

EDP – Energias do Brasil

Consulta Pública MME nº 108/2021

**Portaria de Diretrizes para a realização do
Leilão de Reserva de Capacidade de 2021**

14 de junho de 2021



Consulta Pública MME nº 108/2021

**Portaria de Diretrizes para a realização do
Leilão de Reserva de Capacidade de 2021**

1 Sumário

1. Introdução	4
1.1. Contexto	4
1.2. O mercado de capacidade no mundo	5
1.3. O mercado de capacidade no Brasil	6
1.4. Evolução dos tipos de Leilão e a viabilização das fontes de maior disponibilidade de potência	7
2. Contribuição.....	10
2.1. Início do suprimento e os contratos vigentes	10
2.2. Inflexibilidade e custo do combustível	11
2.3. Repasse do custo de geração (diferença entre CVU e PLD) no atendimento ao despacho por potência via encargo	13
2.4. Produtos Associados a um Contrato de Capacidade	14
2.5. Adequação do prazo para declaração da inflexibilidade	18
2.6. Rateio dos Custos	18
2.7. Serviços Ancilares	19
2.8. Questões sobre a revisão de Garantia Física	19
3. Considerações finais	21

1. Introdução

1.1. Contexto

Os mercados de energia elétrica liberalizados trazem uma série de benefícios ao consumidor, onde a competição pelo cliente faz com que os geradores e comercializadores varejistas busquem novas soluções de atendimento, com maior eficiência e preços mais baixos. Neste ambiente competitivo – e no contexto da descarbonização – também ganha relevância a formação de portfólios lastreados em usinas renováveis, com impacto positivo na diversificação do *mix* tecnológico de geração e na diminuição do número total de emissões.

Contudo, neste novo contexto de oferta e de mercado, surgem alguns problemas na estabilidade e operação do sistema, de natureza mais complexa. Os operadores do sistema dos principais mercados mundiais trabalham com uma oferta com maior variação de geração proveniente das novas tecnologias renováveis, além da geração em pequena escala distribuída nas redes de distribuição. Adicionalmente, ao contrário das tradicionais tecnologias despacháveis de geração, a contratação de novas usinas renováveis não despacháveis não traz agregada uma série de serviços sistêmicos necessários, tais como controle de tensão, inércia e, propriamente e mais relevante para a discussão em questão, a capacidade de atender a ponta sistêmica¹. Dificultam a questão o fato de que a entrada maciça de projetos renováveis de baixo custo, somado a projetos já depreciados, estão pressionando para baixo o preço *spot* em nível global, o que faz com que a renda do mercado de energia não seja suficiente para manter economicamente os projetos necessários à confiabilidade do sistema.

Neste contexto, surge o mercado de capacidade, o qual, por meio do oferecimento de capacidade de potência, visa também prover a renda que falta ao mercado de energia (*missing money*) por meio de um mercado que remunere a diferença deste preço para o valor necessário para manter o projeto no sistema, considerando as métricas de confiabilidade sistêmica estabelecidas pelo regulador e/ou autoridades do setor elétrico em cada jurisdição.

¹ Em alguns países também existe uma segregação em mercado de serviços ancilares, algo que entendemos que deve ocorrer no Brasil em um futuro próximo.

1.2. O mercado de capacidade no mundo

Os mercados de capacidade encontram-se em franca ascensão em nível global, sendo apresentados como solução para conviver com sistemas mais complexos do ponto de vista físico em um ambiente liberalizado, no qual o consumidor pode escolher livremente o supridor, e não há automaticamente uma garantia central de que a contratação ocorrerá por meio de projetos que atendam todos os requisitos necessários para manter os níveis de confiabilidade e flexibilidade requeridos pelo sistema.

Os Estados Unidos, nas regiões que possuem mercados competitivos, tendem a adotar mercados de capacidade como mecanismo para atendimento dos requisitos de confiabilidade estabelecidos pelos órgãos reguladores estaduais, pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) e pela *North American Electric Reliability Corporation* (NERC). Assim, os operadores *ISO New England*, *New York Independent System Operator, Inc.* e *PJM* possuem mercados de capacidade explícitos, enquanto o *California Independent System Operator* e o *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) não adotam um mercado explícito. O *Southwest Power Pool* (SPP) adota estímulos para atração de nova capacidade e o *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) não adota mercados de capacidade ainda, apesar de discutir o tema.

A maioria dos países da União Européia tendem a adotar um mercado de capacidade, dada preocupação de que os países que não possuem tal mercado se tornem “caronistas” (*free riders*) dos países que cobram encargos de seus consumidores. O Reino Unido introduziu um mercado de capacidade em 2015 e a Irlanda também possui um mecanismo. A França adotou um mercado descentralizado de certificados, a Itália encontra-se consolidando um mecanismo centralizado de leilões, enquanto os países nórdicos e a Alemanha tendem a adotar reservas estratégicas, o que se configura como um tipo de mercado de capacidade. A Rússia também possui um mercado de capacidade, fomentando as térmicas consideradas relevantes para o sistema.

A Austrália possui iniciativas de mercado de capacidade em nível regional, em especial devido aos riscos de ponta sistêmica nos fortes verões do país. Também ganha relevância no país a adoção de baterias no mercado de capacidade devido à maior inserção de renováveis, mas sem desprezar suas limitações em termos de tempo de recarga e tipos de serviços prestados.

De um modo geral, é possível identificar uma tendência de adoção de mercados de capacidade em um contexto de mercados liberalizados, forte inserção de usinas renováveis e a necessidade de manter projetos relevantes para o sistema, em especial para discussão em questão no que tange a ponta.

1.3. O mercado de capacidade no Brasil

O Brasil também necessita de um mercado de capacidade, iniciativa inaugurada por meio da recém-publicada Lei nº 14.120/2021, pois há uma tendência natural de maior consumo de energia elétrica conforme o país se desenvolve, mas a agregação de nova capacidade instalada advém tipicamente por meio de tecnologias não despacháveis, excelentes em termos de energia, porém sem necessariamente conseguir atender os momentos de pico de demanda no sistema. Estudos estatísticos podem avaliar parte da capacidade não despachável como atendimento coincidente na ponta, mas manterá um risco implícito contínuo da imprevisibilidade dessas fontes e dos picos de carga ao sistema. A natureza intermitente e a necessidade de evolução legal e regulatória para prestação do serviço por esse tipo de recurso apontam para que o mercado de capacidade – como indicado na Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE que acompanha a CP MME 108/21 – se inicie e consolide no Brasil através das fontes controláveis.

Os estudos do PDE 2030 apontam pela necessidade de ponta sistêmica no segundo semestre de 2026, o que demanda a contratação de projetos no biênio 2021-22, provendo antecipação necessária para os investidores programarem a manutenção das usinas já operantes no sistema, bem como a aquisição de eventual nova capacidade.

A dinâmica do mercado brasileiro, o qual segue a tendência mundial de liberalização do mercado livre (ACL) e descarbonização, deixa evidente que a manutenção das usinas existentes ou a aquisição de novas usinas térmicas necessárias para a confiabilidade não são caminhos viáveis por meio do mercado de energia. Os leilões do mercado regulado (ACR) foram, até o momento, o mecanismo utilizado para manter ou contratar projetos térmicos relevantes para o sistema, mas a contínua migração de consumidores para o ACL e o acelerado crescimento da geração distribuída diminuíram a demanda desses leilões, limitando a contratação dos projetos térmicos via mercado de energia, além da perda de competitividade quando se considera somente essa componente.

Desse modo, sem um mercado de capacidade, o sistema elétrico brasileiro tenderá a enfrentar um cenário restritivo de ponta, dado não haver após 2026 condições de assegurar os critérios de confiabilidade estabelecidos pelo CNPE somente com projetos renováveis não despacháveis ou com as usinas hidroelétricas, as quais possuem características singulares em termos de sistema elétrico em comparação aos mercados internacionais, majoritariamente térmicos.

Esse ponto é relevante na discussão, pois a forte participação hidroelétrica – específica da realidade brasileira – difere da maioria dos demais países, cujo atendimento de potência ocorre tipicamente por térmicas. No Brasil, é necessário não somente a capacidade instalada, mas também a disponibilidade hídrica, o que abrange a questão dos riscos da hidrologia e dos níveis de armazenamento ao atendimento de potência. Assim, a evolução setorial no Brasil deve mitigar o risco de uma configuração onde exista a capacidade instalada, mas sem uma garantia de nível confortável nos reservatórios, o que demanda que questões de ponta sistêmica, como também energéticas, utilizem projetos termoelétricos competitivos.

Em outros mercados torna-se possível uma análise técnica mais pura, ao considerar o mercado de capacidade somente para o atendimento de questões de ponta do sistema, mas no caso brasileiro a questão energética também ganha relevância, pois endereçá-la pode ser um meio necessário para se assegurar a ponta sistêmica, e isto se dá em muitos momentos armazenando água no reservatório para que a altura de queda mínima possa assegurar a capacidade nominal das máquinas.

1.4. Evolução dos tipos de Leilão e a viabilização das fontes de maior disponibilidade de potência

Quando se analisa a evolução dos leilões no Brasil, fica evidente que a realização de leilões de capacidade é o próximo passo.

Desde as reformas do início dos anos 2000 os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil, com contínuas evoluções regulatórias para diversificação da matriz (especialmente por fontes despacháveis). O 1º Leilão de Energia Nova foi realizado em 2005, com a contratação de 2.181 MW médios de térmicas, e desde então foram realizados 30 leilões de energia nova, com poucos cancelamentos (9º, 14º e 24º).

Ao longo dos anos, os leilões foram sendo aprimorados, incluindo novas fontes e novas metodologias de apuração de Receita de Venda.

Dentre esses aprimoramentos, podemos citar que, para o 1º Leilão de Energia Nova, os contratos por disponibilidade teriam direito ao recebimento de Receita Fixa, atualizada anualmente a IPCA, e Receita Variável valorada ao CVU, quando despachada por ordem de mérito, segurança energética e restrição de operação.

O 2º e 3º Leilões de Energia Nova, realizados em 2006, apresentaram separação da Receita Fixa entre Receita Fixa Combustível, vinculada a inflexibilidade e Receita Fixa Demais Custos, vinculada a custos fixos de operação e manutenção. A Receita Fixa Demais Custos é atualizada a IPCA, enquanto a

Receita Fixa Combustível é atualizada de acordo com parâmetros do combustível específico.

Com a publicação das Portarias MME nº 42 de 1 de março de 2007 e nº 46 de 12 de março de 2007, a Receita Fixa Combustível e parcela vinculada ao Custo do Combustível do Custo Variável Unitário das usinas térmicas passam a considerar o fator de conversão de combustível “i”.

O 4º LEN realizado em 2007, contratou 1.304 MWmédios, seguido pelo 5º LEN, que contratou 1.597 MWmédios de térmicas, apresentando um acréscimo significativo na oferta de usinas térmicas comparado aos leilões anteriores.

Abaixo estão listados os Leilões de Energia Nova com participação de usinas térmicas:

Data de realização do leilão	Leilão	Energia negociada de térmicas (MW médios)	Média de Preço de Venda (R\$/MWh)
16/12/2005	01°LEN	2181,000	133,99
29/06/2006	02°LEN	584,000	122,14
10/10/2006	03°LEN	474,000	137,65
26/07/2007	04°LEN	1304,000	134,66
16/10/2007	05°LEN	1597,000	129,34
17/09/2008	06°LEN	1076,000	128,23
30/09/2008	07°LEN	2969,000	145,49
17/08/2011	12°LEN	866,400	103,33
28/11/2014	20°LEN	1994,000	204,62
30/04/2015	21°LEN	867,000	279,00
21/08/2015	22°LEN	22,700	214,25
29/04/2016	23°LEN	3,300	258,00
20/12/2017	26°LEN	1870,900	212,91
31/08/2018	28°LEN	326,400	179,98
18/10/2019	30°LEN	673,100	188,69

Tabela 1 – Histórico dos Leilões com CCEARs por Disponibilidade produto térmico

Fonte: Resultado Consolidado de Leilões CCEE, maio/2021

Em 2017, foi realizado o 26° Leilão de Energia Nova, que apresentou alteração na atualização da Receita Fixa Combustível. Neste leilão, a Receita Fixa vinculada ao Custo do Combustível é reajustada mensalmente.

Por fim, todos esses aprimoramentos devem ser levados em consideração no planejamento do Leilão de Reserva de Capacidade, dado que são frutos naturais do processo evolutivo, tanto de regulação do mercado quanto das questões econômicas para a viabilização dos projetos buscando o princípio de modicidade de custos

2. Contribuição

2.1. Início do suprimento e os contratos vigentes

A minuta de Portaria sugere que os empreendimentos existentes que tenham contratos de venda de energia vigentes após a data prevista para início de suprimento dos contratos associados ao Leilão de Capacidade – 1º de julho de 2026 para CRCAPs e 1º de janeiro de 2027 para CCEARs – não serão habilitados tecnicamente para participação no certame.

Entende-se que esse dispositivo será um grande limitador à participação das usinas no Leilão de Capacidade, o que restringirá a competição e, até mesmo, induzirá o descomissionamento de usinas relevantes para a confiabilidade do sistema. Nesse sentido, torna-se de fundamental importância a compatibilização do início de suprimento do produto com as usinas que terão seus CCEARs vencidos até 2027.

Portanto, propõem-se a retirada da referida restrição de cadastramento junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a incorporação de mecanismo que permita a participação de todos os agentes aptos a ofertar potência, como por exemplo a possibilidade de que o início do suprimento de potência e da respectiva energia associada se dê imediatamente após o término do CCEAR existente, com desconto desse período do prazo total de 15 anos previsto para duração do novo CCEAR e do CRCAP, sem duplicidade de receitas.

Outro ponto de atenção diz respeito ao descasamento entre o início de suprimento proposto para o CRCAP, 1º de julho de 2026, e para o CCEAR, 1º de janeiro de 2027. Ao assumir que, para participação no certame, os agentes não poderiam ter CCEAR vigentes com sobreposição do período de suprimento com os novos contratos, o dispositivo estabelece que os agentes vencedores no Produto Potência com Inflexibilidade estariam por seis meses recebendo apenas pelo produto potência. O mesmo raciocínio seria verdade ao final de quinze anos, quando o agente gerador estaria por mais seis meses recebendo apenas pelo produto energia.

Não se encontram motivos que justifiquem a complexidade contratual imposta pelo descasamento entre as datas de início de suprimento dos dois contratos. Pelo contrário, a EDP defende que ambos os contratos tenham suas datas de início alinhadas, de modo a promover a adequada remuneração dos agentes de geração, o qual constitui-se em um dos principais objetivos para o sucesso da implementação dos leilões de capacidade. Contudo, tal concatenação e a

eliminação da vedação supramencionada, possuem o efeito positivo de endereçar uma maior competição no leilão de reserva de capacidade.

Diante do exposto, o quadro a seguir traz as propostas de adequação no texto da minuta de Portaria, de modo a contemplar as contribuições desta seção:

Ponto	Redação	Proposta de alteração
Art. 7º	Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: (...) VII - empreendimentos existentes que tenham contratos de venda de energia, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes após a data de início de suprimento estabelecido no art. 13, § 2º, inciso I (...)	Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: (...) VII — empreendimentos existentes que tenham contratos de venda de energia, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE, vigentes após a data de início de suprimento estabelecido no art. 13, § 2º, inciso I (...)
Art. 13º	Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021. (...) § 2º O início de suprimento dos Contratos associados ao Leilão de Reserva de Capacidade ocorrerá em: I - 1º de julho de 2026, para Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAP; e II - 1º de janeiro de 2027, para Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.	Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021. (...) § 2º O início de suprimento dos Contratos associados ao Leilão de Reserva de Capacidade ocorrerá em 1º de janeiro de 2027 . I — 1º de julho de 2026, para Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAP; e II — 1º de janeiro de 2027, para Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR. § 3º Os vendedores que tenham CCEARs vigentes no período de suprimento do CRCAP, terão o início do CRCAP imediatamente ao término do CCEAR em vigor, sem qualquer alteração no prazo final de suprimento previsto originalmente para os CRCAPs.

2.2. Inflexibilidade e custo do combustível

Além do Produto Potência Flexível, a minuta de Portaria traz a proposta de negociação do Produto Potência com Inflexibilidade, o qual prevê a possibilidade de que os vendedores ofertem a sua energia associada à geração inflexível anual na modalidade por quantidade de energia.

Nesse sentido, vale ressaltar o já exposto na Seção 1.4, que destaca a alteração do reajuste da parcela inflexível de geração dos contratos de leilões, evidenciando que a partir da consideração do reajuste mensal pelo custo do combustível no cálculo da Receita Fixa foram viabilizados diversos empreendimentos ao sistema.

Diante de tal fato, é necessário adequações para que o preço da energia associada ao Produto Potência com Inflexibilidade seja ajustado de modo a refletir as incertezas relacionadas ao custo de combustível, variações cambiais e a probabilidade de despacho que são suportadas pelos agentes geradores. É sabido que se trata de aspectos de alta complexidade de precificação e, por essa razão, ao serem desconsiderados, surge um risco evidente de sobreprecificação no preço de venda na hipótese de o agente gerador vender contratos por quantidade.

A EDP propõe solução através da criação de contrato por disponibilidade ou, alternativamente, pela precificação associada ao fator de conversão de combustível “i” da usina. Entende-se que o mecanismo, ao reduzir o risco do agente gerador, permite a maior competitividade e oferta nos leilões, à semelhança do ocorrido quando das alterações da remuneração da parcela combustível da receita fixa dos CCEARs por disponibilidade anteriores.

Nessa linha, ainda que a energia associada à parcela inflexível venha a ser atribuída ao agente gerador, é necessário um mecanismo padronizado de cálculo do CVU se a decisão for manter uma lógica de despacho por custo e com regulação estrita. Isto se mostra relevante na medida em que, mensalmente, os combustíveis sofrem alteração em seu preço e, caso não seja feito um cálculo padronizado, haverá uma impossibilidade prática de regulação mensal dos CVUs para fins do Programa Mensal de Operação (PMO).

Ponto	Redação	Proposta de alteração
Art. 4º	<p>III - Produto Potência com Inflexibilidade, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, a partir de fonte termelétrica, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja entre 10% (dez por cento) a 30% (trinta por cento), negociado em duas Fases, as quais se subdividem da seguinte forma:</p> <p>Primeira Fase: os vendedores deverão ofertar disponibilidade de potência, em MW;</p> <p>Segunda Fase: os vendedores deverão ofertar energia associada à geração inflexível anual, na modalidade quantidade de energia, em MW médio.</p>	<p>III - Produto Potência com Inflexibilidade, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, a partir de fonte termelétrica, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja entre 10% (dez por cento) a 30% (trinta por cento), negociado em duas Fases, as quais se subdividem da seguinte forma:</p> <p>Primeira Fase: os vendedores deverão ofertar disponibilidade de potência, em MW;</p> <p>Segunda Fase: os vendedores deverão ofertar energia associada à geração inflexível anual, na modalidade quantidade de energia, em MW médio, com precificação associada ao fator “i” da usina.</p>

2.3. Repasse do custo de geração (diferença entre CVU e PLD) no atendimento ao despacho por potência via encargo

Considerando que há diferenças entre o PLD e o CVU no momento da operação da usina, e que o despacho para atendimento à capacidade pode ocorrer quando o PLD for inferior ao CVU, há o custo remanescente, traduzido na diferença entre o CVU e o PLD da geração de termoeletricas.

Dada a baixa previsibilidade do despacho por capacidade ao longo de um horizonte de quinze anos, sujeito a modificações na matriz energética durante o período, é fundamental garantir o mecanismo de repasse dos custos dessa diferença entre o CVU da usina e o PLD, tal qual feito na regulação vigente, pois tanto a quantidade de despachos quanto a variação do custo de combustível representam riscos de difícil precificação. Nessas condições, a eficácia do leilão fica prejudicada, por possibilitar: (i) a sobreprecificação da receita fixa, tornando essa parcela muito mais elevada do que o necessário; (ii) redução dos ofertantes, por não assumirem os riscos envolvidos; e, (iii) oferta vencedora no leilão, ao preço de referência, mas que ao longo do contrato não consiga honrá-la em caso de nível de despacho maior do que o estimado no modelo de negócio para participação no certame, expondo agentes e o setor ao risco de judicialização.

O repasse dos custos de geração reduz a precificação de riscos pelo gerador ofertante, aumenta a competitividade e recompensa o comprador com preços mais baixos.

A lógica do repasse dos custos inclusive fez parte da regulamentação do Despacho por Reserva de Potência Operativa (REN ANEEL 822/18), conceito criado para remunerar os custos extras do serviço prestado pelas termoeletricas para garantir a disponibilidade de potência para atender as necessidades do sistema. Conforme estabeleceram as Regras de Comercialização, a energia gerada é liquidada a PLD a crédito do gerador e o montante financeiro adicional necessário para completar a valoração dessa energia é pago ao gerador por meio de encargos.

A EDP entende que essa regulamentação deva direcionar à precificação mais aderente aos custos, em que a parcela a ser paga entre o valor do CVU e o PLD (que pode resultar em valores tanto positivos quanto negativos) deve ser repassada por encargo ao sistema, resultando em precificação mais eficiente e com resultados mais consistentes para o sistema, ao evitar desequilíbrios econômico-financeiros com variações não previstas.

Outra questão relevante diz respeito à garantia de aplicação da isenção de *loss sharing* no âmbito do MCP para usinas vencedoras do Produto CRCAP, considerando que a remuneração do despacho da usina baseia-se estritamente

no custo do combustível, de forma a garantir a confiabilidade do sistema elétrico, bem como o menor custo ao sistema.

Ponto	Redação	Proposta de alteração
Art. 13	Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021.	Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021.
...	...	<p>§ 9º A diferença entre o PLD e o CVU (quando $PLD < CVU$) serão remunerados via Encargo de Capacidade e repassados ao vendedor, sendo a CCEE responsável pela arrecadação e destinação desse encargo.</p> <p>§ 10º À receita de geração da usina (CVU), não deverá ser imputado as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência, no MCP, resultante do Processo de Contabilização da Energia Elétrica, no âmbito da CCEE.</p>

2.4. Produtos Associados a um Contrato de Capacidade

A contratação de energia por meio de leilões atende as necessidades evolutivas no sistema. Em um primeiro momento, no começo do Novo Modelo do Setor Elétrico, a oferta deixou de ser pelo pagamento de maior Uso do Bem Público (UBP) e passou a ser pela menor tarifa, proporcionando contratos de longo prazo para novas concessões e autorizações. Os contratos por quantidade promoveram uma redução de custo para o sistema com energia de base, e os contratos por disponibilidade garantiram segurança de manutenção dos parques térmicos disponíveis para replecionamento dos reservatórios e atendimento de carga do sistema. Mais recentemente, a inserção das fontes solar e eólica permite uma redução no custo da energia, mas adiciona sua característica intermitência inserida ao sistema necessita tratamento.

A operação do sistema busca promover, entre outros:

1. Segurança de abastecimento – geração que possa suprir a base do consumo, seja hídrica, eólica, solar ou térmicas. No caso das tecnologias solar e eólica, que promovem geração a baixo custo, possibilitam o armazenamento de água nos reservatórios nos períodos em que geram mais, em havendo complementaridade.

2. Atendimento à potência – seja ela por térmicas que atendam as demandas com velocidade, seja por hídricas com capacidade de modulação ou pelo conjugado de hídricas e térmicas, que permitam o atendimento aos picos do sistema pela ação conjunta.
3. Confiabilidade elétrica – para manutenção da estabilidade do sistema.

Em geral, com afluências na média histórica, é possível viabilizar a operação sem maiores sobras de Garantia Física ou de Potência do sistema, porque a operação com níveis maiores de reservatórios, típica da normalidade da afluência, permite até a modulação da geração com as fontes hídricas ou poucas térmicas de acionamento rápido.

Períodos de afluência mais restritas, como as observadas atualmente, exigem maior robustez da matriz energética, possivelmente com o acionamento maior de fontes térmicas para garantir a ponta do sistema e a confiabilidade elétrica, e até para manutenção do abastecimento na base.

De forma geral, para atendimento desses requisitos individuais de segurança do abastecimento, atendimento à potência e confiabilidade elétrica, bastaria contratações direcionadas para cada um desses objetivos, porém tal medida gera um elevado custo. Uma forma de garantir o atendimento à demanda e à carga, sem encarecer demasiadamente a operação consiste, no planejamento integrado das fontes e no atendimento aos requisitos de segurança do sistema de forma global.

A EDP defende que a solução do atendimento de ponta seja promovida por solução mais abrangente, como a inserção de térmicas de baixo custo para manutenção de reservatórios mais elevados e com capacidade natural de modulação, bem como de geração programada para modulação do sistema.

Ressalta-se essa questão da necessidade de planejamento do despacho térmico porque ela é essencialmente programada, até mesmo nos mercados internacionais com preços horários, nas quais são feitas ofertas para o *day ahead*.

Atendimentos pontuais de demanda somente com custos elevados podem levar a ineficiência do sistema por não incentivar o desenvolvimento das metodologias de previsão, além de não incorporar o planejamento prévio para esse tipo de atendimento.

Na forma como definido na minuta de Portaria, o gerador que se sagrar vencedor do Leilão de Reserva de Capacidade deverá atender à totalidade dos despachos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):

Art. 10. Os empreendimentos contratados no Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, deverão atender à totalidade dos despachos

estabelecidos na programação diária estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. Parágrafo único. O CRCAP deverá prever penalidade para o não atendimento aos referidos despachos.

É compreensível o espírito do texto, especialmente em um contexto de receio de falha as usinas contratadas, o que seria um natural desgaste dado que se estaria pagando por algo e não tendo a contrapartida adequada. Contudo, a redação como está leva a uma situação em que se ignora a realidade de operação física de um projeto térmico, na qual mesmo um operador diligente pode ter uma situação não previsível de falha ou quebra de um equipamento. Desse modo, atender a todas as ordens de despacho do ONS em um horizonte de 15 anos significa ter que operar em condições imprevisíveis, e conseqüentemente haverá uma tendência de oneração excessiva no leilão, ou no limite, seria uma situação imprecificável.

Adicionalmente, ressalta-se que o cumprimento ao despacho do ONS está sujeito ao atendimento de alguns pré-requisitos operativos como o tempo adicional após a hibernação das máquinas, quando há início de operação após longos períodos de parada, que não deveriam sofrer sanções por serem características já incorporadas ao disposto nos Procedimentos de Rede.

Contudo, isto não significa ter um produto sem condições rígidas de atendimento e penalizações e/ou glosas na Receita Fixa de projetos que se saírem vencedores no certame. Assim, para que o gerador possa assimilar perfeitamente a entrega que precisará realizar, é fundamental que o produto negociado no Leilão seja objetivamente caracterizado. Em mercados de capacidade maduros, os geradores vencedores assumem compromissos específicos, como como atendimento de potência por determinado número de horas, manter-se em geração em carga reduzida pronto para subida, agregação de serviços ancilares. Em caso de não atendimento, haverá penalidades.

O que importante enfatizar aqui é que o compromisso assumido pelo vendedor deve ser simples, claro e objetivo, com penalidades e glosas equivalentes em caso de não atendimentos as condições estabelecidas. Novamente, apesar de compreensível da perspectiva técnica do setor elétrico, das perspectivas jurídica e empresarial a simples assunção de atender a qualquer ordem do ONS não possui essas características. Logo, será necessária delimitar e estabelecer os contornos necessários para o atendimento aos despachos do operador do sistema.

Neste contexto, a EDP sugere que sejam estabelecidos três sub-produtos no Leilão:

1. Reserva de Capacidade Ultra Rápida: quando acionada, deve entregar a potência em até 1 hora, indicada para suprir falhas improváveis de

equipamentos, conseqüentemente esta flexibilidade reflete-se em preços mais elevados

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

Os três sub-produtos necessitam também de contornos no que tange ao índice de falhas permitidas e na delimitação das penalidades, algo que deve ser refletido na Portaria de diretrizes do leilão, com maior detalhamento no edital e nos contratos. Assim, ter-se-iam produtos bem definidos e a possibilidade de contratar reserva de diferentes custos, com diferentes funções.

De forma a complementar o *mix* de produtos que sejam aderentes ao objetivo proposto de garantir segurança ao sistema, a EDP propõe a inserção de produto com despacho programado, compatível com os sistemas térmicos existentes:

Ponto	Redação	Proposta de inserção
Art. 4º	<p>No Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, serão negociados os seguintes produtos:</p> <p>I - Produto Potência Flexível, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, para as quais o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, sem energia associada, a partir das fontes termelétrica e hidrelétrica; e</p> <p>II - Produto Potência com Inflexibilidade, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, a partir de fonte termelétrica, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja entre 10% (dez por cento) a 30% (trinta por cento), negociado em duas Fases, as quais se subdividem da seguinte forma: (...)</p>	<p>No Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, serão negociados os seguintes produtos:</p> <p>I - Produto Potência Flexível, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, para as quais o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, sem energia associada, a partir das fontes termelétrica e hidrelétrica; e</p> <p>II - Produto Potência Flexível Programada, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, para as quais o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, sem energia associada, a partir das fontes termelétrica e hidrelétrica, considerando as restrições de operação de cada fonte; e,</p> <p>III - Produto Potência com Inflexibilidade, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, a partir de fonte termelétrica, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja entre 10% (dez por cento) a 30% (trinta por cento), negociado em duas Fases, as quais se subdividem da seguinte forma: (...)</p> <p><i>Cada produto poderá ser dividido em subprodutos.</i></p>

2.5. Adequação do prazo para declaração da inflexibilidade

Considerando que as questões relacionadas a inflexibilidade de um projeto térmico possuem natureza tanto física (para atendimento de alguns serviços e condições em máquinas de usinas térmicas) quanto econômicas (contratos de combustível), é possível entender que um empreendedor que participará do leilão realizará estudos e análises visando se tornar competitivo até próximo do certame. Assim, a EDP entende que a declaração de inflexibilidade possa ser revista até data próxima do leilão, como também a confirmação de qual produto o empreendedor deseja participar do certame com sua usina.

Também se entende que o ideal seria uma lógica de repasse do custo da inflexibilidade e da energia para o mecanismo de contratação da Reserva de Capacidade, para fins de se evitar uma oneração excessiva do lance do empreendedor na Receita Fixa. Contudo, se isto não for possível, apresenta-se a alternativa de somente repassar como encargo para o mecanismo a diferença entre o CVU e o PLD, seja ela negativa ou positiva, logo também ocorreriam compensações relevantes nos momentos em que o PLD for superior ao CVU. Caso o contrário, o gerador precificará isto na Receita Fixa, elevando-a de forma desnecessária.

Faz-se necessário considerar tornar a declaração do produto inflexibilidade mais próxima à data do leilão, porque na hipótese de viabilização da venda de inflexibilidade antes do certame, há possibilidade de se participar no produto totalmente flexível.

2.6. Rateio dos Custos

Na forma proposta, o rateio dos custos dos Contratos de Capacidade se dará por meio do consumo de energia registrado na CCEE:

O ERCAP será proporcional ao consumo de energia elétrica conforme medição da CCEE.

Nesta forma de cobrança do Encargo, um agente que consome energia à noite, por exemplo, terá um sobrecusto, apesar de não contribuir para o déficit de potência sistêmica. De forma oposta, um agente que consuma pouca energia, mas toda concentrada nos períodos de déficit de potência, não receberá sinais econômicos para mudar seus hábitos de consumo.

Há exemplos internacionais para nos basearmos e promovermos uma alocação de custo eficiente. Por exemplo, citando novamente o mercado do Reino Unido, o período de pico de consumo, em que há o desbalanço de potência é estabelecido (das 16h às 20h, apenas para ilustrar). O rateio dos custos das usinas

contratadas para reserva de capacidade é então realizado de acordo com a demanda máxima dos consumidores no período das 16h às 20h.

Com esta alocação de custos, os consumidores tendem a evitar o período de pico e assim o desbalanço de potência tende a se autocompensar.

Neste sentido, a EDP propõe que o rateio do ERCAP seja realizado proporcionalmente à demanda dos consumidores durante o período de pico, e não com base no consumo de energia na CCEE.

2.7. Serviços Ancilares

Apesar de ser uma evolução relevante e em linha com o desenho de mercado dos mercados internacionais liberalizados, entende-se que uma usina em operação apresenta uma série de custos que não conseguem ser pagos somente pelo produto Capacidade (e nem deveriam). Por outro lado, uma usina em operação acaba prestando muitos serviços ao sistema além da Capacidade.

Assim, considerando a evolução natural do mercado brasileiro e em termos de razoabilidade econômica em termos de serviços prestados e receita auferida, é imprescindível que seja desenvolvido o mercado de Serviços Ancilares, o que contemplaria a remuneração de serviços como Regulação de Frequência, Regulação de Tensão, *blackstart* etc.

No atual estágio tecnológico se uma usina for despachável, ela tende a prestar vários serviços relevantes ao sistema, e na situação em que há a possibilidade de prestar vários serviços em um mesmo horário, a usina decidiria que serviço prestar e paga as penalidades ou as compensações para os serviços que não prestou. Ou seja, a usina não fica limitada a um tipo de contrato ou produto e passa a ter uma receita composta pelos diferentes serviços que presta. Entende-se que tal evolução é complexa no atual momento, mas é um ponto que poderia ser considerado para os futuros aprimoramentos do mercado brasileiro.

2.8. Questões sobre a revisão de Garantia Física

Na minuta de Portaria, estabelece-se que a Garantia Física da usina **poderá** ser recalculada:

Art. 5º Para fins de participação no Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração poderá ser revista, conforme legislação vigente.

A Garantia Física no atual contexto da regulação é muito impactante para um empreendimento de geração, assim incertezas sobre o seu valor ou a sua revisão podem levar a precificações de riscos desnecessários ou que no limite não existem. Também entende-se que a Garantia Física deveria gradativamente perder o seu papel comercial e se restringir cada vez mais para questões de planejamento energético do sistema, algo que de certo modo foi contemplado ao estabelecer que o recurso para venda de energia em contratos de um gerador térmico seria sua geração. No limite, o gerador térmico poderia vender em contratos o equivalente à sua capacidade instalada, e a geração ou compra de contratos seria uma decisão econômica para cobertura do contrato de venda celebrado.

Assim, a EDP sugere que para fins do Leilão de reserva de Capacidade se mantenha as Garantias Físicas em eventuais considerações nos índices de competitividade ou critérios de seleção, ou ainda caso se promova o recálculo, que o mesmo seja indicado de forma precisa no que tange a metodologia e os decks a serem utilizados. Com esta proposta, o gerador teria certeza do processo de seleção e se há algum risco do montante de energia que poderá negociar, reduzindo as necessidades de precificação de incertezas, que acabam por elevar os preços finais.

3. Considerações finais

A evolução do ambiente tecnológico e econômico, bem como as demandas da sociedade, apontam para a necessidade de aprimoramento na forma como energia e potência são precificados na operação do sistema, especialmente quando se contextualiza o setor energético brasileiro (destaca-se o “energético”, pois o setor elétrico cada vez mais contribuirá com sinergias em outros segmentos da economia, como a viabilização da descarbonização do setor de transportes via veículos elétricos, bem como a descentralização e digitalização dos serviços).

A EDP destaca a necessidade de “visão do todo”, por entender que o modelo de financiamento baseado apenas nos contratos no ACR vigente no setor elétrico está em vias de esgotamento. A sustentabilidade da expansão da geração demanda a alocação correta de custos entre os ambientes cativo e livre, de forma que outras importantes frentes da Reforma do Setor possam avançar em solo firme, como a abertura do mercado, a sinalização de preços horários (para cativos e livres), a separação entre Lastro e Energia, para ficar em apenas alguns dos importantes pontos do Projeto de Lei nº 414/2021.

A criação de um mercado de capacidade caminha nessa direção, ao modernizar o desenho de contratação no setor brasileiro, aproximando-o dos mercados liberalizados. A proposta também permitirá ao operador do sistema novas formas de utilização e remuneração das termelétricas e hidrelétricas para aproveitamento das características singulares do parque nacional, como a importante participação dos reservatórios, garantindo a segurança despachável em um sistema naturalmente intermitente e a manutenção das características renováveis da matriz.

As contribuições de aprimoramentos na formulação da política do setor elétrico descritas pela EDP visam garantir que o Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 seja amplamente competitivo, alinhado aos princípios da modernização, de forma a garantir a contratação de serviços objetivos necessários para a operação do sistema, observando sempre a segurança, sustentabilidade e modicidade tarifária ao consumidor brasileiro, em ambos os ambientes livre e cativo.