo pago pelo consumo no Brasil e Texas (ERCOT) de 2013 a 2018.

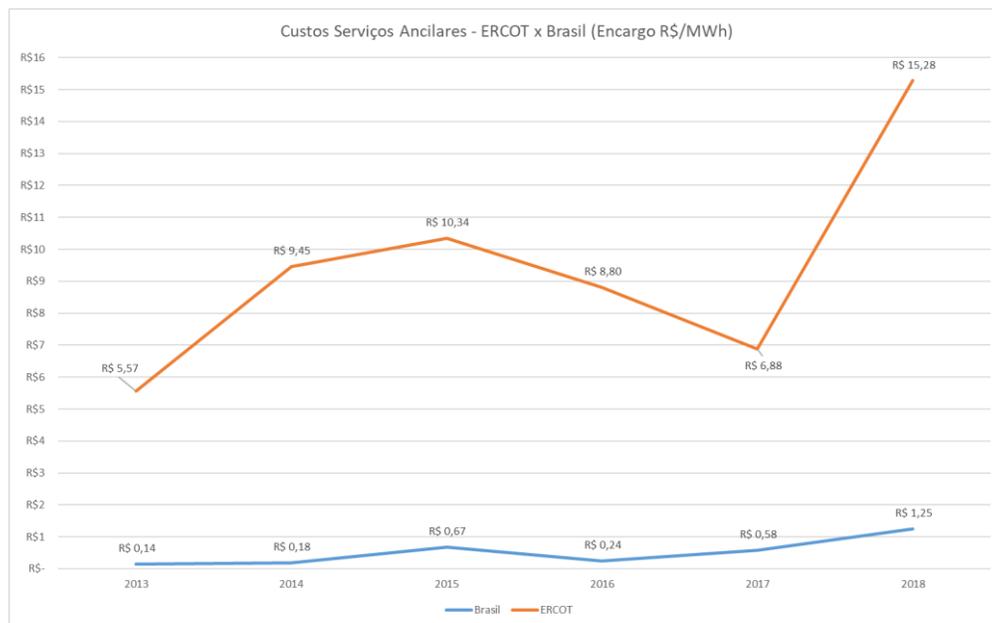


Figura 2 – Encargo pago pelo mercado – Brasil e Texas (ERCOT)

Cabe ressaltar que, o mercado de serviços ancilares no sistema ERCOT cobrem o controle primário e secundário de frequência, reserva de potência para controle primário e secundário, e reserva de prontidão. Tais serviços na regulação brasileira são compulsórios por ordem do ONS sem pagamento. Os custos dos serviços ancilares no Brasil cobriram nesses anos basicamente a utilização de unidades hidrelétricas como síncronos e alguns investimentos de melhoria nos controles e novos serviços.

É interessante notar que a diferença qualitativa e quantitativa nessas aplicações é bem grande. Além disso, no sistema ERCOT o crescimento das renováveis nos anos mais recentes mudou o patamar do encargo, com um aumento significativo.

As mudanças na matriz elétrica nacional com a entrada de fontes intermitentes não controláveis vai levar a regulamentação a uma revisão ampla dos serviços prestados por todos os agentes de mercado para garantir a confiabilidade sistêmica no SIN.

A *Figura 3* ilustra claramente a posição da ABRAGET da evolução do desenho de mercado com os avanços da matriz brasileira. A segmentação dos serviços é fundamental, dado que a pluralidade atual de fontes atuais não contempla todos os atributos necessários para a operação segura do SIN.

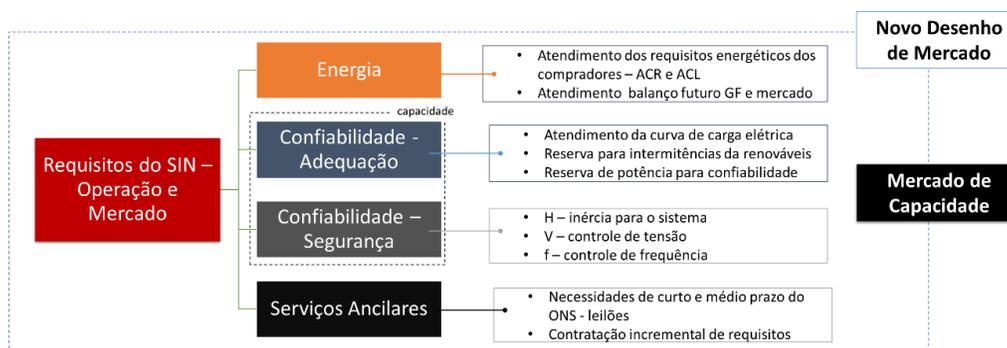


Figura 3 – Esquemático Novo Desenho de Mercado

A legislação se movimentou nesse sentido incorporando o leilão de reserva de capacidade através da Lei 14.120/21 no mercado brasileiro. No entanto, medidas adicionais ainda são necessárias. No entendimento da ABRAGET, a solução do mercado de capacidade consolidado junto com um mercado de serviços ancilares moderno é suficiente para as necessidades futuras do SIN.

Ainda sobre o mercado de capacidade, a ABRAGET também entende que aprimoramentos podem ser realizados em paralelo às discussões de um possível mercado de serviços ancilares. O desenho de Leilão para contratação de Reserva de Capacidade na forma de Potência permite que este atributo seja atendido pelos agentes vencedores além de cumprir o requisito de flexibilidade operativa, definidos previamente.

A regra deste leilão, no entanto, não permite que a disponibilidade de potência seja disponibilizada por outra usina do vencedor ou por outro agente térmico, desde que a usina a substituir tenha as mesmas características elétricas da geração substituída. Em linha com as discussões para evolução de um mercado de serviços ancilares, vemos a oportunidade de aprimorar esse mercado.

Uma adequação regulatória visando permitir que um agente possa atender aos requisitos compromissados, permitirá remunerar e garantir cada vez mais a segurança do Sistema Elétrico. Entendemos também que esta proposta ficará restrita às regras e restrições de operação definidas pelo ONS e regulamentadas pela ANEEL e que poderá servir de Consulta Pública específica do MME.

A *Figura 4*, uma segmentação da *Figura 3*, ilustra um **esquemático dos aprimoramentos necessários para garantir a confiabilidade e segurança** com a mudança na matriz nacional. Os leilões de energia e/ou contratos bilaterais de energia, de forma indireta, e leilões de capacidade, de forma explícita e direta, para ativos novos ou existentes, que vão manter o SIN apto para uma operação segura.



Figura 4 – Esquemático dos mecanismos necessários para garantir a confiabilidade no SIN

Em outras palavras, o mercado de serviços ancilares moderno com regulação ANEEL e operação ONS, junto com uma consolidação de critérios, é o que precisamos numa adição ao desenho de mercado atual já com o mercado de capacidade.

O nível de incertezas desde o planejamento da expansão até a operação em tempo real aumentou barbaramente, e a tendência é ficar ainda mais desafiadora. Portanto, **uma gestão de serviços sistêmicos essenciais, ou dos serviços ancilares, realizada pelo ONS, é primordial para acomodar as necessidades da operação.**

Um mercado de capacidade junto com serviços ancilares engloba o tão falado conceito de Separação Lastro & Energia de forma mais justa e objetiva. O conceito de renda universal pela confiabilidade para todas as usinas diferencia a separação de lastro e energia do mercado de capacidade.

A separação de lastro e energia permite o pleito por todas as usinas de uma renda universal pela confiabilidade proporcionada ao sistema, independentemente se a usina se tornaria viável via preços de mercado ou não. O mercado de capacidade, tanto na visão internacional quanto no atual estágio brasileiro prevê que só devem ser pagos valores para projetos que sejam necessários ao sistema, no qual o preço do mercado de energia não é suficiente para viabilizar, ou seja, ele deve ser um mercado marginal e não o centro do mercado. Isto significa justiça com o consumidor final!

O processo de implantação de um mercado moderno de serviços ancilares, coordenado pelo ONS, não é trivial e deve ser feito em etapas. A rota de mudanças deve ser definida de imediato com etapas e prazos bem definidos.

Sem dúvidas a ABRAGET entende que um **ponto crítico a ser atacado de imediato é a forma atual de remuneração e contratação dos serviços ancilares**. Mesmo que o processo seja através de etapas sucessivamente mais próximas dos mercados mais maduros, acordadas entre os agentes prestadores do serviço e o regulador, o movimento deve ser iniciado de imediato. Discussões longas são infrutíferas e os problemas estão próximos com a mudança na matriz brasileira.

Uma vez inserido de forma legítima este ambiente, a prestação dos serviços ancilares se torna uma receita e o mercado para atender esta demanda aparece. **A ABRAGET entende que a Consulta Pública MME nº 145/2022 vem nesse sentido, e parabeniza o poder concedente pela iniciativa.**

2. Respostas da ABRAGET à CP MME 145/2022

A CP MME 145/2022 escolheu a modalidade de perguntas listadas Nota Técnica nº 33/2022 /CGDE/DMSE/SEE. A seguir a ABRAGET apresenta suas respostas dentro do seu espírito de cooperação com o MME. Cabe ressaltar, no entanto, que, algumas das respostas exigiriam estudos mais aprofundados para sua aplicação no sistema brasileiro. Dado o curto espaço de tempo a ABRAGET prefere atender com a sua visão e com sua experiência todas as perguntas do MME, com o compromisso de maiores detalhes na sequência da CP do MME:

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?

Resposta:

A nível mundial o aumento da penetração das fontes intermitentes tem levado ao incremento na prestação dos Serviços Ancilares. Esse é um fato que tem sido constatado em diversos mercados de energia elétrica como ilustrado na *Figura 5*.

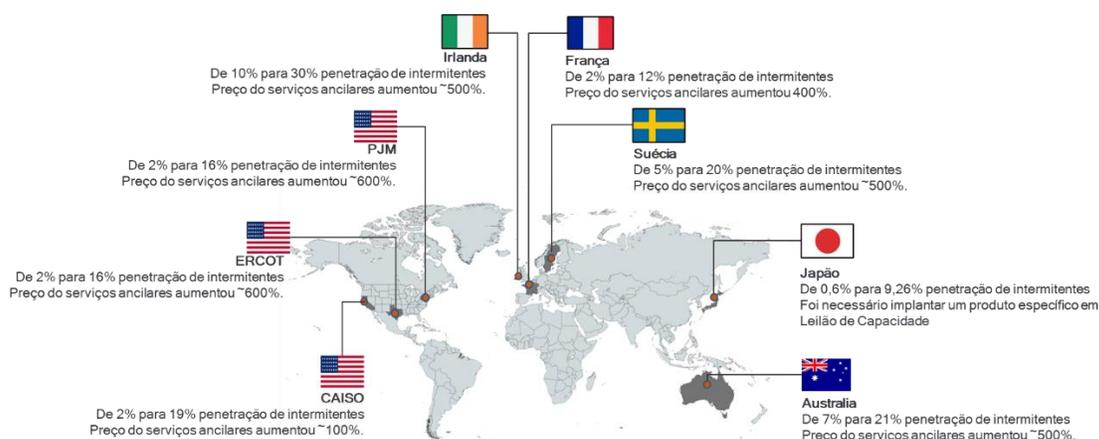


Figura 5 - Aumento do custo da prestação dos serviços ancilares em outros mercados de energia elétrica

É interessante notar que, no padrão atual da regulação brasileira, o pagamento por serviços ancilares é considerado insuficiente, e nos países elencados na *Figura 5*, a percepção é que o preço pago pelos serviços ancilares aumentou significativamente.

Este é um processo importante de “aprendizado”, dado que as fontes intermitentes não síncronas apresentam um “preço de energia” muito competitivo, mas não tem todos os atributos para a operação segura. A compensação final dos custos para o consumidor final certamente foi muito boa, com preços de energia muito competitivos, e um sistema seguro garantido pelos operadores.

E no Brasil isso não será diferente! Por exemplo, a *Figura 6* ilustra o Balanço Estático no sistema Nordeste na Carga Média (Geração Total – (Carga Média + EXPNE) – Geração em Operação+ CUST Assinado + Pareceres presente no PAR PEL 2022)¹. É possível perceber que, a partir do ano de 2024,

¹ Dados com expectativas do ONS

a carga média atendida por geração solar salta de 14 GW para 18 GW. Da mesma forma, em 2025 passa a ser 21 GW. No entanto, a geração termelétrica mantém-se constante, no patamar de 6,7 GW em todo horizonte.

Não foi encontrado no PAR/PEL 2023-2027 os estudos de rampa, que serão necessários com a entrada de geração despachável após o período das 18h e com a saída certa da geração solar. Estes estudos de rampa certamente vão indicar as máquinas síncronas (térmicas e hidrelétricas) com todos os atributos necessários para garantir segurança local e do SIN. Este efeito nunca foi quantificado, ou mesmo qualificado, como serviços prestados.

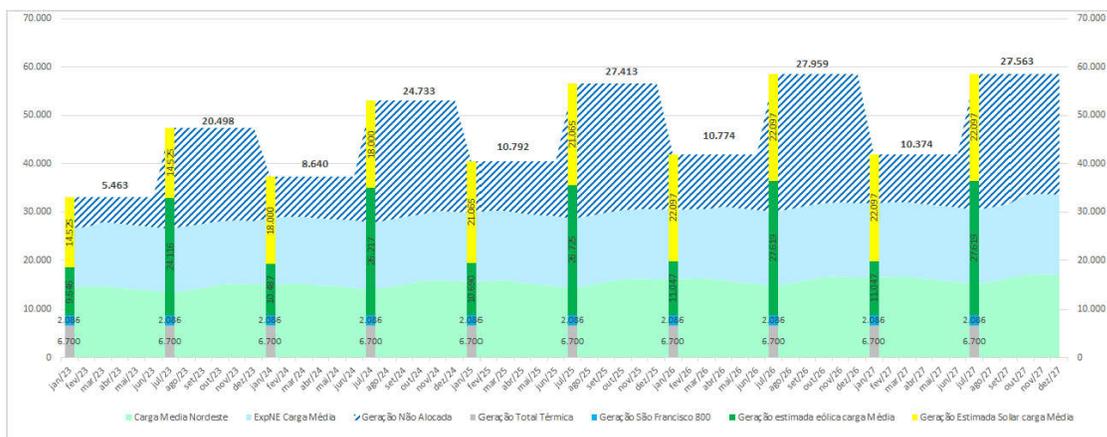


Figura 6 – Balanço Estático Carga Média Nordeste PAR/PEL (ONS 2023)

Nesse sentido, é preocupante a ausência de estudos de serviços sistêmicos, como os de rampa, capazes de atender à disponibilidade necessária com usinas de partida rápida para o volume supracitado de participação de energia solar na próxima década.

No entanto, no sistema Nordeste o impacto da penetração das fontes intermitentes já está acontecendo com as unidades hidrelétricas².

A Figura 7 ilustra o número de eventos de partidas e paradas de unidades geradoras³, verificadas nas unidades geradoras hidrelétricas operadas pela Chesf, e o percentual de produção de energia fornecida pela Chesf em relação a carga do Nordeste, para os anos de 2006 a 2021. Houve nos anos recentes uma redução grande⁴ do atendimento da carga local e ao mesmo tempo um aumento considerável das manobras DCO/LIG³, com intervenções grandes na operação.

A Figura 8 destaca outro aspecto que ocorreu em 28/9/21, que é amortecimento da geração eólica em dois sentidos, seja para prover geração no momento de falta da geração eólica, ou de redução de geração no momento de excesso de geração eólica. A variação no dia foi de 4.609 MW.médios, o que representa 150% da capacidade usina de Xingó, a maior hidrelétrica do Nordeste.

² Contribuição ELETROBRAS na Consulta Pública ANEEL N° 83/2021 na revisão da RN n° 697/2015 - prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN

³ Manobras DCO/LIG (desligamento e religamento a pedido do ONS)

⁴ O efeito das crises hídricas no Rio São Francisco também foi considerado

Em resumo, as variações impostas pelas energias intermitentes já estão ocorrendo sem nenhuma reciprocidade dos serviços ancilares na cobertura dos custos. O que esperar do futuro!

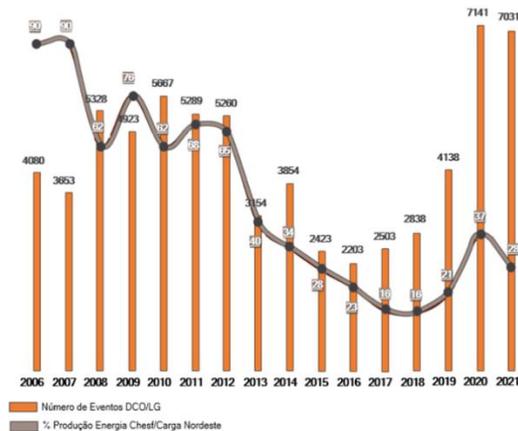


Figura 7 – Eventos Liga-desliga unidades CHESF e produção na carga Nordeste

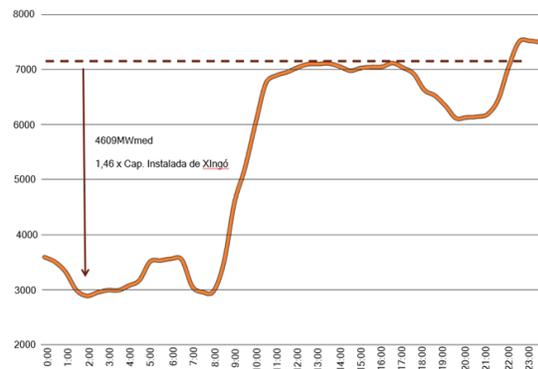


Figura 8 – Modulação de geração das usinas hidrelétricas da CHESF [MW.médio] – 28/09/2021

Uma experiência internacional interessante de ser acompanhada é a Austrália, que está implantando uma reforma em seus **Serviços Ancilares**, que agora passam a se chamar *Essential System Services* (ESS) – **Serviços Sistêmicos Essenciais** - visando manter a operação segura.

No caso australiano, diante um cenário de elevada penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), em especial a fonte solar fotovoltaica, que são intermitentes, assíncronos com conversores e pouca observabilidade e controlabilidade.

A *Figura 9* abaixo é particularmente instrutiva e ilustra a perspectiva de déficit de fontes síncronas para lastrear o crescimento das fontes intermitentes e não síncronas (eólica e solar) na região de Victoria no ano de 2025.

O gráfico ilustra claramente que na medida que penetração de fontes intermitentes (solar e eólica) aumenta na operação, é necessário a presença de geração síncrona para fazer frente aos serviços sistêmicos essenciais.

Claramente, é importante o Operador Nacional do Sistema (ONS) ser o responsável pelos serviços ancilares no Brasil e estabelecer um núcleo responsável pela elaboração sistemáticas de estudos para determinação da demanda por serviços ancilares, por região elétrica, para o horizonte de 5 anos – similar ao que é realizado pelos operadores em outros mercados mais maduros, como ilustrado na *Figura 9*.

Com isso, o **ONS** se caracterizaria como sendo o **órgão responsável por executar estudos elétricos e energéticos para a determinação dos montantes a serem contratados ser serviços ancilares**. Adicionalmente, a ABRAGET sugere também que a gestão dos serviços ancilares pelos agentes de geração seja feita pelo ONS, que também será responsável por apurar o desempenho e o cumprimento dos agentes aos parâmetros definidos no momento da contratação dos serviços ancilares⁵.

⁵ Similar a gestão da transmissão na Rede Básica, atualmente realizada com sucesso pelo ONS

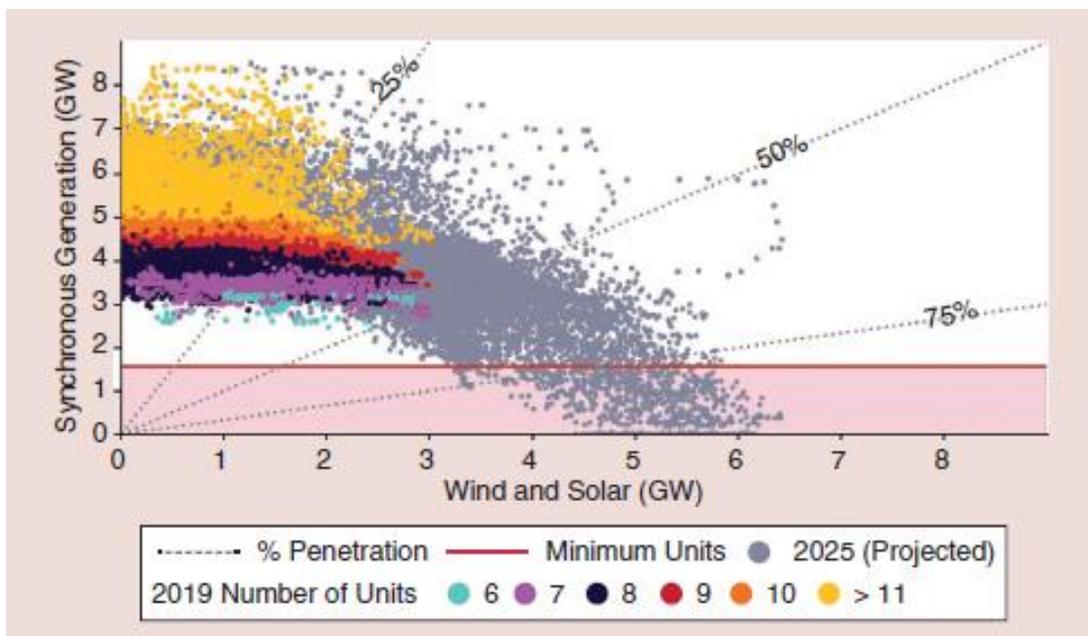


Figura 9 – Necessidade de fontes despacháveis síncronas (cor cinza) para atender o nível de penetração de fontes intermitentes não síncronas⁶

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

Resposta:

O sistema brasileiro está em plena mudança de sua matriz elétrica com a inserção maciça de fontes renováveis intermitentes. No entanto, a geração hidrelétrica ainda será por muito tempo uma fonte importante no suprimento energético e suporte elétrico no SIN. Esta visão deve ser plena e clara na integração da expansão e operação.

Recentemente têm sido percebidas anomalias no padrão das chuvas nas principais bacias hidrográficas. O denominado índice de déficit hídrico, que compara o volume de chuvas com a média histórica, aponta que, com exceção da Bacia do Amazonas, todas as demais bacias hidrográficas do Brasil encontram-se em profundo déficit em relação ao histórico (Figura 10 abaixo). Então, o conjunto de máquinas síncronas representados pelas unidades geradoras das hidrelétricas pode não estar disponível no momento crucial dos serviços sistêmicos.

Embora tenha sido percebida uma recente melhora no nível das chuvas e recuperação do nível de armazenamento das hidrelétricas, as anomalias supracitadas ainda não estão completamente compreendidas e não existe ainda certeza quanto a sua reversibilidade.

⁶ Renewables in Australia – How the land down under is leading the way. IEEE Power & Energy magazine. Volume 19, Number 5 – September/October 2021

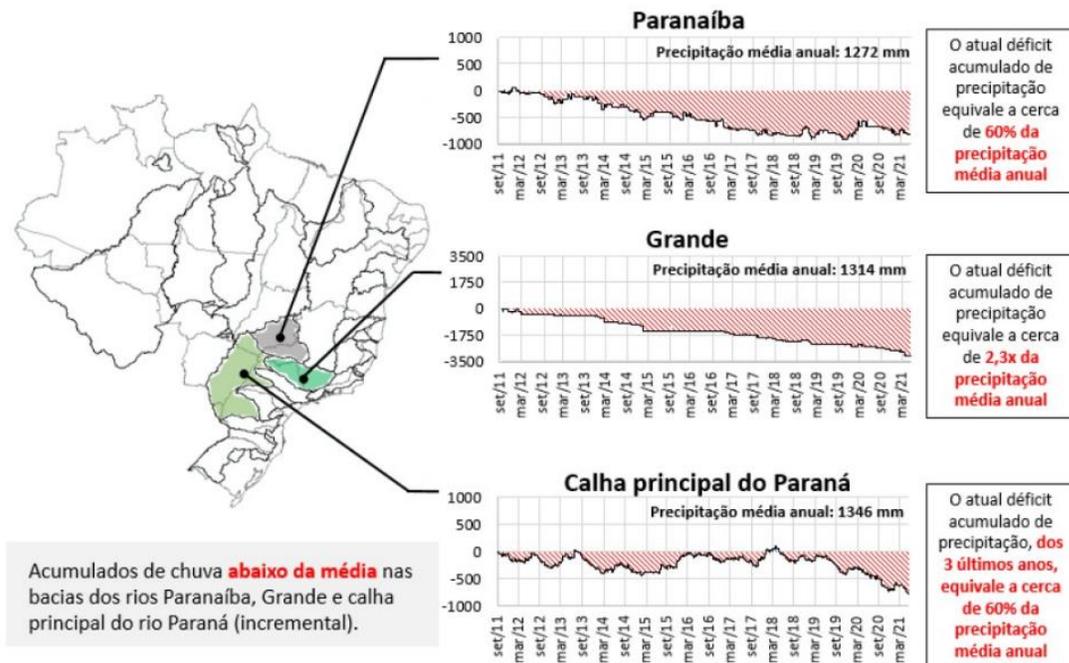


Figura 10 – Déficit Hídrico PAR/PEL (ONS - 2023)

E isso é bastante preocupante, pois apesar da crise hídrica de 2021 ter ido embora, e atualmente ter sido percebida uma recuperação no nível de armazenamento das hidrelétricas, isso não significa que estaremos livres de novas crises hídricas ou hidrologias adversas no futuro próximo.

A hidrologia é fundamental para a produção das unidades geradoras e seu ponto ótimo de eficiência. Em adição cabe ressaltar que, a perda de capacidade por um deplecionamento intenso nas cascatas compromete a gestão do produto “potência” das usinas hidrelétricas. Todos os fatores citados alimentam um ciclo vicioso de intensificação da redução do nível dos reservatórios, assim como dificulta a sua recuperação.

Além da percepção dos fatores relacionados com a hidrologia propriamente dita, o setor elétrico cada vez mais percebe o uso múltiplo das águas, com exigências exógenas ao setor proveniente de outros agentes, tais como, o agronegócio, transporte fluvial, irrigação, saneamento, dentre outros.

Face ao exposto, as incertezas relativas com a fonte hidrelétrica, ainda muito dominante no SIN, deve ser uma preocupação para o planejamento e operação. É importante a realização de estudos específicos voltados para recomposição da Reserva Operativa para os cenários de hidrologia mais baixa com elevada penetração de fontes intermitentes e não síncronas.

Este é um fato já usual em regiões como o Nordeste brasileiro, onde a forte penetração das fontes intermitentes e não síncronas tem aumentado muito. Os chamados do ONS para uma operação excessiva das hidrelétricas como reserva e compensação síncrona, com o incomodo liga-desliga das unidades, é uma prática que aumenta o O&M e o desgaste das máquinas.

É certo que, quando os processos e parâmetros que determinam o planejamento elétrico e energético não estão adequados, o déficit por fontes de geração despacháveis e síncronas é

compensado por uma expansão excessiva da rede de transmissão, aumentando desnecessariamente a tarifa paga pelo consumidor final de energia.

Neste sentido, a sugestão da ABRAGET é que seja **implantado no planejamento um primeiro indicativo das necessidades de serviços ancilares**. Esta é uma avaliação, mesmo que ainda preliminar a nível de planejamento, é uma estimativa se a prestação do serviço ancilar pode evitar investimentos desnecessários na transmissão. Posteriormente haveria então com supervisão do ONS, com procedimentos de estudos similares ao que está sendo implantado pela Australian Energy Market Operator (AEMO).

A AEMO está avaliando a implantação do “Determinação do Caminho Ótimo de Expansão (*Determining the Optimal Development Path* - ODP) na qual se faz uma análise de custo-benefício de expansão integrada da geração e transmissão. A previsão de demanda e oferta de serviços ancilares é feita anualmente, com horizonte de 5 anos, por meio do “Suporte de Redes e Serviços Ancilares” (Network Support and Control Ancillary Services - NSCAS).

Trata-se de uma importante medida, uma vez que quando os parâmetros que determinam o planejamento elétrico – energético não estão adequados, esse déficit por fontes síncronas é compensando por uma expansão excessiva da rede de transmissão ou mesmo de outros recursos, como compensação síncrona e, no caso australiano, de “Armazenamento com Baterias” (Battery Energy Storage System - BESS).

Estes recursos, em última instância, quando não dimensionados adequadamente, resultam em aumento de custo para os consumidores finais de energia elétrica, ainda com diversos desdobramentos negativos para a segurança eletroenergética.

Num processo de transição de visão integrada com o planejamento, a expansão na Austrália vai passar a incorporar indicadores de custo-benefício considerando previsões de eventos climáticos extremos e análises de custo-benefício da expansão de fontes de geração não síncrona no seu “Sistema Integrado de Planejamento” (Integrated System Plan - ISP).

Na metodologia de análise de custo-benefício de expansão integrada da geração e transmissão como pode ser depreendido do esquema abaixo presente no ISP, um dos resultados da metodologia é revisão das alternativas de expansão dos sistemas de transmissão (vide destaque na *Figura 11* abaixo).

Nesse sentido, a EPE indicaria a expansão do sistema de transmissão com uma visão preliminar de serviços ancilares, e o ONS efetuaria os estudos elétricos e energéticos, similar ao NSCAS australiano, os quais alimentaria a metodologia de cálculo de custo-benefício da contratação de serviços ancilares versus expansão da transmissão. E esses estudos de custo-benefício seriam também considerados pela EPE/MME nos seus estudos de planejamento.

A pergunta que fica é porque no Brasil fazemos diferente!

A realidade brasileira é que o sistema nasceu hidrotérmico e é operado, e até mesmo planejado, desta maneira até hoje. No passado, ao se comprar energia elétrica estava na realidade se adquirindo o “pacote completo” com os outros atributos junto. A força do hábito fez com que a percepção das mudanças na matriz elétrica futura, com a entrada maciça de renováveis

intermitentes e não síncronas, não tenha se tornando um critério de segurança sistêmico novo e permanente.

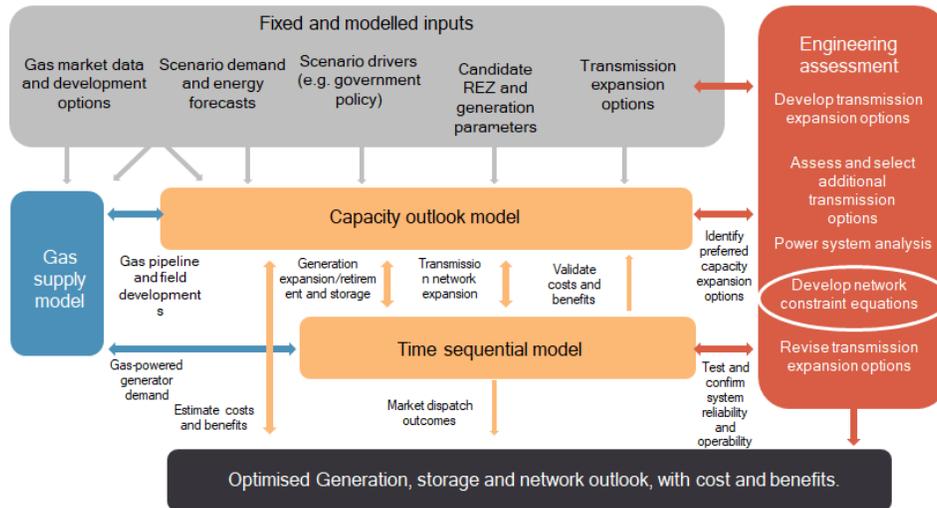


Figura 11 - Revisão das alternativas de expansão dos sistemas de transmissão⁷

Nesse sentido, é fundamental a implantação de indicadores de custo-benefício das alternativas para preservar a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) ao menor custo, capturando as situações em que os serviços ancilares podem evitar uma expansão excessiva do sistema de transmissão, que onera todos os agentes, e ao final os consumidores de energia.

A implantação e monitoramento de indicador de custo-benefício tem como objetivo evitar a perpetuação de um círculo vicioso que se inicia quando não ocorre a adequada preservação da lógica técnica na determinação da oferta e demanda dos serviços ancilares para o SIN, bem como a recuperação da lógica econômica correta do ressarcimento dos custos da prestação dos serviços ancilares.

Nesse sentido, é fundamental a adequação desses sinais técnicos e econômicos da prestação dos serviços ancilares, tanto para empreendimentos existentes como para os empreendimentos futuros.

Ao final na restauração do círculo virtuoso no planejamento e operação certamente vai se encontrar uma redução de custo aos consumidores finais de energia. Isso se dá justamente pela relação ganha-ganha alcançada pela nova dinâmica: expansão racional da transmissão e continuação do ciclo de crescimento das fontes intermitentes não síncronas (eólica solar), agora adequadamente lastreadas pelas fontes síncronas e seus serviços ancilares. A Figura 12 abaixo ilustra essa dinâmica.

O fato é que inegavelmente cada tecnologia/combustível possui seus próprios atributos intrínsecos ao processo de operação sistêmica, e desta forma, cada uma é mais indicada para cada tipo de necessidade sistêmica. Isto é essencial nos estudos de planejamento e operação tendo como pano de fundo o mercado de capacidade e os serviços ancilares (ver Figura 4 – Esquemático dos mecanismos

⁷ <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>

necessários para garantir a confiabilidade no SIN). A Figura 13 abaixo apresenta uma visão das fontes e seus atributos.

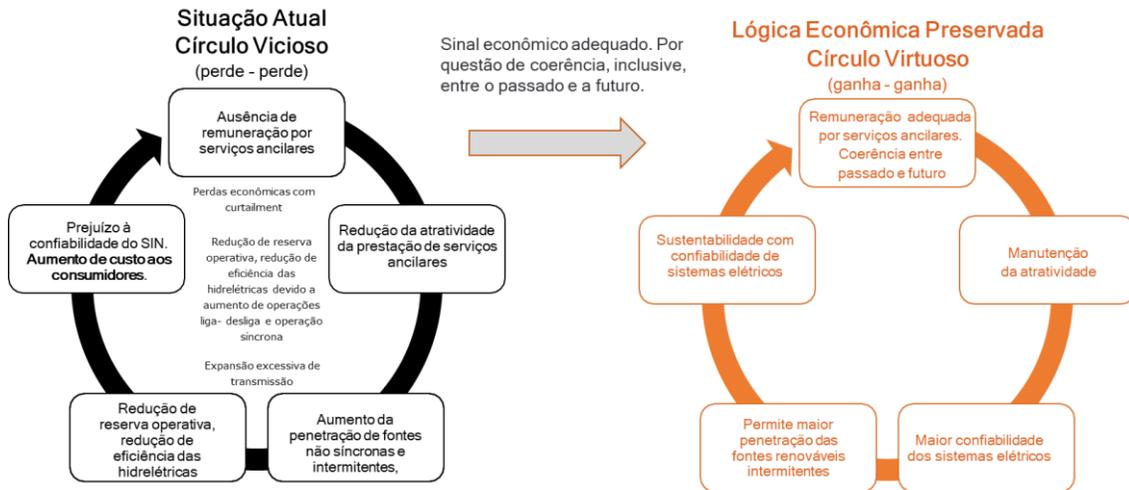


Figura 12 – Mudança no ciclo vicioso de expansão excessiva de transmissão

Tipos de Fonte	Serviços Essenciais					Garantia de combustível		Flexibilidade			Outros		
	Resposta em Frequência	Controle de Tensão	Rampa			Combustível ilimitado (> 72h)	Estoque de Combustível local	Ciclo	Curto tempo de tomada (Várias partidas por dia)	Tempo de resposta <30min	Black Start	Sem Restrições Ambientais	Fator de Disponibilidade Equivalente
			Regulação	Reserva de Contingência	Atendimento a Carga								
Hidráulica	●	●	●	●	●	○	○	●	●	●	○	○	●
GN Ciclo Aberto	●	●	○	●	○	●	○	●	●	●	○	○	○
Óleo Ciclo Combinado	●	●	●	●	●	●	○	●	○	○	○	○	○
Carvão	●	●	●	●	●	●	○	○	○	○	○	○	○
GN Ciclo Combinado	●	●	●	●	●	●	○	●	○	○	○	○	○
Óleo/Diesel	●	●	○	○	○	●	○	●	○	○	○	○	○
Nuclear	○	○	○	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○
Armazenamento	○	○	●	●	○	○	○	●	●	●	○	○	○
Resposta da Demanda	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Solar	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Eólica	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

Figura 13 – Fontes e atributos (IEA 2014)

Na verdade, a conclusão é que a plena integração do planejamento e operação é fundamental para o SIN. Tanto as fontes de energia não programáveis, quanto a capacidade de controle e os recursos flexíveis de outras fontes são caracterizados por estruturas de custos baseadas principalmente em custos fixos com investimentos associados, e não apenas custos variáveis numa visão apenas da operação.

Finalmente, à luz de fontes de energia não programáveis, cada vez mais distribuídas, o papel de coordenação do operador de rede será ainda mais importante, reforçando assim a necessidade de uma visão centralizada do operador com um mercado de serviços essenciais em suas mãos.

A hierarquia no controle e observabilidade certamente vai ficar mais pulverizada, no entanto a gestão integrada de recursos é fundamental. Artigos recentes do Cigré abordam esta percepção de forma muito adequada^{8 9}.

Em resumo, a projeção de serviços essenciais sistêmicos já deve ser considerada no planejamento de expansão de forma consistente e regular. Evidentemente, como em qualquer aplicação da engenharia do setor elétrico, a modelagem seria paulatinamente detalhada a medida que se aproxima a operação no ONS.

No entanto, ao perceber que a imensa quantidade de expansão de novas fontes, sem os atributos essenciais para operação do SIN, estão se consolidando, ao não fazer nada haverá um impacto certamente no custo sistêmico e na segurança futura do SIN.

Finalizando, não adianta ter um mercado competitivo moderno de serviços ancilares, se as fontes que estarão disponíveis para a operação futura, também não tiverem qualidade e atributos corretos para fornecer os serviços essenciais para a operação segura.

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?

Resposta:

Um equívoco que costuma ocorrer com frequência nos debates sobre o tema é pressupor que a busca por uma forma adequada de remuneração e contratação de serviços ancilares provocará aumentos tarifários ao consumidor final brasileiro. No entanto, esse pressuposto é equivocado, por dois motivos:

- 3.1 Expansão excessiva da transmissão – conforme comentado anteriormente – a ausência da análise prévia do trade-off entre prestação de serviços ancilares por usinas síncronas e investimentos na transmissão provoca custos adicionais que poderiam ser evitados ao consumidor final de energia elétrica;
- 3.2 A segmentação dos serviços e receitas (vide *Figura 3 – Esquemático Novo Desenho de Mercado*) é uma necessidade para uma comparação justa das fontes síncronas com todos os atributos com as demais. Ao final a somatória dos valores recebidos pelas

⁸ “Market design models for power systems with high-RES shares”, S. Ciancio, M. Dalena, V. Morri TERN S.p.A., Italy, Cigré Biennial 2020-21.

⁹ “System Services for Power Systems with a High Level of Renewables”, N.M. Delaney, EirGrid, Ireland, , Cigré Biennial 2020-21.

fontes síncronas não será necessariamente maior que o valor atual, que está embutido no preço de venda com tudo incluído.

3.3 A elevada penetração de fontes intermitentes – sem a adequada contrapartida de fontes síncronas – podem elevar o tempo médio de duração das interrupções de energia elétrica, de forma proporcional ao nível de penetração dessas fontes na rede elétrica. Essa piora nos índices de continuidade no sistema de distribuição causam perdas econômicas na sociedade.

Com relação ao item 3.3 supra, um estudo recente analisou o impacto na confiabilidade da rede elétrica em 276 distribuidoras dos EUA em relação aos seus respectivos índices de penetração de fontes intermitentes e não síncronas. Como cada estado norte-americano possui uma política própria de investimentos obrigatórios em fontes de energia solar e eólica, os autores investigaram a relação custo-benefício por meio de uma abordagem estatística dos índices de tempo médio de duração da interrupção (SAIDI¹⁰) e a frequência média de duração (SAIFI^{11,12}). Sistema com alta penetração de fontes intermitentes e não síncronas sem a compensação com outras unidades geradoras síncronas apresentaram piores resultados relativos as perdas de carga.

A ABRAGET entende que deve ser estabelecido um mecanismo de transição para encerrar a prestação dos serviços ancilares de forma compulsória¹³, em direção a um modelo de contratação sob esquemas competitivos.

Isso porque face à velocidade com que as necessidades dos sistemas elétricos estão se modificando, nenhum agente regulador, de nenhum mercado de energia elétrica, teria condições de determinar adequadamente a remuneração dos serviços ancilares com base na abordagem de “reembolso” dos custos incorridos, que domina atual paradigma regulatório no Brasil para os serviços ancilares.

É necessária uma convergência para uma abordagem em que os agentes declarem a remuneração para a prestação de serviços ancilares em um processo de competição e baseado em parâmetros técnicos.

No entanto, com a gigantesca expansão de novas fontes, sem os atributos essenciais para operação do SIN, é necessário que fontes com os atributos necessários estejam presentes, e disponíveis ao mercado, de forma mandatária na operação, sendo essa seja uma premissa no planejamento da expansão com o mercado de capacidade.

Se o novo mecanismo de preço de serviços ancilares não for suficiente para isso, o ressarcimento seria mandatário pelo mercado, com base no seu impacto no custo sistêmico e na segurança futura do SIN, com uma regulação e critérios apropriados. Os serviços necessários estarão assim sempre disponíveis para o operador, seja por preço ou mandatário com o ressarcimento adequado.

Dessa forma, para promover a mudança de paradigma, na visão da ABRAGET será fundamental a adoção de uma estratégia em três fases:

¹⁰ System average interruption duration index

¹¹ System average interruption frequency index

¹² <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111947>

¹³ A terminologia “compulsória” aqui é entendida como obrigatória e sem pagamento

1. Na primeira fase, são apresentadas contribuições sugerindo a adoção de custos realistas de CAPEX e OPEX das hidrelétricas e termelétricas com o perfil de prestação de serviços ancilares, ao mesmo tempo em que é sinalizada a necessidade de transição para as duas outras fases.
2. A segunda fase aborda a necessidade de que, no médio prazo (dentro de 5 anos) a remuneração dos serviços ancilares seja definida em esquemas de competição por meio de leilões com produtos de serviços ancilares, com a alternativa de atuação mandatória, complementar ao mercado.
3. A terceira etapa já no longo prazo (depois de 10 anos), se implantaria a consideração da perda do custo de oportunidade da venda da energia no mercado em regime de oferta de preço para a prestação dos serviços ancilares.

A *Figura 14* abaixo ilustra essa dinâmica. Nesse sentido, a ABRAGET sugere o estabelecimento de transição para a substituição de serviços ancilares compulsórios listados na tabela 1, cuja receita baseia-se no reembolso de custos fixos e variáveis defasados, por esquema de contratação em que os agentes de geração declarem a remuneração para viabilizar os investimentos na prestação de serviços ancilares. Com isso, haverá o incentivo para novos agentes fazerem investimentos. E o ciclo de eficiência se inicia a partir do processo de competição na atração de novos agentes prestadores de serviços ancilares.



Figura 14 – Visão geral da sugestão de abordagem em etapas

Tabela 1 – Atuais Serviços Ancilares e suas formas de reembolso de custos

Tipo de Serviços Ancilares	Forma de Administração	CPSA	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração		
			Custos Fixos	O&M	Perdas Adicionais
Controle primário de frequência e reserva de potência primária	Obrigatória	Não	–	–	–
Controle secundário de frequência e reserva de potência secundária	Obrigatória	Sim	X	X	–
Suporte de reativos	Obrigatória	Não	–	–	–
Suporte de reativos (Unidade geradora que opera como compensador síncrono)	Obrigatória	Sim	X	X	X
Black Start Auto restabelecimento Integral¹⁴	Obrigatória	Sim	X	X	–
Black Start Auto restabelecimento Parcial¹⁴	Obrigatória	Não	–	–	–
Sistema Especial de Proteção	Obrigatória	Sim	X	X	–
Despacho termelétrico para manutenção de RPO	Opcional	Sim	130% do CVU da termelétrica		

A ABRAGET sugere também ao MME e à ANEEL a avaliação quanto à assinatura de acordo de cooperação internacional, tendo em vista que justamente nesse momento alguns operadores estão em um processo de reestruturação dos seus serviços ancilares. Tal reestruturação visa uma transição entre o atual esquema de remuneração (similar ao que se encontra o mercado de energia brasileiro - reembolso de custos) para a realização de leilões sistemáticos de serviços ancilares, bem como a formação de um mercado de preços de serviços ancilares.

Face ao exposto da experiência internacional, a ABRAGET sugere que seja avaliada a implantação de um programa de trabalho imediato junto ao ONS e ANEEL, visando a implantação de leilões e mercados para os serviços de inércia, regulação de tensão, estabilizadores (Power System Stabilizers - PSS), curva de capacidade, regulação primária, regulação secundária e terciária, reserva fria (máquina de partida rápida) e black-start.

Evidentemente, tudo isto também está relacionado com a disponibilidade das fontes com a perspectiva para o despacho por mérito, e mesmo fora do mérito numa janela adequada para tal. Estes despachos, por definição estão mais relacionados com o balanço energético, no entanto é necessário reconhecer que alguns serviços ancilares são fornecidos em conjunto.

¹⁴ O ONS identifica quais centrais geradoras estão aptas a prestar os serviços de auto restabelecimento integral e ou parcial. Apenas no caso de auto restabelecimento integral, as usinas recebem receita anual, que visa recuperar os custos adicionais de operação e manutenção impostos à usina para prestação do serviço.

Estes serão ressarcidos por uma base de custos de repasse aprovados pela ANEEL. Melhorias na qualidade do serviço e/ou novos serviços devem ser reconhecidos e pagos adequadamente. A complementação dos serviços ancilares, que já estejam em despacho energético, visa oferecer serviços sistêmicos ao operador e prover mais flexibilidade na operação.

4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

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

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

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

Respostas:

4.1 – A contratação deve ser feita pelo ONS, nas janelas de curto (diário e semanas à frente) até médio prazo (meses e anos à frente). A consistência dos montantes e do momento adequado de contratação deve ser formulada pelo próprio ONS na sua visão das carências na operação sistêmica. Evidentemente, isto estaria sujeito à regulação da ANEEL, com critérios especificados em procedimentos de rede. A precificação depende da janela de contratação, e deve reconhecer o balanço oferta e demanda, coordenada pelo ONS. Nas janelas de curto prazo, o que não for resolvido por preço devem ser consolidadas como mandatórias com o ressarcimento baseado no custo de oportunidade da prestação do serviço. As penalidades devem se basear no custo de oportunidade que a falta do serviço não prestado vez ao sistema, porém dando ao provedor a conveniência de oferecer um serviço similar de terceiros ao ONS para repor sua falta.

4.2 – Os custos devem ser pagos pelo mercado consumidor na forma de repasses periódicos como o mercado de energia de curto prazo, gerenciado pela CCEE. A cobrança aos consumidores pode continuar a ser realizada pela CCEE, com ordens de repasse provenientes da apuração do ONS. Deve ficar claro que a lógica da cobrança ao consumidor é a busca pela garantia da confiabilidade sistêmica, que é um bem comum para os agentes de consumo.

Os riscos são assumidos pelos provedores de serviços, com penalidades no caso de baixa performance, e pelo lado consumidor que pagará pela gestão de confiabilidade sistêmica do ONS. Com a evolução desse processo de mercado de serviços ancilares é possível imaginar um “mercado secundário”, estritamente financeiro, no qual os consumidores que querem se proteger da volatilidade desse mercado de serviços ancilares, possam adquirir certificação de usinas síncronas do SIN.

As penalidades devem ser sempre revertidas para a redução do pagamento aos consumidores.

4.3 – Como em todos os ambientes concorrenciais, o ganho de eficiência é a meta! Portanto é esperado que os provedores de serviços sejam cada vez mais eficientes com receitas mais módicas com a mesma qualidade. Isto ocorre com o grau de maturação das novas tecnologias na medida do seu avanço. O controle de tensão e o atendimento do balanço de potência, no acompanhamento da curva de carga, são os mais objetivos no alcance de eficiência alocativa. No entanto, a controlabilidade e sincronismo também são necessidades sistêmicas que demandarão novas definições e serviços.

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?

Resposta:

A ABRAGET ressalta que naturalmente a transição para a estrutura de mercado de serviços ancilares envolve o risco de descontinuidade de “apetite” dos empreendedores. Mas existem formas de contornar essa situação¹⁵:

“As compensações são abundantes para considerações de investimento, dado o apetite ao risco comercial. Embora os mercados à vista, se adequadamente projetados, possam fornecer sinais eficientes de escassez de preços, as decisões de investimento em ativos de longa duração são tipicamente tomadas no contexto da receita de longo prazo e da visibilidade do fluxo de caixa. Na concepção dos serviços elétricos essenciais é relevante ter em conta o seguinte:

✓✓ *A flexibilidade da estrutura é necessária no gerenciamento dos princípios atuais de fornecimento, tais como geradores síncronos e compensadores síncronos, e ao mesmo tempo em que deve acomodar as inovações futuras, tais como “inversores mais sofisticados” e “redes inteligentes”.*

✓✓ *Deve ser levado em conta a natureza locacional da prestação de serviços. Por exemplo, a suportar correntes de curto e a qualidade de tolerar variações de tensão são altamente locais em relação à resposta de frequência, que pode ser para todo o sistema.*

✓✓ *A complexidade da otimização destes serviços no contexto da incerteza precisa ser entendida e considerada na criação de um mercado.*

A realidade é que a implantação de um novo mercado envolve riscos, dado que é uma nova forma de convivência da operação com os provedores de serviços. Sendo assim, a ABRAGET recomenda uma implantação em etapas, do momento atual até um mercado mais sofisticado, para a correção de rumos, caso se encontre dificuldades de implantação.

¹⁵ Renewables in Australia – How the land down under is leading the way. IEEE power & energy magazine. Volume 19, Number 5 – September/October 2021

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

Resposta:

A ABRAGET considera pertinente a aplicação em etapas até que se encontre um desenho de mercado plenamente competitivo (ver *Figura 3 – Esquemático Novo Desenho de Mercado* e *Figura 14 – Visão geral da sugestão de abordagem em etapas*).

Sendo assim, o primeiro passo é manter a política de ressarcimento atual com custos mais realistas para os provedores. A ABRAGET entende que ajustes na regulação da ANEEL são suficientes.

Uma segunda etapa seria a introdução de leilões de serviços ancilares operado e gerenciado pelo ONS em janelas do curto ao médio prazo (meses e anos), conforme procedimentos de rede e valores máximos de fechamento. Caso não se alcance as necessidades do ONS, serão aplicados ressarcimentos por serviços obrigatórios identificados pelo ONS, com base nos custos de oportunidade do serviço naquele momento. A ABRAGET entende que ajustes na regulação da ANEEL são também suficientes nesta segunda etapa.

Uma terceira etapa seria um mercado altamente competitivo com oferta de preços sem limitação, com o objetivo de alcançar avanços mais rápidos no provimento de serviços, com a mesma qualidade e preços mais módicos. No entendimento da ABRAGET, uma regulamentação infra setorial do MME, através de decreto, e regulação posterior da ANEEL é suficiente.

A ABRAGET enfatiza que a implantação de um novo mercado de serviços ancilares deve ser uma meta com começo meio e fim. Uma implantação em etapas busca garantir o sucesso para alcançar um mercado mais sofisticado.

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?

Resposta:

A ABRAGET sugere que deva ser levado em consideração os procedimentos de rede consolidados pelo ONS junto a ANEEL e com os provedores de serviços.

Claramente, o operador deve ser capaz de identificar na eminência de modernização do setor junto com a evolução dos potenciais novos serviços ancilares. A responsabilidade de quanto e o que contratar é do ONS, de acordo com a regulação ANEEL.

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

Resposta:

A ABRAGET gostaria de sugerir a avaliação por parte do MME de que o termo “flexibilidade” seja alterado por “controlabilidade”. Isso porque existem fontes de geração de energia que permitem o serviço de acompanhamento de carga, ponta instantânea na hora da ponta, balanço de potência – enquanto outras fontes não conseguiriam a prestação desses serviços.

O termo “flexibilidade” é uma qualidade importante das fontes que fornecem sincronismo e controlabilidade. Portanto, deve se exigir sempre a capacidade de respostas rápidas com a sincronização e controlabilidade adequada, e assim alcançar a flexibilidade adequada. Isto está na **alma de criação dos serviços ancilares, ou serviços essenciais, dado a sua capacidade de resposta as reais necessidades do SIN.**

Sendo assim, a ABRAGET sugere que seja considerados os atributos de flexibilidade na contratação de capacidade nos leilões de reserva de capacidade, complementados na fase de planejamento da operação e tempo real com os serviços ancilares. Exigir e remunerar de forma diferenciada as fontes que atendem mais rápido as variações sistêmicas é um desenho com flexibilidade. Isto não pode ser confundido com formas flexíveis de provimento de serviços sistêmicos únicos, sem todo o leque de atributos para segurança do SIN.

Para contribuir com uma visão objetiva do que flexibilidade das máquinas síncronas, a ABRAGET levantou a flexibilidade operativa das principais tecnologias, como na *Figura 15*.

Flexibilidade	Turbina a Gás ciclo combinado ²	Turbina a Gás - ciclo aberto ²	Motor ³ - ciclo combinado ²	Motor ³ - ciclo aberto ²	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de partida ¹	30 a 60 min	< 30 min	< 30 min	< 10 min	1 a 6 h	1-10 min	13 a 24 h
Taxa de variação em rampa (<i>ramp rate</i>) por minuto	5 a 10%	10 a 20%	10 a 20%	20%	1 a 5%	20-100%	1 a 5%
Tempo de 0 a 100%	< 20 min	< 10 min	< 10 min	5 min	2 a 6 h	< 10 min	15 a 24 h
Mínimo fator de carga estável	15 a 60 %	15 a 60%	20%	15%	30 a 40%	15 a 40%	30 a 50%
Eficiência	< 63%	< 44%	< 51%	< 48%	-	-	-

¹ A partir do estado quente (geração interrompida entre 6 e 10 horas)

² Turbinas e motores podem ter como combustível gás, óleo combustível ou diesel

³ Motores de média rotação - 720 rpm

Figura 15 – Flexibilidade operativa das principais tecnologias síncronas

As tecnologias possuem tempo de resposta diferentes, o que é uma das características mais importantes para a prestação de serviços ancilares. A capacidade de resposta da potência instalada despachável as variações bruscas na carga, ou mesmo desbalanços de potência, se altera de acordo com as tecnologias. Apesar das melhores características, a fonte hidráulica possui a restrição de armazenamento de água devido aos cenários hidrológicos desfavoráveis, uso múltiplo da água etc.

A ABRAGET acredita que abordar o tema “flexibilidade” é um **atributo implícito das fontes que fornecem sincronismo e controlabilidade**, e apenas estas. Resolver o problema com as fontes intermitentes não controláveis que são a origem do problema parece passar longe da racionalidade técnica.

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

Resposta:

A ABRAGET entende que deve haver a possibilidade de todo os agentes apresentarem seu potencial com a remuneração adequada para a prestação de serviços ancilares, desde que atendam o serviço desejado pelo ONS de forma incontestável.

Adicionalmente deve haver a implantação de indicadores de custo-benefício, como comentados anteriormente. Por fim, tais aspectos devem considerar as diferenciações na prestação do serviço ancilar (rapidez, sincronismo, qualidade, etc.). Notar que, os princípios de segurança no atendimento ao consumidor final preconizam prioridades, tal como utilizar todo o ferramental disponível dos geradores, e em última instancia partir para a redução da demanda.

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

Resposta:

Notadamente, em mercados mais maduros existe uma gama grande de potenciais prestadores de serviços sistêmicos. No entanto, a rede brasileira possui uma série de fatores únicos, como linhas de grande distancias e fontes com múltiplos recursos naturais.

Em outras palavras, a aprovação de que um serviço pode ser prestado por outros agentes do mercado é uma questão de racionalidade técnica e sincronia com as necessidades do SIN. Por exemplo, aplicações regionais em localidades com pouca integração com o SIN podem aceitar soluções dedicadas de armazenamento, na medida que isso se mostre mais econômico. Esta é uma avaliação do ONS em seus procedimentos de rede, aprovados pela ANEEL.

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

Resposta:

Na “

Tabela 1 – Atuais Serviços Ancilares e suas formas de reembolso de custos” estão listados os serviços atualmente normatizados na regulação nacional. O conjunto de serviços normatizados podem ser complementados com outros designados pelo ONS na medida que surgem as necessidades. A citada controlabilidade operativa para balanço de potência, controle de tensão, e cobertura de reserva operativa é uma das mais requisitadas atualmente e certamente com os desafios impostos pelas intermitentes este efeito vai se maximizar.

Na opinião da ABRAGET é fundamental uma definição clara do ONS dos produtos necessários para enquadramento como serviços ancilares. Repetindo mais uma vez, os agentes aptos a prestar os serviços ancilares são as fontes que fornecem sincronismo e controlabilidade.

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

Resposta:

A contratação e a liquidação das receitas para os prestadores de serviços ancilares deve ser realizada de forma sistemática criando um mercado permanente para estes serviços. Como já comentado anteriormente, o ONS seria responsável por contratações sucessivas desde o médio prazo (meses e anos) até o curto prazo (horas e dias).

A liquidação no curto prazo é aqui entendida como aquela realizada pelo ONS /CCEE para os prestadores de serviço após a comprovação da disponibilidade dos serviços prestados.

Evidentemente que, com a consolidação do mercado de serviços ancilares existirão outras formas de pagamento das receitas associadas com tais serviços. Antecipação de créditos e contratos bilaterais serão certamente avanços neste ambiente. A viabilidade de novos investimentos vai se consolidar com um mercado crível e maduro, com a certeza de remuneração adequada pelos recursos colocados à disposição do SIN.

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

Atenciosamente,



Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2023.
ABRAGET 002/23.

Xisto Vieira Filho

Presidente