

Leilão de Reserva de Capacidade, PLD e curtailment: Três faces do mesmo descasamento ¹

Roberto Brandão²

Nivalde de Castro³

O resultado do Leilão de Reserva de Capacidade de Potência realizado em março de 2026 (LRCAP/2026) merece uma análise mais aprofundada, em função dos diferentes impactos sobre a dinâmica de curto e médio prazo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A soma das receitas fixas de capacidade contratada atinge a cifra de R\$ 39 bilhões anuais em regime pleno de suprimento, sem considerar os custos variáveis quando as usinas forem despachadas. É um valor expressivo e o instinto natural é tratá-lo como um sintoma de um problema regulatório a ser corrigido. Neste artigo, defende-se, contudo, o oposto: o LRCAP/2026 é necessário e o seu custo decorre, em grande medida, de fatos estruturais do sistema elétrico brasileiro que não serão resolvidos pela crítica ao instrumento.

Portanto, mais relevante do que discutir o LRCAP/2026 isoladamente, é entender os motivos pelos quais o certame, o *curtailment* crescente da geração renovável e a volatilidade horária do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) são, no fundo, três manifestações de um único fenômeno: o descasamento entre o perfil horário da geração renovável variável, hoje liderada pela energia solar, e o perfil horário do consumo.

Quem trata os três como problemas paralelos perde o fio da meada da capacidade analítica, já que são partes do mesmo arranjo, e qualquer resposta

¹ Artigo publicado pela Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53345595/leilao-de-reserva-de-capacidade-pld-e-curtailment-tres-faces-do-mesmo-descasamento> Acesso em: 30.04.2026

² Diretor Técnico-Científico do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL-UFRJ).

³ Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador Geral do GESEL-UFRJ.

de política pública que enfrente um deles isoladamente irá produzir efeitos colaterais nos outros dois.

O que o LRCAP/2026 efetivamente contratou?

Cerca de metade dos 19 GW contratados no LRCAP/2026 corresponde a usinas termelétricas já existentes, cujos contratos haviam terminado ou estavam em vias de terminar. Não é capacidade instalada nova, mas sim uma capacidade que o mercado de energia, no desenho atual, deixou de remunerar adequadamente. A razão é simples e merece ser dita com franqueza.

Quando a hidrologia é favorável, o sistema brasileiro despacha preferencialmente as usinas hidrelétricas, que têm um custo variável nulo. As usinas termelétricas que dependem de despacho eventual ficam, especialmente nos meses úmidos, por períodos longos paradas, sem obter receita suficiente para cobrir seus custos fixos. Sem um novo contrato que forneça receitas fixas, como os contratos de capacidade, essas usinas simplesmente não se sustentam e tendem a sair do sistema.

A outra metade dos 19 GW contratados no LRCAP/2026 corresponde a investimento novo, predominantemente usinas termelétricas a gás, com uma participação adicional de motorização de hidrelétricas existentes, além de uma participação menor de usinas termelétricas existentes a óleo (contratos de três anos) e de plantas de reconversão para biodiesel.

O elevado volume contratado de capacidade nova e existente deve-se aos sucessivos adiamentos do leilão. O LRCAP/2025, que já era uma iniciativa atrasada, foi cancelado após judicialização, de modo que o LRCAP/2026 absorveu, em um único certame, o equivalente a cerca de três anos de crescimento da necessidade de potência firme e de recontração de usinas existentes. Assim, o volume total de capacidade contratada não seria materialmente diferente se a contratação tivesse sido feita anualmente. Entretanto, o preço unitário provavelmente teria sido diferente, pois a alta concentração de demanda em um único leilão tende a reduzir a competitividade entre os agentes.

Há, portanto, uma crítica legítima ao LRCAP/2026, mas diz respeito à gestão regulatória, não ao desenho do instrumento. O leilão teve como resultado um custo elevado, porém, em grande medida, por razões evitáveis. O instrumento do leilão, em si, responde a uma necessidade real, sendo eficiente e estratégico para garantir o, cada vez mais complexo, equilíbrio entre demanda e oferta de energia elétrica.

Como o custo chega à indústria?

O fato concreto é que os R\$ 39 bilhões anuais não são abstração contábil e chegarão às faturas dos consumidores por meio, sobretudo, do Encargo de Energia de Reserva de Capacidade (ERCAP), instituído pela Lei nº 14.300/2022 e regulamentado em seus contornos atuais pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.103/2024 e pela Lei nº 15.269/2025.

É importante notar que o ERCAP rateia, entre os usuários do sistema, o custo da receita fixa contratada no LRCAP e sua base de incidência não é o consumo total de energia, mas o consumo pico individual de cada usuário no mês. O consumidor livre e o consumidor especial pagam o ERCAP referente ao seu consumo líquido máximo horário mensal, enquanto o autoprodutor paga apenas sobre a parcela da sua carga atendida via Sistema Interligado Nacional (SIN), não sobre a energia gerada por seus próprios ativos. O sinal econômico, portanto, é claro: quem modula a sua carga, evitará picos individuais e, operando um fator de carga mais homogêneo, pagará menos ERCAP. Quem concentrar o seu consumo em horas de ponta própria, pagará mais.

Aa primeiras estimativas dos agentes do SEB é que o ERCAP caminhe, na próxima década, para uma magnitude comparável à da atual Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o que projeta um cenário de custos crescentes e preocupantes, notadamente para o segmento industrial.

Por que o leilão de capacidade é necessário?

Atualmente, a dinâmica de expansão da geração no arranjo comercial brasileiro ocorre, em parcela crescente, através da energia solar, na qual a micro e minigeração distribuída (MMGD) possui um peso significativo e se apropria de benefícios obtidos via subsídios. A MMGD é uma energia barata, modular e rápida de instalar, porém absolutamente não controlável e sem qualquer relação com o planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Assim, conforme a demanda cresce, sem um aumento correspondente da geração controlável, o SIN acumula um déficit de potência firme nos horários em que ela se faz mais necessária, sobretudo no fechamento da ponta noturna, quando o sol já saiu e o consumo sobe. Trata-se da rampa diária cuja inclinação vem crescendo nos últimos anos.

Esse déficit não se resolve sozinho. As fontes que ofereceriam controlabilidade, ou seja, novas usinas hidrelétricas e termelétricas, são, no atual desenho de mercado, caras demais para se sustentarem apenas com a receita da venda de energia. O armazenamento, quando estiver disponível em escala, também não se sustentará apenas com a arbitragem no mercado de energia, especialmente enquanto o piso do PLD limitar artificialmente o *spread* horário.

O leilão de capacidade existe, portanto, para preencher um vazio de receita que o mercado de energia, isoladamente, não preenche. A questão relevante não é se o LRCAP deve ser realizado, mas como este instrumento deve ser desenhado nos seus editais e quais fontes podem competir em pé de igualdade.

Curtailment**: Sintoma de um desequilíbrio sistêmico**

Os níveis de *curtailment* verificados nos últimos três anos não são desajustes operacionais ou erro de planejamento, mas expressam um desequilíbrio estrutural do sistema, com duas causas centrais:

1. Crescimento acelerado da geração renovável não controlável, com destaque para a MMGD; e
2. Descasamento entre o ritmo de crescimento da geração renovável não controlável e o ritmo de expansão do sistema de transmissão.

A combinação desses dois vetores produz, em horas de sol, agravadas nos fins de semana e feriados, quando a carga é menor, uma oferta que excede a capacidade do SIN de absorvê-la por:

1. Falta de demanda;
2. Restrições elétricas locais;
 - Limites de exportação entre regiões;
1. Requisitos energéticos associados ao controle de frequência e à preservação dos mínimos operativos; e
2. Geração em mínimos contratuais ou técnicos de diversos geradores.

A alocação financeira do custo do *curtailment* é o segundo problema e talvez o mais corrosivo no curto prazo. O arranjo regulatório atual prevê um ressarcimento ao gerador apenas em casos de indisponibilidade externa e cortes por razão de confiabilidade elétrica. Deste modo, os cortes por razão energética são absorvidos pelo próprio gerador.

O efeito prático é a concentração de um impacto financeiro destrutivo em agentes cuja localização foi, em larga medida, induzida por leilões antigos e por cronogramas de transmissão que atrasaram. Esses geradores não têm nenhuma capacidade de gestão e mesmo previsão do corte e, ainda assim, arcam com o seu custo. Independentemente do mecanismo específico de partilha que se venha a desenhar em relação aos *curtailments*, o *status quo* é insustentável. Observa-se que a Lei nº 15.269/2025 estabeleceu uma base de ressarcimentos aos geradores para cortes passados, após veto presidencial ao ressarcimento mais amplo originalmente previsto, porém ainda está em gestação uma solução que enderece o problema no futuro, dado que os cortes energéticos só tendem a se agravar.

PLD: A distorção do piso e o dia típico que vem por aí

O PLD horário tende, nos próximos anos, a se tornar cada vez mais volátil e a volatilidade terá um padrão estruturalmente bimodal. Nas horas de sol, o preço deve permanecer no piso regulatório com frequência crescente, em razão do grande volume de geração solar e da inflexibilidade horária das demais fontes, já que eólica, cogeração, mínimos térmicos e mínimos hidráulicos não conseguem ajustar a sua geração para baixo na mesma intensidade e velocidade com que a solar entra. No fim da tarde e início da noite, conforme a carga crescer sem o aumento correspondente da capacidade hidrelétrica instalada, será cada vez mais rotineiro acionar usinas termelétricas para o fechamento da ponta.

Nesse contexto, o piso do PLD, fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em R\$ 57,31/MWh para 2026, é, claramente, uma distorção. Em momentos de sobra estrutural de energia, o sinal econômico correto é preço zero. O preço não deve ser negativo, como ocorre nos mercados da Europa, e sim zero, porque este é o valor marginal de uma unidade adicional de energia que o sistema não consegue absorver. Deste modo, ao manter um piso artificial, o regulador subsidia implicitamente a geração marginal nessas horas e, sobretudo, suprime o sinal econômico para alocar mais consumo (real ou por armazenamento) nos momentos de sobra de energia.

Essa constatação possui uma consequência direta para o debate sobre o LRCAP. Parte da razão pela qual hoje é necessário contratar capacidade fora do mercado de energia é que o mercado, da forma que está desenhado, não produz o sinal de preço que sustentaria as soluções de flexibilidade. Destaca-se que corrigir o piso do PLD não substitui o LRCAP, mas reduz a parcela do problema de capacidade que o instrumento precisa resolver, além de abrir mais espaço para o armazenamento.

A transição inevitável e o papel das usinas termelétricas

É preciso nomear com franqueza um *trade-off* que o debate setorial costuma evitar, tendo em vista que o crescimento da geração térmica baseada em combustíveis fósseis para o fechamento da ponta noturna é indesejável do ponto de vista ambiental. Contudo, as alternativas tradicionais são escassas, uma vez que não existe, hoje, um portfólio robusto de novas usinas hidrelétricas em condições socioambientais e econômicas viáveis. Quem critica a contratação de térmica no LRCAP precisa explicar, com a mesma clareza, qual é a alternativa disponível no horizonte em que a ponta precisa ser atendida. No curto prazo, ela não existe.

No médio prazo, existe uma alternativa que está em rápido processo de gestação regulatória: os sistemas de armazenamento. Eles se integrarão à matriz elétrica brasileira em dois ciclos ondas. O primeiro, com um LRCAP específico já previsto para 2026, são os sistemas de armazenamento químico, as baterias,

capazes de absorver excedentes solares nas horas centrais do dia e despachá-los no fechamento da ponta. O segundo, mais de médio prazo, e de caráter mais transformador em função da base matricial do SEB, são os sistemas de armazenamento hídrico em escala, denominados por usinas hidrelétricas reversíveis. Elas têm vantagens complementares por serem capazes de prover capacidade firme por longos períodos, com um fator de capacidade elevado, e de oferecer serviços ancilares que as baterias, nesta escala, não oferecem.

Nestes termos, as usinas termelétricas fósseis contratadas no LRCAP/2026 devem ser consideradas como uma ponte transitória para esse arranjo futuro e não como o destino do SIN. Ainda assim, não se antevê um cenário de evolução do SEB em que se possa renunciar, de forma completa, à contratação de usinas termelétricas flexíveis, devido ao papel fundamental que desempenham em anos muito secos, compensando parte da escassez hídrica.

O que esperar da próxima sequência de leilões?

Nota-se que o SEB está migrando de uma lógica centrada em energia para uma lógica mais complexa que valorizará simultaneamente energia, potência e flexibilidade. A próxima sequência de leilões precisa entregar esses três produtos para que o sistema saia do desequilíbrio atual.

Primeiro, o LRCAP dedicado aos sistemas de baterias precisa ocorrer no prazo previsto, com regras que permitam capturar o seu valor sistêmico real e não apenas substituir as termelétricas de ponta.

Segundo, os novos LRCAPs devem ser realizados em frequência regular, anual, idealmente, de modo a evitar a concentração de demanda, que inflou o custo do certame de 2026. E abrir espaço para que os sistemas de armazenamento possam competir, em pé de igualdade, com as usinas termelétricas.

Terceiro, o tratamento regulatório do *curtailment* futuro deve ser revisto, pois a transferência integral do risco para as unidades geradoras que não controlam a causa do corte está produzindo uma deterioração financeira que será necessariamente precificada nos próximos contratos de venda de energia e, portanto, no custo final para o consumidor. Neste sentido, serão afetados, inclusive, os projetos eletrointensivos, especialmente as plantas de hidrogênio verde e *data centers*, cujo modelo de negócios depende justamente da previsibilidade contratual de longo prazo.

Os ajustes deste dinâmico processo exigem uma forte interação do marco institucional com os agentes do setor para que as definições e inovações regulatórias possam ser concretizadas em tempo e fundamentações capazes de determinar cenários qualificados para maior qualidade e equilíbrio no SEB atraindo novos investimentos, como é caso dos sistemas de armazenamento e

dos novos segmentos produtivos eletro intensivos do hidrogênio verde e dos *data centers*.

Referências

GESEL-UFRJ. Marco Legal e Regulação do Armazenamento de Energia: análise das Consultas Públicas e perspectivas para a aprovação do marco regulatório e do primeiro Leilão de Reserva de Capacidade. Série TDSE -Texto de Discussão do Setor Elétrico- nº 155, Gesel-UFRJ, fevereiro de 2026. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2026/03/TDSE-155-armazename nto.pdf>

BRANDÃO, R.; LIVINO, A.; CHAVES, A. C.; LA ROVERE, R. L.; FERREIRA, K. Recomendações para a Implementação de Sistemas de Armazenamento Hidráulico no Brasil. Série TDSE-Texto de Discussão do Setor Elétrico- nº 154, Gesel-UFRJ, fevereiro de 2026. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2026/02/TDSE-GESEL-154.pdf>

BRANDÃO, R.; FRANÇA, F. Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional. Série TDSE-Texto de Discussão do Setor Elétrico- nº 147, Gesel-UFRJ, janeiro de 2026. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2026/01/TDSE-147-Flexibilidade-Hidrica.pdf>

CASTRO, N. de; BRANDÃO, R.; ZAMBONI, L.; MONTEATH, L.; DAHER, M. J.; MATZ, M.; ROSA, C. Mecanismos de Garantia de Confiabilidade em Sistemas Elétricos. Série TDSE-Texto de Discussão do Setor Elétrico- nº 135, Gesel-UFRJ, março de 2025. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/04/TDSE_135.pdf

BRANDÃO, R.; REIS, H.; FRANÇA, F. Operação de Baterias no Sistema Interligado Nacional com o Forte Crescimento da Geração Solar. Série TDSE-Texto de Discussão do Setor Elétrico-nº 132, Gesel-UFRJ, janeiro de 2025. Disponível em: <https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSc5HRYPUIjfTBVIROoqSNsdP PKRPCL4VB9I0RHQLnKkpTL5OO/viewform?pli=1>