

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.8.r

Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento

SDP Nº: BR-CCEE-TDR-14-21-PRECO-CS-QBS

Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de
curto prazo: uma análise do mercado brasileiro



Índice de conteúdo

Lista de siglas.....	3
1. Introdução	4
1.1. Motivação	4
1.2. Objetivos do projeto	5
1.3. Objetivos deste relatório	6
1.4. Estrutura deste relatório	6
2. Fundamentos	8
2.1. O tema da segurança de suprimento	8
2.2. Mecanismos de segurança de suprimento no contexto internacional	9
2.3. O mecanismo de validação e o mecanismo de ofertas de segurança	11
2.4. A função de custo futuro e o custo de oportunidade da água armazenada	13
3. Mecanismos de Segurança de Suprimento Vigentes no Setor Elétrico Brasileiro	15
3.1. Os mecanismos de aversão a risco	17
3.2. Incorporação do CVaR Custo na construção da função de custo futuro	17
3.3. Volume Mínimo Operativo	20
3.4. Curvas Referenciais de Armazenamento – CRefs	21
3.5. Despacho por Razão Elétrica	24
4. O Mecanismo de Validação de Ofertas	25
4.1. Fundamentos para a imposição de limites à flexibilidade do agente	25
4.2. Limites para ofertas sem necessidade de justificativa	27
4.3. Processo de apresentação e aprovação de justificativa	32
5. Reservatórios virtuais: Mecanismo de Oferta de Segurança	35
5.1. Motivação e exemplo ilustrativo	35
5.2. Segurança de suprimento e mecanismos “por oferta”	40
5.3. Detalhamento do mecanismo de ofertas de segurança	41
6. Conclusões	45
7. Referências	46

Lista de siglas

Sigla	Significado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
DESSEM	Modelo de otimização de curtíssimo prazo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i> (das hidrelétricas em relação à GF)
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismos de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDO	Programa Diário de Operação
PDP	Programa Diário de Produção
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

1.Introdução

1.1.MOTIVAÇÃO

A definição da ordem de acionamento dos recursos de geração de energia elétrica (“despacho”) no Brasil com base nos custos de produção auditados dos geradores foi uma escolha feita no final da década de 90 decorrente de características específicas do sistema elétrico brasileiro: a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deu origem à preocupação com a “otimização do sistema”, e a presença de várias empresas privadas compartilhando as mesmas cascatas, que gerou receio com a possibilidade do exercício de poder de mercado. Com esta escolha, o país adotou um cálculo centralizado dos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios, através de modelos matemáticos. Desta forma, os produtores hidroelétricos – que respondem pela maior parte da produção de energia do sistema – não têm autonomia para gerenciar o uso dos seus recursos, isto é, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico com base nos respectivos custos de oportunidade calculados de forma centralizada pelo mesmo operador. Estes custos de oportunidade são a principal referência para o cálculo do preço ao qual são “liquidadas” todas as transações de energia de curto prazo do SIN realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este preço é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é baseado no despacho definido pelos modelos computacionais em um processo *ex ante*, ou seja, é apurado com as informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e a demanda prevista para cada submercado.

Em 2019, por meio da Portaria MME Nº 403, foi instituído o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) com o objetivo de implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 1º de janeiro de 2021, dentro deste processo de modernização, o PLD passou a ser calculado diariamente em base horária para cada um dos submercados através do modelo computacional DESSEM. Buscando um aprimoramento contínuo dos modelos, foi criada então a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Quanto ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), observou-se evolução significativa nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

O atual mecanismo de formação de preço possui o desafio de representar adequadamente toda a complexidade do problema de operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte e a gestão centralizada dos reservatórios muitas vezes produz questionamentos dos agentes quanto à gestão do “risco hidrológico” associado ao atendimento de seus contratos. Além disso, tem-se observado um crescimento exponencial das fontes intermitentes na matriz energética brasileira, o que adiciona uma complexidade ao atual mecanismo de formação de preço, ainda mais com o também exponencial aumento da geração distribuída. A representação desses fatores no atual mecanismo de formação de preços por custo (modelo) pode ser discutida e aprimorada com base em fundamentos e experiências.

A CCEE, com o apoio do Banco Mundial, no âmbito da Segunda Fase do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto Meta II), tomou a iniciativa de estruturar um amplo projeto para apresentar um diagnóstico do atual mecanismo de formação de preço brasileiro e propor melhorias. A empresa PSR foi selecionada em licitação, junto com um consórcio de profissionais e

instituições parceiras, para prestar os serviços de consultoria para o **Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro**.

1.2.OBJETIVOS DO PROJETO

Este projeto deve indicar quais seriam os avanços necessários para promover a eficiência econômica no uso dos recursos energéticos e na sinalização econômica dada pelo preço de curto prazo. Complementarmente, almeja uma avaliação das vantagens e desvantagens entre os mecanismos de formação de preço por custo e de formação de preço por oferta no contexto do setor elétrico brasileiro, baseada em análises teóricas, experiências internacionais e em testes computacionais. Finalmente, na eventual adoção do mecanismo de formação de preço por oferta, o projeto deve indicar detalhadamente o melhor arranjo para o mercado brasileiro, e inclusive as adequações necessárias ao arranjo do ambiente comercial, regulatório e quais seriam as melhores práticas empresariais.

Na proposta, o despacho comercial associado ao preço da energia elétrica de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), indica o despacho físico, nominando os recursos de geração para atender o consumo (despacho pelo mercado). Esse despacho está sempre sujeito ao redespacho por parte do operador, assegurando o adequado funcionamento do sistema. Além disso, é importante que o projeto enderece temas críticos do SIN, que dizem respeito a:

- A harmonia/otimização na operação das usinas hidrelétricas;
- Mitigação do poder de mercado (concentração vertical e horizontal);
- A confiabilidade do suprimento de energia no longo prazo;
- A participação ativa da demanda.

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

- Aprofundar o conhecimento setorial sobre os mecanismos de formação de preço, por meio de workshops e treinamentos específicos;
- Aprimorar a eficiência econômica do sinal de preço do setor elétrico brasileiro;
- Mitigar a volatilidade de preços;
- Reduzir os custos totais de operação;
- Incentivar a atratividade de investimentos para o setor elétrico;
- Apresentar um diagnóstico dos avanços necessários para o mecanismo de formação de preço por custo (modelo), bem como possíveis alternativas metodológicas para uma melhor eficiência do sinal de preço;
- Avaliação crítica do mecanismo de formação de preço por oferta no cenário mundial, principalmente em países com predominância hidrelétrica;
- Avaliação detalhada das vantagens e desvantagens entre os mecanismos de formação de preço por custo (modelo) e de formação de preço por oferta no contexto do setor elétrico brasileiro;
- Propor uma metodologia de formação de preços por oferta que atenda às particularidades do setor elétrico brasileiro e que possa conviver com o despacho físico das usinas hidrelétricas. Na proposta, o despacho comercial associado ao preço da energia elétrica (PLD) passa a definir o despacho físico, sujeito a redespacho por parte do operador para o melhor funcionamento do sistema (nominação pelo mercado);
- Indicar o arranjo mais adequado para mitigar o poder de mercado;
- Propor um mecanismo para o adequado gerenciamento de risco sistêmico de suprimento considerando o ambiente de preço por oferta;

- Desenvolver ferramentas que permitam avaliar os impactos que podem decorrer de uma eventual migração do mecanismo de formação de preço por custo (modelo) para o mecanismo de formação de preço por oferta;
- Apresentar adequados tratamentos para os contratos legados;
- Apresentar um diagnóstico sobre a consideração direta ou indireta, no processo de formação do preço de energia elétrica de curto prazo, das externalidades associadas aos impactos socioambientais com base em experiências internacionais, de modo a priorizar fontes de geração de menor impacto potencial.

1.3.OBJETIVOS DESTE RELATÓRIO

O tema central deste Relatório 8 (entregável e.8.r) [1] são os mecanismos para mitigação do risco de segurança de suprimento. A segurança de suprimento, em sua essência, está ligada à capacidade do sistema elétrico de fornecer energia de forma confiável, contínua e em quantidade suficiente para atender às necessidades dos consumidores de maneira rápida e eficaz, tanto no curto quanto no médio e longo prazo.

No Brasil, a predominância de usinas hidrelétricas faz da segurança de suprimento uma preocupação central, devido ao risco de esvaziamento excessivo dos reservatórios, o que pode comprometer a disponibilidade de recursos hídricos. No contexto do mercado de ofertas, com a implementação do mecanismo de reservatório virtual no Brasil, surge a preocupação sobre como equacionar o risco de que as ofertas submetidas pelos agentes possam comprometer a segurança de suprimento. Neste sentido, o objetivo central deste relatório consiste em explorar estratégias para mitigação de segurança de suprimento.

No Relatório 6 (entregável e.6.r) [2] deste projeto, foi apresentada uma proposta inicial para o mecanismo de formação de preços por oferta, considerando as particularidades do setor elétrico brasileiro e a necessidade de criar um arcabouço robusto que possa atender tanto à realidade física e institucional atual quanto às transformações futuras esperadas. Foram identificados os principais impactos e obstáculos à implementação do mecanismo, e assumiu-se que, diante da situação brasileira, a preocupação com a segurança de suprimento demandará o desenvolvimento de mecanismos específicos para assegurar o funcionamento adequado do mercado.

Partindo do pressuposto que em um paradigma baseado em ofertas são os agentes que determinam o nível de segurança a ser observado no sistema, há a possibilidade de que a propensão ao risco, fruto das estratégias dos agentes, seja superior ao ótimo do ponto de vista sistêmico, particularmente em caso de um mecanismo falho ou incompleto. Desta forma, o intuito deste relatório é propor mecanismos para o adequado gerenciamento de risco sistêmico de suprimento considerando o ambiente de preço por oferta, quais sejam: mecanismo de validação das ofertas feitas pelos agentes do sistema elétrico e mecanismo de oferta de segurança.

1.4.ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

Além deste capítulo de introdução, o presente relatório está organizado da seguinte forma:

- O capítulo 2 introduz os principais conceitos fundamentais relacionados ao tema da segurança de suprimento e sua aplicabilidade para mercados híbridos (i.e. que contêm tanto elementos “por custo” quanto elementos “por oferta”);
- O capítulo 3 apresenta um panorama dos mecanismos de aversão ao risco atualmente utilizados

no Brasil;

- O capítulo 4 apresenta a proposta fundamental para um mecanismo de Validação de Ofertas, para todos os tipos de oferta exceto as ofertas de Reservatório Virtual, e endereçando tanto questões ligadas ao poder de mercado quanto questões ligadas à segurança de suprimento;
- O capítulo 5 apresenta a proposta fundamental para as ofertas de Reservatório Virtual, que notavelmente envolve um “mecanismo de ofertas de segurança”, sujeito à governança das instituições do setor e sob a gestão financeira do operador de mercado;
- O capítulo 6 conclui.

2. Fundamentos

Neste capítulo serão apresentados os conceitos fundamentais que sustentarão a análise deste Relatório, com foco no desenvolvimento de um arcabouço técnico e regulatório para promover a segurança de suprimento num contexto de formação de preços por oferta. O objetivo é estabelecer uma base teórica e técnica que permita compreender os desafios, os mecanismos existentes e as propostas para garantir o fornecimento confiável de energia elétrica, independentemente do modelo de despacho e formação de preços. Serão abordados aspectos relacionados ao planejamento energético, à operação do sistema interligado, à função dos modelos computacionais e aos mecanismos de aversão ao risco para assegurar a estabilidade no suprimento. Essa fundamentação é essencial para interpretar os temas explorados nos capítulos seguintes, especialmente no contexto de transição para mercados com maior participação da formação de preços por oferta.

2.1. O TEMA DA SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

O tema abordado neste relatório, relacionado à segurança no suprimento de energia, é amplo do ponto de vista conceitual e estratégico, podendo ser entendido como a habilidade do sistema elétrico de fornecer eletricidade de forma confiável, contínua e em quantidade adequada para satisfazer a demanda dos consumidores de maneira imediata, a curto, médio e longo prazos.

Usualmente, a segurança de suprimento tende a estar muito ligada à disponibilidade de *recursos de flexibilidade* e de *resposta rápida* para acomodar flutuações inesperadas e de curtíssimo prazo. Nesse caso, a questão está muito ligada à suficiência de serviços ancilares para manter a robustez do sistema. No Brasil, a preocupação é relativamente recente, dada a necessidade de produtos de recomposição de reserva operativa, atendimento à ponta, necessidade que vem sendo acentuada com o crescimento nas fontes renováveis centralizadas e descentralizadas, como foco para as fontes eólica e solar.

No entanto, no contexto brasileiro, a característica hidrotérmica do parque gerador faz com que, além da preocupação de suprimento de curtíssimo prazo, uma das principais preocupações das instituições quando se fala do tema da segurança de suprimento seja a tomada de decisão de *médio prazo*: ou seja, a possibilidade de que haja um *esvaziamento excessivo* e não otimizado dos reservatórios, levando a uma insuficiência do recurso hídrico disponível. Neste sentido, dada a relevância do recurso hidráulico, com forte presença de usinas com reservatórios, a operação e planejamento do sistema brasileiro requerem um equilíbrio entre a otimização econômica e a garantia da confiabilidade. Os mecanismos de segurança de suprimento presentes hoje no Brasil, explorados na seção 3 deste Relatório, são bastante estabelecidos e com critérios claros, de forma que o intuito é que estes sejam aproveitados ao máximo, adequando-se a realidade de oferta de preços.

A preocupação sobre a otimização dos recursos hidráulicos em um modelo de preços por oferta, em que as decisões individuais dos agentes passam a direcionar as decisões de despacho, é, portanto, genuína. Ainda que, em um mecanismo descentralizado com sinais de preços bem calculados, haja necessariamente um *alinhamento* entre os interesses individuais e a segurança sistêmica, a confiabilidade é um bem tão valioso que é justificável construir mecanismos para que, sob *qualquer cenário concebível*, ela seja garantida.

Por outro lado, com a introdução de maior flexibilidade para a atuação dos agentes, aqueles com maior tolerância ao risco poderão assumi-lo conscientemente e, em contrapartida, serem remunerados por isso — o que pode resultar em receitas adicionais. Por exemplo, proprietários de ativos renováveis poderão formular suas ofertas com base em projeções próprias de geração, ainda que divergentes das

estimativas oficiais. Caso suas projeções se revelem mais precisas, isso se traduzirá em ganhos econômicos para o agente e, de forma mais ampla, em ganhos de produtividade e eficiência para o sistema como um todo.

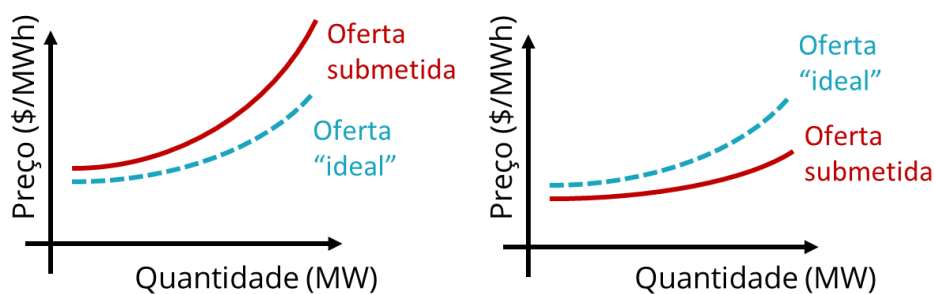
Importante destacar que o operador do sistema continuará divulgando suas próprias projeções de geração renovável como uma recomendação de oferta, permitindo que os agentes optem por utilizá-las caso desejem maior segurança ou alinhamento com os parâmetros oficiais. Dessa forma, os mecanismos utilizados para garantir a segurança de suprimento devem levar em conta esta possível *heterogeneidade* nas aversões ao risco dos agentes, o que representa uma mudança importante em relação à realidade de um mercado por custos (em que esta heterogeneidade não precisava ser acomodada). Diante disso, torna-se necessário repensar a governança do setor, o papel dos agentes, a função do operador do sistema e os mecanismos institucionais de coordenação e supervisão.

Dado o contexto do setor elétrico brasileiro e a forma como o tema da segurança de suprimento é usualmente tratado, a principal ênfase deste relatório é colocada em mecanismos para prevenir uma potencial “desotimização” do uso dos recursos hidráulicos. O mau uso intertemporal do recurso hidráulico pode comprometer a segurança do suprimento sob três dimensões: energética (capacidade de gerar energia ao longo do tempo), de potência (capacidade de atender a picos de demanda), e de flexibilidade (capacidade de responder a variações rápidas de carga e geração). Os mecanismos de aversão ao risco implementados no Brasil (e que serão explorados em mais detalhe no capítulo 3) visam combater essas potenciais ameaças à segurança de suprimento.

2.2.MECANISMOS DE SEGURANÇA DE SUPRIMENTO NO CONTEXTO INTERNACIONAL

O Relatório 7 (entregável e.7.r) [3], que tratou do tema da mitigação do poder de mercado apresentou, a partir de experiências internacionais, as principais práticas utilizadas em mercados reais para o monitoramento e mitigação do exercício de poder de mercado pelos agentes. Como ilustrado na Figura 1, existe uma *simetria* entre a preocupação com o exercício de poder de mercado, que está associado a agentes que ofertam uma curva de preços *mais cara* do que a sua curva de custos real, e a preocupação com o risco à segurança de suprimento em um contexto hidrelétrico, que está associada a agentes que ofertam uma curva de preços *mais barata* do que a sua curva de custos real, levando assim a um esvaziamento excessivo do reservatório no curto prazo.

Figura 1 – Exemplos de discrepâncias que podem ser averiguadas em relação à oferta “ideal” esperada pelo operador: oferta distorcida para cima e oferta distorcida para baixo



O Relatório 2 (entregável e.2.r) [4] e o Relatório 3 (entregável e.3.r) [5] apresentaram um diagnóstico internacional sobre a formação de preço por custo e por oferta, respectivamente. A partir dos mercados

analisados¹, identificou-se que a maior parte possui mecanismos bastante desenvolvidos para a proteção contra o poder de mercado dos agentes (situação da imagem à esquerda da Figura 1), que foram explorados no Relatório 7 (entregável e.7.r) [3]. A preocupação com os riscos à segurança de suprimento da forma como ilustrado na imagem à direita da Figura 1, entretanto, é significativamente menos disseminada. Há uma série de razões para isto:

- A maior parte dos países possui uma quantidade limitada de hidrelétricas com reservatório, o que implica que o impacto sobre o sistema de uma gestão intertemporal subótima do reservatório não será tão crítico. Em um sistema puramente térmico, há um puro *upside* para o consumidor caso o agente ofertante escolha disponibilizar o recurso a um preço mais barato;
- Do ponto de vista da racionalidade econômica, a maximização de lucro deveria levar os agentes a fazer ofertas que aumentam o preço – levando, portanto, a uma gestão mais conservadora dos reservatórios. Casos em que a oferta dos agentes leva a um maior esvaziamento dos reservatórios são realmente excepcionais, e podem nunca ter sido observados (o que justifica a ausência de tratamento explícito desses casos na regra de mercado);
- Em muitos dos países avaliados que adotam a formação de preços “por oferta”, o operador sequer possui as competências necessárias para realizar um cálculo independente do custo de oportunidade da água (vide seção 2.4), que seria a forma de validar se as ofertas submetidas pelos agentes estão aderentes à “oferta ideal”, como indicado na Figura 1. Com isto, é difícil para o operador questionar os cálculos de valor da água apresentados pelos agentes. O tema será aprofundado no Capítulo 5.
- Muitos países tratam o tema da segurança de suprimento primordialmente através de produtos de reserva (confiabilidade) e serviços ancilares – que podem ser entendidos como mecanismos com foco no “curtíssimo prazo”.

O tema dos mercados de reserva foi explorado no Relatório 2.1 (entregável e.2.r1) [6], Relatório 3 (entregável e.3.r) [5] e Relatório 4 (entregável e.4.r) [7], colocado como um potencial refinamento futuro, mas que não faz parte das propostas de desenho conceitual apresentadas. Nota-se que um mercado de reservas (confiabilidade) poderia ser um complemento aos mecanismos de segurança de suprimento discutidos ao longo deste relatório, mas não os suplantariam, dado que as escalas de tempo são diferentes.

Embora a existência de um mercado de reservas tenha paralelos com o Brasil, neste relatório tratamos como objetivo principal o desenvolvimento de um mecanismo de segurança de suprimento aderente à formação de preços por oferta com foco no médio e longo prazo. Apesar deste foco, espera-se que o arcabouço proposto seja capaz indiretamente de trazer benefícios também para a segurança de suprimento de curto prazo. Em particular, nota-se que uma componente importante da recomendação apresentada no capítulo 4 é que os agentes que disponibilizam flexibilidade ao sistema têm direito a uma contrapartida financeira – e isto tende a fortalecer a segurança de suprimento, aumentando a disponibilidade de recursos de curto prazo. Este incentivo vale (i) para agentes termelétricos que declaram flexibilidade maior que sua rampa, “Ton”² e “Toff”³ e (ii) para agentes capazes de fornecer atendimento à ponta do sistema, mas que não possuem CVU (como agentes de armazenamento e

¹ Os mercados avaliados, foram: Colômbia, Espanha, Noruega, Grã-Bretanha, Nova Zelândia, Califórnia (CAISO), PJM, Texas, Chile, Coreia do Sul, El Salvador, México, Vietnã e Brasil.

² Refere-se ao tempo mínimo que a usina deve permanecer em operação, e leva em conta o tempo para atingir potência mínima, considerando a partida fria, e o tempo para desligamento a partir da potência mínima.

³ Refere-se ao tempo mínimo que a usina tem que permanecer desligada.

resposta da demanda).

Em um primeiro momento, foi realizada uma distinção apenas entre ofertas termelétricas “restritas”, que possuem os mesmos parâmetros de rampa, “Ton” e “Toff” “oficiais”, e aquelas “plenamente flexíveis”, com parâmetros de rampa, “Ton” e “Toff” ilimitados. Estudos específicos poderão ser usados posteriormente para calibrar parâmetros aceitáveis para ofertas “parcialmente flexíveis”, localizadas entre os dois extremos entre estes dois extremos descritos, “restritas” e “plenamente flexíveis”.

Ainda que os mecanismos de segurança de suprimento de médio-longo prazo sejam raros internacionalmente, a prioridade da sua implementação no caso do setor elétrico brasileiro é justificada pelas características particulares do país. Vale destacar ainda que mecanismos de segurança de suprimento com foco na manutenção do nível do reservatório no “médio prazo” não são totalmente sem precedentes – talvez mais notavelmente, o Estatuto do Risco de Desabastecimento, introduzido na Colômbia pela Resolução CREG 026-2014 [8] e modificado pela Resolução CREG 209-2020, tem exatamente esta função.

Embora a Colômbia seja um país com formação de preços “por oferta”, em que a gestão dos reservatórios hidrelétricos é feita pelos agentes privados (por meio das suas estratégias de oferta), o Estatuto do Risco de Desabastecimento foi estabelecido em 2014, ajustado em 2020 e acionado pela primeira vez em setembro de 2024. O acionamento se dá em situações em que os níveis de armazenamento estão em níveis considerados baixos (pelas regras do próprio Estatuto), mas em que os preços de mercado não se encontram em níveis suficientemente elevados.

A Tabela 1 indica os cenários previstos pelo Estatuto do Risco de Desabastecimento. Nota-se que há dois indicadores que guiam o acionamento do Estatuto, e que ele só é de fato acionado no cenário 5, em que ambos os indicadores são violados (i.e. nível de armazenamento baixo e nível de preço baixo). Em particular, caso o nível de armazenamento seja baixo, mas o preço esteja em um patamar elevado (cenário 6), isto é sinal de que os incentivos estão funcionando adequadamente e não é necessário acionar o Estatuto.

Tabela 1 – Síntese dos casos previstos no Estatuto do Risco de Desabastecimento na Colômbia (Resolução CREG 209-2020)

Caso #	Nível de armazenamento	Nível de preço	Estado do sistema
1	Superior	Baixo	Normal
2	Superior	Alto	Normal
3	Alerta	Baixo	Vigilância
4	Alerta	Alto	Vigilância
5	Inferior	Baixo	Risco***
6	Inferior	Alto	Não aplica

A consequência do acionamento do Estatuto é que térmicas adicionais serão despachadas fisicamente, preservando o nível de armazenamento nos reservatórios em um cenário de preços baixos, que não refletem as condições críticas de armazenamento do sistema.

2.3.O MECANISMO DE VALIDAÇÃO E O MECANISMO DE OFERTAS DE

SEGURANÇA

O mecanismo central através do qual o operador pode atuar de modo a garantir a segurança de suprimento do sistema é aplicando algum tipo de “ajuste” sobre as curvas de oferta recebidas dos agentes, antes de realizar o fechamento do mercado e tomada de decisão do despacho físico. Há, entretanto, um risco de erro nesta atuação do operador: o “erro tipo 1” ocorre quando o operador aceita a oferta submetida, quando na verdade a oferta “ideal” calculada pelo operador seria mais próxima; enquanto o “erro tipo 2” ocorre quando o operador aplica um ajuste à oferta submetida, mas na verdade a oferta ajustada acaba sendo mais distante da realidade do que se o operador tivesse utilizado a oferta submetida diretamente. O excesso de intervenção pode também ser nocivo, portanto, aumentando a frequência de erros tipo 2 e impedindo que informação de maior qualidade seja introduzida.

Se uma estratégia “puramente por custos” do operador significaria sempre rejeitar a oferta submetida pelo agente e utilizar a oferta “ideal” (eliminando assim a possibilidade de “erro tipo 1”), uma estratégia “puramente por ofertas” envolveria sempre utilizar a oferta submetida pelo agente independentemente da oferta “ideal” (eliminando a possibilidade de um erro tipo 2). Estratégias “intermediárias”, envolvendo por exemplo aceitar a oferta submetida desde que ela não esteja exageradamente distante da oferta “ideal”, visam algum tipo de equilíbrio entre estes dois extremos. Os mecanismos de mitigação de poder de mercado usualmente dizem respeito unicamente a correções associadas a uma oferta submetida *maior* do que a oferta real, situação à esquerda da Figura 1, e este é o caso mais comumente encontrado na experiência internacional, em que a principal preocupação são tentativas de que os custos sejam distorcidos para cima.

Como já apresentado no Relatório 7 (entregável e.7.r) [3] deste projeto, é natural que o monitoramento preventivo considere uma etapa de *validação* das ofertas submetidas, ou seja, a comparação das ofertas recebidas com uma “oferta de referência” calculada pelo operador do sistema. Tratando de forma conjunta os dois casos simétricos apresentados na Figura 1, introduzimos a possibilidade do estabelecimento de um limite inferior e um superior para curva de oferta, que poderá ser considerado de duas formas distintas. Os limites poderão funcionar com base em ofertas individuais, ou seja, de forma que os agentes tenham responsabilidade individual de que suas ofertas estejam entre os limites estabelecidos pelo operador. Neste caso, se uma oferta descumprir os limites, esta não será aceita pelo operador de mercado.

Adicionalmente, pode-se considerar que a validação das ofertas se dê por meio de limites com base no compromisso sistêmico, ou seja, ainda que agentes, de forma individual, possam “descumprir” os limites mínimo e máximo estabelecidos, se, em conjunto, a curva de oferta do sistema estiver entre o mínimo e máximo, então as ofertas podem ser validadas. Neste sentido, estamos aqui tratando de atribuir a responsabilidade aos agentes de forma individual, de forma que ninguém pode passar dos limites estabelecidos ou, ainda, considerar como um compromisso sistêmico, em que algum agente específico pode ultrapassar os limites, mas o sistema como um todo, não. Os dois tipos de mecanismos de validação acima citados, (i) correção de ofertas excessivamente altas para mitigar o exercício de poder de mercado e (ii) correção de ofertas excessivamente baixas para mitigar riscos à segurança de suprimento, estão intimamente ligados e podem ser entendidos como um único mecanismo – e serão objeto do Capítulo 4 deste relatório.

Complementarmente ao mecanismo de validação, para mitigação de potenciais riscos à *segurança de suprimento*, recomenda-se introduzir ainda um mecanismo de *ofertas de segurança*, no âmbito das ofertas de reservatórios virtuais, e que será apresentado no Capítulo 5. O conceito fundamental por trás deste mecanismo é que, caso o operador verifique que os agentes estão ofertando níveis muito distintos

do esperado (com risco de prejuízo à segurança de suprimento), este poderá realizar ofertas de compra e venda de reservatório virtual de forma a garantir que os reservatórios se mantenham em um nível que minimize a soma dos custos presentes e futuros de operação, garantindo assim a segurança de suprimento do sistema.

2.4.A FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO E O CUSTO DE OPORTUNIDADE DA ÁGUA ARMAZENADA

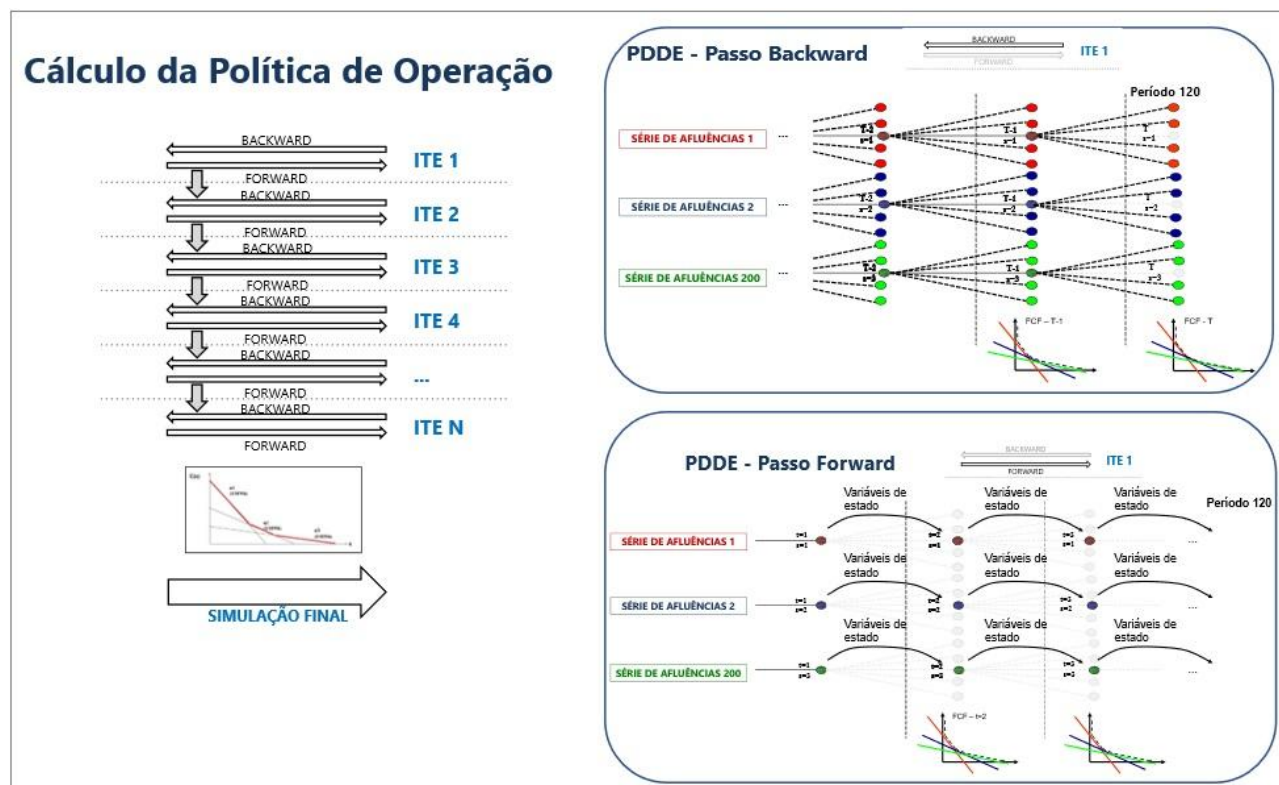
Os modelos computacionais empregados para formação de preços no Brasil utilizam o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [9] para estimar uma função (de custo futuro – FCF) capaz de traduzir em termos de valores econômicos o custo de se atender a demanda por energia elétrica hoje utilizando a água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

O algoritmo consiste em dois passos fundamentais executados de forma iterativa:

- I. **Recursão Backward:** partindo do final do horizonte até seu início, o problema de despacho ótimo é resolvido para múltiplos cenários, sendo que para cada subconjunto (abertura) desses cenários são estimadas as medidas estatísticas (média, CVaR) para construir uma aproximação linear da FCF (corte) para dado nível de armazenamento inicial e afluições passadas;
- II. **Simulação Forward:** partindo do início para o final do horizonte simula-se de forma cronológica, ou seja, acoplando os volumes alcançados ao final de cada estágio com o próximo estágio, utilizando-se como referência como valor da água nos reservatórios, a FCF construída até a iteração anterior. O objetivo principal dessa simulação é obter volumes nos reservatórios para serem utilizados na próxima recursão *backward*.

A Figura 2 a seguir ilustra os dois passos e sua execução iterativa pelo algoritmo PDDE:

Figura 2 – Fluxograma básico do algoritmo PDDE [9]



O algoritmo PDDE, ao construir a função de custos futuro, considera uma dimensão para cada reservatório de regularização e portanto, ao construir uma aproximação (corte) para cada ponto de operação dos reservatórios avaliado, permite incorporar uma determinada aversão a risco ao avaliar múltiplos cenários (aberturas). Essa aversão a risco natural do algoritmo é reforçada pelo alto valor que o não-suprimento de energia (déficit) recebe, denominado custo de déficit (em R\$/MWh).

Para que o algoritmo seja efetivo na representação da aversão a risco de acordo com as necessidades de garantia de suprimento do sistema, é necessário que a representação física do sistema seja a mais acurada possível. Entretanto, a modelagem atual ainda carece da acurácia necessária na representação do problema de otimização para se aproximar ainda mais da realidade do sistema durante a etapa de construção da FCF.

Desta forma, o algoritmo aplicado em sua forma tradicional, também conhecido como PDDE neutra a risco, foi substituído por sua versão “avessa a risco”, que pondera cenários de forma diferenciada durante a construção dos cortes, o que será detalhado mais adiante.

3. Mecanismos de Segurança de Suprimento Vigentes no Setor Elétrico Brasileiro

No arcabouço atual, ONS e CCEE dispõem de uma cadeia de modelos computacionais para o auxílio ao planejamento/programação da operação e para a formação de preço, a qual define o despacho termelétrico com custo variável unitário (CVU) menor ou igual que o Custo Marginal de Operação (CMO) no SIN e os preços de liquidação de diferenças. Essa cadeia, ao longo dos anos, recebeu alguns aprimoramentos para considerar alguns mecanismos de aversão ao risco.

Idealmente, os modelos computacionais devem sempre refletir a realidade operativa, e os mecanismos internos de aversão ao risco devem capturar a segurança desejada pelo Operador e pela sociedade. Entretanto, como esses modelos são simplificações da realidade e não capturam todas as restrições operativas, a calibração dos mecanismos atualmente utilizados podem não ser suficientes para representar a aversão ao risco do Operador, exigindo, assim, avaliações e ações posteriores de modo que o ONS possa acionar recursos adicionais para aumentar a segurança operativa.

Neste contexto, mensalmente, o Operador elabora estudos prospectivos para o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que apresentam projeções de energia armazenada nos 4 subsistemas do SIN e, a partir dessas projeções, avalia o nível de segurança de abastecimento de energia para um horizonte de seis meses à frente.

Nessa avaliação de segurança, são empregadas curvas referenciais de armazenamento (CRefs) [10] atualizadas anualmente, que associam níveis de energia armazenada e necessidade de despacho térmico complementar por segurança energética, dadas condições de hidrologia pré-definidas. Esse despacho, complementar àquele indicado pela cadeia de modelos computacionais, também é considerado como um mecanismo de aversão a risco. Outro despacho complementar aos modelos computacionais é avaliado diariamente pela equipe do ONS e tem como objetivo garantir que o programa de geração das usinas para o dia seguinte consiga atender a demanda semi-horária. Esse refinamento do despacho se faz necessário uma vez que os modelos computacionais, especialmente o DESSEM, ainda não são capazes de representar a totalidade das restrições do sistema como, por exemplo, as associadas ao *unit commitment* das unidades geradoras hidrelétricas.

Desta forma, podemos identificar, basicamente, dois tipos principais de mecanismos de aversão a risco, associados à otimização energética realizada pelo ONS: i) mecanismos internalizados na cadeia de modelos de otimização; ii) mecanismos complementares a cadeia de modelos que indicam necessidade de despacho térmico complementar por garantia energética ou segurança elétrica. Sendo os mecanismos internalizados calibrados de forma a mitigar a necessidade do despacho térmico pelos mecanismos complementares.

Atualmente, adotando essa classificação temos os mecanismos estão elencados abaixo:

- a) Internalizados:
 - Aplicação do valor condicionado a um dado risco aplicado ao custo operativo na construção da função de custo futuro – CVaR custo, tratado na seção 3.2;
 - Volume mínimo operativo nos subsistemas – VminOp, tratado na seção 3.3
- b) Complementares

- Uso das Curvas Referenciais de Armazenamento para definição do despacho termelétrico complementar por garantia energética – CRefs, tratado na seção 3.4
- Despacho térmico complementar para garantia do atendimento da curva de carga semi-horária – Despacho por Razão Elétrica, tratado na seção 3.5

Vale destacar que, é de se esperar que as Curvas Referenciais de Armazenamento sejam indiretamente refletidas na formação de preço, já que elas são utilizadas na calibração dos parâmetros do “CVaR-custo” (estes, sim, internalizados na formação de preço, como descrito acima). Esta lógica se aplica sobretudo na etapa de *planejamento* afetando a etapa de Programação Diária da Operação e a formação de preço através da política operativa (Função de Custo Futuro).

Com relação a governança dos mecanismos de aversão ao risco internalizados nos modelos, em março de 2024 foi publicada a Resolução CNPE nº 1 [11], que estabeleceu diretrizes visando garantir a coerência e a integração dos dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE. A partir desta Resolução, foram estabelecidas as normas gerais para a definição e o aprimoramento dos dados de entrada dos modelos, dos modelos em si e demais parâmetros, metodologias e modelos computacionais, a serem utilizadas no:

- i. Planejamento da expansão, definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração;
- ii. Planejamento e programação da operação; e
- iii. Formação de preço de curto prazo.

Importa ressaltar que eventuais alterações que venham a ser estabelecidas, precisam passar por Consulta Pública e, em caso de alteração, precisam ser aprovados até a data limite de 31 de julho para vigência a partir da primeira semana operativa do ano subsequente. A avaliação e aprovação de alterações com relação ao nível de aversão ao risco a ser utilizado nos modelos computacionais competirá ao CMSE. Além disso, poderão ser avaliadas alternativas para os modelos e programas computacionais atualmente utilizados pelas instituições setoriais, observada a transparência, a participação social, a previsibilidade e a sustentabilidade das soluções, com proposição a ser apresentada ao Ministério de Minas e Energia.

Ainda, no âmbito do planejamento da expansão pela EPE, são utilizados critérios de suprimento para a avaliação da adequabilidade do atendimento aos requisitos do sistema. Atualmente, a Resolução do CNPE nº 29 de 2019 [12] define o uso dos seguintes indicadores para o atendimento à carga:

- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida); e
- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO);

Dois outros critérios foram definidos para o atendimento à demanda (ou potência):

- Risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP); e
- Valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida);

Há ainda o emprego do critério econômico do Custo Marginal de Operação igual ao Custo Marginal de Expansão.

Assim, o planejamento da expansão deve buscar a minimização do custo de expansão e da operação e o planejamento da operação deve buscar a minimização do custo da operação e do déficit, ambos respeitando os critérios de suprimento e a aversão ao risco da sociedade.

3.1.OS MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO

A natureza incerta quanto ao futuro, especialmente no que se refere a disponibilidade de recursos naturais, cria uma necessidade de se representar *diversos cenários* no planejamento operativo de médio prazo do sistema. Com este objetivo, a formação de preços utiliza em seu modelo oficial uma metodologia de otimização conhecida como PDDE [9]. A PDDE determina uma *política operativa* que minimiza o *valor esperado* dos custos operativos das usinas termelétricas ao longo do período do Programa Mensal de Operação (PMO), que atualmente é de cinco anos [13].

A existência de incertezas sobre a oferta de recursos renováveis, no sentido amplo considerando as fontes hídrica, eólica e solar, é a razão de o critério de otimização original do modelo ser de minimizar o valor esperado dos custos operativos mais o custo da penalização do déficit ao longo do horizonte de planejamento. No entanto, as análises feitas após o racionamento de 2001 mostraram que este critério tinha uma *limitação importante*: não considerava a *dispersão dos resultados* para cada cenário. Esta dispersão se deve basicamente à grande *variabilidade* das afluições às usinas hidrelétricas. Adicionalmente, esta variabilidade é *assimétrica*: a grande maioria dos cenários tem hidrologias favoráveis, enquanto uma pequena fração apresenta secas severas. Esta assimetria nas afluições se traduz em uma assimetria ainda mais acentuada nos custos operativos e na operação da operação, dado que em cenários favoráveis os custos ficam mais baixos e em cenário muito desfavorável pode não ser possível gerar energia suficiente para atender a demanda de energia elétrica.

De maneira muito simplificada, é como se 95% dos cenários resultassem em um custo operativo zero, enquanto 5% resultam em um custo operativo de 1.000, levando a um valor esperado de $0.95 \times \text{zero} + 0.05 \times 1.000 = 50$. É fácil ver que esta média, relativamente baixa, pode dar uma falsa sensação de segurança, pois não sinaliza a consequência muito severa caso a Natureza “sorteie” um cenário crítico. E foi essencialmente isto que ocorreu em 2001: na véspera do racionamento, o valor esperado da política operativa era relativamente baixo. A correção desta limitação está associada a adotar um tratamento *também assimétrico* aos cenários, penalizando mais os cenários de seca no cálculo da política operativa. Esta penalização diferenciada é coerente com a teoria econômica, que mostra que o ser humano pondera de maneira desigual ganhos e perdas, com maior peso para as perdas e, na terminologia econômica, significa dizer que o ser humano é *avesso ao risco* [14] [15].

Ao longo dos anos, as instituições do setor elétrico, reunidas em comitês e conselhos como a CPAMP, o CMSE e o CNPE, incorporaram medidas de aversão ao risco no cálculo da política operativa. Ressalta-se que os mecanismos de aversão ao risco podem ser econômicos (como penalizar as séries mais caras ou aumentar o valor associado ao déficit) ou físicas (como deixar armazenado mais água nos reservatórios).

3.2.INCORPORAÇÃO DO CVAR CUSTO NA CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

O algoritmo de PDDE, utilizado para a construção da política operativa dos reservatórios, emprega a técnica de cortes de Benders [16] para compor os segmentos de reta que representam uma

aproximação convexa linear de uma função. Esta função associa o volume armazenado nos reservatórios ao final de um estágio, as afluições passadas e decisões antecipadas de despacho de térmicas (movidas a GNL) com o custo de despacho termelétrico e de déficit para atendimento às necessidades do sistema elétrico no futuro.

Inicialmente, o algoritmo foi concebido para problemas em que o tomador de decisões é neutro ao risco, ou seja, o objetivo era a minimização do valor esperado ao longo do horizonte de planejamento, mesmo que para isso o modelo sinalize, em alguns cenários, alguns déficits ou despacho térmico elevado. Entretanto, isso não seria desejado na realidade operativa, desse modo, reconhece-se que os tomadores de decisão de um sistema elétrico são avessos a risco. Em síntese, a tomada de decisão neutra ao risco objetiva minimizar a média dos custos operativos no horizonte, enquanto, na decisão avessa ao risco, deseja-se minimizar a probabilidade de custos muito elevados ou déficits. Na prática, ao contemplar aversão ao risco na otimização estocástica, de forma a trazer maior racionalidade nas decisões, considera-se uma medida de aversão ao risco em complementação ao objetivo inicial de minimização de custos médios.

Neste sentido, o problema de otimização passa a ter uma função objetivo composta por duas parcelas praticamente independentes: a média dos custos e a medida de risco. Os mecanismos de aversão podem utilizar abordagem física ou econômica. Na abordagem física, o objetivo é garantir a segurança operativa focando nas variáveis operativas, como o nível dos reservatórios das usinas ou conjunto de reservatórios, no despacho mínimo de usinas térmicas ou na minimização dos déficits. Na abordagem econômica, a segurança operativa é buscada penalizando os custos operativos, que leva a uma operação mais segura, por exemplo, com despacho térmico maior e, conseqüentemente, com a manutenção do armazenamento de água nos reservatórios.

Segundo a literatura de otimização estocástica, uma medida coerente de risco, que pode ser empregada na solução de problemas com aversão ao risco, é o valor condicionado ao risco (*Conditioned Value at Risk* – CVaR) [17]. No contexto de problemas de otimização em que são enumerados possíveis cenários, o CVaR corresponde à média dos cenários mais críticos, correspondente a um percentual α de toda a amostra, também conhecido como $CVaR_\alpha$. Essa medida pode ser utilizada para penalizar cenários não desejados em diversas variáveis, como déficits ou custo operativo, que foi utilizado no mercado brasileiro.

Portanto, é interessante definir como função objetivo para minimização de um problema de otimização, dessa classe, a combinação convexa entre o $CVaR_\alpha$ e o valor esperado (média) da função custo, conforme ilustrado abaixo:

$$z^* = \text{Min } \lambda CVaR_\alpha[f] + (1 - \lambda) E[f]$$

Sendo:

f : função custo.

λ : peso atribuído ao CVaR na combinação convexa.

É importante destacar que essa abordagem exige a definição de dois parâmetros: λ , associado ao peso da aversão a risco na tomada de decisão (quanto maior o λ , maior o peso do CVaR em comparação com o valor esperado), e α , correspondente ao percentual dos cenários críticos a serem considerados (quanto menor o α , menor o conjunto de cenários críticos considerado/menor o foco dado a “outliers”). Esses parâmetros, em geral, devem ser calibrados para que o modelo de otimização defina valores compatíveis ao nível de aversão a risco do tomador de decisão. Ao longo dos anos, os parâmetros do CVaR vêm sendo

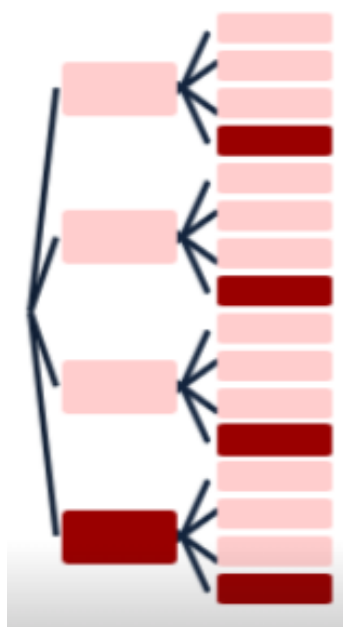
ajustados pelas instituições do setor com base em simulações operativas, como sintetizado de forma esquemática na Tabela 2. No ano de 2025 em particular, a atualização dos parâmetros esteve associada à introdução do “NEWAVE híbrido”, buscando assegurar o mesmo nível de aversão ao risco observado na representação anterior.

Tabela 2 – Valores dos parâmetros do CVaR aplicados historicamente no Brasil

Ano	Parâmetro α	Parâmetro λ
2013	0,50	0,25
2017	0,50	0,40
2020	0,50	0,35
2022	0,25	0,35
2025	0,15	0,40

Esta abordagem do CVaR pode ser aplicada em conjunto com o algoritmo PDDE em problemas de otimização estocástica. O modelo computacional adotado pela CCEE e ONS para a construção da política operativa dos reservatórios (NEWAVE) [16] considera uma abordagem direta (de aplicação da combinação convexa entre valor esperado e CVaR) para a construção da função de custo futuro. O algoritmo PDDE, a cada estágio e cenário do problema (conhecido como nó da árvore de decisão), realiza uma avaliação de possíveis cenários a partir de cada nó. Esses possíveis cenários também são conhecidos como aberturas, que, por sua vez, irão compor cada corte de Benders da função de custo futuro. A estrutura dos nós da árvore de decisão nessa abordagem direta é ilustrada na Figura 3: os 25% “piores” cenários em cada “abertura” da árvore (classificados do menor até o maior custo) são representados com cor mais escura ($\alpha = 25\%$), indicando que estes serão ponderados com um peso maior (como indicado pelo parâmetro λ).

Figura 3 – Ilustração da árvore de decisão



Dessa forma, a construção do corte de Benders para o algoritmo PDDE é definida como:

$$corte_{avesso}^{i,t,k} = \lambda CVaR_{\alpha}[cortes^{i,t,k}] + (1 - \lambda) E[cortes^{i,t,k}]$$

Onde:

$cortes^{i,t,k}$: variável aleatória dos cortes para um determinado cenário, no estágio t , definido na iteração k do algoritmo.

A partir dessa implementação direta, é possível refletir, na cadeia de modelos de planejamento e programação da operação, o nível de aversão a risco em que o tomador de decisão, no caso, o CMSE, julga ser pertinente. Assim, aliando o compromisso entre segurança energética e redução dos custos da operação do sistema, que irá influenciar o despacho termelétrico por mérito econômico e os preços da energia no Brasil.

Dada a implementação atual do CVaR-Custo, os parâmetros α e λ precisam ser bem calibrados para que os efeitos finais e considerando todos os outros mecanismos de aversão ao risco e premissas dos modelos de otimização reflitam a aversão ao risco desejados. Inclusive minimizando o despacho por segurança energética, conforme diretriz do § 1º do art 4º da CNPE 1/2024 [11] reproduzida abaixo.

"Na avaliação de que trata o caput, deverá ser buscada a aderência ao nível de aversão ao risco adotado na política operativa, considerando inclusive as medidas adicionais eventualmente utilizadas com vistas à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético."

3.3.VOLUME MÍNIMO OPERATIVO

Além da abordagem de otimização estocástica com a medida de risco CVaR, os modelos computacionais podem representar limites mínimos de operação dos reservatórios. Estes limites, em geral, refletem restrições físicas ou operativas associadas ao atendimento a usos múltiplos do recurso hídrico que são definidas pela Agência Nacional de Águas (ANA) ou restrições associadas a controlabilidade da cascata.

Entretanto, o Operador do Sistema, para garantir a controlabilidade das cascatas e dos reservatórios, sem que incorra em condições críticas de operação das usinas, necessita que esses reservatórios ou conjunto de reservatórios mantenham determinados níveis de armazenamento mínimos.

Da mesma forma que o mecanismo de aversão a risco associado à incorporação do CVaR na construção da função de custo futuro, é possível introduzir *restrições* ao modelo que limitem o nível dos reservatórios equivalentes de cada subsistema que compõe o SIN. Atualmente, há restrições de armazenamento mínimo operativo (ou Volume mínimo Operativo – VminOP) introduzidas sob o paradigma de reservatório equivalente de energia (REE) para a controlabilidade das cascatas.

A definição dos valores do VminOp foi inspirada nos níveis de segurança ao final do período seco, considerados na construção das Curvas Referencias de Armazenamento (CREF) utilizadas pelo CMSE para o acompanhamento da segurança de atendimento do SIN. Estas, por sua vez, são estabelecidas a partir de um cenário conservador e um montante de geração térmica previamente estabelecido e ao atendimento da carga para estas condições. Desta forma, a curva é condicionada ao montante de geração térmica adotado, ao cenário de hidrologia selecionado bem como ao nível de segurança indicado para o final do período seco.

Os valores definidos para o ano de 2025 são conforme abaixo:

- Sudeste/Centro-oeste: 20%
- Sul: 30%
- Nordeste: 23,3%
- Norte: 22,5% (janeiro a novembro) e 18% (dezembro)

Nesse ponto, é importante contextualizar que é necessário definir valores de penalidade em caso de violação, caso esses limites inferiores sejam ultrapassados ao longo do processo de otimização. Atualmente apenas a máxima violação destes requisitos é penalizada no mês escolhido como final do período de avaliação, em geral, é escolhido o final do período seco (mês de novembro), considerando um valor de penalidade igual ao maior custo variável unitário das usinas termelétricas do sistema praticado no horizonte de estudo., sendo assim atualizado a cada mudança nesse valor.

3.4.CURVAS REFERENCIAIS DE ARMAZENAMENTO – CREFS

Conforme comentado inicialmente, outro mecanismo de aversão a risco adotado para o planejamento e programação da operação é o uso das curvas referenciais de armazenamento (CRefs) para subsidiar eventuais decisões de despacho termelétrico em complementação ao montante associado ao mérito econômico comandado pelos modelos computacionais.

Desta forma, diferentemente dos mecanismos anteriores, este não é considerado diretamente no modelo e, também, não reflete diretamente em despacho termelétrico, podendo incluir outras medidas operativas deliberadas pelo CMSE, como flexibilização de restrições ou de critérios específicos de confiabilidade para definição dos limites de intercâmbio entre as regiões.

Entretanto, de forma que este subsídio esteja ancorado em eventuais custos de operação, essas curvas são construídas considerando montantes específicos de despacho termelétrico — associados a valores de CVU e cenários de vazões afluentes e oferta renovável —, obtendo-se diferentes trajetórias de armazenamento para cada subsistema.

A metodologia completa para a elaboração dessas curvas é disponibilizada anualmente em nota específica confeccionada pelo ONS [10] . A seguir, a Figura 4, Figura 5, Figura 6 e Figura 7 ilustram as curvas vigentes para o ano de 2025:

Figura 4 – Curvas Referenciais de Armazenamento para o subsistema Sudeste/Centro-oeste.

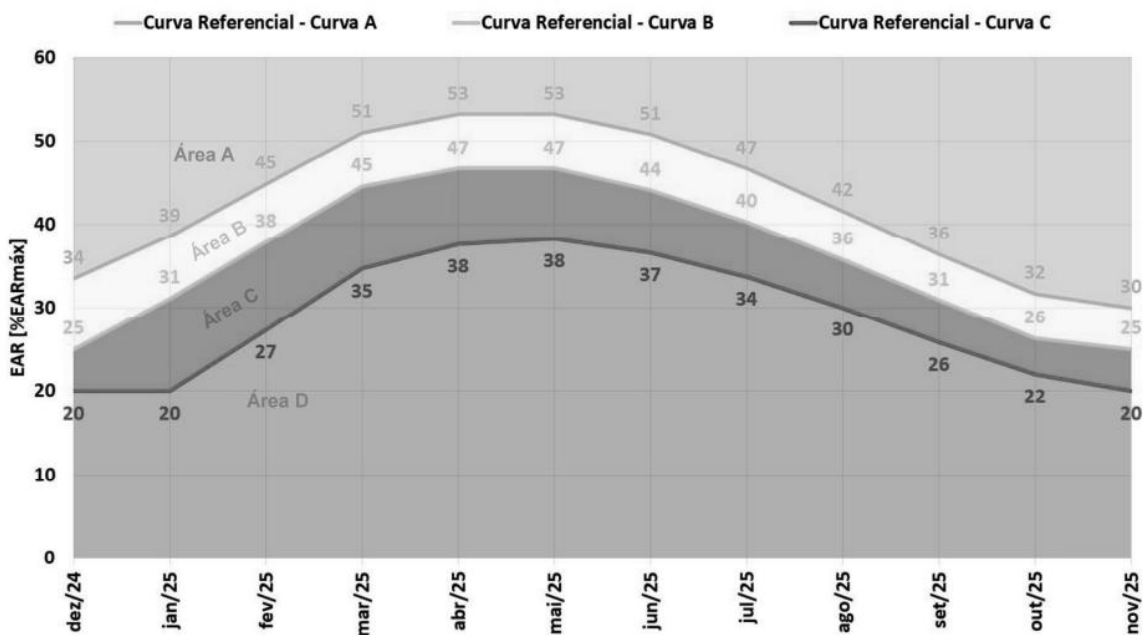


Figura 5 – Curva Referencial de Armazenamento para o subsistema Sul.

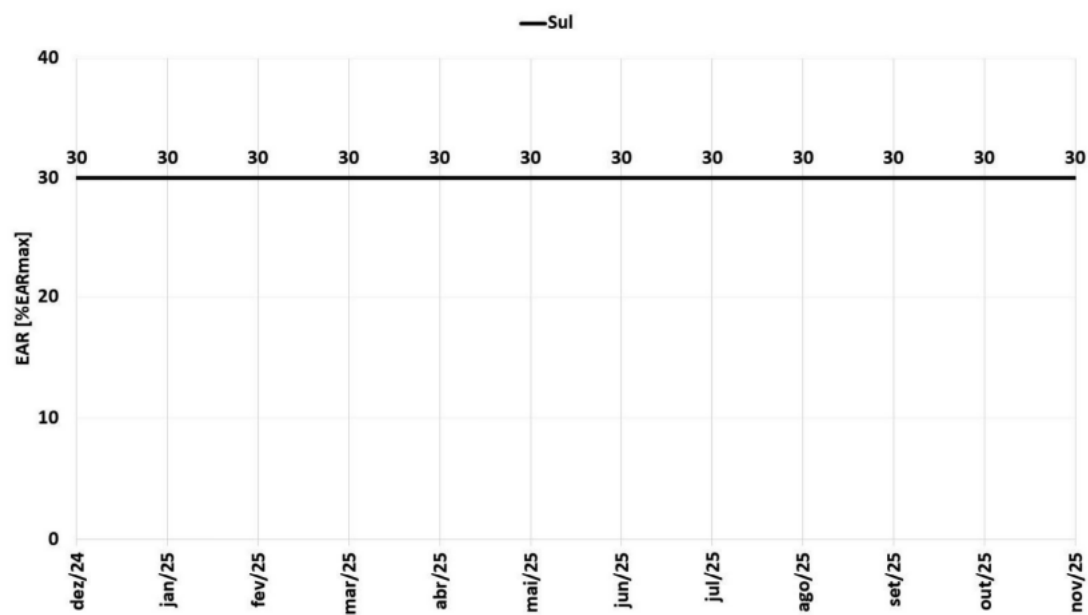


Figura 6 – Curva Referencial de Armazenamento para o subsistema Nordeste

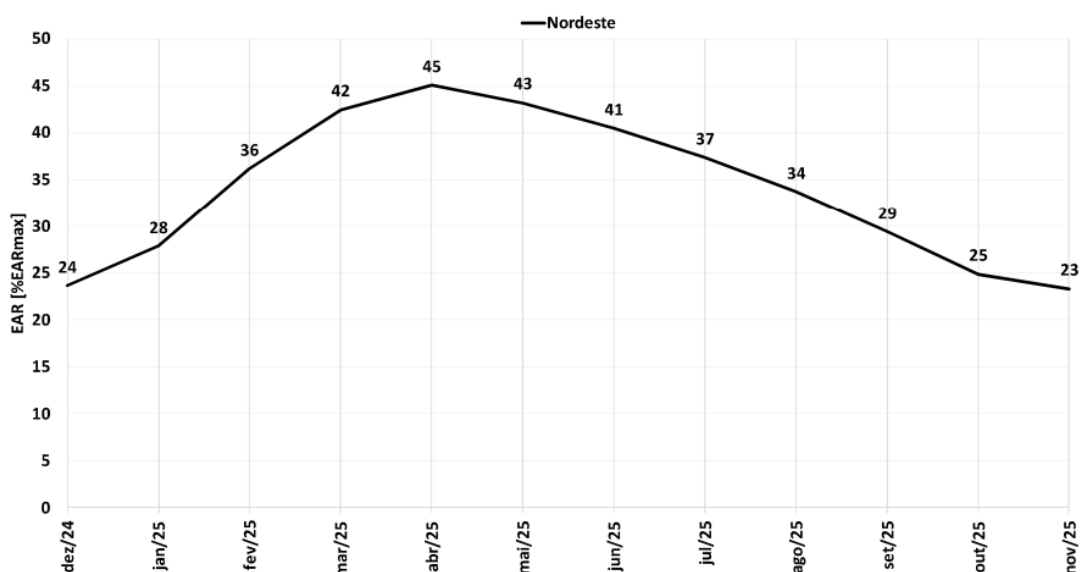
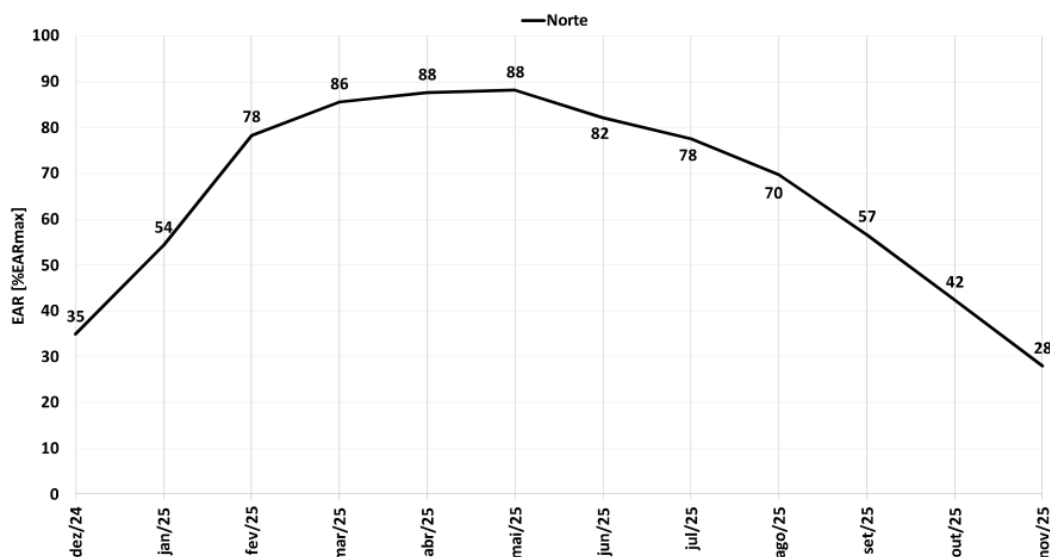


Figura 7 – Curva Referencial de Armazenamento para o subsistema Norte



É importante contextualizar que essas curvas referenciais estão associadas a um determinado montante de despacho termelétrico, definido previamente. Embora 3 curvas sejam calculadas para todos os 4 subsistemas, no caso dos subsistemas Norte, Sul e Nordeste estas curvas são praticamente sobrepostas, e por este motivo, o ONS representa apenas a média destas curvas (em preto na Figura 5, Figura 6 e Figura 7). Já para o sistema Sudeste (que detém a maior parte da capacidade de armazenamento do sistema), é feita a distinção explícita entre (i) a curva A (verde), associada às térmicas com CVU inferior a 349,43 R\$/MWh, (ii) a curva B (amarela), que considera o despacho das térmicas de CVU inferior a 1.042,41 R\$/MWh, e (iii) a curva C (vermelha), associada à totalidade da geração térmica disponível no SIN, inclusive as térmicas à GNL com despacho antecipado. Ainda, a Nota Técnica [10] expõe:

“A definição dos diferentes valores de geração térmica visou agregar em cada curva uma parcela de montante semelhante, em MWmed. Neste contexto, o despacho considerado na curva verde agregou, em termos médios no período de janeiro/25 a novembro/25, cerca de 4.098 MWmed em relação à

inflexibilidade; o despacho da curva amarela, 4.113 MWmed em relação ao despacho da curva verde; e o da vermelha, 4.208 MWmed em relação ao despacho da curva amarela.”

3.5.DESPACHO POR RAZÃO ELÉTRICA

O modelo DESSEM [18] foi introduzido para auxiliar a programação diária da operação (PDO) em 2020 e para formação de preços em 2021. Esse movimento representou um avanço relevante para a modernização do setor elétrico, uma vez que características associadas a curva de carga e previsões de oferta renovável em resolução semi-horária ou horária e restrições de *unit commitment* termelétrico passaram a ser representadas nos modelos, permitindo que o despacho termelétrico e os preços de energia reflitam tais características que tem se demonstrado cada vez mais marcantes para a operação do SIN.

Embora tais avanços têm gradativamente sinalizando maior necessidade de maior despacho termelétrico para atendimento a ponta de carga líquida⁴ do sistema, os desafios para a operação do sistema têm exigido o uso de recursos complementares àqueles indicados pelo modelo DESSEM, especialmente devido a um conjunto de restrições que até o momento não são adequadamente representadas como:

- *Unit commitment* hidráulico;
- Dependências entre fluxos de intercâmbio e número de unidades despachadas;
- Taxas máximas de variação de defluência em janelas de tempo;
- Números mínimos de unidades geradoras sincronizadas em determinadas áreas elétricas.

Outro aspecto que pode causar diferenças entre o despacho definido pelo modelo DESSEM e os valores da programação diária, refere-se às publicações em contingência, com destaque para as execuções que desconsideram as restrições de *unit commitment* das termelétricas. Nestas ocasiões, o próprio modelo fornece curvas de despacho para essas usinas que não podem ser implementadas na operação, exigindo ajustes feitos no processo denominado pós-DESSEM.

Desta forma, a equipe de programação da operação do ONS, no procedimento denominado pós-DESSEM, contempla (dentre outras) as condições/restrições exemplificadas acima, podendo redespachar as usinas, e calcula um montante complementar de despacho termelétrico capaz de garantir o atendimento da curva de carga semi-horária para o dia seguinte, sendo que esse despachado recebe a classificação de **despacho por razão elétrica**.

⁴ Carga líquida corresponde a diferença entre a carga do sistema e oferta das usinas não despachadas: eólicas, solares e pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas.

4.0 Mecanismo de Validação de Ofertas

Este capítulo visa apresentar um instrumento de validação das ofertas feitas pelos agentes do sistema elétrico, que pode contemplar etapas automáticas e deliberativas por parte do operador de mercado, a partir dos critérios apresentados no capítulo anterior. O objetivo central desse mecanismo consiste em garantir que as ofertas declaradas sejam realistas, consistentes e compatíveis com a operação segura e eficiente do sistema.

Além de garantir a viabilidade técnica das ofertas, esse processo também servirá como um filtro contra comportamentos oportunistas no mercado, reforçando os incentivos para que os agentes atuem de forma transparente e alinhada ao planejamento da operação e às condições de mercado. O capítulo detalha os fundamentos para a redução da flexibilidade dos agentes bem como apresenta uma proposta do mecanismo, contendo etapas, critérios e responsabilidades nessa validação. Ressalta-se que este mecanismo não se aplica às ofertas de Reservatório Virtual, que serão tratadas no Capítulo 5.

4.1.FUNDAMENTOS PARA A IMPOSIÇÃO DE LIMITES À FLEXIBILIDADE DO AGENTE

Ao longo deste documento foram apresentados os atuais mecanismos para garantir a segurança de suprimento no sistema, baseados num regime híbrido de despacho por modelo, com alguns mecanismos de oferta. O regime atual implica num fluxo majoritariamente centralizado de decisões de despacho, conduzidas pelo operador do sistema, apoiadas nos modelos computacionais oficiais e que são aplicados a quase todos os agentes. O PLD atual é calcado em decisões centralizadas, em sua maior parte, sofrendo pouca influência das ações individuais dos agentes – embora a forma com a qual estes operem, em tempo real, acabem por se refletir, por vezes, em maiores custos ao sistema, repassados sob a forma de encargos.

A “inversão de fluxo”, ou seja, um modelo em que os *inputs* dos agentes serão, em sua maior parte, decisivos para a operação em tempo real, traz as vantagens de uma (esperada) operação real mais acoplada ao planejamento da operação. Assim, num cenário ideal, é esperado que os incentivos para os agentes declararem ofertas realistas sejam suficientes para a operação, sendo, em tese, possível atribuir 100% de autonomia para que o agente decida acerca de suas quantidades e custos/preços – os quais irão afetar, necessariamente, os demais agentes.

No entanto, como é o objetivo deste Relatório, o *processo consistente deve prever as falhas deste mercado*, especialmente quando estas podem gerar falta de segurança no suprimento de energia elétrica, repercutindo em prejuízos sistêmicos.

A imposição de limites não significa engessar a atuação do agente, mas sim criar um arcabouço que permita:

- Garantir previsibilidade e confiabilidade ao Operador, que precisa ter clareza sobre as condições reais de disponibilidade e custos para manter a segurança do sistema;
- Reduzir riscos de ofertas oportunistas ou não fundamentadas que possam distorcer a formação de preços, prejudicar outros agentes e gerar encargos adicionais para o sistema;
- Estabelecer um processo transparente e padronizado de aprovação das ofertas ou, alternativamente, da autorização para desviar-se delas, evitando arbitrariedades e garantindo isonomia entre os participantes.

De forma simplificada, deve-se buscar um equilíbrio entre os dois extremos:

- **Máxima autonomia para o agente:** onde qualquer justificativa para desviar-se da oferta original é automaticamente aceita, dando liberdade plena, mas sacrificando o controle e previsibilidade do Operador;
- **Nenhuma autonomia para o agente:** onde nenhuma justificativa é aceita, limitando severamente a atuação do agente e desperdiçando a inteligência coletiva e sinais econômicos úteis.

A Tabela 3 sintetiza as vantagens e desvantagens de cada um dos extremos, quando aplicados, demonstrando-se que há um *tradeoff* natural entre conceder maior ou menor autonomia para a obtenção de maior controle/previsibilidade por parte do Operador e da segurança de suprimento.

Tabela 3 - Comparação entre níveis de autonomia dos agentes

Aspecto	Nenhuma autonomia	Plena autonomia
Liberdade do agente	Nenhuma: o agente é obrigado a seguir rigorosamente as ofertas previamente aprovadas, sem espaço para ajustes.	Total: o agente pode alterar quantidades, custos e preços sem qualquer parâmetro e necessidade de aprovação.
Papel do Operador	Controle máximo: todas as decisões passam pelo Operador, que mantém previsibilidade total da operação.	Controle mínimo: o Operador apenas observa os inputs, sem intervir ou validar.
Eficiência do mercado	Baixa: desconsidera informações locais e dinâmicas que o agente pode ter, limitando respostas eficientes.	Alta (idealmente): incentiva a inteligência coletiva e respostas rápidas às condições reais.
Risco para segurança de suprimento	Baixo em termos operacionais, mas alto em termos de eficiência e custos ocultos.	Alto: decisões individuais podem não estar alinhadas aos critérios de segurança de suprimento, com riscos ao abastecimento.
Complexidade administrativa	Média: protocolos bem definidos e auditorias frequentes.	Alta: exige constante validação, protocolos rígidos.
Risco para o agente	Limitado: segue regras claras, com menor responsabilidade direta.	Elevado: assume total responsabilidade por suas decisões, mas pode impactar negativamente outros agentes.
Impacto na formação de preços	Pouco sensível às condições dos individuais dos agentes, tende a refletir apenas decisões centralizadas.	Muito sensível: cada decisão individual impacta diretamente os preços do mercado.

Esses dois extremos ilustram que, por um lado, o excesso de controle elimina incentivos à eficiência e limita a adaptação do sistema a condições reais; por outro lado, a flexibilidade total pode comprometer a segurança do suprimento e gerar efeitos colaterais indesejáveis para o sistema como um todo.

Por isso, a proposta buscada neste relatório é encontrar um ponto de equilíbrio, onde os agentes tenham espaço para atuar de forma eficiente, mas dentro de limites seguros definidos pelo Operador, garantindo que o funcionamento do sistema elétrico continue confiável, previsível e sustentável.

Entre esses polos, surgem diferentes alternativas, que podem ser aplicadas de forma individual (por agente ofertante) ou agregada (oferta agregada dos agentes):

- a) Estabelecer protocolos claros sobre como lidar com ofertas fora dos limites: se serão aceitas (assumindo o risco) ou rejeitadas (substituindo por parâmetros definidos), garantindo que isso esteja previamente acordado e valorado.
- b) Exigir justificativas robustas para todas as ofertas que estejam fora dos limites, com o cuidado de não transformar o processo em uma auditoria completa dos custos do agente, o que poderia inviabilizar respostas rápidas do mercado;
- c) Exigir justificativas apenas para situações específicas em que as ofertas que estejam fora dos limites, por exemplo, quando a oferta do agente esteja fora dos limites por períodos maiores que um dia, minimizando o montante de avaliações por parte do operador.

O ponto nevrálgico consiste na *necessidade de que o mercado seja fechado todos os dias*: o sistema deve aceitar ou rejeitar ofertas *em tempo hábil* para que os preços sejam formados e as liquidações ocorram. Portanto, os limites para além de definir até onde vai a liberdade do agente, devem criar um fluxo consistente o suficiente para garantir a segurança de suprimento e célere o suficiente para não se transformar em óbice ao próprio funcionamento do mercado.

Em suma, os fundamentos para a imposição de limites à flexibilidade do agente são: garantir segurança e confiabilidade sistêmica, preservar incentivos corretos no mercado, mitigar riscos coletivos e assegurar que o processo decisório seja eficiente, transparente e tecnicamente viável no horizonte operacional diário.

A próxima seção se destina a definir quais seriam os limites confortáveis para permitir que os agentes façam suas declarações sem a necessidade de justificativas, promovendo a aceitação imediata e automática das ofertas.

4.2.LIMITES PARA OFERTAS SEM NECESSIDADE DE JUSTIFICATIVA

Nos mercados em que existe a possibilidade de ofertas de preço e quantidade por parte dos agentes, é relativamente comum haver um limite superior para os lances enviados pelos agentes, como tratado no Relatório 7 (entregável e.7.r) [3] . Esses limites cumprem basicamente dois objetivos:

1. Mitigar o exercício de poder de mercado por parte dos agentes de geração, impedindo que em situações específicas possam ter um comportamento com aumento artificial dos preços. Basicamente definindo um limite superior para os preços ofertados;
2. Evitar que ofertas de preços muito baixos possam levar a um uso acentuado de recursos de valor baixo, porém finitos, levando a uma situação de risco de suprimento de energia no médio prazo, ocasionando uma condição futura de escassez e, conseqüentemente, preços muito elevados. Nesse caso define-se um limite inferior para os preços ofertados.

Esses limites devem ser estabelecidos a partir de critérios e cálculos devidamente analisados, que podem e devem sofrer atualizações de seus parâmetros ao longo do tempo. Nos próximos itens serão discutidas as bases das propostas de definição para os limites (i) de usinas termelétricas (com CVU), (ii) gerador não térmico (que não possui CVU), e (iii) agentes flexíveis, como baterias, hidroelétricas fora do MRE, Resposta da Demanda ou Usinas Híbridas.

4.2.1. OFERTAS PREÇO-QUANTIDADE INDEPENDENTES DE TERMELÉTRICAS

A metodologia básica para a definição de limites de ofertas para usinas termelétricas exige o estabelecimento de um valor de referência de CVU. Esse valor pode considerar diversos tipos de parâmetros: combustível (gás natural, carvão, óleo), tipo de ciclo (aberto ou combinado), tecnologia (turbina aeroderivativas, motores, caldeira de recuperação etc.) e flexibilidade (variáveis de *unit commitment*).

Essas características influenciam significativamente a eficiência e a exposição a preços de insumos das distintas usinas. Dessa forma, a definição do CVU de referência envolve conhecê-los em detalhes e, no limite, a condição comercial do fornecimento de combustível. Entretanto, uma forma bastante eficiente de realizar a gestão dessas informações é a realização de processos competitivos para a celebração de contratos entre os geradores e os consumidores. Esses contratos permitem estabelecer compromissos que estabelecem relações entre o CVU e parâmetros públicos, como por exemplo a relação entre o valor do CVU de uma térmica a gás natural e índices de preços internacionais de combustíveis, neste caso do gás natural, como Henry Hub, amplamente utilizado como referência para contratos de fornecimento de gás natural.

Embora as usinas que estejam contratadas no ambiente regulado permitam definir com mais facilidade e transparência os CVUs de referência, essa mesma tarefa encontra desafios maiores para usinas que não tenham esse tipo de contrato. Nesses casos é necessário que o regulador defina a partir de auditoria de informações declaradas pelos agentes participantes, qual seria o CVU de referência.

Uma vez definido o conjunto de CVUs de referência, é possível definir limites para o mecanismo de ofertas de preços e quantidade dos agentes termelétricos. Como explorado no Relatório 7 (entregável e.7.r) [3], a experiência internacional é extremamente diversa, havendo desde países que aplicam faixas de flexibilidade muito estreitas (essencialmente um modelo “por custo”) até países que aplicam faixas muito amplas, em que a única restrição imposta é um preço-teto (por exemplo). Com isso, uma recomendação que foi apresentada como possibilidade seria o uso de um limite superior 30% acima do custo variável unitário (CVU) registrado pelo operador – ancorando este valor na flexibilidade que hoje é permitida para térmicas que participam do serviço de recomposição de reserva operativa. Na prática, entretanto, esta escolha de um limite superior é essencialmente causal, e outros percentuais poderiam ser escolhidos. Existiria até mesmo a possibilidade de aplicarem-se limites e mecanismos diferenciados para as usinas de acordo com sua situação contratual – embora para isto, o mecanismo deve ser capaz de prever um tratamento para qualquer combinação de posições contratuais (i.e. a mesma usina poderia ter parte da sua oferta regida por um contrato, outra parte regida por um outro contrato com características diferentes, e ainda uma terceira parte livre de contrato).

Já no que diz respeito a um limite inferior para os preços, nota-se que não é necessário estabelecê-lo por questões de segurança de suprimento do sistema. Isto porque ao contrário das hidrelétricas, que ao gerar excessivamente, levam a um esvaziamento dos reservatórios e uma impossibilidade de produzir o mesmo montante em períodos futuros, no caso das termelétricas esta interdependência temporal não é relevante para a tomada de decisão.

4.2.2. OFERTAS COMPLEXAS DE TERMOELÉTRICAS

Como explorado no Relatório 6) (entregável e.6.r) [2], há diferentes formas de se realizar “ofertas complexas” de termoeletricas:

- As ofertas de perfil, tratadas a partir das restrições de complementariedade, restrições de precedência, e restrições de acionamento mínimo, retratam a forma mais geral de se representar qualquer tipo de interdependência no acionamento de determinado ativo (mas é recomendado que sejam disponibilizadas ferramentas facilitadoras para “traduzir” parâmetros operativos na linguagem destas ofertas, reduzindo barreiras para uma participação mais ativa dos agentes). Por exemplo, se um agente submete uma oferta de perfil para gerar em todas as horas do dia simultaneamente e com coeficiente de acionamento mínimo igual a 100%, isto significa que a decisão de operar ou não o ativo é “binária”: ou o ativo permanece ligado em todo o dia, ou o ativo permanece desligado em todo o dia.
- As ofertas multicomponentes, por sua vez, introduzem explicitamente parâmetros operativos já conhecidos do setor elétrico (como por exemplo parâmetros de rampa, mínimo tempo ligado, custos de arranque, e similares) como parte das ofertas. Este tipo de implementação sacrifica a generalidade da implementação (exigindo um tratamento especializado para cada tipo de parâmetro operativo, que em geral tem características diferentes para cada tecnologia), em troca de um tratamento mais intuitivo do ponto de vista do agente ofertante. Por exemplo, uma oferta multicomponente pode incluir um mínimo tempo ligado (“Ton”) de 24h e um mínimo tempo desligado (“Toff”) também de 24h. O efeito global, mais uma vez, é uma decisão “binária” para o ativo, que pode permanecer ligado ou desligado ao longo de todo o dia.

Os exemplos acima servem para ilustrar que, embora possa haver diferenças substanciais na forma como são submetidas as ofertas de perfil e as ofertas multicomponente, o efeito global é bastante similar. Intuitivamente, as ofertas complexas (independentemente da forma de representação escolhida) sempre *limitam* a flexibilidade que o operador tem para despachar aquele ativo em particular ao longo das horas do dia: se todas as ofertas complexas fossem substituídas por ofertas independentes hora a hora, o operador teria um grau de flexibilidade muito superior para operar o sistema.

Uma “linha de base” que pode ser estabelecida é que nenhum agente termelétrico pode submeter uma oferta com um grau de flexibilidade *menor* do que os seus parâmetros de restrições operativas registrados junto ao operador do sistema. Isto garante que o operador sempre terá acesso, no mínimo, ao grau de flexibilidade correspondente à representação “por custos” para a operação do sistema. Visto que obter uma flexibilidade *maior* do que esta linha de base seria, em muitos casos, valioso para o sistema, é interessante criar um incentivo para que os agentes possam disponibilizar ao operador toda a flexibilidade de que ele dispõe, usando a lógica dos mercados por oferta.

Com este fim, o operador pode explorar modelos que permitam uma contrapartida entre a flexibilidade operativa e o valor financeiro da oferta submetida. Isto é, um agente pode submeter uma oferta mais cara do que os limites indicados na seção 4.2.1, desde que esta oferta seja “suficientemente mais flexível” em termos dos parâmetros de flexibilidade operativa sugeridos pelas ofertas complexas. Na prática, será desejável “calibrar” o benefício sistêmico exato associado a este *tradeoff* entre custo e flexibilidade operativa por meio de estudos específicos. Por outro lado, é interessante observar que, ainda que o valor deste *tradeoff* não esteja *perfeitamente* calibrado (e, de fato, esta calibração não é uma tarefa simples), a competição entre os agentes de mercado pode ser suficiente para que a estratégia ótima dos agentes ofertantes envolva fazer ofertas mais flexíveis a preços abaixo dos preços máximos permitidos. Isto porque um agente que declarar uma flexibilidade menor e/ou um preço maior do que o seu custo real poderá ser deslocado por outros agentes submetendo ofertas mais competitivas, de modo que o seu

lucro não seria maximizado com esta estratégia.

4.2.3. OFERTAS DE DEMANDAS, RENOVÁVEIS, E OUTROS AGENTES

É importante destacar que, pela lógica neutra à tecnologia do mecanismo, é importante ter clareza não apenas do funcionamento do mecanismo de validação de ofertas para as termelétricas, mas também para outras tecnologias. No caso das termelétricas, o operador possui bastante informação a respeito de custos variáveis unitários e parâmetros de flexibilidade operativa, de modo que os procedimentos a serem utilizados pelo operador para determinar os limites permissíveis tornam-se um pouco mais claros.

As ofertas renováveis, que podem também incluir usinas híbridas, devido à natureza de sua fonte primária (não estocável, incerteza e de custo de produção nulo), de um modo geral variam principalmente nas *quantidades* associadas, mais que nos preços. Os valores de preço associados às ofertas renováveis corresponderiam aos custos unitários de operação e manutenção das plantas, que de um modo geral são bastante reduzidos. Ainda que seja possível realizar estudos para obter parâmetros para este custo de O&M para cada gerador renovável, uma solução mais simples seria simplesmente permitir que os agentes renováveis possam fazer ofertas livremente, desde que o preço desta oferta não seja superior a determinado limite pré-estabelecido. Para definição do referido limite, é importante levar em consideração que este precisa ser elevado o suficiente para cobrir o custo de O&M de boa parte dos geradores renováveis, mas ainda baixo o suficiente para que o operador não precise se preocupar em fazer auditorias individualizadas dos custos de O&M das usinas.

O valor exato deste limite aplicado a geradores renováveis pode ser “calibrado” por meio de estudos da possibilidade de exercício de poder de mercado. Entretanto, é importante destacar dois pontos. Em primeiro lugar, a importância de se aplicar um PLD mínimo significativamente mais baixo que o PLD mínimo atual – um ponto que já foi destacado no Relatório 4 (entregável e.4.r) [7] e Relatório 6 (entregável e.6.r) [2] deste projeto, e que seria uma condição necessária para que o mercado (seja por custos ou por ofertas) possa funcionar como esperado. Um segundo ponto importante é que, para os próprios geradores renováveis, interessa descobrir qual é o seu custo de O&M real, no lugar de fazer uma oferta com o preço igual ao valor máximo permitido – já que desta forma eles maximizam as suas chances de serem despachados e, portanto, os seus lucros.

Outro recurso importante para esta definição de limites é a resposta da demanda integrada ao mercado de curto prazo – que, vale lembrar, não tem relação direta com Programa de Resposta da Demanda atualmente vigente no Brasil, estabelecido pela Resolução Normativa Aneel 1.030 de 2022 [19]. No modelo matemático, a resposta da demanda é representada como uma oferta de uma quantidade negativa, cujo preço corresponde à *disposição a pagar* pela eletricidade. É muito difícil fazer a calibração do que seria um valor razoável para a disposição a pagar: entretanto, visto que a demanda só pode influenciar os preços para baixo (por representar uma quantidade negativa), este tipo de oferta não pode ser utilizada para aumentar os preços por exercício de poder de mercado – de modo que não é necessário estabelecer um limite superior para o preço ofertado por agentes de demanda. Similarmente, não é necessário implementar um limite inferior, já que o efeito de uma demanda submeter uma disposição a pagar excepcionalmente baixa seria simplesmente que essa demanda nunca seria aceita nas decisões de despacho – de modo que o efeito é idêntico à demanda não estar lá.

Uma generalização deste tema da representação das demandas é a representação de ofertas de serviços de armazenamento integrados ao mercado de curto prazo. Os serviços de armazenamento são sempre representados por ofertas complexas (vide seção 4.2.2), devido à necessidade de se considerar a interdependência entre os momentos em que o serviço de armazenamento consome energia ou injeta energia na rede. Entretanto, como a eficiência do armazenamento nunca é de 100%, ao considerar a

soma das horas do dia este serviço sempre representa uma *demanda líquida*. Nas horas em que o serviço de armazenamento consome energia da rede, vale a mesma lógica apresentada para a demanda – não é necessário impor restrições de limite superior ou inferior ao preço ofertado. Nas horas em que há exportação de excedentes para a rede, haveria em teoria alguma possibilidade de manipulação de preços – entretanto, como esta capacidade de entregar energia nas horas de demanda elevada seria extremamente valiosa para o sistema, é desejável que o limite de preços estabelecido para este tipo de oferta seja bastante elevado, podendo ser utilizado como referência o limite superior da térmica flexível mais cara, por exemplo.

Embora não existam grandes quantidades de serviços de armazenamento presentes no sistema hoje, a mesma lógica considerada para estes serviços é aplicável a pequenas hidrelétricas não participantes do mecanismo de reservatórios virtuais – um potencial contribuidor de grande importância no setor elétrico brasileiro. Como explorado no Relatório 6 (entregável e.6.r) [2], muito provavelmente as hidrelétricas obrigatoriamente participantes do MRE atualmente provavelmente seguiriam obrigatoriamente participantes do mecanismo de reservatórios virtuais – que é tratado de forma separada no Capítulo 5. Entretanto, para os geradores hidrelétricos não participantes do mecanismo, que incluem usinas geradoras localizadas dentro da rede de distribuição, é interessante que eles tenham o incentivo devido para concentrar a sua geração nas horas de ponta do sistema, quando a energia é mais valiosa. O preço ofertado por estas usinas para “deslocar” energia de horas fora da ponta para horas de ponta não é ancorado por nenhum parâmetro físico, como é o caso do CVU das térmicas, mas é desejável que o limite para este preço seja elevado, assim como para o caso das baterias citado anteriormente, de modo a incentivar a provisão desse serviço de atendimento à ponta pelas pequenas hidrelétricas.

4.2.4. CONSOLIDAÇÃO DAS RECOMENDAÇÕES

Em resumo, recomenda-se:

- Permitir que as termelétricas, desde que estejam submetendo parâmetros de flexibilidade condizentes com a base de dados auditada pelo operador, possam submeter custos **ligeiramente mais altos** que o CVU auditado pelo operador, ou **substancialmente mais baixos**. Por exemplo, os limites poderiam ser de **0% do CVU até 110% do CVU** (observando que o limite de 110% do CVU é igual à regra aplicada no México atualmente, como introduzido nos Relatórios 2.1 (entregável e.2.r1 [6]) e 7 (entregável e.7.r [3]).
- Caso as termelétricas estejam submetendo **parâmetros operativos mais flexíveis** do que a base de dados auditada pelo operador, esses limites são flexibilizados, possibilitando que os ofertantes submetam custos **mais altos** que o CVU auditado pelo operador. Esta flexibilização dos custos ofertados deve ser calibrada com base em estudos específicos.
- Para renováveis, pode-se definir um **preço máximo relativamente baixo**, idealmente **ligeiramente superior ao PLD mínimo atual** (para permitir uma “folga” na estratégia dos agentes), abaixo do qual a renovável é livre para submeter ofertas. Não é necessário implementar um preço mínimo de oferta.
- Para demandas, **não é necessário implementar nenhum limite** (superior ou inferior) aos preços ofertados.
- Para agentes de armazenamento e pequenas hidrelétricas, é desejável implementar um **preço máximo bastante elevado** (idealmente da mesma ordem de grandeza do PLD máximo atual) para as ofertas que representam uma “transferência” de energia das horas fora da ponta para as horas de ponta (quando a energia é mais valiosa). O risco de exercício de poder de mercado é menor do que o potencial benefício que pode ser conseguido com estes serviços adicionais de atendimento à ponta.

Nota-se que estas restrições podem ser expressas de forma *neutra à tecnologia* – o que é condizente com a representação no software desenvolvido no âmbito do projeto (entregável e.6.s, o modelo IARA: <https://iara.psr-inc.com/>), que unifica o tratamento da entidade ofertante como um “BiddingGroup” independentemente das tecnologias que compõem esta entidade. Vale destacar que, como explorado no Relatório 6 (entregável e.6.r) [2], para o caso brasileiro, é importante que as principais hidrelétricas do país sejam representadas sob o paradigma dos *reservatórios virtuais* (analogamente ao que ocorre hoje com o MRE), de modo a corretamente internalizar as externalidades das cascatas. Consequentemente, estas hidrelétricas não seriam representadas como parte de um “Bidding Group” no caso brasileiro, de modo que terão um tratamento diferente e explorado no capítulo 5 – embora hidrelétricas pequenas possam ainda ter uma representação via “BiddingGroup” (representando, por exemplo, PCHs e CGHs).

Utilizando a linguagem “padrão” do software IARA para definir um tratamento neutro à tecnologia, pode-se estabelecer que, para qualquer “Bidding Group”:

- **Ofertas de compra** de energia podem sempre ser aceitas automaticamente (este é o caso das demandas)
- **Ofertas de venda** de energia podem ser aceitas ou não em função do tipo de ativo, aplicando-se as regras descritas acima (baseado no CVU das térmicas contidas no BiddingGroup, representando um limite mais baixo caso o BiddingGroup contenha apenas geradores renováveis, e representando um limite mais alto caso o BiddingGroup contenha tecnologias como baterias, resposta da demanda e pequenas hidrelétricas).
- Além disso, pode ser feita uma distinção entre **ofertas independentes** (que sempre representam uma geração totalmente flexível, sem restrições operativas de mínimo tempo ligado, rampa, e similares) e **ofertas de perfil**, que são uma das formas possíveis de se representar estas restrições operativas. Em particular, um BiddingGroup associado a uma termelétrica deve ter restrições para as ofertas de perfil submetidas (que devem ser no mínimo tão “flexíveis” quanto os parâmetros de flexibilidade operativa de referência conhecidos pelo operador).

Com esta representação, uma *minoria* dos “Bidding Groups” representados no sistema precisariam ter o seu CVU auditado, e haveria um grau elevado de flexibilidade a todos os agentes participantes do sistema. Uma flexibilidade ainda maior pode ser conseguida com um processo de apresentação de justificativa, que será explorado na seção 4.3 a seguir.

4.3.PROCESSO DE APRESENTAÇÃO E APROVAÇÃO DE JUSTIFICATIVA

No contexto do mercado de energia, é fundamental para os agentes que as regras estejam claras e os mecanismos bem estruturados, de modo que sejam conhecidos os fluxos necessários quando ocorrer uma hipótese de oferta fora dos limites previamente estabelecidos, já relatados na seção anterior.

Destaca-se que os limites foram definidos para garantir maior segurança e a previsibilidade do sistema, porém não seria razoável impedir que situações excepcionais dos agentes não pudessem ser contempladas. Assim, o processo de apresentação e aprovação de justificativa torna-se um elemento essencial para equilibrar a autonomia dos agentes com a responsabilidade coletiva e a estabilidade do mercado.

O ponto de partida é que, **para qualquer oferta que ultrapasse os limites operacionais estabelecidos, o agente deve obrigatoriamente apresentar uma justificativa** como pré-requisito obrigatório. Caso a justificativa não seja apresentada, o sistema automaticamente bloqueia a submissão

dessa oferta fora dos parâmetros, aplicando, em último caso, uma oferta padrão (*default*), definida centralmente pelo Operador. Esse mecanismo atua como um filtro inicial, evitando distorções arbitrárias, ações oportunistas ou sobrecargas não planejadas no sistema.

Podem-se criar duas “instâncias” para as justificativas a serem submetidas em função de ofertas fora dos limites operacionais estabelecidos, com as seguintes características:

1. **Justificativa de aprovação automática:** a avaliação pelas instituições é feita *ex post*

Neste primeiro nível, a aprovação da oferta é automática, mediante apresentação de justificativa. O impacto e a complexidade dos desvios seriam menores, por isso a possibilidade de aprovação automática – mas já elevados o suficiente para justificar um nível maior de escrutínio pelas instituições (em comparação com os limites de tolerância explorados na seção 4.2, que não exigiam qualquer tipo de justificativa).

Aplica-se a casos já previamente enquadrados como aceitáveis e parametrizados, permitindo ao sistema aceitar a justificativa automaticamente, sem intervenção manual no momento da operação. Esse caminho garante agilidade para lidar com as oscilações naturais do mercado, enquanto mantém controle e previsibilidade. No entanto essas decisões automáticas precisam ser devidamente registradas, documentadas e estar sujeitas a análises *ex post*, conduzidas pela ANEEL, para assegurar conformidade e aplicar eventuais sanções.

2. **Justificativa sujeita à aprovação formal:** a avaliação pelas instituições é feita *ex ante*

Esse nível envolve situações mais complexas, que exigem submissão antecipada e análise detalhada pelas instituições competentes (a depender do grau de influência poderá envolver, além da CCEE, ONS, ANEEL e EPE). A ideia é que não seria razoável haver uma aprovação automática, e portanto deve haver um processo de apresentação e aprovação formal da justificativa antes da submissão de ofertas para o mercado do dia seguinte.

Nestes casos, em geral é de se esperar que o agente apresente como um anexo ao seu pedido dados robustos, análises e evidências técnicas que justifiquem a excepcionalidade. Exemplos incluem previsões de eventos climáticos (como El Niño) que não tenham sido considerados pelo operador do sistema, falhas estruturais inesperadas, ou choques relevantes nos custos operacionais.

O processo de submissão de justificativas não deve prejudicar a operação diária do mercado, e muitas vezes pode não haver tempo hábil para todo o processo de recebimento, avaliação e decisão em um tempo condizente com a realidade do gerador. Por isto, recomenda-se que o processo de aprovação formal, que deve ter uma duração de 1 a 3 meses, na prática amplie os limites disponíveis para o processo de “aprovação automática” do agente.

Os prazos devem ser condizentes com o grau de flexibilidade concedida ao agente. Um processo com duração de 1 mês poderia, se aprovado, ampliar os limites das ofertas do agente por um período de 6 meses, por exemplo; enquanto um processo com duração de 3 meses ampliaria os limites das ofertas do agente por um período de 12 meses.

Como apontado no caso da aprovação formal, é fundamental que a análise e aprovação de justificativas

contem com coordenação institucional, envolvendo não apenas o ONS e CCEE, mas também a ANEEL (para o olhar regulatório) e, quando necessário, a EPE (para apoio técnico e estratégico). Essa governança compartilhada fortalece a legitimidade das decisões e amplia a capacidade de avaliação técnica das justificativas apresentadas.

A principal distinção entre a aplicação de “limites sem a necessidade de justificativa” (como apresentado na seção 4.2) e a “apresentação de justificativa com aprovação automática” é que, neste segundo caso, há a oportunidade de análise ex post da ANEEL, coibindo uso inadequado, má-fé ou abuso por parte do agente. Com isto, um agente poderia submeter uma oferta com limites flexibilizados em relação ao apresentado na seção 4.2.4 (por exemplo, 130% do CVU no lugar de 110% do CVU para uma termelétrica que submeteu os mesmos parâmetros de flexibilidade registrados junto ao operador) sem comprometer o exercício de poder de mercado ou os riscos à confiabilidade do sistema. Para que esse processo funcione bem, entretanto, é essencial haver clareza e previsibilidade nos critérios, indicando explicitamente quais tipos de justificativa são considerados razoáveis e quais condições são inaceitáveis.

Por fim, é importante reconhecer que, caso sejam aplicadas sanções ex post (portanto, que a conclusão da análise pelas instituições seja que o agente tenha apresentado uma justificativa indevida), terão havido impactos desta justificativa indevida na formação de preços e liquidação de mercado. Apesar disso, a recomendação dos consultores é de que este processo de análise e aplicação de sanções ex post *não tenha* qualquer impacto sobre as liquidações financeiras já realizadas – ou, caso este caminho seja considerado inviável, deve haver uma limitação temporal explícita (por exemplo 2 semanas após o cálculo do PLD *ex post*) para que qualquer agente ou instituição questione os dados de entrada e valores calculados. Isto porque é extremamente importante evitar fragilizar a confiança no mercado no mecanismo – de modo que, ainda que a conclusão das instituições seja que a “correta” representação do sistema teria sido com valores diferentes para a oferta submetida, isto deve ser refletido na magnitude das multas e sanções aplicadas, e não com esforços de recontabilização financeira.

5. Reservatórios virtuais: Mecanismo de Oferta de Segurança

O mecanismo de reservatório virtual é explicado em detalhe no Relatório 6 (entregável e.6.r) [2], e trata-se de uma importante contribuição do projeto, como uma evolução do Mecanismo de Realocação de Energia atual para o tratamento das externalidades do sistema brasileiro de uma forma condizente com os mercados de eletricidade modernos. Como explorado na seção 2.1, a preocupação com a segurança de suprimento no Brasil está profundamente associada à possibilidade de que as ofertas de reservatório virtual dos diferentes agentes levarão a uma redução do nível de armazenamento de forma não otimizada – podendo assim justificar a atuação do operador de mercado (seguindo regras de governança estabelecidas pelas instituições).

O principal mecanismo descrito ao longo deste capítulo é o chamado “mecanismo de oferta de segurança”, que permite que o Operador tenha a possibilidade de comprar reservatório virtual com base nos critérios de segurança do suprimento pré-estabelecidos, garantindo assim a manutenção de um nível de volume armazenado mais elevado. Neste mecanismo, passa a existir uma “conta de reservatório virtual” para as ofertas “centralizadas”, que reflete a gestão intertemporal do operador de compra e venda de reservatório virtual. Nota-se ainda que uma característica desejável do mecanismo proposto é que ele é automaticamente internalizado ao mecanismo de formação de preços de mercado – ou seja, a incorporação da curva de oferta de segurança no modelo computacional faz com que o critério de segurança de suprimento afete a formação do preço de mercado.

5.1. MOTIVAÇÃO E EXEMPLO ILUSTRATIVO

Nesta seção, exploramos passo a passo como funcionaria o mercado na ausência de mecanismos de segurança de suprimento, apenas utilizando as ofertas de reservatório virtual dos agentes para a gestão dos reservatórios. A ideia é ao mesmo tempo apresentar uma *motivação* (isto é, por que a implementação do mecanismo é desejável) e oferecer intuições sobre quais seriam as *consequências* da implementação de um mecanismo como esse.

5.1.1. CENÁRIO BASE: AUSÊNCIA DE UM MECANISMO DE OFERTAS DE SEGURANÇA

Na ausência de mecanismos de segurança de suprimento, o funcionamento do mecanismo de reservatório virtual funcionará como detalhado no Relatório 6 (entregável e.6.r) [2]. Na prática, a decisão sobre a gestão dos reservatórios leva em conta as seguintes componentes:

- Informações de longo prazo que compõem a base de dados do sistema: parâmetros físicos das usinas hidrelétricas, cotas de afluência dos diferentes agentes.
- Inicialização diária de dados atualizados: para cada hidrelétrica participante de reservatório virtual, considera-se o volume físico observado e a afluência física estimada pelo operador, além dos montantes iniciais das contas de reservatório virtual (para cada agente e cada reservatório virtual). A consolidação do saldo de reservatório virtual em um determinado período deverá considerar a soma dos componentes iniciais (volume final do período anterior) e da afluência. Para distribuição da afluência virtual, será necessário considerar a afluência física calculada pelo operador e as cotas de afluência dos diferentes agentes.
- Estratégia dos agentes e processo de submissão de ofertas: Aqui não é necessário que o operador tome nenhuma ação (já que supomos que não há mecanismos de segurança de suprimento). Em vez disso, os agentes montam suas estratégias (levando em conta informações

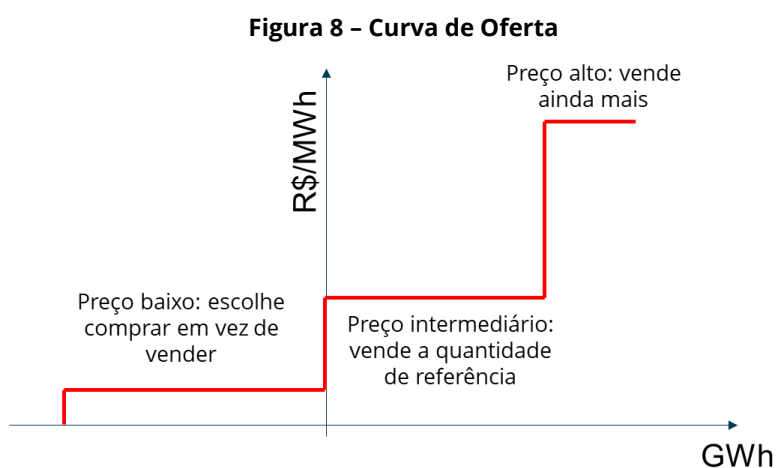
públicas e privadas e suas expectativas sobre a evolução do sistema) e as submetem via plataforma específica. A tomada de decisão dos agentes será influenciada pela realidade física, como a previsão de afluições e a realidade comercial, que terá impactos sobre sua receita, além de outras informações, como diferentes expectativas de afluição, demanda esperada, preços de fechamento de mercado, volumes contratados, entre outros.

- Solução do problema de otimização pelo operador, resultando em decisões de despacho e preços de equilíbrio. Aqui é finalmente tomada a decisão de como gerenciar os reservatórios do sistema, a partir das intenções de compra ou venda de cotas de reservatório virtual dos agentes individuais. Vale destacar que, no âmbito da liquidação dupla, haveria duas iterações desse processo (*ex-ante* e *ex-post*), com liquidações financeiras correspondentes.

Para ilustrar a necessidade de implementação de um mecanismo de oferta de segurança, é interessante examinar o montante total aceito das ofertas de reservatório virtual, em contraposição a uma “curva de referência”. A intuição por trás da curva de referência é que o operador, ainda que não tenha influência sobre as decisões de despacho (que resultam do equilíbrio de mercado entre os agentes), possui alguma expectativa a respeito do quão “custoso” para o sistema seria ter um nível de reservatório abaixo de determinado limite – o que pode ser representado usando a linguagem de uma “curva de referência”. Mais detalhes a respeito de como esta curva seria calculada serão apresentados mais adiante.

Com base nestas informações, o agente monta sua estratégia e informa uma curva de oferta com um perfil específico, em que, por meio de segmentos de oferta, o agente traduz sua.

A Figura 8 ilustra uma curva de oferta de reservatório virtual que poderia ser submetida por um agente na etapa de submissão de ofertas. Neste exemplo, a curva representa três segmentos de oferta de reservatório virtual, que revelam a disposição dos agentes a comprar ou a vender, a depender do nível de preços. A preços baixos, o agente estará disposto a comprar reservatório virtual (quantidade ofertada negativa), enquanto com preço intermediário o agente estará disposto a vender determinada “quantidade de referência” de reservatório virtual. Apenas se os preços forem bastante elevados, o agente estará ainda mais disposto a vender reservatório virtual, como ilustrado.



Para verificação do preço final de equilíbrio, o principal dado de entrada é a *soma* das curvas dos diferentes agentes para determinado reservatório virtual (resultantes das estratégias individuais): o operador de mercado irá resolver o problema de otimização, considerando todas as ofertas dos participantes do mercado. Relembra-se, aqui, que as ofertas da usina hidrelétrica deverão corresponder à energia total diária, de forma que a soma das quantidades geradas nas diferentes horas deverá corresponder ao máximo de produção diário associada à Hidrelétrica.

Dado o problema de otimização e a definição das quantidades de equilíbrio para operação física, será necessário “traduzir” as quantidades da geração física da hidrelétrica para a linguagem das ofertas de reservatório virtual, sendo que no próprio problema de otimização haverá a restrição de igualdade entre “mundo físico” e “mundo virtual”, dado o saldo de reservatório virtual disponível.

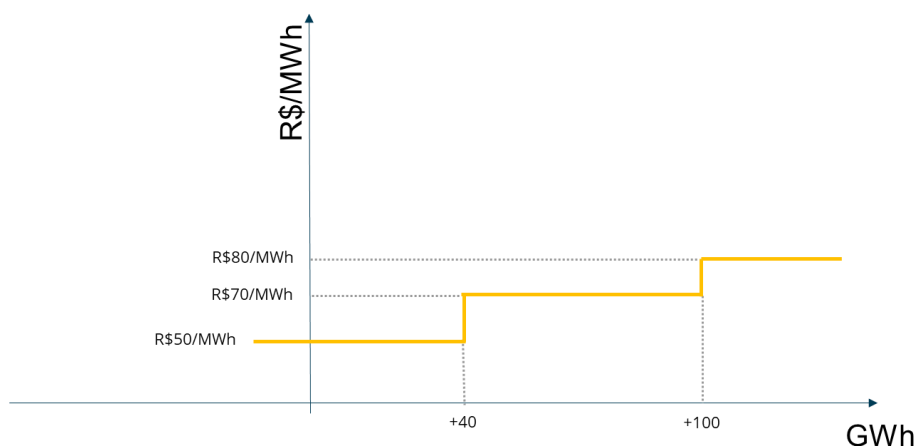
O preço de equilíbrio será o resultado da “conciliação” do mundo físico virtual, dadas as curvas de oferta de reservatório virtual. Caso o resultado de fechamento do mercado, com base na estratégia dos agentes, resulte na venda de reservatório virtual, isto quer dizer que haverá uma decisão de esvaziamento do reservatório, enquanto, no caso contrário, ou seja, o resultado de fechamento do mercado resulte na compra de reservatório virtual, teremos manutenção ou incremento dos níveis de reservatório.

5.1.2.COMPARANDO A OFERTA AGREGADA COM UMA CURVA DE REFERÊNCIA

Vamos considerar, inicialmente, um exemplo simples de um sistema com apenas uma hidrelétrica e dois agentes ofertantes de reservatório virtual. Neste sistema, o operador calcula a curva de referência, com base nas informações disponíveis e irá contrastá-la com a curva agregada de oferta dos agentes detentores de cotas de reservatório virtual. A Figura 9 representa a consolidação das ofertas de reservatório virtual:

- Segmento até 40 GWh, exclusive: R\$50/MWh;
- Segmento de 40 GWh, inclusive, até 100 GWh, exclusive: R\$70/MWh;
- Segmento a partir de 100 GWh: R\$80/MWh.

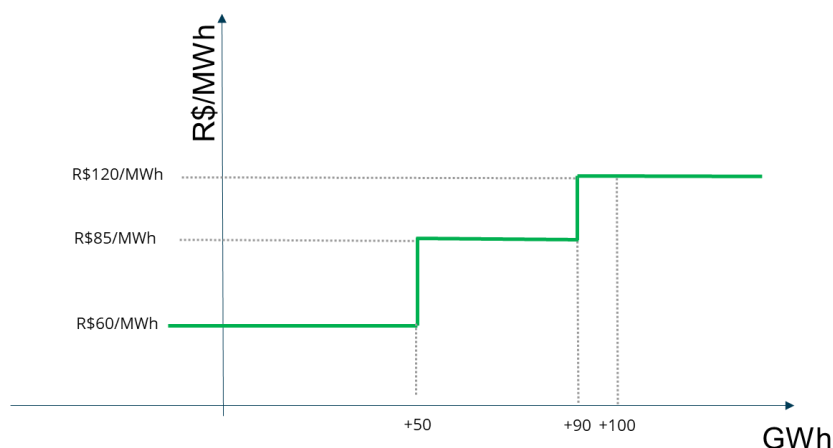
Figura 9 – Curva de Oferta de Reservatório Virtual



De forma complementar, a curva verde apresentada na Figura 10 apresenta curva de referência calculada pelo operador do sistema, que retrata a visão de que:

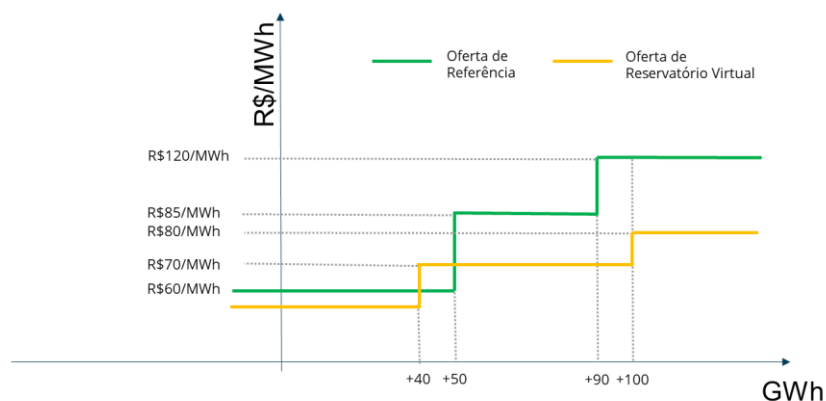
- Até 50 GWh, exclusive: R\$60/MWh;
- De 50 GWh, inclusive, até 90 GWh, exclusive: R\$85/MWh;
- A partir de 90 GWh: R\$120/MWh.

Figura 10 – Curva de referência



Ao compararmos as duas curvas, como ilustrado na Figura 11, vemos que, por exemplo, ao nível de demanda de 100 GWh, os agentes estão dispostos a vender reservatório virtual ao preço marginal de R\$80/MWh, inferior ao valor de referência do Operador, de R\$120/MWh. Sempre que a curva agregada de oferta de reservatório virtual (RV) estiver “abaixo” da “curva de oferta de referência”, isto quer dizer que os agentes estão dispostos a vender reservatório virtual a um preço inferior ao que o Operador calcula, o que tende a esvaziar os reservatórios *mais do que o esperado* pelo operador (com possíveis consequências para a segurança de suprimento).

Figura 11 – Comparação Curva de Oferta de Reservatório Virtual e Função de Custo Futuro



Digamos, por exemplo, que além dos agentes ofertantes de reservatório virtual (que, de forma agregada compuseram a curva de oferta de Reservatório Virtual representada na Figura 9), tenhamos também uma usina termelétrica que oferta 150 GWh ao custo R\$100/MWh. A uma demanda de 100 GWh:

- I. Com base na curva submetida pelos agentes ofertantes de RV, o problema de otimização **não despacharia** a térmica.
- II. Com base na curva de referência calculada pelo Operador do Sistema, o problema de otimização **despacharia** a térmica.

Concluimos, portanto, que o volume do reservatório no primeiro caso (I) terminaria menor do que no segundo (II), e esta seria uma consequência direta da implementação do mecanismo por ofertas. Um mecanismo de segurança de suprimento tem por objetivo implementar uma “linha de defesa” que *proteja* o sistema de eventos como este – ao menos mitigando a magnitude dos riscos à segurança de suprimento caso os agentes submetam curvas de oferta com preços excepcionalmente baixos.

5.1.3.POSSÍVEIS ESTRATÉGIAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM MECANISMO DE SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

A preocupação com a segurança de suprimento no Brasil está associada à possibilidade de que as ofertas de reservatório virtual dos diferentes agentes levem a uma *redução* do nível de armazenamento de forma não otimizada – podendo assim justificar a atuação do Operador de Mercado (seguindo regras de governança estabelecidas pelas instituições).

Ao contrastar a curva de oferta agregada com a “curva de oferta de referência” no exemplo apresentado no item 5.1.2, se o Operador deseja evitar que o reservatório esvazie, este poderia fazer isso comprando RV e, neste sentido, “forçando” o despacho da termelétrica, disposta a atender à demanda de 100 GWh a um preço de R\$100/MWh. Embora o operador acredite que o reservatório virtual teria o valor R\$120/MWh, traduzindo sua “disposição a pagar” pelo RV, os agentes não compartilham desta opinião, acreditando que um preço de R\$80/MWh seria suficiente para remunerar o atendimento à demanda utilizando unicamente hidrelétricas.

Fica evidente, neste exemplo, a dicotomia entre a preocupação com o exercício de poder de mercado e a preocupação com a segurança de suprimento, introduzida na seção 2.2. Se o operador “forçar” o despacho de uma térmica adicional para atender à segurança de suprimento do sistema, ele também estará disposto a aumentar o preço de equilíbrio, de R\$80/MWh para R\$100/MWh, de modo a viabilizar o despacho da térmica.

Temos duas soluções para corrigir este potencial risco à segurança de suprimento. A primeira solução seria impor que os agentes não possam ofertar “demasiadamente barato”: isto é, mesmo que os agentes estejam dispostos a vender RV ao preço indicado na curva agregada, os agentes *não poderiam* tomar essa decisão na prática. Esta possibilidade envolveria uma implementação análoga à aplicação de *limites às ofertas* que foi explorada em detalhe na seção 4.2, com a diferença de que a preocupação com a segurança de suprimento levaria a preços *mínimos* para a oferta de reservatório virtual (os agentes não podem ofertar “muito barato”), e não preços máximos como na seção 4.2

A principal crítica a uma implementação como esta é que ela resultaria em um *desincentivo* para que os agentes mantivessem um saldo mais elevado nas suas contas de reservatório virtual. Os agentes perceberiam que eles teriam o risco de *não conseguir vender* o seu “saldo” de reservatório virtual, e isso seria precificado nas ofertas – de modo que este tipo de estratégia deve ser aplicada com parcimônia. **A recomendação dos consultores é que este caminho não seja aplicado**, ou seja aplicado unicamente a grandes agentes (proprietários de grande parte das hidrelétricas do sistema) caso o seu saldo de reservatório virtual seja significativamente inferior à fração das afluências hidrelétricas totais que estariam sob o seu controle.

A segunda solução, intuitivamente, é introduzir uma oferta *centralizada* de compra de reservatório virtual, sob o controle do próprio operador. Com isto, os agentes estariam livres para vender os montantes seguindo as estratégias que preferissem, mas o operador teria a possibilidade de “comprar” esses montantes. No exemplo apresentado anteriormente, o operador teria submetido uma oferta de compra, denominada “oferta de segurança”, refletindo uma disposição a pagar de 120 R\$/GWh (maior, portanto, que qualquer outro agente privado ofertante). O resultado da execução do modelo com esta oferta de segurança é que a decisão ótima seria despachar a termelétrica disponível no sistema (representada com uma quantidade de 150 GWh ao custo R\$100/MWh). Por exemplo, digamos que a solução ótima tenha resultado em um despacho termelétrico de 70 GWh: nota-se que o preço marginal neste caso seria de 100 R\$/MWh, formado pela termelétrica que representa a geração marginal despachada. O valor da oferta de segurança, ao preço de 120 R\$/MWh, foi instrumental para este

aumento no preço (em relação ao preço na curva agregada de oferta dos agentes, que teria sido de apenas 80 R\$/MWh), ainda que o preço final de equilíbrio não tenha sido dado pela oferta de segurança.

A proposta dos consultores é seguir adiante com o detalhamento e implementação do mecanismo de ofertas de segurança. A operacionalização deste mecanismo é detalhada a seguir.

5.2.SEGURANÇA DE SUPRIMENTO E MECANISMOS “POR OFERTA”

Um contraste importante que merece ser destacado é que, enquanto em um modelo “puramente por custos”, o agente centralizado é o **único** responsável pela segurança de suprimento, em um modelo “por ofertas” (ou “híbrido com elementos por oferta”) esta responsabilidade é **dividida** com os agentes de mercado. Desta forma, ainda que os mecanismos de aversão ao risco apresentados no capítulo 3 representem um ponto de partida importante para a exploração dos critérios de segurança de suprimento que seriam implementados na prática no modelo proposto (vide seção 5.3), é importante levar em conta esta distinção.

Em particular, no modelo “puramente por custos” o operador deve garantir que os parâmetros de segurança de suprimento estejam *perfeitamente calibrados* instante a instante, com impactos negativos para a segurança de suprimento sempre que houver desvios. Em um modelo por ofertas (ou parcialmente por ofertas), as expectativas e estratégias dos agentes podem corrigir alguns desvios na calibração dos parâmetros, *desde que* os incentivos sejam coerentes e consistentes.

Uma consequência disso é que, no universo “por ofertas”, o operador deve ter como uma de suas *prioridades* garantir que o sinal de preços seja consistente – um requisito importante para que os agentes possam “acreditar” no que vai acontecer no futuro, e assim ser *parceiros* na garantia da segurança de suprimento do sistema. Deve-se tomar muito cuidado caso as intervenções demonstrem-se muito frequentes – já que, além do risco de descredibilização das ofertas dos agentes (incentivando os agentes a tentarem prever os “erros do operador” mais que as situações de risco de suprimento efetivamente), isto provavelmente levaria a maiores custos para o consumidor. Dado que os agentes ofertam o valor da água com base fundamentalmente nas suas expectativas de preço futuro, é importante que a atuação do operador não traga distorções importantes a este mecanismo, e que os agentes “acreditem” no que vai acontecer no futuro.

Em particular, a experiência na Colômbia merece destaque neste sentido. Em princípio, o Estatuto do Risco de Desabastecimento aplicado no país, apresentado na seção 2.2, é um exemplo de um mecanismo que garante alto grau de previsibilidade: o “gatilho” para a aplicação do mecanismo é plenamente previsível e contestável pelos agentes, estando atrelado a dois fatores (nível de reservatório e preços de bolsa). Em 2024, entretanto, face a um evento de El Niño muito extremo, houve uma decisão do Ministério para forçar o despacho adicional de termelétricas – *antes* que o Estatuto de Risco de Desabastecimento fosse acionado. Considerando que já havia um mecanismo de segurança de suprimento vigente no país, provavelmente a decisão de intervir no mercado nesta ocasião não foi acertada – especialmente considerando que é de se esperar que a atuação institucional *ad hoc* neste caso influencie as expectativas dos agentes, *aumentando a probabilidade* de que intervenções governamentais sejam novamente necessárias no futuro. Isto porque, quando os agentes têm claro que eles são os principais responsáveis pela segurança de suprimento e que serão penalizados financeiramente caso não façam previsões corretas, os incentivos são muito diferentes do que são quando os agentes *antecipam* uma intervenção governamental quando o sistema alcança determinado limiar crítico.

Pela *natureza* do mecanismo de segurança de suprimento, é importante que ele não possa ser alterado

ao sabor de efeitos conjunturais do sistema – e um mecanismo bem planejado consegue absorver novas informações de forma automática, sem a necessidade de decisões institucionais em cada caso. Caso o mecanismo seja alterado a cada vez que o sistema se depara com um evento de El Niño severo, por exemplo, ele perde a sua função – que seria justamente manter o sistema robusto mesmo que haja a ocorrência de eventos inesperados.

5.3.DETALHAMENTO DO MECANISMO DE OFERTAS DE SEGURANÇA

Nesta seção, é apresentado o passo a passo do funcionamento do “mecanismo de ofertas de segurança”, que permite que o Operador tenha a possibilidade de comprar ou vender reservatório virtual com base nos critérios de segurança do suprimento, buscando garantir a manutenção do volume armazenado. Vale destacar que o principal objetivo desta seção é apresentar um *arcabouço* para a implementação do mecanismo, que na prática deverá ser complementado por estudos técnicos e decisões de cunho institucional com o objetivo de estabelecer regras e parâmetros mais precisos para a operacionalização do mecanismo.

5.3.1.GOVERNANÇA E DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS ESTRATÉGICOS

Uma componente crucial para o mecanismo de ofertas de segurança é a “curva de referência”. Na seção 5.1, simplesmente admitimos que esta curva é conhecida, mas na prática a metodologia para a sua construção deve ser bem definida, e a definição da governança para o cálculo da curva de referência é fundamental para o adequado funcionamento do mecanismo de ofertas de segurança.

Na fase de definição dos critérios para o cálculo da curva de referência, é crucial contar com a participação das principais instituições do setor, com destaque para o CMSE, onde já participam o MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Os parâmetros estabelecidos devem ter como foco o longo prazo, buscando antecipar possíveis crises futuras de natureza estrutural, e não conjuntural. Neste sentido, propõe-se que o comitê fique responsável pela elaboração metodológica, com a definição de regras e parâmetros.

Visto que a definição de regras e parâmetros seriam uma atribuição institucional, não buscaremos precisar neste relatório a natureza dessas regras e parâmetros – embora alguns elementos que podem ser explorados sejam apresentados na seção 5.3.2. É de se esperar que (i) os critérios atuais de segurança de suprimento, apresentados no capítulo 3, sejam uma linha de base importante a ser considerada; (ii) que a decisão a respeito das regras e parâmetros para a implementação do mecanismo seja respaldada por simulações detalhadas da operação do sistema; e (iii) que, à medida que o mercado amadurece, a *observação do comportamento* histórico do mercado e dos agentes se torne um elemento cada vez mais importante da calibração.

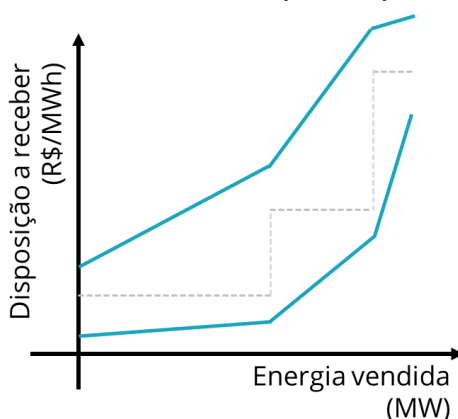
Uma questão importante para esta atividade de governança é *como os parâmetros podem ser revisados*. Ainda que o comitê responsável deva ter a possibilidade de revisar os parâmetros e regras aplicados, é desejável que qualquer mudança seja sempre realizada considerando uma **antecedência de seis meses** (ou superior, a critério do Comitê). Isto é, se o Comitê tomar a decisão de mudar a regra de construção da curva de referência em março de 2026, esta mudança entraria em vigor apenas em setembro de 2026 (podendo o comitê determinar uma data posterior, por exemplo janeiro de 2027, para a entrada em vigor da nova regra). Essa prática confere credibilidade ao mecanismo e aos sinais de preço para os agentes do setor, em linha com os argumentos apresentados na seção 5.2. É importante lembrar ainda que mesmo uma *expectativa de mudança futura* na regra já alteraria fundamentalmente os preços *imediatamente*, já que os agentes incorporariam esta expectativa nas suas respectivas estratégias.

5.3.2. OPERACIONALIZAÇÃO DA CONSTRUÇÃO DA CURVA DE OFERTAS DE SEGURANÇA

No exemplo apresentado na seção 5.1, comparou-se a *curva agregada* de ofertas do sistema com uma curva de referência calculada pelo agente. Para a operacionalização do mecanismo, vamos considerar que a curva de referência já é conhecida – por exemplo, construída a partir da função de custo futuro. Vale destacar que, ao contrário de muitos países (como explorado na seção 2.2), no Brasil já existe a competência institucional para a construção de funções de custo futuro que podem ser usadas como linha de base de referência, permitindo assim fazer uma análise crítica do comportamento dos agentes e a partir disto definir a necessidade (ou não) de uma intervenção.

A Figura 12 ilustra, na curva cinza pontilhada, um possível perfil para esta “curva de referência”, obtida de acordo com a metodologia acordada no comitê de governança (como indicado na seção 5.3.1). Fundamentalmente, existe uma *incerteza* nos algoritmos e procedimentos aplicados para a obtenção desta curva, o que ilustramos aqui pela apresentação de curvas de “limite superior” e de “limite inferior” a alguma distância da curva de referência. A ideia central por trás do mecanismo de ofertas de segurança é que o agente centralizado (operacionalizando as regras estabelecidas anteriormente) escolheria fazer uma oferta de *compra* de reservatório virtual sempre que o preço estivesse abaixo do limite inferior representado na Figura 12 (i.e. “suficientemente barato”), e uma oferta de *venda* de reservatório virtual quando o preço estivesse acima do limite superior (“suficientemente caro”).

Figura 12 – Curva de oferta de referência calculada pelo operador (em cinza), limite superior e limite inferior (em azul)



O fundamento base do mecanismo está no fato de que as ofertas de compra de reservatório virtual representam, como consequência direta, o aumento da segurança de suprimento, uma vez que se trata de uma oferta de não-turbinamento. Desta forma, uma oferta de compra de reservatório virtual submetida pelo operador sempre aumenta a segurança de suprimento (mas também aumenta os preços de mercado), ao passo que uma oferta de venda submetida pelo operador reduziria a segurança de suprimento e os preços de mercado. Como visto anteriormente, a ideia central é que, se os agentes estiverem ofertando reservatório virtual de forma não otimizada, o operador deve intervir, evitando que haja um esvaziamento dos reservatórios – porém, há risco de “erro tipo 1” (o operador atua comprando ou vendendo reservatório virtual em um momento em que não deveria) e “erro tipo 2” (o operador não atua, mas deveria ter atuado).

Quanto mais amplo for o intervalo representado pelas curvas azuis na Figura 12, mais raramente o operador fará ofertas de compra e venda (e portanto estará menos sujeito a erros tipo 1 e tipo 2); mas em contrapartida potenciais problemas na segurança de suprimento só serão identificados quando uma situação particularmente extrema se materializar. Ao contrário, se o intervalo for muito estreito, o operador atuará no mercado com mais frequência, o que pode aumentar custos e distorcer incentivos –

já que, como indicado na seção 5.2, os agentes montarão suas estratégias levando em conta estas ofertas do operador. Há, portanto, um *tradeoff* entre estes dois efeitos, e é importante buscar por meio de estudos técnicos e simulações uma regra que proteja suficientemente o sistema de riscos à segurança de suprimento sem sacrificar os elementos “por oferta” desejáveis para o mecanismo.

Na prática, para fins de implementação do mecanismo, é interessante traduzir os critérios definidos pelas instituições do setor (vide seção 5.3.1) em parâmetros que permitam calcular uma “curva de ofertas de segurança” centralizada, a partir da “curva de referência” idealizada. Ao aplicar esta “linguagem” da curva de oferta de segurança e introduzi-la no modelo de despacho como se fosse mais um agente ofertante de reservatório virtual, o resultado prático é a representação de um mecanismo de aversão ao risco que é *plenamente internalizado* na formação de preço. Mais explorações e exemplos sobre a determinação destas curvas são apresentados na seção 5.3.4.

5.3.3. OPERACIONALIZAÇÃO FINANCEIRA DO MECANISMO

Com relação à operacionalização do mecanismo, é razoável que a CCEE operacionalize (continuamente) as regras definidas para compra e venda de reservatório virtual por ofertas de segurança. Com isso, a CCEE (ou “o operador”) teria um reservatório virtual próprio em que seria armazenado o “saldo” corrente dos montantes comprados e vendidos no curso da execução do mecanismo de segurança de suprimento. Visto que o mecanismo poderia resultar tanto em compra quanto em venda de montantes de reservatório virtual, e em diferentes momentos a execução das regras de segurança de suprimento pode resultar em vendas de energia a preços mais altos ou mais baixos (em comparação com o preço ao qual a energia é comprada), é importante contemplar a possibilidade de repasse de eventuais custos (ou excedentes financeiros) aos consumidores por meio de um encargo (ou alívio).

De um modo geral, uma intervenção do operador com o objetivo de aumentar a segurança de suprimento pode aumentar custos para o consumidor – este sobrecusto já é observado hoje, por exemplo, para remunerar térmicas despachadas por segurança energética. Com o desenho adequado das regras de governança e definição dos parâmetros, é de se esperar que o mecanismo de ofertas de segurança tenha um impacto *menor* em termos de encargos do que a regra atual, já que os critérios de segurança de suprimento já seriam internalizados na formação de preços. Adicionalmente, quanto mais *eficiente* for a atuação do operador (“comprando energia barata” e “vendendo energia cara” na gestão do reservatório virtual), menor será o encargo, podendo inclusive ser *negativo* caso o operador seja mais eficiente que os agentes de mercado.

Evidentemente, é importante que a operacionalização do mecanismo pela CCEE inclua também um acompanhamento e divulgação de informações relevantes para fins de transparência e prestação de contas – informação esta que deve também ser utilizada como insumo para a tomada de decisão quanto a eventuais revisões nos parâmetros (vide seção 5.3.1). Um período-teste (ou período-sombra) de implementação do mecanismo será de grande importância para permitir ajustes e calibrações nas regras e parâmetros do mecanismo antes de sua implementação definitiva, evitando assim que seja implementado um conjunto de regras inadequado (que permitiriam, por exemplo, que agentes estrategicamente extraíssem renda do mecanismo, que seria repassada ao consumidor por meio de encargos).

5.3.4. EXEMPLOS DE REGRAS E PARÂMETROS PARA A CONSTRUÇÃO DA CURVA DE OFERTA DE SEGURANÇA

Como explorado nas seções anteriores, há duas principais componentes para a aplicação do mecanismo de ofertas de segurança:

- Primeiramente, temos a construção de uma curva de referência, que como explorado na seção 5.3.2 muito provavelmente viria de um cálculo de uma função de custo futuro;
- Em seguida, temos a caracterização de um conjunto de multiplicadores ou “shifts” para baixo e para cima dos preços ofertados, bem como multiplicadores para a quantidade ofertada; que permitem traduzir a curva de referência em uma curva de oferta de segurança.

A versão mais simples possível do mecanismo simplesmente consideraria um conjunto de parâmetros único, isto é, uma curva de referência sempre calculada da mesma forma (por exemplo com parâmetros de CVaR $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 40\%$ como indicado na seção 3.2) e um conjunto de *markups* constante.

Uma versão ligeiramente mais sofisticada deste procedimento trataria o parâmetro de markup como uma função do volume armazenado na conta de reservatório virtual do agente operador. A ideia é que, quando o agente operador não tem nenhum saldo de reservatório virtual, ele tende a aceitar acionar o mecanismo de ofertas de segurança com mais facilidade. Em contraste, se o agente operador já for detentor de boa parte do saldo de reservatório virtual do sistema como um todo (por exemplo), a sua propensão a *vender* este saldo será maior do que a sua propensão a aumentar ainda mais o seu saldo de reservatório virtual (embora esta seja apenas uma tendência, e não uma obrigatoriedade: em situações de risco à segurança de suprimento, o operador ainda poderia fazer uma oferta de compra).

Outra possibilidade que pode ser introduzida, tanto no caso do procedimento de construção da curva de referência quanto no caso da aplicação do mecanismo de markup, é um mecanismo de “gatilho”. Ou seja, caso determinado indicador ultrapasse determinado limite, o critério de segurança de suprimento é alterado. Um exemplo de mecanismo de gatilho é o Estatuto de Risco de Desabastecimento colombiano, apresentado na seção 2.2: “caso o nível dos reservatórios esteja abaixo de X e o preço abaixo de Y, considerar uma curva de referência com custo igual à térmica mais cara do sistema”. Outros indicadores que poderiam ser utilizados são índices de ocorrência de fenômeno El Niño, valores resultantes de simulações como por exemplo a probabilidade de ocorrência de déficit na ponta, e outros. Fundamentalmente, a principal restrição é que a regra deve ser *transparente*, *contestável*, e livre de qualquer *ambiguidade* na sua definição, permitindo assim previsibilidade por parte dos agentes.

6. Conclusões

O tema central deste relatório são os mecanismos de segurança de suprimento – aqueles aplicados atualmente no Brasil, e os que poderiam ser aplicados como um respaldo adicional no caso de implementação de um novo mecanismo de formação de preços com características “por oferta”. Nota-se que as recomendações apresentadas neste relatório são aplicáveis a qualquer implementação de um mecanismo “híbrido” de formação de preço “por custo” com elementos “por oferta”, que devem levar em conta a interação entre os critérios de segurança de suprimento tratados pelo operador e os incentivos e estratégias dos agentes.

No Brasil, a predominância de usinas hidrelétricas torna a segurança de abastecimento uma questão fundamental e com a introdução do paradigma de formação de preços por oferta e a adoção mecanismo de reservatório virtual, surge a preocupação de como administrar o risco de que as ofertas feitas pelos agentes possam afetar a confiabilidade do abastecimento. Para isso, utilizando ao máximo possível as métricas atualmente existentes, foram propostos dois mecanismos para mitigação do risco de suprimento, coerentes com um mercado por ofertas puro, ou um mercado parcialmente por ofertas.

Além desta sistematização dos mecanismos de aversão ao risco buscando garantir a segurança de suprimento, o presente relatório constrói recomendações concretas para aplicação de um *mecanismo de validação de oferta*, por meio do estabelecimento de limites às ofertas que devem ser aplicados aos agentes de mercado, à exceção das ofertas de Reservatório Virtual. Para isso, sugere-se estabelecer (i) um conjunto de regras para o aceite “automático” de ofertas submetidas pelos agentes do sistema e (ii) um conjunto de regras e procedimentos para a submissão de justificativas que permitam flexibilizar temporariamente esses limites (como explorado na seção 4.3).

No caso dos agentes ofertantes de reservatórios virtuais, é detalhado o funcionamento do chamado *mecanismo de ofertas de segurança*, que introduz a possibilidade de que o operador de mercado seja gestor de uma conta de reservatório virtual, para que este tenha a possibilidade de atuar frente à possibilidade de que as ofertas de reservatório virtual dos diferentes agentes levem a uma redução do nível de armazenamento de forma não otimizada. Idealmente, o operador deve atuar no mercado com pouca frequência e de forma previsível (ditada pelos critérios de segurança de suprimento), e sua função é majoritariamente evitar um esvaziamento além do necessário dos reservatórios do sistema. Deve haver, entretanto, regras de governança que definam em quais situações o Operador de mercado deverá comprar ou vender reservatório virtual – que precisarão ser testados quantitativamente como parte das análises do relatório e.10.r.

7. Referências

- [1] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento (Produto e.8.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” Aug. 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>. [Accessed: Oct. 16, 2025]
- [2] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Oferta (Produto e.6.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [3] PSR, META, and B. Mundial, “Mitigação de Poder de Mercado (Produto e.7.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [4] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Custo (Produto e.2.r2) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [5] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por oferta (Produto e.3.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [6] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por custo (Produto e.2.r1) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [7] PSR, META, and B. Mundial, “Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço (Produto e.4.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.” 2014. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0026_2014.htm
- [9] CEPEL, “Modelo NEWAVE,” May 2025. Available: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_newave.html. [Accessed: July 10, 2025]
- [10] ONS, “Curvas Referenciais de Armazenamento para o Ano de 2025,” 2025. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2024/cta-ons-dpl-1773-2024-curvas-referenciais-de-armazenamento-para-o-ano-de-2025-assinado.pdf>
- [11] D. O. UNIÃO, “MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Resolução nº 1/2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf>”><https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf>

comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf,,” 2024. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf>

[12] CNPE, “CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE) RESOLUÇÃO Nº 29, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019.,” 2019. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_29.pdf

[13] ANEEL, “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº 1.032/2022.,” 2022. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221032.pdf>

[14] D. Kahneman and A. Tversky, “Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk,” 1979. Available: <https://www.jstor.org/stable/1914185>

[15] K. J. Arrow, “Essays in the theory of risk-bearing,” 1971. Available: <https://archive.org/details/essaysintheoryof0000arro/mode/2up>

[16] CEPEL, “CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Relatório de Projeto – DSE – 4005/2023,” 2023. Available: <https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2024/10/ManualUsuario-2.pdf>

[17] R. T. Rockafellar and S. Uryasev, “Optimization of conditional value-at-risk,” *J Risk*, vol. 2, no. 3, pp. 21–41, 2000, doi: 10.21314/jor.2000.038

[18] CEPEL, “Modelo DESSEM,” May 2025. Available: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_dessem.html. [Accessed: July 10, 2025]

[19] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022,” July 2022. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221040.pdf>