



GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

SERVIÇOS ANCILARES PRESTADO PELAS USINAS COTISTAS - URGENTE NECESSIDADE DE READEQUAÇÃO DO ARCAFOUO REGULATÓRIO.

**VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS(1);JOÃO CARLOS MELLO(1);AFONSO HENRIQUES MOREIRA
SANTOS(2);CAMILO RAIMUNDO SILVA PEREIRA
THYMOS ENERGIA(1);IX ESTUDOS E PROJETOS LTDA.(2)**

RESUMO

As hidrelétricas, e principalmente aquelas sob o regime de cotas da Lei nº 12783/2013, sofrem com uma preocupante deformação, dado que não são remuneradas adequadamente pela prestação dos serviços ancilares. O presente artigo apresentará possíveis rotas de correção das distorções supracitadas por meio do estabelecimento de um mercado de serviços ancilares considerando o devido período de transição para remunerar as usinas hidrelétricas que prestam o serviço, enquanto se aguarda um mercado pujante de serviços ancilares, que é uma necessidade do Operador Nacional do Sistema (ONS).

PALAVRAS-CHAVE: Operação, Requisitos Sistêmicos, Serviços Ancilares.

1.0 INTRODUÇÃO

Os Serviços Ancilares (SA) se caracterizam como um coadjuvante em um palco onde tem destaque a energia e a potência produzidas. Mas, esse coadjuvante é insubstituível e é o grande responsável pela cena em que se desenrolam todo o teatro do setor elétrico. Essencialmente, o produto fundamental é a energia que pode ser distinguido em função do instante e do local onde é produzido. Por sua vez, a potência pode ser entendida como um produto, ou como um serviço, em nível sistêmico ou local.

Os SAs são variáveis segundo distintos modelos institucionais e sistemas técnicos. Serão discutidos neste artigo os SAs necessários e regulados para o Sistema Interligado Nacional SIN (SIN) e, em especial os que atualmente estão sendo prestados pelas usinas cotistas da Lei nº 12.783/2013. Em outras palavras, não serão abordados neste artigo as novas categorias de SAs atualmente vistas em mercados de outros países, como por exemplo, a resposta rápida de frequência (FAESR - *Fast Acting Energy Storage Resources*) que tem sido utilizada para compensar as variações das fontes intermitentes.

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 697/2015 e os Módulos 3.1 e 8.1 dos Procedimentos de Rede Administração dos serviços ancilares, esses serviços são constituídos por:

- Controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras;
- suporte de reativos;
- despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;
- autorrestabelecimento parcial e integral; e
- Sistema Especial de Proteção (SEP).

As necessidades de serviços ancilares são identificadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico por meio de estudos realizados no âmbito da administração dos serviços de transmissão e do planejamento e programação da operação. Com base nesses estudos, o Operador Nacional do Sistema (ONS) elabora o Parecer Técnico Relativo a Serviço Ancilar (PT RSA), de acordo com os Módulos 3.1 e 8.1 do Procedimento de Rede do ONS.

Sob o ponto de vista dos arranjos comerciais dos serviços ancilares, a tabela 1 abaixo ilustra as suas formas de administração, celebração contratual e recuperação de custos.

Tabela 1 – Arranjos comerciais dos serviços ancilares (fonte: Procedimento de Rede do ONS)

Tipo de serviço ancilar	Administração	Celebração de CPSA 1	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração		
			Custos fixos	Custos Variáveis	
				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
Autorrestabelecimento Integral	Obrigatória	Sim	X	X	–
Autorrestabelecimento Parcial	Obrigatória	Não	–	–	–
Sistema Especial de Proteção	Obrigatória	Sim	X	X	–

A vasta maioria dos serviços ancilares são prestados pelas Hidrelétricas. Abaixo, na tabela 2, é apresentado um quantitativo das fontes que atendem cada serviço.

Tabela 2 – Quantitativos por fonte na prestação de serviços ancilares (fonte: ONS)

Fonte	Black Start	Controle Secundário de Frequência	Suporte de Reativos	SEP
UHE	59	26	33	24
UTE	1	0	1	1
Total	60	26	34	25

Sob o ponto de vista das tarifas e remuneração pagas aos empreendimentos prestadores de serviços ancilares, é fato que os atuais valores de remuneração são reconhecidamente baixos e não cobrem adequadamente os custos das equipes e usos dos seus ativos no provimento de serviços ancilares demandados pelo ONS. Na tabela 3 abaixo são ilustrados

Tabela 3 – Remuneração serviços ancilares (Autores a partir de CCEE e ONS)

R\$ Milhões	2016	2017	2018	2019	2020
Serviços Ancilares	136,47	334,96	702,48	224,81	230,16
Total ESS	3.980,94	1.790,03	3.127,62	1.718,90	4.306,03
Participação SAs /ESS	3,40%	18,70%	22,50%	13,10%	5,30%

Serviço	Remuneração para serviços ancilares
Controle Primário de Frequência	Sem remuneração
Controle Secundário de Frequência	Média de R\$ 44.156,20/ano por central geradora
Suporte de Reativos	Tarifa de Serviços Ancilares - TSA (R\$ 7,63/Mvar-h.)
Auto restabelecimento	Média de R\$ 43.383,47/ano por central geradora
Sistema Especial de Proteção	Média de R\$ 57.844,62/ano por central geradora

Nesse sentido, o presente artigo irá explorar os seguintes aspectos:

- A mudança do padrão operativo do SIN, a crescente relevância dos SAs e sua importância estratégica no contexto da modernização setorial em curso no Setor Elétrico Brasileiro: a penetração de novas tecnologias, notadamente geração intermitente e links de corrente contínua, exigem maior volume de SAs. Essa maior intermitência do SIN aumentou a necessidade de despacho das usinas hidrelétricas. O acréscimo de custo de O&M das hidrelétricas para essa atividade não é recuperado nas Receitas Anuais de Geração (RAGs) recebidas pelas hidrelétricas contratadas no regime de cotas da Lei nº 12.783/2013;
- A necessidade de remuneração adequada para a manutenção da prestação dos serviços ancilares e, consequentemente, para a manutenção da confiabilidade do suprimento do SIN: as metodologias utilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o cálculo dos custos operacionais eficientes e no cálculo da RAG não consideraram os serviços ancilares. A Lei 12.783/13, a Resolução Normativa ANEEL nº 541/2013, aditivos contratuais de prorrogação dos contratos de concessão se silenciaram em relação à obrigação de prestação de serviços ancilares pelas usinas cotistas.

2.0 MUDANÇA DO PADRÃO OPERATIVO DO SIN

A evolução da geração eólica e solar saiu de 1,1%, em 2011, para quase 11%, em 2020, enquanto a geração hídrica viu sua participação reduzir de 75,4% para 65,9%, conforme pode ser visto na Figura 1 abaixo. A projeção é que a participação das fontes intermitentes seja de mais que 20% em 2030.

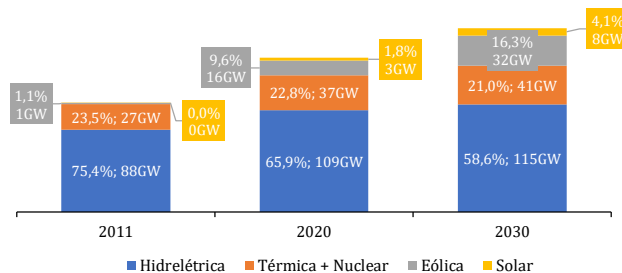


Figura 1 – Evolução da matriz elétrica (fonte: Plano Decenal 2030)

O Plano Decenal 2030 (PDE 2030) expõe que até o ano de 2026 a Região Nordeste (NE) contará com mais 10 novas Linhas de Transmissão de 500 kV, passando das atuais 7 Linhas de Transmissão para o total de 17 conforme a figura 2 abaixo extraída da minuta do PDE 2030. O plano justificou que essa significativa expansão na interligação com o Nordeste era para tornar possível o aproveitamento da reserva de potência e inércia sincronizada no Sudeste para compensar desvios na variação de geração eólica no Nordeste.

O PDE 2030 também expõe que por meio da exportação de energia, via interligação, também será possível transformar o excedente de geração eólica em energia armazenada nos reservatórios das grandes hidrelétricas do subsistema sudeste, cuja modulação pode contribuir de sobremaneira para agregar flexibilidade para o sistema (ver Figura 2 abaixo).

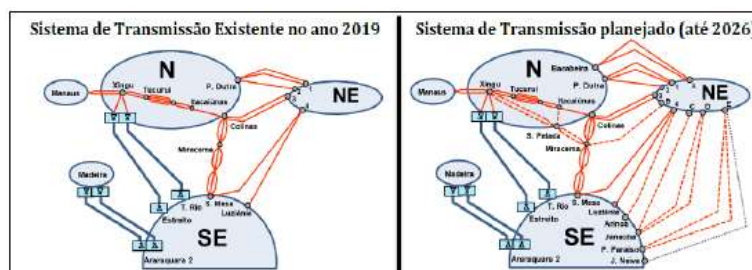


Figura 2 – Sistema de transmissão vigente (2019) e planejado (até 2026) (fonte: Plano Decenal 2030)

De fato, o gerenciamento da geração eólica no NE tornou-se um desafio urgente e importante. O índice de penetração eólica no Nordeste no ano de 2019 foi de 52%. O índice de penetração é calculado por meio da razão entre o total gerado por usinas eólicas em um subsistema elétrico e o montante total de geração no mesmo subsistema elétrico. Para ter uma ideia, de quão elevada é a penetração eólica no Nordeste, os países que lideram ranking mundial nesse indicador é a Dinamarca (48%), seguida de Irlanda (33%), Portugal (27%), Alemanha (26%), Grã-Bretanha (22%) e EUA (7%). Em outras palavras, se o sistema nordeste brasileiro fosse um país, estaria liderando o ranking mundial de penetração eólica, conforme exposto na figura 3 abaixo.

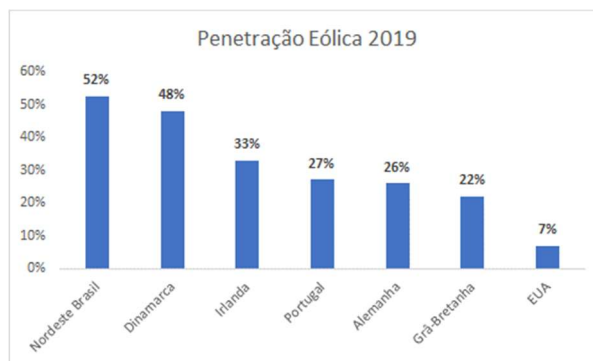


Figura 3 – Índice de Penetração Eólica 2019

Outro dado importante relativo ao NE é que a análise do perfil de geração eólica em discrição horária mostra que em cerca de 3% do tempo o índice de penetração foi acima de 70% (Figura 4), e, portanto, nesses momentos passa-se a ser requerida ainda mais a disponibilidade de fontes de energia complementares com capacidade de modulação, tal como as hidrelétricas.

No entanto, o acréscimo massivo de Linhas de Transmissão interligando o sistema nordeste não significa, necessariamente, que ocorrerá o aumento da flexibilidade operacional nesse sistema nos momentos requeridos por meio do recebimento da modulação advinda das hidrelétricas do subsistema sudeste. Isso porque no período seco, há uma maior expectativa de aumento da geração eólica, em razão dos ventos favoráveis, para compensar a redução dos níveis dos reservatórios. Mas muitas vezes - e estamos observando isso frequentemente - quando chega o período úmido, há pouca água nos reservatórios em razão do atraso da estação chuvosa, e não há vento em abundância.

Um aspecto que merece ser revisitado no PDE 2030 é que o Plano partiu da premissa de que apenas um dos sistemas estaria em condições adversas: ou o Sudeste estaria exportando para o NE em razão de elevada hidrologia, ou o Nordeste estaria exportando para o SE em razão do excedente de geração eólica. No entanto, não foi realizada no PDE 2030 uma análise com ambos os subsistemas em situação crítica e com perturbações nas interligações. Qual seria o resultado dessas simulações apresentadas pelo PDE 2030 se os dois submercados (NE e SE) estivessem simultaneamente em condições de armazenamento adversas e severas?

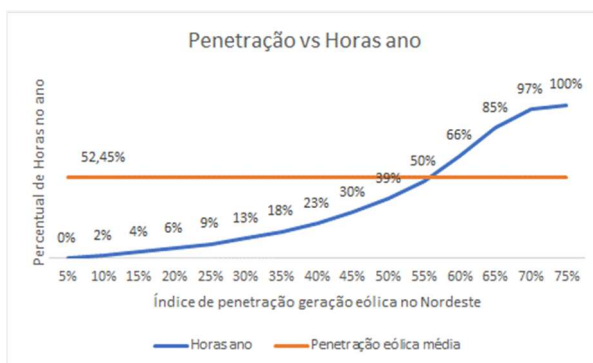


Figura 4 – Índice de Penetração Eólica 2019 em base horária

A entrada significativa de geração intermitente no SIN trouxe profundas mudanças de padrão na operação das unidades geradoras, que passaram a ser acionadas com mais frequência para manter o sistema dentro de condições operacionais, seja para geração de potência ativa, seja para potência reativa. Para ilustrar estas mudanças, primeiramente, lança-se mão do subsistema Nordeste, dada a penetração significativa de geração eólica e uma crescente geração solar, como pode ser visto na Figura 5.

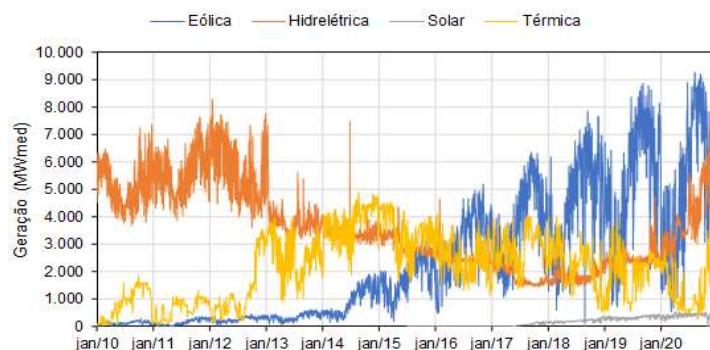


Figura 5 – Geração de Energia no Nordeste por Fonte (MWm) (fonte [ONS])

Outro aspecto importante a ressaltar é que a penetração de novas tecnologias, notadamente geração intermitente e links de corrente contínua, exigem maior volume de SAs. Adicionalmente, quando a geração eólica ultrapassa a carga no sistema N-NE, expõe riscos de desligamento sistêmico por sub-frequência. Com isso, a maior evidência da mudança nos padrões operativos é a crescente necessidade de despacho de grupos geradores como compensadores síncronos.

Face ao exposto, demonstra-se evidente a mudança no padrão operativo do SIN nos últimos anos, principalmente na Região Nordeste. E nesse contexto, aumentou ainda mais a importância das hidrelétricas. Por ser uma fonte despachável, compensa a intermitência das eólicas e solares. As máquinas síncronas das hidrelétricas têm um papel relevante a cumprir na geração da potência reativa e na manutenção dos níveis de curto-circuito do sistema, de forma a manter em operação os links de corrente contínua. Esse papel sistêmico das hidrelétricas, caracterizam-se como um serviço ancilar, e, exige dos grupos geradores uma disponibilidade que vai além da geração de potência ativa.

3.0 REMUNERAÇÃO ADEQUADA – UMA NECESSIDADE DAS COTISTAS

A contratação de uma central elétrica através de processo licitatório nos termos da Lei 10.848/2004 é uma forma de se estabelecer o preço dos produtos “energia e potência” através de um processo de competição no mercado, com a atuação direta do poder concedente, que estabelece a quantidade a ser comprada e as demais condicionantes associadas.

Por outro lado, a contratação de uma central elétrica cujo contrato de concessão está vencido, seguindo o que estabelece a Lei nº 12.783/13, se dá sob o princípio de custo do serviço. Como será visto, inicialmente a remuneração proposta pelo poder concedente visava apenas o reembolso da operação e manutenção para a produção de energia elétrica e potência, não considerando novos investimentos. O objeto deste contrato era, tão somente, o fornecimento de energia e potência garantidas. A mudança no padrão operativo do SIN impõe às hidrelétricas cotistas a incorrência de custos que não cobertos pela RAG, pois sua metodologia de determinação não previa essa prestação de serviço. Em resumo, a remuneração é muito pouco atrativa para todas as hidrelétricas, mas em especial para as usinas “cotistas” ainda é mais problemático.

A título de exemplificação, ilustraremos a seguir o histórico de geração das UHEs Estreito e de Furnas. A figura 6 a seguir mostra a evolução da geração eólica no SIN considerando uma janela móvel de doze meses. E na mesma figura consta a evolução do número de vezes que se despachou, em doze meses, grupos geradores como compensadores síncronos. Observa-se no gráfico uma crescente exigência para as UHEs de prestação deste serviço ancilar, à medida que evolui a geração eólica. Adicionalmente, fica evidente a mudança de critério operativo a partir de 2017.

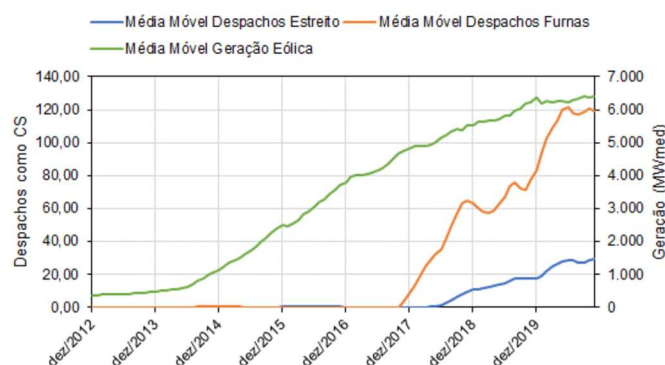


Figura 6 – Histórico de geração UHEs Estreito e Furnas vs Eólicas (fonte [ONS])

Para a definição da metodologia de definição da RAG foram utilizadas as premissas apresentadas na Nota Técnica nº 385/2012 - SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012 (NT 385). A referida nota técnica dispõe sobre uma metodologia para cálculo dos custos operacionais (O&M) dos geradores que se enquadravam na MP 579/2012 (origem da Lei 12.783/13), mediante análise de correlação entre custos de O&M e as variáveis escolhidas pela ANEEL para explicar as variações destes custos.

A análise estatística das variáveis que afetam o custo de O&M, que parte também da amostra de dados anexa à NT 385 da ANEEL, consistiu em ajustar funções lineares a diversas combinações dos valores de Custos Operacionais (OPEX), Garantia Física (GF) e Capacidade Instalada (CI) das 90 usinas da amostra. As usinas Paredão e Edgard de Souza foram retiradas da amostra, por falta de informações sobre os respectivos OPEX e GF. Para as demais 88 usinas, calculou-se o FC, obtendo-se um conjunto de dados com as variáveis OPEX, CI, GF e FC. Na sequência, realizou-se uma análise de regressão para diversas combinações das variáveis explicativas.

A NT 385 concluiu que havia economias de escala nos custos de O&M em função da capacidade instalada, o que não ficou evidenciado na amostra de usinas cujos dados foram publicados pela ANEEL. Da mesma forma, não se observou a correlação assinalada na NT 385 entre custo operacional e fator de capacidade das usinas cotistas, quando se consideram os dados das usinas cotistas disponíveis na NT 385. Além disso, o cálculo da função de custo operacional registrado na NT 385 da ANEEL se baseou numa amostra de 169 usinas. Os resultados da análise realizada se basearam numa amostra limitada de 88 usinas.

Face ao tempo exíguo imposto no processo de regulamentação da Medida Provisória 579/2012 para a prorrogação das concessões não permitiu que fosse criado um banco de dados adequado e robusto. Assim sendo, os dados utilizados foram assumidos e estimados com base num conjunto parcial de dados fornecidos pelas empresas.

A grande diversificação das características operativas do conjunto de usinas, em associação a diferentes fatores específicos de cada planta, podendo-se citar o tempo desde o início da operação comercial; tecnologias de planejamento, projeto e construção; evolução do grau de automação e da atualização tecnológica ao longo do tempo; porte da usina; sua importância na operação do sistema elétrico, tanto do ponto de vista local quanto sistêmico; e outros fatores, que deveriam estar presentes na análise da NT 385.

Revela-se, portanto, de forma evidente, que a metodologia para determinação da RAG ignorou os custos referentes à prestação de serviços ancilares. Um ponto que reforça essa tese é o fato de não ter se considerado o número de grupos geradores das usinas para a determinação das equações de regressão linear estatística. Sabe-se que este é um parâmetro importante para a prestação de serviços ancilares, tendo em vista a flexibilidade operacional associada a ele. Não incluir esta variável na regressão utilizada para o cálculo da RAG reforça a conclusão de que os estimadores calculados na NT 385 não foram capazes de captar as diferenças entre usinas que prestam e as que não prestam serviços ancilares. Em outras palavras, quanto maior o número de grupos geradores, mais flexibilidade se tem para a prestação do serviço ancilar de controle secundário de frequência.

Ao não considerar a quantidade de grupos geradores na regressão estatística, não se incorporou na RAG os custos para atender os serviços ancilares. As informações utilizadas não foram capazes, como era esperado, de prever as mudanças de padrões operativos do SIN, que podem ser observadas pelas fases caracterizadas no histórico de geração por tipo de usina no SIN conforme ilustrado nos gráficos precedentes.

4.0 TRANSIÇÃO PARA UM MERCADO DE SERVIÇOS ANCILARES

As seções precedentes desse artigo expuseram a necessidade de reformulação da remuneração dos serviços ancilares, em especial os providos pelas hidrelétricas como um todo (independentemente se sejam cotistas da Lei nº 12.783 ou não cotistas). O que precisaria ser feito para o desenvolvimento de um mercado de serviços ancilares no Sistema Interligado Brasileiro? E quais seriam as fases de transição para atingir esse objetivo partindo do estágio atual de arcabouço regulatório?

Os mercados de energia elétrica foram reestruturados ao longo das décadas de 1980 e 1990 com o foco no produto energia, uma vez que as tecnologias então disponíveis (principalmente hidrelétricas e termelétricas) atendiam naturalmente aos demais requisitos sistêmicos, inclusive de confiabilidade e serviços ancilares. No entanto, a matriz energética deixou de ser ancorada em um número reduzido de grandes ativos de geração controláveis (despacháveis), se tornando em uma matriz pulverizada em ativos menores e com tecnologias não despacháveis.

A operação atual com foco apenas na produção de energia não consegue obter os melhores serviços em situações extremas – deplecionamento acentuado, níveis de intercâmbio muito altos e controle de frequência com atuação do controle automático de geração (CAG) em máquinas mais distantes. Nos últimos anos, o uso intenso do armazenamento das hidrelétricas, além de produzir efeitos comerciais graves, não permite o uso amplo de todos os seus atributos. O nobre papel das hidrelétricas tem que ser valorizado adequadamente, e utilizado da forma mais correta possível em sincronia com a nova matriz nacional. A palavra no futuro será “flexibilidade” com várias formas de contratação de energia com o “empoderamento” do consumidor – GD, micro-grids, autoprodução, dentre outros. A maior qualidade das hidrelétricas é sua ampla flexibilidade frente as necessidades do sistema, como apresentado na Figura 7.

Tipos de Fonte	Serviços Essenciais					Garantia de combustível		Flexibilidade			Outros		
	Resposta em Frequência	Controle de Tensão	Rampa			Combustível limitado (> 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
			Regulação	Reserva de Contingência	Atendimento a Carga								
Hidráulica	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
GN Ciclo Aberto	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Óleo Ciclo Combinado	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Carvão	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
GN Ciclo Combinado	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Óleo/Diesel	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Nuclear	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Armazenamento	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Resposta da Demanda	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Solar	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Eólica	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>

Figura 7 – Fontes, Atributos e Serviços Sistêmicos

Um avanço aguardado na regulamentação do SIN é o mercado de serviços ancilares. A experiência internacional demonstra que os serviços ancilares são contratados em 4 modalidades pelos respectivos operadores: (i) obrigatória de forma remunerada ou não remunerada; (ii) Contratos bilaterais; (iii) Leilões; (iv) Tempo real. Cada tipo de serviço ancilar pode ser contratado de maneira diferente, a depender da tecnologia e especificidades do mercado. Há casos que o mesmo serviço ancilar é contratado de duas ou mais maneiras diferentes. A tabela 4 apresenta os mercados, produtos e tipo de controle desejado pelo operador.

Tabela 4 – Serviços Ancilares – Mercados, Produtos e Tipos de Controle

Tipo de Controle	Obrigatório	Contrato Bilateral	Leilão	Tempo real
Primário	Brasil, Argentina, Espanha, PJM	Austrália, França, Nova Zelândia	Alemanha, Nova Zelândia, Reino Unido, Suécia	Austrália, Nova Zelândia
Secundário	Brasil	França	Alemanha, Nova Zelândia	Austrália, Argentina, Espanha, PJM
Outros	Brasil		Alemanha, Argentina, Reino Unido, Austrália	Califórnia, Espanha, França, Reino Unido, Suécia

A contratação dos serviços ancilares é, na maior parte dos casos, com base no valor da energia não produzida. Em outras palavras, o reconhecimento que a usina não poderá gerar no máximo e ainda disponibilizar estes serviços. A figura 8 ilustra a amplitude de serviços Sistêmicos e os produtos associados nos mercados mundiais levantados na tabela 4 acima. Aqueles que não são mandatórios são baseados em valores de mercado. A remuneração pode ser realizada dos mesmos moldes que a contratação no mercado de energia. Em alguns mercados, como no Reino Unido, a remuneração é realizada pelo pagamento de um fixo mais variável conforme uso, além de um ressarcimento pela frequência de uso. O ressarcimento pela frequência de uso é ainda mais interessante para os geradores, já que o maquinário se deteriora mais rapidamente conforme o maior número de partidas em operação. O pagamento por oportunidade representa o resultado que o agente teria caso vendesse o mesmo volume do serviço ancilar como energia.

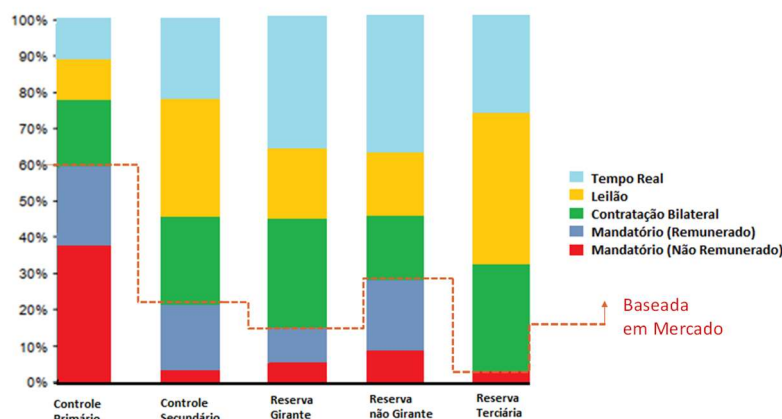


Figura 8 – Amplitude de Serviços Sistêmicos e Produtos Associados nos Mercados Mundiais

A introdução dessas mudanças no Sistema Interligado Nacional poderá vir por meio da introdução de leilões de serviços ancilares. A Lei nº 14.120/21 cria um Mercado de Capacidade com a contratação de ativos e/ou recursos que possam prover a confiabilidade no SIN através dos Leilões de Reserva de Capacidade.

Os novos leilões de expansão devem atender as necessidades de um mercado de capacidade – adequação e segurança elétrica e energética – de forma distinta da expansão atual para atender apenas os requisitos energéticos dos compradores ACR e ACL. A Figura 9 abaixo ilustra os princípios do mercado de capacidade no atendimento dos requisitos do mercado.

No entanto, estes requisitos do mercado devem ser atendidos um processo hierárquico de competição para a seleção da matriz futura e serviços associados – certames de atendimento dos requisitos num processo sequencial. A complementação das necessidades deve ser realizada numa visão de longo prazo até o curto prazo – mercado de serviços ancilares. Na matriz futura com tantas incertezas, o SIN não poderá prescindir de um mercado de serviços ancilares forte e dinâmico, para assegurar que se tenha recursos sistêmicos garantindo o nível de segurança desejado.

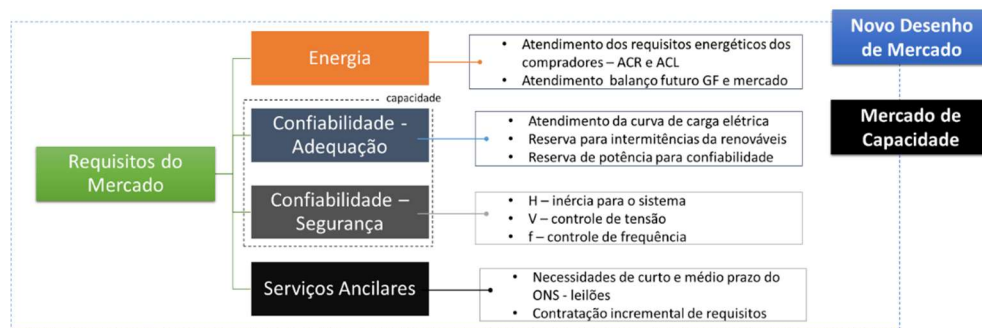


Figura 9 – Requisitos do Mercado e a Separação em Produtos– Mercado Capacidade

A Resolução nº 5 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada em 02 de setembro de 2021, prevê que a redução dos contratos sob o regime de cotas da Lei nº 12.783 ocorra 20% ao ano, ou seja, ao longo de cinco

anos. Nesse período, será fundamental a discussão sobre o processo para implantação leilões de serviços ancilares no Brasil. Uma possível alternativa seria por meio de lances de Receita Fixa pelo empreendedor que cobrissem a taxa de remuneração do capital, O&M, investimentos e melhorias e ampliações com o objetivo de modernizar e ampliar a disponibilização das hidrelétricas ao ONS para prestação de serviços ancilares.

5.0 CONCLUSÕES

Os Serviços Ancilares são fundamentais para a boa operação do Sistema Interligado Nacional-SIN. A prestação de qualquer serviço sistêmico distingue-se das obrigações inerentes e exclusivas das usinas, como é o caso do controle secundário de frequência (serviço sistêmico) e do controle primário (serviço exclusivo). As exigências de Serviços Ancilares são dinâmicas, seja em tipo, qualidade, quantidade e localização geoeletrica. A penetração de novas tecnologias, notadamente geração intermitente e links de corrente contínua, passaram a exigir maior volume de Serviços Ancilares, que tem sido atendido de forma majoritária pelas hidrelétricas.

No caso das usinas cotistas, o processo de estabelecimento inicial da Receita Anual de Geração (RAG) se baseou em levantamento falho de informações técnicas e contábeis das usinas. Foram utilizados modelos estatísticos impróprios para o estabelecimento da receita das usinas cotistas. As análises estatísticas não deram atenção à prestação dos Serviços Ancilares.

A Resolução nº 5 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada em 02 de setembro de 2021, prevê que a redução dos contratos sob o regime de cotas da Lei nº 12.783 ocorra 20% ao ano, ou seja, ao longo de cinco anos. Nesse período, será fundamental a discussão sobre o processo para implantação leilões de serviços ancilares no Brasil. Uma possível alternativa seria por meio de lances de Receita Fixa pelo empreendedor que cobrissem a taxa de remuneração do capital, O&M, investimentos e melhorias e ampliações com o objetivo de modernizar e ampliar a disponibilização das hidrelétricas ao ONS para prestação de serviços ancilares.

Diferentemente do que se presencia no Brasil, os mercados de serviços ancilares estão já bastante organizados em vários países relevantes do mundo, inclusive para serviços novos, como o controle rápido de frequência (FAESR). A Agenda Regulatória da ANEEL de 2021 prevê a discussão sobre serviços ancilares para o 2º semestre de 2022. É fundamental que a implantação de leilões de serviços ancilares seja endereçada adequadamente em futuras Consultas Públicas da Agência.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRÉ WORKING GROUP C5.06, "ANCILLARY SERVICES: AN OVERVIEW OF INTERNATIONAL PRACTICES", OCTOBER 2010
- [2] ENERGYUK, "ANCILLARY SERVICES - REPORT 2017", APRIL 2017
- [3] EURELECTRIC, "ANCILLARY SERVICES. UNBUNDLING ELECTRICITY PRODUCTS – AN EMERGING MARKET", 2004

DADOS BIOGRÁFICOS



VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS

Victor Hugo Ribeiro dos Santos trabalha no setor elétrico há 25 anos em empresas como Elera, Queiroz Galvão Comercializadora, Vale, Furnas, Light e Enel RJ. Mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas, Especialista em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF e diversos cursos de extensão pela Universidade Federal de Itajubá, PUC Rio e FGV. Gerente Regulatório na Thymos Energia desde junho de 2020.

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação na discussão do Setor Elétrico Brasileiro nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL, sendo responsável na ASMAE pela área de preços de mercado, coordenando projetos visando à implantação da CCEE.

Camilo Pereira é Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI (2010). Atua como Especialista de Desenvolvimento de Negócios na Unicoba e possui experiência nas áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização de energia, planejamento e regulação do setor elétrico.

Afonso Henriques Moreira Santos é Engenheiro Eletricista (1978) formado pela Universidade Federal de Itajubá, tendo obtido os títulos de Mestre em Engenharia Mecânica (1981) pela Universidade Federal de Itajubá (Unifei). Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos (1987) pela Universidade Estadual de Campinas e Pós-Doutor (1991) no Centre International de la Recherche sur l'Environnement et le développement (CIRED), na cidade de Paris – França, além de contar com 31 anos de experiência na área de Energia. Foi diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica de 1997 a 2000. Foi Secretário Nacional de Energia de 2001 a 2002.