



**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**PARA UMA MAIOR INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR: O FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS “DAY-AHEAD”, “INTRADAY” E “REAL-TIME”**

**EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ(1); THIAGO VILA NOVA DANTAS(2)  
COMPANHIA HIDRO ELETRICA DO SAO FRANCISCO (1)  
CONSULTOR INDEPENDENTE (2)**

**RESUMO**

Este artigo tem o objetivo de explicar como os Mercados de Energia Elétrica mais desenvolvidos ao redor do mundo estão lidando com a questão de uma maior integração de fontes renováveis de energia, notadamente, energia solar e eólica. Trataremos, como foco do trabalho, das regras de funcionamento dos Mercados “Day-ahead/Intraday” e “Balancing”, explicando como eles tem colaborado para uma operação mais estável dos sistemas elétricos de potência. Essa estrutura de Mercado tem sido citada pela literatura especializada como fundamental para permitir uma maior integração de fontes renováveis. Analisaremos as experiências práticas dos Mercados Ibérico, Nórdico e do Reino Unido.

**PALAVRAS-CHAVE:**

mercados de energia; competição; serviços ancilares; geração renovável

**1.0 INTRODUÇÃO**

O processo de desregulamentação do Mercado de Energia é um processo natural e quase que inevitável quando o objetivo é obter a maior eficiência do uso dos recursos através da introdução da competição, da liberdade de escolha e do fomento à inovação. Após anos de planejamentos, transformações e mudanças, os Mercados de Energia Elétrica encontram-se hoje, de certa forma, funcionando de forma estável (1).

Claro está que algumas mudanças ainda são necessárias nas regras de funcionamento destes mercados para poder atender os desafios tecnológicos e socioambientais que estão ganhando corpo nas últimas duas décadas. De forma geral alguns países implementaram seus mercados de eletricidade com certas diferenças de um para o outro. Alguns destes mercados possuem peculiaridades interessantes que valem a pena serem estudadas, pois trazem perspectivas diferentes para facilitar a integração das fontes renováveis. Estas peculiaridades, sem sombra de dúvida, podem ser aproveitadas para o setor elétrico brasileiro.

Consideramos que duas peculiaridades destes mercados mais avançados são de extrema importância e procuramos analisá-las em maiores detalhes nas próximas seções. A primeira peculiaridade é sobre a formação de preço do mercado “Day-ahead” ser por oferta e não por custo auditado e a segunda peculiaridade é sobre o mercado de serviços ancilares ser competitivo e não mandatório.

Em relação ao mercado competitivo de serviços ancilares, a referência (2) analisa a estrutura de funcionamento do mercado (“market design”) para os serviços ancilares e para os mercados de balanceamento (“balancing market”) na Europa. A referência (2) foi elaborada considerando os dados da pesquisa anual da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), identificando os gargalos do funcionamento desses mercados e fornecendo uma série de propostas sobre como o desenvolvimento desses mercados poderia fornecer um nível mais alto de flexibilidade para o sistema de energia facilitando a integração das fontes renováveis.

Também em relação ao mercado competitivo de serviços ancilares, na referência (3) os autores comentam que os serviços ancilares estão sofrendo uma profunda mudança graças aos avanços tecnológicos (monitoramento e controle, medidores inteligentes, etc.) e que a obtenção de recursos de flexibilidade dentro dos sistemas de distribuição, através dos intitulados recursos energéticos distribuídos (DER - Distributed Energy Resources) hoje é

perfeitamente possível. Os DERs abrangem uma grande variedade de recursos de flexibilidade, como geração distribuída (DG- Distributed Generation), recursos de armazenamento e gerenciamento do lado da demanda. Como resultado, o fornecimento de serviços ancilares está se tornando mais diversificado e não é fornecido apenas pela geração conectada à transmissão.

Na referência (4) os autores apresentam uma solução abrangente e inovadora para aquisição de serviços ancilares nos sistemas de energia do futuro, denominada AS 4.0. A solução AS 4.0 é desenvolvida como uma alternativa à atual estrutura para a provisão de serviços ancilares. Atualmente, os mercados competitivos de serviços ancilares são determinísticos, lineares e estáticos e não incluem nenhum mecanismo de utilização de recursos localizados no nível de distribuição. Os autores defendem que a solução AS 4.0 ofereça um mecanismo de controle baseado em preço para explorar toda a gama de recursos distribuídos e defendem que a solução AS4.0 é capaz de gerenciar o fornecimento de serviços ancilares para todo o sistema de potência enquanto lida com as estocasticidades, as não linearidades e as variações da dinâmica do sistema de maneira rápida e simples.

Na referência (5) os autores comentam que, como resultado da crescente penetração de recursos renováveis, estão surgindo novas e importantes necessidades para que a prestação de serviços ancilares estejam mais adequadas aos novos desafios. Os autores apresentam a nova estrutura de mercado para “*procurement*” de serviços ancilares que estava sendo implementada no Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) em 2020, a fim de abordar os problemas de controle de frequência primária associados com o declínio da inércia do sistema.

Os autores em (6) discutem como as características atuais dos mercados de balanceamento (“*balancing market*”) e do mercado de serviços ancilares estão mudando para que novas estruturas possam emergir e permitir uma maior integração de fontes eólica e solar.

Também os pesquisadores Mário Gomes, Paulo Coelho e José Fernandes, discutem no capítulo 14 da referência (7) como o papel do mercado competitivo de serviços ancilares está se tornando cada vez mais importante para prover maior flexibilidade ao sistema de potência e prover uma maior integração das fontes eólica e fotovoltaica.

Todas estas iniciativas estão ligadas pelo mesmo objetivo: adaptar os modelos de mercado para facilitar uma maior inserção das fontes variáveis nas matrizes energéticas.

## **2.0 MERCADOS ATACADISTAS CENTRALIZADOS E DESCENTRALIZADOS (DETALHAMENTO DOS MERCADOS DIÁRIO, INTRADIÁRIO E DE BALANCEAMENTO)**

Dada a singularidade da commodity energia, sua negociação é efetuada em intervalos de tempo definidos, ou seja, a commodity energia elétrica negociada por exemplo das 15h00 às 16h00 de um determinado dia não é a mesma commodity negociada das 20h00 às 21h00 desse mesmo dia. Naturalmente as condições de mercado e as condições físicas do sistema devem ser levadas em consideração durante cada período de negociação. Normalmente o preço da energia na maioria dos mercados ao redor do mundo é considerado uniforme no intervalo de tempo de 1 hora. Esse é o chamado período de negociação.

Os períodos de negociação são divididos de forma a permitir o planejamento do Operador do Sistema e podem variar dependendo do país. Entretanto, pode-se dizer que os períodos de negociação são englobados por dois grandes grupos: aqueles em que as negociações são realizadas antes da operação e permite a projeção de carga e geração ao Operador, chamado de “*forward market*”; e o “*spot market*”, que é o recurso mais importante para o balanceamento do sistema elétrico (8).

A Figura 1 mostra a classificação dos mercados perante o tempo, que serão estudados com mais detalhes ao longo do artigo.

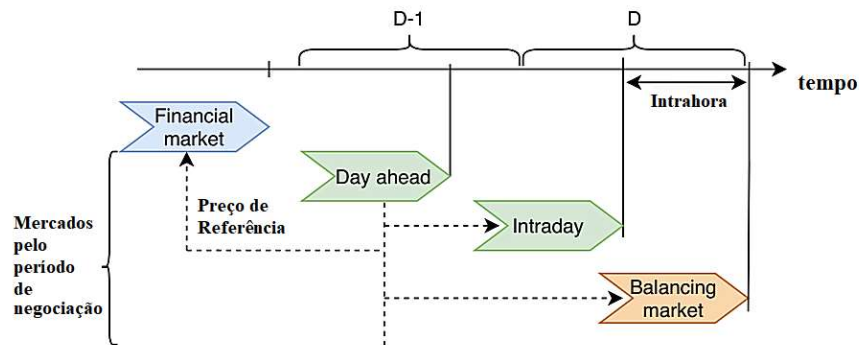


Figura 1 - Tipos de Mercados Conforme Período de Negociação. Adaptado de (9).

Quanto aos níveis do mercado, também é importante ressaltar que existem o mercado atacadista e o mercado varejista de energia. O mercado atacadista conta com a participação dos geradores e dos grandes consumidores. O mercado varejista conta com a presença de participantes de mercado que funcionam como um intermediário entre geradores e pequenos consumidores. Em alguns países o Mercado Varejista também funciona de forma competitiva.

Dentre as diversas estruturas existentes para os Mercados Atacadistas, eles se distinguem em dois tipos de ambientes de contratação: o descentralizado, que permite negociações livres entre os envolvidos sem a necessidade de um ambiente de contratação com regras definidas; e o ambiente centralizado, que é regido por uma contraparte, denominada Operador do Mercado (em alguns países a função de operador do mercado é realizada pelo operador do sistema elétrico), responsável pelo equilíbrio de mercado e tem como principal recurso o mercado diário ("Day-ahead"), utilizado para projetar os recursos da operação e garantir a confiabilidade do sistema (8).

Ambos os mercados atacadistas centralizado e descentralizado, que utilizam o sistema de mercado por oferta de preço, são alvos de estudos e discussões no mundo todo, principalmente no quesito do impacto da inserção de energias variáveis nas matrizes energéticas.

No Mercado Atacadista centralizado o Operador do Sistema Elétrico (ISO-Independent System Operator) recebe as curvas de oferta ("offers") da geração e demanda ("bids") do consumo da sua região geográfica em base horária para as próximas 24 horas. O mercado atacadista centralizado facilita o planejamento da operação energética e elétrica do sistema. A maioria dos países com mercado atacadista competitivo são mercados centralizados.

O fechamento do mercado, que marca o fim das negociações antes da operação do sistema, é diferente entre os ambientes centralizado e descentralizado. Enquanto o mercado centralizado permite um certo tempo entre as negociações e a operação, alguns mais curtos e outros mais longos, o mercado descentralizado encerra as negociações no momento em que se inicia o período de operação do sistema.

A adoção de um ou outro ambiente, entretanto, é fortemente impulsionado pela história cultural e organizacional do país. O ambiente centralizado facilita a interação entre os períodos de negociação com as necessidades de manter o equilíbrio do sistema, além de permitir uma projeção que reduz o risco de programação enfrentado pelos geradores. Os mercados PJM, Ibéricos e Nord Pool são mercados de ambientes centralizados. O maior exemplo que pode ser citado para o mercado atacadista descentralizado é o Mercado do Reino Unido.

Os mercados descentralizados são aproximações mais fiéis de um mercado perfeitamente competitivo, se comparado ao mercado centralizado. Segundo Kirschen (8), muitos economistas estão insatisfeitos com a abordagem centralizada, preferindo a abordagem descentralizada, porque consideram que negociações diretas entre consumidores e produtores são essenciais para que os preços eficientes sejam alcançados.

Quanto ao que se refere à matriz energética, a diferença de funcionamento entre os mercados atacadistas centralizados e descentralizados traz impactos diferentes para diferentes fontes de energia. Energias de fontes estocásticas, como solar e eólica, se beneficiam quando as negociações se encerram próximo à operação, caso do mercado atacadista descentralizado da Inglaterra. Isso facilita o acompanhamento dos geradores e permite uma projeção mais realista para a operação no mercado spot.

Energias que necessitam de um melhor planejamento e envolvem custos de inicialização, tempo mínimo para operação e fatores semelhantes, como hidráulicas e térmicas, se beneficiam quando há um tempo entre o fechamento do mercado e a operação, fator que é possível apenas em mercados centralizados.

Embora existam diferenças entre os mercados centralizado e descentralizado, a operação em tempo real em ambos os mercados é semelhante.

A Figura 2 retrata o Mercado de Energia por Oferta de Preço perante os tipos de contrato e horizontes de tempo.

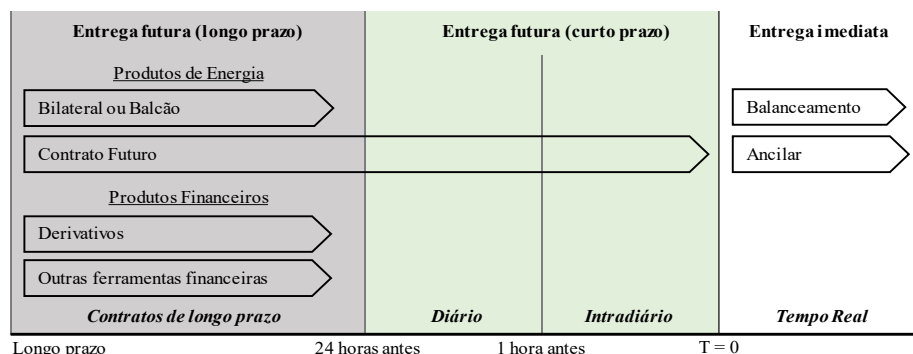


Figura 2. - Contratos no Mercado de Energia por Oferta de Preço. Adaptado de (1).

Os produtos negociados no mercado futuro podem ser produtos de energia, onde se tem necessidade da geração ou consumo da commodity, e produtos financeiros, que são recursos que visam o lucro ou redução do risco da operação e não exigem o uso físico da commodity, o que aumenta a liquidez do mercado. Ambos acumulam boa parte da energia que entra em operação no Mercado Atacadista.

Os Produtos de energia são negociados via contratos Futuros, onde a negociação do montante de energia entre geradores e consumidores conta com a presença do operador do sistema/mercado. Geralmente são negociados eletronicamente em uma plataforma computacional pela internet e é então executado o encontro automático dos lances (*"bids"* e *"offers"*) com as ofertas e os negociantes não têm conhecimento da outra parte do acordo. Podem ainda ser negociados bilateralmente, onde não há a necessidade da participação do operador, via contratos bilaterais, também conhecido mercado de balcão. São considerados contratos de longo prazo para entrega futura (8).

O operador do mercado atacadista então disponibiliza um ambiente de negociações no mercado diário (day-ahead market), onde é calculado o preço de equilíbrio dos lances de oferta e demanda para todo o dia seguinte. Utilizando-se o mecanismo de *"Market-clearing"*, o par preço-quantidade é liquidado para todos os participantes, independentemente de sua performance atual. Dessa forma, ele se torna importante para promover uma proteção contra a volatilidade do preço da energia no mercado de tempo real, causada por problemas na geração, na previsão ou em outros parâmetros.

O mercado de tempo real, junto com o mercado de serviços ancilares, tem por objetivo principal compensar as diferenças que devem ocorrer entre o mercado diário e a operação, funcionando como um redespacho necessário para atender os requerimentos do sistema. Sua importância está ligada à obtenção de recursos que possam suprir o desbalanceamento do sistema.

Todos os mercados atacadistas de energia contam com um sistema de liquidação dupla (*"two-settlement system"*). Essa liquidação dupla é exatamente o mercado diário (*"day-ahead"* e *"intraday"*) e o mercado de tempo real (*"real-time market"*). Neste sistema as quantidades contratadas (ou também podemos chamar de programadas) no mercado diário são liquidadas ao preço do mercado diário, enquanto os desvios entre as quantidades programadas (*"scheduled"*) e realmente consumidas (ou geradas) são liquidados no preço do mercado spot (*"real-time market"*) para o período de negociação específico (8).

Dependendo da gravidade do desbalanceamento, os recursos acionados pelo operador são diferentes. Se o desbalanceamento for do tipo lento, ele pode ser tratado diretamente pelas negociações no mercado de tempo real, comumente chamado de mercado de balanceamento (*"balancing market"* ou *"real-time market"*), conforme Figura 3. Por outro lado, durante o desbalanceamento rápido, proveniente do desligamento de grandes geradores, cargas ou outros motivos de contingência, o operador aciona recursos no Mercado de Serviços Ancilares para garantir a estabilidade do sistema.

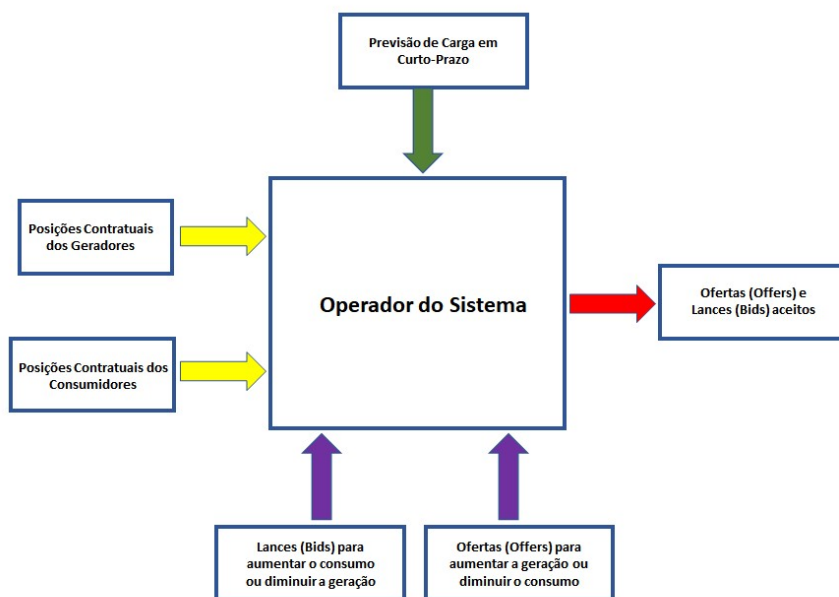


Figura 3. – Diagrama Esquemático da Operação do Spot Market. Adaptado de (8).

Nota-se então que este tipo de mercado de energia (por oferta de preço e com vários níveis de negociação, tais como, diário, intradiário e de balancemanto) diverge bastante do modelo adotado no Brasil. Em relação ao preço da energia no Brasil, nunca é demais lembrar que ele é determinado por modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), através de custos auditados, que o calculam o preço em base horária e no esquema D-1 (dia anterior) conforme os mercados mais desenvolvidos.

### 3.0 DETALHAMENTO DO MERCADO COMPETITIVO DE SERVIÇOS ANCILARES

Vários serviços ancilares são necessários para manter o fornecimento confiável de um sistema elétrico de potência. Estes serviços podem ser agrupados em duas amplas categorias: aqueles relacionados ao controle de frequência; e os não relacionados ao controle de frequência. Os serviços de controle de tensão e de “black-start” fazem parte da categoria de serviços ancilares não relacionados ao controle de frequência e normalmente são adquiridos pelo Operador do Sistema Elétrico de forma compulsória (obrigatória). Já os serviços ancilares da categoria relacionada ao controle de frequência são, de forma geral, adquiridos em mercados competitivos. Diferentes serviços ancilares operam em escalas de tempo diferentes - alguns podem ser eficazes em alguns segundos, enquanto outros podem operar em vários minutos, conforme Tabela 1 (10).

Tabela1 – Serviços ancilares relacionados ao controle de frequência (10).

Produto	Descrição	Tempo de Resposta Típico
<b>Regulação Primária</b>	A regulação local automática fornecida pelos reguladores de velocidade da unidade geradora. Este nível de regulação sustenta os níveis de frequência, evitando grandes desvios do valor programado.	de sub-segundos até alguns minutos
<b>Regulação Secundária</b>	A regulação automática fornecida pelo controle automático de geração (CAG), que envia sinais do centro de controle para determinados geradores para restabelecer o valor da frequência nominal e restaurar a capacidade de reserva primária.	5–15 minutos
<b>Regulação Terciária</b>	A regulação regional manual fornecida pelas unidades geradoras e controlada pelo operador do sistema. Geralmente utilizada para substituir a regulação secundária que foi utilizada.	> 15 minutos

O Mercado Spot (“real-time market” ou “balancing market”) é suficiente para lidar com o desbalanceamento lento, que pode ser causado por alguma falha na geração, como exemplificado, ou fatores naturais, bem como falhas na

rede e outras incontingências, que por si só não são suficientes para desbalancear o sistema de forma brusca. Porém, como citado anteriormente, em situações de desbalanceamento rápido, o operador do sistema utiliza recursos dos serviços ancilares para garantir a confiabilidade da rede. A implementação dos serviços ancilares pode ser feita pelo operador de duas formas: a compulsória; e através de um mercado competitivo de serviços ancilares.

A forma compulsória obriga os participantes a fornecerem recursos em troca do seu uso da rede, o que garante a disponibilidade destes recursos quando necessário. Entretanto, essa forma pode acabar incentivando investimentos desnecessários e desincentivando a inovação tecnológica. Claramente a forma compulsória tende a ter baixa aceitação pelos participantes e além disso, alguns participantes não são aptos a prover os recursos solicitados, a depender da tecnologia de geração empregada. Isso pode trazer a necessidade da criação de exceções regulatórias e técnicas que podem distorcer o mercado de energia elétrica.

Quando os mercados de eletricidade começaram a serem desregulamentados no início dos anos 90, o “trading” de energia geralmente tinha que ser concluído pelo menos várias horas antes do tempo real porque os operadores sentiam que precisavam desse tempo para decidir o que precisavam fazer para garantir a confiabilidade operacional do sistema. Os recursos de confiabilidade (serviços ancilares) era adquiridos com base em contratos de longo prazo. À medida que os operadores ganhavam confiança em sua capacidade de manter a confiabilidade em um ambiente competitivo de oferta de serviços ancilares, sua dependência de contratos de longo prazo para alguns serviços ancilares diminuiu e foi substituída por mercados com períodos de negociação e prazos de entrega de até 5 minutos. Mercados competitivos de serviços ancilares com prazos de negociação mais próximos do tempo real são particularmente benéficos em sistemas com uma proporção significativa de geração renovável estocástica, porque a necessidade de manter recursos em compasso de espera para lidar com a incerteza associada a esses geradores é bastante reduzida (8).

Quanto maior o número de participantes que tem interesse em oferecer serviços ancilares, mais competitivo se torna o mercado e a utilização dos recursos se torna mais eficiente. Alguns “players” podem oferecer sistemas de armazenamento de energia e controles de carga, o que diminuiria a necessidade da reserva de energia por parte da produção, aumentando a eficiência da geração.

A Tabela 2 exemplifica o mercado competitivo de serviços ancilares para para regulação de frequência nos países nórdicos (9).

Os serviços ancilares FCR (Frequency Containment Reserve) que são: o FCR-N (Frequency Containment Reserve for Normal Operation); e o FCR-D (Frequency Containment Reserve for Disturbances); são ativados automaticamente pela medição de frequência local, no intervalo de tempo de segundos a minutos. Os FCR-N e FCR-D são reservas operacionais que tem como objetivo conter o desvio da frequência em relação ao valor nominal. As ofertas (“offers”) para o produto FCR-N são simétricas ( $MW / (\Delta f \text{ em Hz})$ ), o que significa que o mesmo volume para a regulação para cima (up-regulation) e para baixo (down-regulation) é oferecido. De forma geral, para cumprir os requisitos do produto FCR-N pelo menos 63% da capacidade deve ser ativada em 60 segundos e 100% em 3 minutos. O produto FCR-D é automaticamente ativado quando a frequência cai abaixo de 49,9 Hz (ou seja, uma grande contingência é detectada). As ofertas (“offers”) para o produto FCR-D não são simétricas e apenas é necessária uma regulação positiva. O requisito para o FCR-D é mais estrito, ou seja, 50% da potência ativa precisa ser ativado em 5 segundos e 100% em 30 segundos.

Em relação aos serviços ancilares de regulação secundária (frequency restoration reserve) os países nórdicos contratam dois serviços: o aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) e o mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve). O produto aFRR foi introduzido nos países nórdicos em 2013. A principal razão para a implementação do produto aFRR foi a deterioração da qualidade da manutenção do controle da frequência. O serviço aFRR tem uma resposta mais rápida do que o mFRR. O produto aFRR deve ser visto como um complemento automático para o mFRR. O serviço aFRR difere dos serviços FCR no sentido de que a reserva é controlada remotamente por um controlador centralizado, enquanto os serviços FCR são controlados localmente. Também há uma diferença no tempo de ativação. Durante o tempo em que o aFRR está ativo, há uma interação entre o FCR e o aFRR, onde o FCR estabiliza a frequência, enquanto o aFRR traz a frequência de volta ao seu valor nominal.

**Tabela 2 – Especificações dos Serviços Ancilares para Contratação de produtos de Controle de Frequência nos Países Nórdicos (9).**

Variable		Sweden	Norway	Denmark	Finland
FCR-N, FCR-D	Procurement Scheme	market-based procurement	partially mandatory and partially market based procurement.	market-based procurement	market-based procurement
	Minimum Bid	0.1 MW	0.1 MW	0.1 MW	0.1 MW
	Capacity Provider	Generators	Generators	Generators+Battery+ Loads	Generators
	Symmetrical Product	Symmetrical (FCR-N)	Unsymmetrical	Unsymmetrical	Symmetrical (FCR-N)

	<b>Pricing</b>	Pay as bid	Regulated pricing	Marginal pricing	Regulated pricing
	<b>Cost recovery agent</b>	Grid user and BRPs	BRPs	Grid user	Grid user and BRPs
	<b>Gate Closure Time (GCT)</b>	16:00 D-2 18:00 D-1	Weekly 18:30 D-1	15:00 D-2 18:00 D-1	Yearly 18:30 D-1
aFRR	<b>Procurement Scheme</b>	market-based procurement	market-based procurement	partially mandatory and partially market based procurement.	market-based procurement
	<b>Minimum Bid</b>	5 MW	5 MW x 10 MW	1 MW	5 MW
	<b>Capacity Provider</b>	Generators	Generators	Generators+Battery+ Loads	Generators
	<b>Symmetrical Product</b>	Unsymmetrical	Unsymmetrical	Symmetrical	Unsymmetrical
	<b>Pricing</b>	Pay as bid	Marginal pricing	Pay as bid	Pay as bid
	<b>Cost recovery agent</b>	Grid user and BRPs	Grid user	Grid user	Grid user
	<b>Gate Closure Time (GCT)</b>	Weekly auction	Weekly auction	9:30 D-1	17:00 D-1
mFRR	<b>Procurement Scheme</b>	market-based procurement	market-based procurement	market-based procurement	market-based procurement
	<b>Minimum Bid</b>	10 MW (5 MW in SE4)	1 MW	5 MW	10 MW
	<b>Capacity Provider</b>	Generators+Loads	Generators+Loads	Generators+Loads	Generators+Loads
	<b>Symmetrical Product</b>	Unsymmetrical	Unsymmetrical	Unsymmetrical	Unsymmetrical
	<b>Pricing</b>	Marginal pricing	Marginal pricing	Marginal pricing	Pay as bid
	<b>Cost recovery agent</b>	Grid user and BRPs	Grid user and BRPs	Grid user	Grid user and BRPs
	<b>Gate Closure Time (GCT)</b>	One hour ahead	45min before delivery	9:30 D-1	13:00 D-1

Em relação aos mercados americanos, a precificação da energia e dos serviços ancilares são calculados de maneira semelhante em todas as regiões que introduziram mercados competitivos. Nos mercados dos Estados Unidos, esses preços são baseados no conceito de preço marginal, no qual os preços são iguais ao custo marginal baseado no lance vencedor para fornecer cada serviço. Os lances dos participantes do mercado devem refletir os verdadeiros custos variáveis, pois o modelo de precificação marginal teoricamente direciona os recursos para oferecer seus verdadeiros custos variáveis. Referimo-nos a esses preços como LMP (Locational Marginal Pricing) e os preços dos serviços ancilares são referidos como ASCPs (Ancillary Service Clearing Prices) (11).

Os mercados de serviços ancilares nos USA também seguem tipicamente uma hierarquia de preços. A hierarquia determina o preço dos serviços de reserva de qualidade superior que compartilham a mesma capacidade, sendo maior ou igual ao serviço de qualidade inferior. Isso ocorre porque alguns serviços ancilares são mais críticos do que outros, e os incentivos fornecem transparência aos participantes do mercado sobre qual serviço eles devem fornecer. O ASCP também pode ter diferenças de localização quando surgem problemas de congestionamento no sistema de transmissão (11).

#### 4.0 FATORES CHAVE PARA O DESENVOLVIMENTO DE NOVOS SERVIÇOS ANCILARES QUE PROMOVAM UMA MAIOR INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR

A introdução de produtos inovadores e novos participantes no mercado de serviços ancilares exige a revisão das regras sobre como esses serviços devem ser adquiridos pelos operadores do sistema elétrico (por exemplo, períodos de contratação mais frequentes, mercados locais, etc.).

Os mercados de reserva de restauração automática de frequência (FRR - automatic frequency restoration reserve), por exemplo, que existem na Dinamarca e na Espanha e os mercados de FRR manual e automático na Alemanha consideram que apenas os geradores que podem oferecer capacidade de balanceamento podem oferecer energia de balanceamento em tempo real. Talvez seja interessante que o produto energia e o produto capacidade estejam separados. Essa separação talvez seja interessante porque vai haver um aparecimento de recursos economicamente mais eficientes em tempo real, não restringindo a participação dos vários DERs (Distributed Energy Resources), incluindo recursos de geração de energia renováveis variáveis e as baterias de íon-lítio (10).

Em relação às fontes de geração eólica e fotovoltaica podemos afirmar que elas têm que lidar com dois problemas significativos. Em primeiro lugar, essas fontes são intermitentes, ou seja, o melhor que os geradores intermitentes podem fazer é prever quando e quanta energia esperam produzir e vender essa energia nos mercados futuros. O

que nos leva ao segundo problema, como essas fontes de energia são estocásticas, é impossível prever com perfeita precisão o nível de geração. Os geradores eólicos e solares, portanto, frequentemente enfrentam um desequilíbrio entre a quantidade de energia que venderam e a que realmente produzirão. Uma vez que o custo de cobrir esses desequilíbrios no mercado spot (tempo real) pode ser bastante significativo, os operadores de geração renovável podem lançar mão de algumas estratégias para mitigar esses problemas (8):

\* Primeiro, eles se esforçam para melhorar a precisão de suas previsões de geração usando previsão numérica do tempo (NWP - Numerical Weather Prediction) (para geração eólica) e imagens de satélite de coberturas de nuvens (para geração solar);

\* Em segundo lugar, eles podem negociar ativamente nos mercados “forward” de curto prazo para cobrir seus desequilíbrios esperados à medida que melhores previsões se tornam disponíveis (lembrar que isso não é o mercado spot);

\* Terceiro, podem se associar a um gerador convencional flexível ou a um BEES (Battery Energy Storage System). Esse parceiro então aumenta, diminui ou reverte sua produção de energia para compensar qualquer déficit ou superávit na geração renovável. Juntos, esses parceiros podem firmar contratos “firmes” para a entrega de energia. Embora a energia produzida por este parceiro flexível nem sempre seja mais barata do que a compra no mercado spot, tal acordo reduz o risco de preço ao qual o gerador renovável está exposto.

Na prática, o mercado por oferta de preço permite a transação de grandes quantidades de energia no longo prazo, que promove uma certa proteção quanto à volatilidade dos preços no tempo real. E, na medida em que a operação se aproxima do tempo real, as geradoras que possuem natureza estocástica em sua fonte primária se veem na obrigação de atuar nos mercados de curto prazo para refinar suas projeções. Além disso, durante a operação, elas também têm a oportunidade de compensar o desbalanceamento no mercado spot.

Com a implementação desses mercados baseados na oferta de preço, “Day-ahead”, “Intraday” e “Balancing”, a variação da geração horária eólica passa a ser compensada pelas próprias geradoras, e não pelo operador do sistema elétrico.

Essa transferência de responsabilidade abre espaço para uma maior competitividade de mercado. Empresas começam a se preocupar mais com a obtenção de novas tecnologias para maximizar a eficiência dos geradores. A operação das gerações fica cada vez mais próxima da gestão dos empreendedores privados, que por sua vez tentam maximizar seus lucros.

Essa estrutura de mercado, ou seja, o funcionamento inter-relacionado destes três níveis de comercialização (Day-ahead, Intraday e Balancing) tem sido citado pela literatura especializada para permitir uma melhor integração de fontes renováveis e colaborar com uma operação mais estável dos sistemas elétricos de potência (12-14).

O incremento de energias estocásticas aumenta a necessidade da obtenção de recursos de confiabilidade por parte do operador. Essa necessidade também pode ser suprida por parte da demanda, ou seja, a própria demanda pode ter a aptidão para responder de forma rápida às variações do sistema, contribuindo para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico.

## 6.0 CONCLUSÕES

Como discutido ao longo do artigo, o mercado por oferta de preço abre espaço para a competitividade, permitindo um despacho mais próximo da necessidade real do sistema e incentiva investimentos em tecnologias que fomentam a eficiência do mercado. O mercado competitivo de serviços ancilares faz com que o operador possa investir em recursos de confiabilidade, principalmente atrelados aos mercados ancilares competitivos.

Em razão do recente aumento da porcentagem das energias renováveis estocásticas nas matrizes elétricas em todo o mundo, é notável como todos os mercados de energia estão discutindo uma nova estrutura de contratação para os serviços ancilares, notadamente uma estrutura competitiva que tanto faça uso dos recursos integrados à transmissão quanto dos recursos energéticos distribuídos (DERs).

Conclui-se que, para que o Brasil possa acompanhar o crescimento dessas fontes da melhor forma possível, deve-se estudar a implementação do mercado atacadista e de serviços ancilares por oferta de preço, como é feito nos mercados de energia mais desenvolvidos do mundo, respeitando-se as particularidades do Sistema Elétrico Brasileiro.

## 6.0 REFERÊNCIAS

(1) - J. Zhong, “Power System Economic and Market Operations”, Taylor & Francis Group, 2018.

- (2) - Ben Bowler, Marcus Asprou, Balint Hartmann, Peyman Mazidi and Elias Kyriakides, **“Enabling Flexibility Through Wholesale Market Changes – A European Case Study”**, do livro “Flexitranstore”, B. Németh and L. Ekonomou (eds), ISH 2019, Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 610, Springer, [https://doi.org/10.1007/978-3-030-37818-9\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-37818-9_2)
- (3) - Helena Gerard, Enrique Rivero, and Janka Vanschoenwinkel, **“TSO-DSO Interaction and Acquisition of Ancillary Services from Distribution”**, do livro “TSO-DSO Interactions and Ancillary Services in Electricity Transmission and Distribution Networks: Modeling, Analysis and Case-Studies”, by Gianluigi Migliavacca (Editor), Springer, 1st ed., 2020
- (4) - G. De Zotti, S. A. Pourmousavi, H. Madsen and N. K. Poulsen, **“Ancillary Services 4.0: A Top-to-Bottom Control-Based Approach for Solving Ancillary Services Problems in Smart Grids”**, in IEEE Access, vol. 6, pp. 11694-11706, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2805330]
- (5) - P. Du, N. V. Mago, W. Li, S. Sharma, Q. Hu and T. Ding, **“New Ancillary Service Market for ERCOT”**, in IEEE Access, vol. 8, pp. 178391-178401, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027722.
- (6) - Ben Bowler, Marcus Asprou, Balint Hartmann, Peyman Mazidi and Elias Kyriakides, **“Enabling Flexibility Through Wholesale Market Changes – A European Case Study”**, In: B. Németh and L. Ekonomou (eds) “Flexitranstore”, ISH 2019, Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 610, Springer, [https://doi.org/10.1007/978-3-030-37818-9\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-37818-9_2).
- (7) - Mário Gomes, Paulo Coelho e José Fernandes, **“Chapter 14 - Electricity Markets and Their Implications”**, do livro by Antonio Carlos Zambroni de Souza and Miguel Castilla (Editors), “Microgrids Design and Implementation”, 1st ed., Springer, 2019.
- (8) - D. S. Kirschen and G. Strbac, **“Fundamentals of Power System Economics”**, Wiley, 2019.
- (9) - A. Khodadadi, L. Herre, P. Shinde, R. Eriksson, L. Söder and M. Amelin, **“Nordic Balancing Markets: Overview of Market Rules”**, 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm, Sweden, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221992]
- (10) - IRENA, **“Innovation landscape brief: Innovative ancillary services”**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- (11) - F. Lopes e H. Coelho, **“Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs”**, Springer, 2018.
- (12) - J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson e M. Zugno, **“Integrating Renewables in Electricity Markets – Operational Problems”**, Springer, 2014.
- (13) - N. Miller, C. Loutan, M. M. Shao e K. Clark, **“Emergency Response: U.S. Frequency with High Wind Penetration”**, IEEE Power & Energy Magazine: 2013.
- (14) - I. Ilieva e T. F. Bolkesio, **“A econometric analysis of the Regulation Power Market at the Nordic Power Exchange”**, Renewable Energy Research Conference, 2014, disponível em: [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com).

## DADOS BIOGRÁFICOS

### (1) EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ

Eduardo Sodré, nascido em São José dos Campos, SP, em 1970. Possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela UFCG (2006) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela UFSC (1996). Tem experiência em Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Trabalha atualmente na CHESF desde 2002, tendo executado trabalhos de engenharia na área de energias renováveis e atualmente atuando na área de regulação da geração. Realizou vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da geração. É professor da Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco - UPE desde 2008. Tendo atuado no Mestrado de Energia de 2009 a 2019

### (2) THIAGO VILA NOVA DANTAS

Thiago Vila Nova Dantas, nascido em Alegrete, RS, em 1997. Possui Bacharelado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica de Pernambuco (POLI), Universidade de Pernambuco (UPE). Trabalha atualmente no Grupo Cornélio Brennand como analista financeiro. Realizou o Projeto de Final de Curso na área de Mercado de Energia, com foco no funcionamento dos Mercados de Energia por Oferta de Preço.