



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

O NOVO MERCADO DE CAPACIDADE NO BRASIL – QUESTÕES E SOLUÇÕES

**ALEXANDRE GUEDES VIANA (1); JOÃO CARLOS MELLO (1); VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS (1);
ANDRE FONSECA DA SILVA (1)
THYMOS ENERGIA (1)**

RESUMO

O novo mercado de capacidade no Brasil visa endereçar as questões de confiabilidade do sistema em um contexto de mercado livre (ACL) crescente e uma expressiva inserção de renováveis não despacháveis. Neste contexto, manter e adicionar capacidade de usinas despacháveis é um desafio, pois similar a experiência internacional a renda obtida no mercado de energia pode não ser suficiente para remunerar os investimentos, surgindo o fenômeno "missing money". Assim, atenção é requerida na estruturação deste mecanismo, tanto no desenho do certame quanto nos objetivos a serem atingidos, sendo que este artigo apresenta questões importantes e possíveis soluções.

PALAVRAS-CHAVE: mercado de capacidade, confiabilidade do sistema, desenho de mercado

1. INTRODUÇÃO

A abordagem internacional clássica para mercados de energia elétrica considera o preço spot como principal indutor de eficiência e alocação de renda e riscos [1], o que está ancorado nos princípios da microeconomia e organização de mercados. Assumindo que este fundamento seja verdadeiro, uma formação de preço spot eficiente seria suficiente para manter a confiabilidade do sistema, como também para atrair novas usinas e ter todos os serviços necessários para que os sistemas elétricos entreguem energia para sociedade dentro dos parâmetros de risco aceitos. Contudo, tal abordagem foi construída no contexto da desregulamentação ocorrida na indústria de energia elétrica no final da década de 1980 e início da década de 1990, momento no qual as tecnologias utilizadas internacionalmente para geração de energia elétrica, com escala e preços competitivos, eram hidroelétricas e termoeletricas [2]. Tais tecnologias são intrinsecamente despacháveis e capazes de promover, na maior parte dos casos, uma série de serviços relevantes para a confiabilidade e estabilidade do sistema.

Nos últimos vinte anos o setor elétrico mundial vem passando por uma rápida transformação, na qual as tecnologias renováveis não despacháveis são positivamente protagonistas no fornecimento de energia elétrica. Observa-se ainda nos últimos dez anos que essas tecnologias possuem um custo competitivo e abaixo das tecnologias convencionais e com um impacto ambiental sensivelmente menor. Outra transformação importante é o empoderamento dos consumidores, em especial nas economias desenvolvidas e nos países emergentes de renda alta como o Brasil, no qual a liberalização da escolha do supridor e a inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Desse modo, o atual contexto dos mercados de energia elétrica é muito mais complexo em termos de confiabilidade do sistema, exigindo dos formuladores de política energética e dos operadores de mercado uma capacidade muito maior de análise e estruturação de produtos e serviços.

A moderna teoria de desenhos de mercado considera o faturamento dos produtos e mercados, com o objetivo de promover eficiência e competitividade por preços e ao final induzir a operação de sistemas e mercados de energia elétrica confiáveis e com preços que promovam investimentos, sem sobrecarregar os consumidores. Tal premissa implica em entender energia elétrica não somente como um único produto ou mercado, mas como um encadeamento de diferentes mercados. Assim ganha relevância criar mecanismos competitivos que permitam manter usinas relevantes para a confiabilidade do sistema e atrair nova capacidade para o aumento futuro do consumo e da ponta do sistema.

Desse modo, observa-se o surgimento do conceito do mercado de capacidade, o qual visa manter e atrair usinas para atender a ponta do sistema, dado que não se conseguiria mais via mercado (seja preço spot ou por meio do mercado de contratos de energia elétrica) assegurar a energia e a ponta do sistema. Tal fenômeno ocorre em nível mundial e também se observa no Brasil, especialmente após 2016 quando os leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) passaram a ter demanda sensivelmente mais baixa em comparação ao histórico 2004-2015

Desse modo, o presente artigo discute a criação de um mercado de capacidade no Brasil em um contexto no qual acontece uma expansão do ACL, forte inserção das tecnologias renováveis e sinalização de que a ponta do sistema pode se configurar como um problema nos próximos anos, sendo o último um problema incomum no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A organização deste artigo considera cinco seções, incluindo a presente introdução. Na seção 2 são apresentados os conceitos clássicos do mercado de capacidade, e alguns elementos importantes relacionados a resposta da demanda e baterias como tecnologias ou recursos que também podem ser utilizados conforme se observam evoluções tecnológicas. Na seção 3 é apresentado o desenho do mercado de capacidade no Brasil, considerando especialmente a Lei nº 14.120/2021 que formalmente estabelece a contratação de Reserva de Capacidade¹. Na seção 4 são apontadas questões relevantes no contexto brasileiro, buscando não somente olhar o recorte atual, mas como também a evolução deste mercado no longo prazo e do SEB como um todo, dado que a contratação de capacidade deve ser equilibrada para que não se redunde em novos problemas de sobra de contratos ou excesso de capacidade no futuro. A seção 5 conclui os principais pontos e apresenta elementos para futuros trabalhos e discussões.

2. CONCEITOS CLÁSSICOS DO MERCADO DE CAPACIDADE

Como apontado anteriormente, a teoria de mercado considera que o equilíbrio entre demanda e oferta é suficiente para formação de preços e disponibilidade de bens e serviços para a sociedade e esta abordagem tem, teoricamente, suportado o processo de liberalização do setor elétrico. Essa liberalização foi inicializada na década de 1980 no Chile (1982-1988), Argentina (final da década de 1980) e Reino Unido (1989-1990), e ao longo da década de 1990 nos Estados Unidos, Europa, Nova Zelândia, Austrália, Canadá e resto da América Latina. De forma sintética, pode-se dizer que o desenho de mercado para adequação do suprimento e atração de nova capacidade de geração foi ancorado na microeconomia clássica.

No entanto, os mercados de energia elétrica apresentam falhas de oferta e demanda e não refletem o ideal teórico. O consumo é inelástico em tempo real e a energia elétrica não pode ser armazenada na forma de energia a baixo custo, e um desses problemas ou os dois combinados podem resultar em problemas de ponta. Além disso, os baixos preços à vista e o risco de investir montantes financeiros expressivos em ativos de geração sensíveis podem dissuadir os investidores, impactando a adequação do suprimento e aumentando os riscos de racionamento. A abordagem clássica é usar o preço como a principal ferramenta para atrair investimentos e reduzir a demanda em momentos de tensão do sistema de energia. Alternativamente, é possível atender aos requisitos regulatórios e as metas de confiabilidade contratando um volume de capacidade ou tipos de serviços que resultem na criação de mercados de capacidade, o que está se mostrando uma tendência mundial nos últimos anos. Mesmo países com mercados de energia competitivos têm limites. É difícil para o regulador, políticos e a sociedade aceitarem um preço spot extremamente elevado. Assim, verifica-se que os preços tetos são definidos abaixo do nível de escassez recomendado, e reduzem a receita de escassez para os geradores.

Adicionalmente, observa-se que independentemente de limites de preços e questões regulatórias, há uma tendência de queda nos preços spot internacionais devido: (i) adição expressiva de capacidade renovável com preço marginal zero; (ii) usinas térmicas depreciadas apresentando ofertas apenas para cobrir O&M e com pequenas margens.

A rápida adoção da geração renovável criou desafios para manter a adequação do sistema de energia. Por um lado, sua natureza não despachável aumenta a necessidade de geração de energia firme e flexível na ponta. Por outro lado, seu custo marginal de curto prazo significativamente mais baixo levanta a questão do “*missing money*”, o que aumenta a tendência dos geradores convencionais de encerrarem suas atividades [3],[4].

Problema de *missing money*: o mercado de energia não é suficiente para fornecer renda de escassez e atrair investimentos em geração para atender aos requisitos de confiabilidade e metas estabelecidas pelo regulador.

¹ Observa-se que no momento de elaboração deste artigo ainda não estavam definidos todos os elementos da regulação do mercado de capacidade no Brasil, logo alguns pontos podem necessitar novas análises.

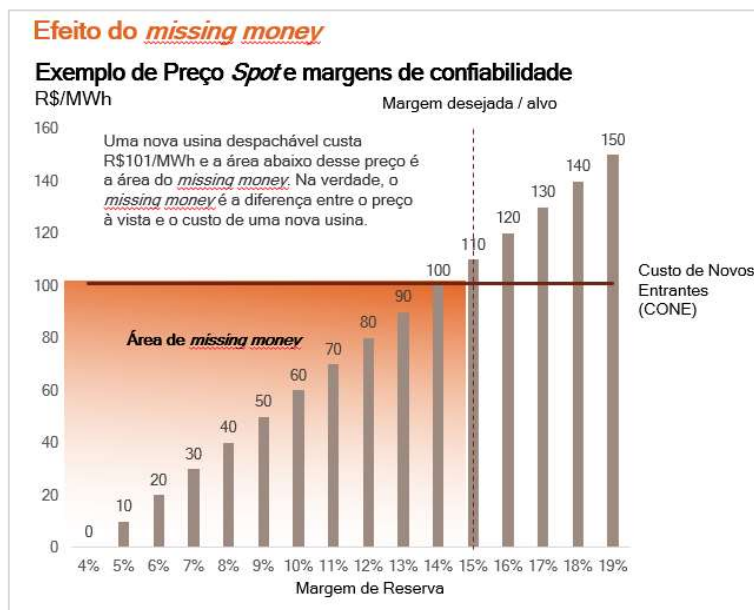


Figura 1 – Exemplo didático do efeito do *missing money*

Fonte: Elaboração dos autores a partir de [2, 3, 4]

Para endereçar o problema do “*missing money*”, os formuladores de políticas, reguladores e operadores de mercado têm criado uma variedade de formatos para contratar usinas necessárias sob uma estrutura de mercado de capacidade em uma diversidade de jurisdições. Existem basicamente cinco tipos de mecanismos de capacidade conforme observado na Tabela 1, os quais seriam: (i) reserva estratégica; (ii) pagamento de capacidade; (iii) leilões de capacidade; (iv) obrigações de capacidade; (v) opções de confiabilidade.

Tabela 1 – Tipos de mecanismos de Capacidade

Tipos de mecanismos de Capacidade	
Reserva Estratégica	Um agente independente (frequentemente o operador de mercado ou TSO) contrata ou realiza um leilão com unidades de ponta para reserva de capacidade.
Pagamento de Capacidade	Os pagamentos fixos ou variáveis são atribuídos a toda ou parte da capacidade elegível declarada ou atualmente disponível.
Leilões de Capacidade	Com antecedência à necessidade de capacidade, o operador de mercado lança um leilão e seleciona os recursos para satisfazer uma margem alvo acima da demanda de ponta projetada.
Obrigações de Capacidade	Cada fornecedor ¹ tem a obrigação de atender à carga prevista de sua carteira de clientes, além de uma margem de segurança predefinida.
Opções de Confiabilidade	As opções de capacidade <i>forward</i> (contratos por diferença) dão ao titular o direito de receber a diferença entre o preço à vista do mercado de energia e um preço de exercício predeterminado.

Fonte: VIANA [2], LINKLATERS [5]

Relativamente as opções no processo de contratação é possível observar basicamente três abordagens utilizadas internacionalmente e apresentadas na Tabela 2, a saber: (i) opção baseado em preço ou baseado em volume; (ii) mecanismo centralizado ou descentralizado; (iii) mercado amplo ou direcionado a plantas/ tecnologias específicas.

Tabela 2 – Opções no processo de contratação de Capacidade

Opções no processo de contratação	
Baseado em preço ou baseado em volume	Em um mecanismo baseado em preços, os formuladores de políticas definem um preço e deixam o mercado determinar o volume, enquanto em um mecanismo baseado em volume, o requisito de capacidade é definido e um preço surge através da dinâmica do mercado.
Centralizado ou descentralizado	Os contratos podem ser firmados centralmente ou por meio de acordos bilaterais.
Mercado amplo ou direcionado a plantas/tecnologias específicas	O mecanismo pode recompensar toda a capacidade ou apenas um subconjunto.

Fonte: VIANA [2], LINKLATERS [5]

A combinação dos tipos de mecanismos e das opções no processo de contratação resultam em um menu de opções para endereçar a adequação e confiabilidade do fornecimento, os quais são apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Opções no processo de contratação de Capacidade

	Reserva Estratégica	Pagamento de Capacidade	Leilões de Capacidade	Obrigações de Capacidade	Opções de Confiabilidade
Baseado em preço ou baseado em volume	Volume	Preço	Volume	Volume	Volume
Centralizado ou descentralizado	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Descentralizado	Centralizado
Mercado amplo ou direcionado a plantas/tecnologias específicas	Direcionado	Direcionado ou Mercado amplo	Mercado amplo	Mercado amplo	Mercado amplo

Fonte: VIANA [2], LINKLATERS [5]

A experiência internacional indica uma variedade de mecanismos de contratação para mercados de capacidade, o que considera as especificidades elétricas, energéticas e de desenho de mercado de cada jurisdição. Os Estados Unidos e Canadá apresentam mercados descentralizados e com segmentação regional, tendo cada região liberdade para escolher o mecanismo de capacidade a ser utilizado (mais comumente leilões), ou se ainda haverá algum mecanismo. A União Europeia e o Reino Unido buscam que os países da região adotem algum mecanismo até 2025, para que se evite o chamado efeito “*free rider*” no qual haveria subsídio do consumidor de um país para outro devido a expressiva interligação observada na região. A Colômbia adota um mercado de capacidade desde a década de 1990 e a versão atual com opções de confiabilidade foi criada em 2006-07.

3. O DESENHO DO MERCADO DE CAPACIDADE NO BRASIL

A discussão de um mercado de capacidade no Brasil não é nova e se inicia na década de 1990, quando o país começou o processo de desregulamentação do SEB, migrando de um modelo de monopólio verticalmente integrado para uma competição em nível atacadista. Observa-se que na década de 1990 as tarifas remuneravam energia e potência, sendo que o parque gerador brasileiro era fortemente ancorado em hidroelétricas, com as usinas termoeletricas ocupando um papel complementar de confiabilidade. As tecnologias renováveis não despacháveis na década de 1990 como eólica, solar fotovoltaica e biomassa eram praticamente inexistentes em nível de larga escala, estando quase que restritas a questões de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D). Especificamente entre 1995-1998 ocorreu o Projeto de Reestruturação do SEB, também chamado Projeto RE-SEB, o qual ao promover a reforma de mercado atacadista discutiu a criação de um encargo de capacidade, o que não evoluiu dado que no Brasil até então o problema verificado pelo sistema era normalmente energético e não exclusivamente de ponta do sistema. Em 2004 foi promovida a segunda reforma setorial, no qual se criou essencialmente o modelo vigente com os segmentos de mercado ACR e ACL, observando que se esperava que a segurança do suprimento se daria por meio de leilões de energia no ACR. Contudo, a dinâmica do SEB se alterou após 2004 substancialmente, com a grande inserção e competitividade das tecnologias renováveis e o crescimento do ACL. Em um contexto de renováveis não despacháveis, as fontes eólicas e solar fotovoltaica tendem a continuar aumentando sua participação no mix de geração conforme indicado em [6], porém apesar da importante contribuição energética são tecnologias no atual estágio não armazenáveis em larga escala com custos competitivos.

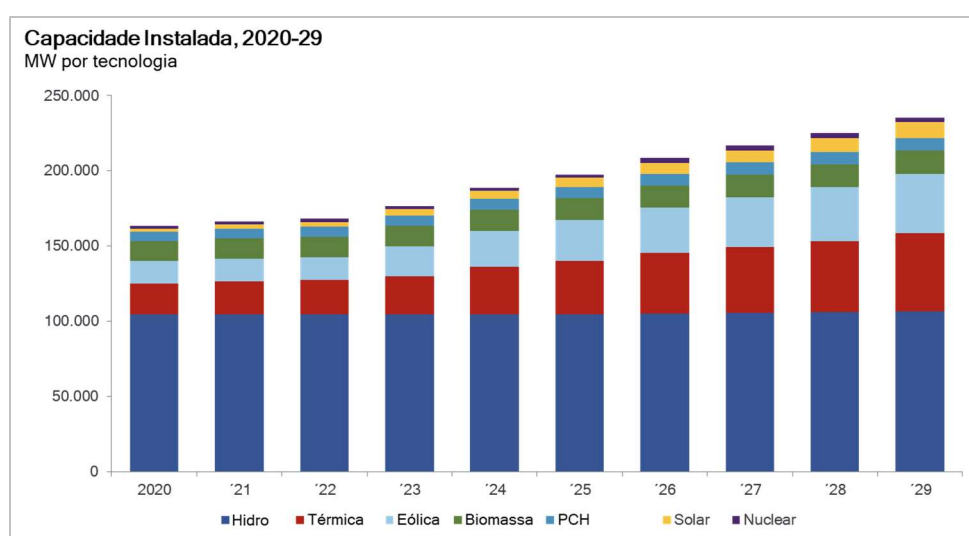


Figura 2 – Evolução da Capacidade Instalada 2020-29 em MW

Fonte: Elaboração dos autores a partir de [6]

Como mencionado, a dinâmica do SEB também se alterou no que tange a contratação de energia. Inicialmente se imaginou que o ACL seria marginal, com um percentual inferior a 15% do total do consumo, porém esse segmento se desenvolveu rapidamente ao longo dos anos, com consumidores buscando preços mais acessíveis e competitivos, e geradores e comercializadores desenvolvendo soluções para esses consumidores.

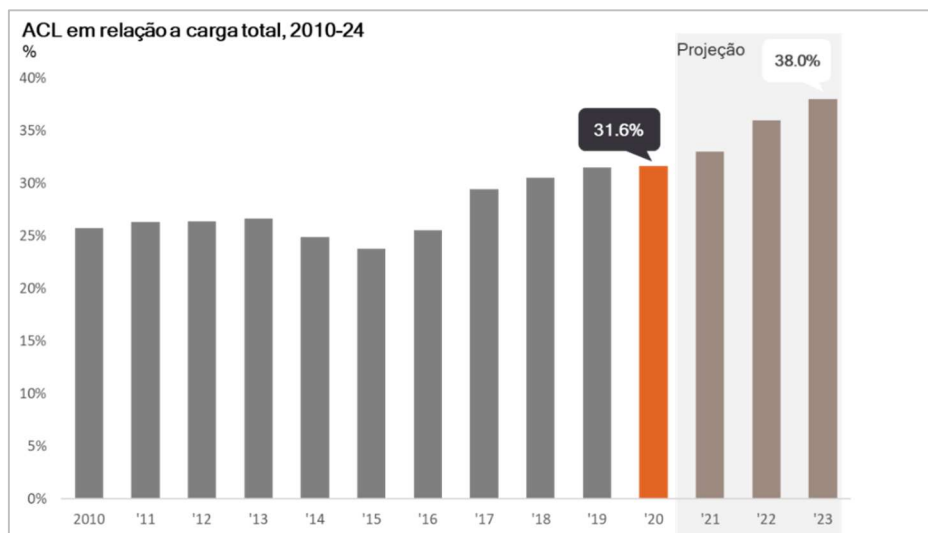


Figura 3 – Evolução do ACL como percentual do consumo do SIN

Fonte: Elaboração dos autores a partir de [8]

A discussão da segurança do suprimento sendo alocada também ao ACL suscitou inicialmente as discussões sobre a separação de lastro e energia em 2013-14, e posteriormente os aspectos de criação de um mercado de capacidade ganharam destaque, especialmente após 2019 quando persistentemente os leilões de energia do ACR apresentaram baixa demanda. Adicionalmente, as comercializadoras por meio da ABRACEEL aumentaram a pressão pela expansão do ACL, e sugeriram endereçar a segurança do suprimento e a confiabilidade do SEB por meio de leilões de capacidade com os custos dos encargos pagos por todos os consumidores.

O desenho do mercado de capacidade ainda está em curso no país, e a lógica adotada até setembro/2021 foi de leilões centralizados mesclando com o conceito de uma reserva estratégica, dado que serão escolhidas as tecnologias elegíveis a participarem do certame. A estrutura legal se deu por meio da aprovação da Lei nº 14.120/2021, a qual promoveu uma série de alterações de desenho de mercado, e entre elas a criação da contratação da Reserva de Capacidade. Complementarmente, se destaca a Lei nº 14.182/2021 a qual além de tratar da desestatização da Eletrobrás estabeleceu a obrigação de contratar 8 GW de capacidade de térmicas gás natural com 70% de inflexibilidade, considerando aspectos regionais e entrada em operação comercial no horizonte 2026-2030.

Em termos de detalhamento das definições legais têm-se o Decreto nº 10.707/2021, o qual regulamenta a contratação da reserva de capacidade, na forma de potência, e que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004, e altera o Decreto nº 5.163/2004, e o Decreto nº 5.177/2004. O arcabouço legal permitirá contratar diferentes tecnologias, desde que se atinjam os parâmetros técnicos requeridos pelo sistema e calculados pela EPE e ONS, porém nos primeiros anos a tendência é a priorização de projetos termoeletrônicos e eventualmente usinas hidroelétricas com capacidade de repotenciação ou adição de unidade geradora. Tal priorização está em linha com a lógica teórica do mercado de capacidade do “missing money” em relação a renda obtida no mercado de energia, dado que as tecnologias renováveis não despacháveis tendem a ser economicamente viáveis no mercado com contratos bilaterais, não enfrentando tal problema.

O desenho e a estrutura regulatória contemplam que os empreendedores recebam uma Receita Fixa pela capacidade disponibilizada, considerando um limite máximo de inflexibilidade de 30%. A componente energia seguiria a abordagem que é utilizada internacionalmente de ser alocada totalmente ao gerador, o qual deveria assumir o risco de mercado. A Receita Fixa é reajustada pela inflação (IPCA), enquanto a parcela variável seguiria o atual padrão dos leilões de energia do ACR, ou seja, com um fator denominado “i” que refletiria a quantidade de combustível necessária para gerar um MWh com reajuste mensal acompanhando a evolução dos custos de combustível no mercado internacional convertido para reais (incluindo o efeito do câmbio).

Com este desenho o risco de mercado para componente energia é alocado ao vendedor. Assim, para parte inflexível (associada a Receita Fixa) o risco está relacionado a componente combustível, enquanto na parte variável é garantido ao menos o repasse do custo, dado que uma geração por ordem de mérito implica em receber o maior valor entre o CVU e o PLD, enquanto uma geração por encargos seria o próprio valor do CVU. O agente também poderá realizar vendas de contratos bilaterais, visando posteriormente cobrir com a própria geração da usina. Todavia, isto só faria sentido econômico caso o preço de venda seja superior ao CVU, o que eleva a dependência do contexto (e riscos de volume e preços) do mercado de contratos.

Entende-se que o atual desenho para o mercado de capacidade deverá evoluir e passar por ajustes ao longo dos próximos anos, dado que ainda não há consenso técnico entre os formuladores de política e agentes do SEB sobre quais são as reais condições para viabilizar projetos termoeletrônicos e usinas hidroelétricas repotenciadas. Na experiência internacional também se verifica novas tecnologias sendo contratadas no mercado de capacidade que sejam relevantes para confiabilidade do sistema, tais como baterias, programas robustos de resposta de demanda (inclusive com desligamento forçado para quem aderir) ou ainda programas de eficiência energética.

4. QUESTÕES RELEVANTES NO CONTEXTO BRASILEIRO

Dada a complexidade técnica e regulatória do SEB, é natural que a introdução de um novo mercado suscite discussões e questões relevantes que devam ser enfrentadas visando a eficiência alocativa, o que inclui custos que sejam possíveis de serem pagos em um contexto de promover a competição sempre que possível. Apresenta-se a seguir três debates relevantes visando a perenidade do mercado de capacidade no médio e longo prazo:

- 4.1. Diferenças entre a separação de lastro e energia e o mercado de capacidade.
- 4.2. Desenho do leilão e regulação da contratação
- 4.3. Desenho do mercado no longo prazo.

4.1. Diferenças entre a separação de lastro e energia e o mercado de capacidade

A discussão sobre a adoção de um mercado de capacidade precedeu no SEB a discussão sobre a separação de lastro e energia, dado que o Projeto RE-SEB já previa a adoção de um encargo de capacidade visando eventual atendimento de problemas de ponta, algo que acabou sendo abandonado dado que no final da década de 1990 e no racionamento em 2001-2002 o problema era essencialmente de natureza energética.

A discussão “separação de lastro e energia” surge ao longo da segunda metade da década de 2001-2010, quando o termo lastro se consolidou no setor elétrico após a reforma setorial promovida com a aprovação da Lei nº 10.848/2004, e com a consolidação da expansão da geração por meio dos leilões de energia no ACR. A contratação conjunta de lastro e energia se materializa ao se determinar que consumidores e vendedores (geradores ou comercializadoras) apresentem cobertura de 100%. No caso do consumidor (distribuidoras no ACR ou consumidores livres e especiais no ACL) é necessária cobertura de 100% do consumo por meio de contratos de compra de energia. No caso dos geradores, é necessário cobrir suas vendas utilizando a Garantia Física (GF) de usinas de sua propriedade ou por meio de contratos de compra de outros geradores ou comercializadoras. As comercializadoras podem cobrir suas vendas por meio de contratos de compra de outras comercializadoras ou de geradores. Apesar da arquitetura de mercado permitir que os agentes comprem e venda contratos com uma lógica financeira, existe praticamente uma vinculação entre o consumo e o lastro físico de uma usina, o que vincula a contratação de lastro e energia.

Tanto a separação de lastro e energia quanto o mercado de capacidade acabam por ter a mesma fonte conceitual, ou seja, a contratação da energia elétrica deveria ser vista como uma *commodity* e resolvida entre os agentes, seja por meio de leilões puramente de energia no ACR ou em negociações no ACL, e o que for contratado como serviços para benefício geral do sistema deveria ser arcado como encargo por todos os consumidores. Outra semelhança conceitual é que o mercado de energia deveria ser priorizado, considerando o preço spot para indução de eficiência alocativa, e apenas seria pago algo adicional para projetos que não se viabilizam por meio do mercado.

Contudo, no atual estágio da discussão do SEB existem diferenças específicas que diferenciam a separação de lastro e energia quando comparado com o mercado de capacidade, destacando o tratamento dos contratos legados, a manutenção da GF para fins de comercialização, além de um eventual conceito de renda universal pela confiabilidade. Tal discussão não é muitas vezes explícita, mas permeia de forma indireta as análises conceituais entre os analistas das entidades setoriais e os demais *stakeholders* do SEB.

A separação de lastro e energia no atual estágio redonda em discutir a separação do que é a componente lastro dos contratos legados do ACR² e realizar um rateio desses custos para todos os consumidores inclusive do ACL. Para evitar uma discussão judicial do ACL sobre a alocação desses custos propõe-se uma fase transitória, na qual o encargo não seria cobrado de consumidores do ACL que registrassem os contratos em uma determinada janela de tempo. Desse modo, o encargo só seria cobrado de modo universal após tais contratos se expirarem. Do ponto de vista de justiça alocativa, é razoável propor que a componente confiabilidade representada pelo lastro fosse arcado por todos os consumidores, porém é uma solução que tende não ser pragmática. Isto se baseia no fato que o consumidor que migrou do ACR para o ACL fez tal escolha justamente para fugir dos custos considerados elevados do ACR, logo tende a ser provável uma judicialização mesmo com uma janela de transição. Adicionalmente, um novo encargo elevado oriundo do rateio dos custos dos contratos legados deve ser um estímulo ainda maior para que a procura de formatos de autoprodução, o que leva o SEB a uma ineficiência global de sobre capacidade.

² Contratos legados do ACR são aqueles oriundos dos leilões de energia deste ambiente ou ainda de algum mecanismo regulatório estabelecido pelo MME e ANEEL de forma compulsória para as distribuidoras.

O atual desenho do mercado de capacidade baseia-se no arcabouço prévio da energia de reserva e assume que a nova contratação (usina nova ou existente), seja pago por todos os consumidores do ACR e ACL, o que diminui eventual injustiça alocativa do antigo modelo de leilões de energia no ACR, com o custo da confiabilidade das térmicas sendo majoritariamente arcado pelos consumidores regulados. Do mesmo modo que a energia de reserva no desenho brasileiro original não alterou as relações passadas da GF dos geradores, o atual mecanismo não rediscutiu a alocação de custos dos contratos legados. Do ponto de justiça alocativa não seria o ideal, mas o possível de forma pragmática para evitar uma judicialização que teria efeitos muito mais severos sobre o SEB.

O papel da GF nos aspectos comerciais é outra discussão relevante que diferencia a separação de lastro e energia do mercado de capacidade, pois no conceito do lastro a figura da GF é essencialmente considerada para fins de planejamento energético, devendo perder papel nas questões comerciais e regulatórias. No atual mercado de capacidade também se observa a perda de relevância da GF para as usinas termoeletricas, dado o arranjo que permite a venda total da energia, inclusive acima da GF, em contratos bilaterais. Contudo, o atual mercado de capacidade foi criado a partir de aprimoramentos no marco legal existente, e não em um contexto de reforma setorial, logo o cálculo da GF continua sendo realizado e refletindo ao longo da regulação e da comercialização. Do ponto de vista de consistência conceitual, poder-se-ia ao se consolidar o mercado de capacidade considerar a GF somente para fins de planejamento energético, e que não mais na dimensão comercial³.

Por fim, 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, no contexto do SEB, permitiria ao final o pleito de uma renda para todas as usinas pela confiabilidade proporcionada ao sistema, independentemente se a usina se tornaria viável via preços de mercado. É possível também entender que todas as usinas, independente de prestar um serviço que seja escasso e necessário ao SEB, poderiam participar de um leilão de lastro por meio da atual métrica da GF, ou uma variação dessa abordagem, pois o fato de gerar energia traria um valor implícito de deixar outras usinas que são despacháveis prontas para prestarem serviços de confiabilidade, em especial as hidroelétricas. Tal discussão está muito relacionado ao conceito de lastro de produção, ou seja, uma usina seria elegível a pleitear uma receita de lastro pelo fato de aumentar a confiabilidade global do sistema ao gerar energia. 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 e o preço do mercado de energia não é suficiente para viabilizar tais projetos, ou seja, ele deve ser um mercado marginal e não o centro do mercado.

Apesar das diferenças elencadas na discussão do SEB, deve-se reiterar que a natureza conceitual dos dois conceitos é similar, observando que a negociação de energia seja bilateral e que a contratação custeada por um encargo deve ser somente para os serviços que beneficia a todos os consumidores e não se viabilizam via mercado de energia.

4.2. Desenho do leilão e regulação da contratação

Considerando as características técnicas das usinas do SEB e os seus respectivos custos, entende-se como necessárias algumas adaptações do conceito utilizado internacionalmente para o mercado de capacidade, especialmente no que tange aos produtos e a indexação da componente combustível na Receita Fixa. Em termos de produtos, sugere-se a adoção de três produtos visando uma maior flexibilidade na operação do sistema: Reserva de Capacidade Ultrarrápida; Reserva de Capacidade Rápida e Reserva de Capacidade Estrutural.

Reserva de Capacidade Ultrarrápida: Quando acionada, deve entregar a potência em até 1 hora, indicada para suprir falhas improváveis de equipamentos, consequentemente esta flexibilidade reflete-se em preços mais elevados.

Reserva de Capacidade Rápida: Quando acionada, deve entregar potência em até 5 horas, sendo indicada para suprir potência quando a margem de potência atingir níveis críticos (<3%, por exemplo), com tendência de custos moderados.

Reserva de Capacidade Estrutural: Quando acionada, deve entregar potência em até um número determinado de 10 horas e a depender da tecnologia da máquina há um reflexo no tempo mínimo de manutenção do despacho (*time on*) e para eventual religamento. Seria indicada para suprir potência quando a margem de potência atinge níveis baixos (<5%, por exemplo) e possui custos mais baixos.

A diversidade de portfólio sempre será relevante no caso do SEB, tanto pela questão de ter diferentes tecnologias e custos, como também pela relevância da hidroelétrica no mix de geração, a qual devido a variação das afluentes reflete naturalmente em volatilidade no nível de água nos reservatórios, nível de geração de energia hídrica e consequentemente redundante em volatilidade do PLD. Relativamente a componente da inflexibilidade na Receita Fixa sugere-se que seja mantida, ao menos durante um período de transição, a indexação atual pelo combustível no mercado internacional, conhecido no jargão do setor como “fator i”. Tal sugestão se baseia na baixa previsibilidade

³ Inclusive no que tange a penalidades de insuficiência de lastro de consumo e de venda.

do despacho por capacidade ao longo de um horizonte de longo prazo, especialmente em um cenário de modificações na matriz energética. Tal risco, se não mitigado com repasse dos custos da diferença entre o CVU da usina e o PLD, tal qual feito na regulação vigente, deve refletir em uma sobre precificação desnecessária da Receita Fixa, elevando custos para os consumidores. Observa-se ainda que o mercado de capacidade foi concebido em países que possuem em sua maioria “*hard currency*” e um mercado de combustível líquido, dois elementos não presentes no SEB.

4.3. Desenho do mercado no longo prazo.

Uma preocupação relevante dos analistas e especialistas do SEB é que o mercado de capacidade se torne no longo prazo um mecanismo para contratar projetos e tecnologias ineficientes, e que ao final o custo global alocado aos consumidores seja maior do que o atual. Assim, é relevante uma discussão ancorada em uma visão de desenho do mercado no longo prazo. O desenho de mercado do futuro tende a destacar o empoderamento do consumidor, um preço de energia mais dinâmico e com maior relação a realidade física nos níveis de atacado e varejo, além de um faturamento dos produtos. Entende-se que o mecanismo do mercado de capacidade não deveria ser utilizado de uma forma que diminua o poder de escolha do consumidor e a adoção de novas tecnologias. Também não seria recomendado que esse mercado emita sinais distorcidos para a operação do sistema, ou ainda que seja utilizado como solução para substituir o necessário faturamento dos serviços (algo evidente na discussão de serviços ancilares).

Por fim, observa-se a tentação de utilizar o mercado de capacidade como o santo graal que endereçaria todos os custos não possíveis de serem recuperados por meio do mercado de energia. O conceito clássico da literatura internacional é o “*missing money*” para situações de ponta e confiabilidade do sistema, ou seja, o que não estiver dentro deste conceito deveria ser evitado para que não se incorra ao final em um sistema ineficiente.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O mercado de capacidade é um mecanismo clássico utilizados nos mercados liberalizados internacionais para endereçar a questão da confiabilidade sistêmica em um contexto de forte inserção de tecnologias renováveis não despacháveis. O Brasil seguiu a tendência mundial ao adotar um mecanismo de Reserva de Capacidade, com uma visão de contratar tecnologias direcionadas por meio de um mecanismo central de leilões.

O atual desenho em discussão deverá ser testado nos próximos dois anos, e naturalmente demandará ajustes ao longo do processo com o objetivo de termos um setor elétrico com um desenho e arquitetura de mercado flexível. Tal abordagem é flexível para acomodar de forma eficiente o desejo do consumidor de escolha, como também as novas tecnologias que surgirão.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EUROPEAN UNION, “ENERGY ECONOMIC DEVELOPMENTS: INVESTMENT PERSPECTIVES IN ELECTRICITY MARKETS”, INSTITUTIONAL PAPER 003, JULY 2015, DISPONÍVEL EM: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/file_import/ip003_en_2.pdf, ACESSO EM 16.SET.2021.
- [2] VIANA, ALEXANDRE G. LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO DESENHO DE MERCADO NO BRASIL, TESE DE DOUTORADO, ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2018.
- [3] SPEES, ET AL., CAPACITY MARKETS: LESSONS LEARNED FROM THE FIRST DECADE; (2013)
- [4] FOSSO, ET AL., (2015), FLOW-BASED FORWARD CAPACITY MECHANISM: AN ALTERNATIVE TO THE REGULATED CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS IN ELECTRICITY MARKET WITH HIGH RES PENETRATION.
- [5] LINKLATERS (2016), CAPACITY MECHANISMS. REIGNITING EUROPE’S ENERGY MARKETS.
- [6] EPE, PLANO DECENAL DE ENERGIA 2029. RIO DE JANEIRO, 2019, DISPONÍVEL EM : <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>, ACESSO EM 17.SET.2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) Alexandre Guedes Viana é Pós-Doutor e Doutor pelo núcleo de Sistemas de Potência da USP (2020, 2018), Sócio Diretor de Consultorias da Thymos Energia. Possui experiência relevante em desenho de mercado e regulação, atuando 18 anos na CCEE e também sendo responsável pela montagem da operação de *trading* do gerador SPIC Brasil. Autor de diversos artigos, como também atua como voluntário em países da África e do sudeste da Ásia pela agência americana USAid.

(2) João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (1994), Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

Teve relevante participação em todas as discussões do Setor Elétrico Brasileiro desde meados da década de 90 nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL.

(3) Victor Ribeiro é Gerente de Regulação na Thymos Energia desde junho de 2020. Trabalha no setor elétrico há 24 anos em empresas como Brookfield, Queiroz Galvão, Vale, Furnas, Light e Ampla. Mestrando em Engenharia Elétrica na PUC Minas e possui pós-graduação lato sensu em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF – Universidade Federal Fluminense e diversos cursos de extensão nas áreas de Operação de Sistemas Elétricos, Market Design, Regulação Econômica e Finanças pela UNICAMP, UNIFEI, PUC-Rio e FGV.

(4) André Fonseca da Silva Mestre em Administração de Empresas - FGV, 2009. Certificado do Conselho de Administração - IBGC, 2006. Bacharel - Administração de Empresas - PUC-RJ, 2005. Desde dezembro/2019 ocupa a posição de Head de Serviços Financeiros Estratégicos na Thymos Energia, sendo responsável pela estruturação de negócios, M&A e project finance. Também teve passagens relevantes na Pacto Energia, BF Capital, SulAmérica e Andrade Gutierrez.