

# Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

**Entregável 7: *Roadmap* de implementação**

Preparado para



Dezembro de 2021



**Programa de Pesquisa e  
Desenvolvimento**

**PSR**

## Conteúdo

|     |                                                               |    |
|-----|---------------------------------------------------------------|----|
| 1   | Introdução .....                                              | 4  |
| 1.1 | Contexto e o projeto de P&D.....                              | 4  |
| 1.2 | O presente relatório .....                                    | 5  |
| 2   | Novas regras de mercado .....                                 | 7  |
| 2.1 | Fundamentos e hierarquia normativa .....                      | 7  |
| 2.2 | Base legal .....                                              | 10 |
| 2.3 | Instituições e atribuições .....                              | 15 |
| 2.4 | Propostas de revisão regulatória .....                        | 18 |
| 3   | Acordo com participantes de mercado .....                     | 33 |
| 3.1 | Princípios chave .....                                        | 33 |
| 3.2 | Riscos e oportunidades.....                                   | 35 |
| 3.3 | Remuneração da distribuidora-comercializadora .....           | 37 |
| 3.4 | Geradores blindados de risco.....                             | 40 |
| 3.5 | Térmicas inflexíveis .....                                    | 46 |
| 3.6 | Mecanismo de seleção de agentes para alocação de riscos ..... | 49 |
| 4   | Acordo com participantes do MRE .....                         | 52 |
| 4.1 | Princípios .....                                              | 52 |
| 4.2 | Riscos e oportunidades.....                                   | 58 |
| 4.3 | Cuidados para a implementação do novo mecanismo.....          | 59 |
| 4.4 | Detalhamento e implementação .....                            | 62 |
| 5   | Metodologias e plataformas a serem desenvolvidas .....        | 63 |
| 5.1 | Novo DESSEM.....                                              | 63 |
| 5.2 | Plataforma de submissão e sugestão de ofertas.....            | 64 |
| 5.3 | Conversor água-energia .....                                  | 66 |
| 6   | Jogos de mercado e operação sombra .....                      | 69 |
| 6.1 | Operação sombra do mercado.....                               | 69 |
| 6.2 | Simulações de mercado em eventos autocontidos.....            | 70 |
| 6.3 | Liberalização gradual das ofertas .....                       | 72 |
| 7   | Estruturação do monitor de mercado .....                      | 75 |
| 7.1 | Atribuição institucional.....                                 | 75 |

|      |                                                                     |    |
|------|---------------------------------------------------------------------|----|
| 7.2  | Procedimentos de monitoramento de mercado .....                     | 76 |
| 7.3  | Possíveis aprofundamentos.....                                      | 78 |
| 8    | Conclusões e proposta de cronograma .....                           | 79 |
| 8.1  | Primeira etapa: Aceitação .....                                     | 80 |
| 8.2  | Segunda etapa: Consolidação.....                                    | 82 |
| 8.3  | Terceira etapa: Implementação.....                                  | 84 |
| 9    | Referências .....                                                   | 86 |
| 10   | Anexo 1: Glossário.....                                             | 87 |
| 11   | Anexo 2: Atribuições institucionais atuais e base regulatória ..... | 89 |
| 11.1 | CNPE: política energética nacional .....                            | 89 |
| 11.2 | MME: planejamento e implementação da política energética .....      | 89 |
| 11.3 | EPE: estudos de planejamento .....                                  | 89 |
| 11.4 | CMSE: monitoramento da confiabilidade de suprimento .....           | 90 |
| 11.5 | ANEEL: regulação.....                                               | 91 |
| 11.6 | ONS: operação do sistema .....                                      | 91 |
| 11.7 | CCEE: mercado de curto prazo .....                                  | 92 |
| 11.8 | CPAMP: modelos computacionais.....                                  | 92 |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto e o projeto de P&D

Em processos de liberalização e abertura de mercados elétricos, o mecanismo de *formação de preço* da energia elétrica no mercado atacadista tem papel crucial para garantir que agentes geradores possuam os incentivos corretos para produzir mais ou menos (e, igualmente, que consumidores possuam os incentivos corretos para consumir mais ou menos) de tal forma que as suas decisões privadas sejam condizentes com o despacho e expansão ótimas do sistema elétrico (Schweppe et al. 1988, Stoft 2002, Wolak 2020). O objetivo do mecanismo de formação de preços, entretanto, não é o cálculo do preço em si – os preços são apenas uma ferramenta para obter um despacho e uma expansão do parque gerador que levem à melhor utilização possível dos recursos existentes, sejam estes recursos naturais, humanos, tecnológicos ou financeiros. Assim, os preços servem como incentivo para que os agentes tomem decisões coerentes com o despacho e expansão ótimos – conectando o mundo físico e o mundo financeiro, e assumindo certo protagonismo no desenho de mercados elétricos competitivos.

No setor elétrico brasileiro, um dos pilares da reforma setorial realizada em 1996 é um mecanismo de formação de preços baseado em custos dos geradores auditados pelo regulador. Este pilar foi mantido em reformas subsequentes do marco regulatório, tais como a introdução de mecanismos focados na garantia de adequabilidade de suprimento de longo prazo em 2004. A mudança no mecanismo de formação de preços no Brasil para um esquema por ofertas diretas dos geradores tem sido discutida pelo setor há alguns anos e ganhou mais “tração” com menções explícitas a esta implementação nas propostas de modernização do marco regulatório colocadas (i) pela Consulta Pública 33, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia e encerrada em fevereiro de 2018, e (ii) no Projeto de Lei do Senado 232, introduzido em 2016, e que passou pela Comissão de Infraestrutura do Senado em março de 2020.

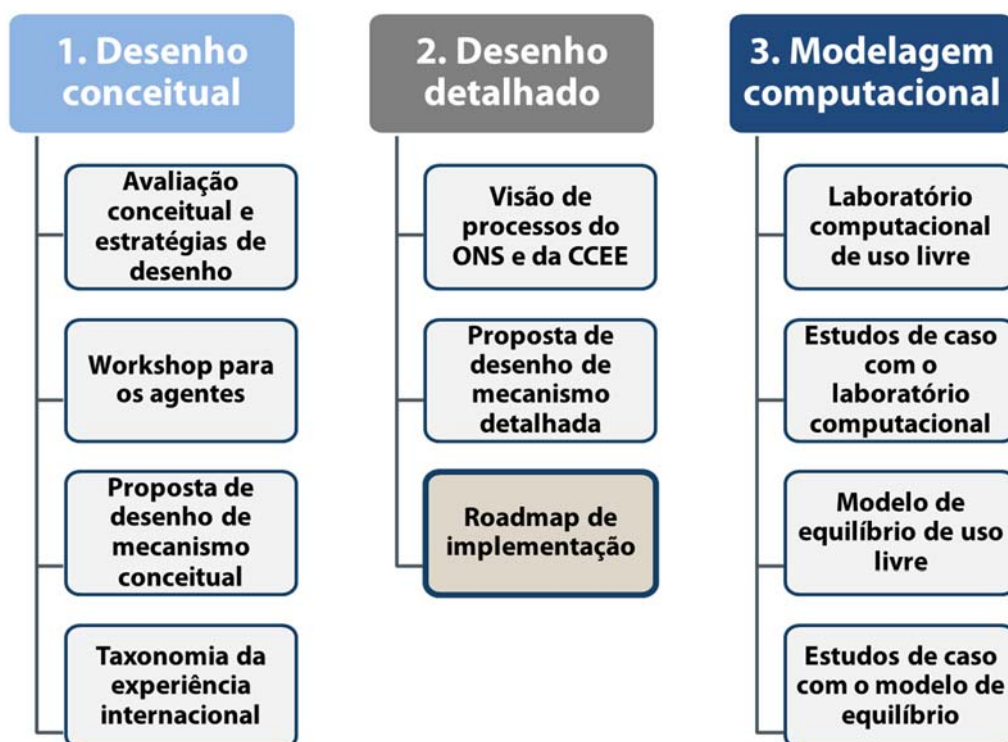
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em março de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado “Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil”. Este processo terá como executora a PSR e contará com o apoio de pesquisadores renomados no assunto, notavelmente os professores Carlos Batlle (MITEI-Comillas), Frank Wolak (Stanford) e Alexandre Street (PUC-Rio).

O projeto de P&D é dividido em 3 Fases, cada uma das quais tem objetivos bem definidos e entregáveis associados. A Figura 1 inclui uma representação esquemática dos entregáveis previstos:

- Fase 1 (Entregáveis 1 a 4): Construção de uma discussão de alto nível com a sociedade brasileira a respeito dos princípios e das consequências da implementação de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas dos agentes, construindo uma proposta de desenho conceitual adaptada para a realidade brasileira e respaldada por experiências internacionais de implementação de mecanismos similares.
- Fase 2 (Entregáveis 5 a 7): Traduzir o desenho conceitual sugerido na Fase 1 em uma proposta concreta para o Brasil, destacando o papel das instituições (em particular, do ONS e CCEE, cujos processos internos podem ser significativamente afetados por esse potencial mudança) e a necessidade de se ter clareza no desenho de mecanismos que dão suporte ao mecanismo de formação de preços (elementos do desenho detalhado).

- Fase 3 (Entregáveis 8 a 11): Apresentar exercícios quantitativos buscando representar a realidade do Brasil após a implementação do mecanismo de formação de preço baseado em ofertas, incluindo potenciais comportamentos futuros dos agentes e consequências da implementação do novo modelo. Além disso, disponibilizar à sociedade ferramentas analíticas que viabilizem que outros agentes e pesquisadores realizem exercícios quantitativos similares e explorações adicionais.

**Figura 1 – Entregáveis previstos em cada fase do projeto de P&D**



## 1.2 O presente relatório

O presente relatório é o sétimo entregável do projeto de P&D, pertence à Fase 2 do Projeto e tem por objetivo apresentar um *plano de implementação* do mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas no Brasil, levando em conta a realidade atual do setor elétrico no país e discutindo elementos do processo de implementação e transição. A estrutura do relatório é como segue:

- O capítulo 2 apresenta um detalhamento dos elementos legais e regulatórios que precisariam ser revisados para a implementação de um mecanismo baseado em ofertas como proposto no presente projeto de P&D
- O capítulo 3 entra no mérito de riscos e oportunidades percebidos pelos agentes de mercado em geral, que precisariam ser levados em conta na decisão dos agentes existentes em abraçar o novo mecanismo – que daria a eles novas oportunidades, mas também novas responsabilidades.
- O capítulo 4 é estruturalmente similar ao capítulo 3, mas foca especificamente nas usinas participantes do MRE, e na possibilidade de se enxergar o mecanismo de ofertas de reservatório virtual como uma “evolução” do MRE do ponto de vista dos agentes.

- O capítulo 5 descreve as principais ferramentas que precisariam ser desenvolvidas com o apoio da CPAMP para a implementação do mecanismo de oferta de preços
- O capítulo 6 discute o que seria uma operação “sombra” do modelo baseado em ofertas (dado que, para que os agentes submetam ofertas *críveis*, a existência de incentivos adequados é uma condição inegociável) e formas de se fazer testes e gradualmente ampliar o escopo do mercado baseado em ofertas
- O capítulo 7 discute a necessidade de capacitação das entidades do setor elétrico, e em particular a necessidade de criação de uma área responsável pelo monitoramento de mercado na CCEE (em linha com as recomendações apresentadas no Entregável 6 de Desenho Detalhado)
- O capítulo 8 consolida todas as considerações levantadas ao longo do relatório e apresenta uma proposta de cronograma compatível com a realidade do sistema brasileiro e com os desafios que deveriam ser vencidos no processo de implantação.

## 2 NOVAS REGRAS DE MERCADO

Este capítulo discute as principais normativas jurídicas e regulatórias atualmente vigentes no setor elétrico brasileiro, destacando como elas precisariam ser alteradas de modo a acomodar a nova realidade do mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas conforme recomendado no presente projeto de P&D. Na seção 2.1, apresentamos uma introdução aos fundamentos da base jurídica e regulatória do setor elétrico, que guiaram as recomendações ao longo do capítulo. A seção 2.2 traz alguns destaques da base legal do setor elétrico brasileiro e como se relacionam (ou não) com o mecanismo de preços por oferta. A seção 2.3 trata de atribuições institucionais e como elas poderiam ser revisadas (o Anexo 1 traz uma referência mais detalhada da base legal e regulatória que empodera estas instituições e que teria que ser revisada em caso de alguma mudança de atribuição). Finalmente, a seção 2.4 trata mais especificamente dos elementos principais do desenho de mercado do setor elétrico brasileiro que teriam que ser alterados (de acordo com o desenho de mecanismo construído ao longo deste projeto de P&D) e qual seria o caminho mais natural para revisão regulatória para implementação de tais mecanismos.

### 2.1 Fundamentos e hierarquia normativa

A base legal do setor elétrico deve idealmente ser construída com o objetivo de definir as diretrizes da política energética que guiarão a operação e expansão do setor elétrico, bem como definir as bases da estrutura do mercado e seus elementos de desenho. Dessa forma, é comum que o instrumento legal traga regras menos detalhadas, mas que neste caso, atribuam responsabilidades acerca de seu detalhamento e aplicação. Isso não quer dizer que uma Lei não possa ser específica e detalhista, o que muitas vezes ocorre. No entanto, ao se fazer uso da capacidade técnica inerente aos órgãos e instituições específicas do setor, no momento do detalhamento e aplicação das regras que norteiam o funcionamento do Setor Elétrico em geral, os processos se tornam mais assertivos.

A partir do ponto da promulgação de uma Lei, o processo de regulamentação se inicia e dará origem ao arcabouço regulatório contendo o detalhamento das regras propostas, metodologias e responsabilidades específicas a cerca de aplicação e fiscalização de regras. A este arcabouço, também se dá o nome de arcabouço infralegal, uma vez que os instrumentos formais de definição das regras não se tratam de Leis e não seguem o rito de aprovação de uma matéria legislativa.

O processo de regulamentação envolve diversos “atores” e instituições, e em geral preenche as “lacunas” de informação que, como mencionado, são comuns nas Leis. Este processo fica a cargo do executivo, que não por acaso tem como principal função “executar” as políticas energéticas definidas em Leis, e pode se dar de diversas formas distintas, principalmente a depender do que é determinado na Lei e do objeto a ser regulamentado. Por exemplo, caso a Lei seja específica em suas determinações e atribua responsabilidades diretas a algum órgão ou agente, a necessidade de regulamentação se torna menor, deixando menos espaço para atuação discricionária do executivo.

No entanto, o rito de regulamentação mais comum se inicia com a própria presidência da república emitindo diretrizes e responsabilidades adicionais acerca das determinações de uma Lei, via Decreto Presidencial e segue de acordo com fluxograma institucional apresentado pela Figura 2. Após a promulgação de alguma Lei, um Decreto Presidencial detalha diretrizes e assinala responsabilidades dentre as instituições que atuam sobre sua influência. Um Decreto tem o poder de complementar a Lei

e interpretá-la para fins de sua aplicação. O que tem grande impacto no futuro arcabouço regulatório, dado que é possível que haja diferentes interpretações a serem observadas de uma Lei, e que esta seja vaga em alguns pontos importantes para a implementação da regra em questão. No entanto, um Decreto jamais pode alterar ou ir de encontro com determinações legais.

Outro instrumento, similar ao Decreto Presidencial que tem o poder de complementar as Leis e determinar diretrizes e responsabilidades adicionais, são as resoluções do CNPE. Como detalhado no Anexo 2 deste relatório, o CNPE é o Conselho responsável pela aplicação e em muitos casos determinação das políticas energéticas. Este órgão também responde diretamente ao Presidente da República, mas deve acatar as determinações legais aprovadas pelo congresso. Note que não é necessário a promulgação de uma Lei para que seja emitido Decreto Presidencial ou Resolução do CNPE, no entanto estes instrumentos sempre se baseiam em competências e determinações válidas e vigentes, conferidas em Lei.

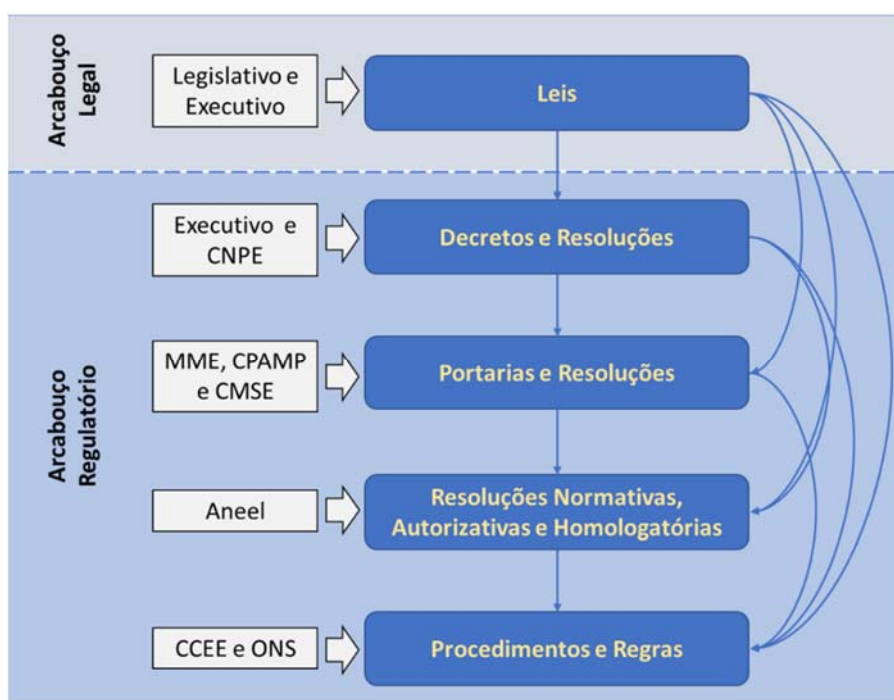
Após o Decreto Presidencial, ou Resolução do CNPE, o Ministério de Minas e Energia (MME) pode emitir Portarias, que geralmente trazem conteúdo mais técnico sobre os temas a serem regulamentados e também têm o poder de determinar responsabilidades aos agentes abaixo do seu nível “hierárquico”. A atuação do MME, neste caso depende fortemente das designações anteriores realizadas em Leis, Decretos e Resoluções. Isso porque estes instrumentos podem determinar de maneira direta a continuação do processo de regulamentação à ANEEL a partir das diretrizes determinadas por eles.

Outro órgão que também possui poder decisório é o CMSE. Já a CPAMP tem poder propositivo, já que cabe a ela a iniciativa de propor e analisar modificações em metodologias e programas computacionais utilizados na operação do sistema e no cálculo dos preços do mercado de curto prazo. As funções dessas entidades são detalhadas no Anexo 2 deste relatório.

A última instância do processo de regulamentação cabe à ANEEL. A agência, por meio de seus instrumentos, detalha procedimentos, prazos, metodologias e penalidades, além de fiscalizar e implementar a regulação de maneira geral. O principal instrumento regulatório utilizado pela agência são as Resoluções Normativas que normatizam processos, e especificam regras em acordo com políticas energéticas e diretrizes de órgão como MME e CNPE. Outros instrumentos, como Resoluções Homologatórias ou Resoluções Autorizativas são utilizadas para homologar resultados de processos tarifários, ou autorizar processos e procedimentos. Neste último ponto, vale lembrar que a CCEE e o ONS, os respectivos operadores do mercado e do sistema, são responsáveis pela confecção de regulamentação que normatiza as práticas de operacionalização. Estas práticas e normas são consolidadas nos procedimentos e regras de comercialização e procedimento de rede. Estes documentos, no entanto, também devem ser aprovados pela ANEEL.

A Figura 2 retrata o fluxo do processo de regulamentação descrito acima.



**Figura 2 – Processo de regulamentação**

A exemplo da sistemática mencionada, o atual modelo comercial do Setor Elétrico, que foi instituído pela Lei nº 10.848/2004, teve sua regulamentação iniciada pelo Decreto nº 5.163/2004 que foi seguida por diversas outras Portarias emitidas pelo MME e Resoluções emitidas pelo CNPE, CMSE e ANEEL a depender do assunto. Ainda hoje, 16 anos após a promulgação de lei, diversos dispositivos infralegais são alterados, dando diferentes interpretações a esta lei ou fazendo uso das prerrogativas que ela confere.

Ou seja, algumas mudanças de regras do setor empregadas atualmente podem ser realizadas de maneira infralegal, alterando o entendimento que outrora se tinha das leis ou fazendo uso das prerrogativas que a Lei confere ao MME ou ANEEL para detalhar certos aspectos ou criar regras que estão dentro de sua competência.

Este é um ponto de interesse quando analisamos a proposta de oferta de preços objeto deste estudo do ponto de vista regulatório. A proposta e seus mecanismos, para serem implementados, deverão seguir o rito de regulamentação citado a exemplo do modelo atual instituído pela Lei nº 10.848/2004. Considerando o número de mecanismos, sua complexidade e profundidade de alteração do modelo atual, a regulamentação da nova proposta exigirá grande esforço institucional, sendo necessária a discussão de estratégias que facilitem e tornem o processo mais simples. Neste sentido, a busca pelo processo a ser seguido para implementação dos mecanismos previstos na proposta devem ser analisados separadamente. Para cada um destes, deverá ser analisada a necessidade de alterações de leis ou de instrumentos infralegais.

No caso de necessidade de alterações de leis, a demora e as incertezas envolvidas no processo legislativo são um risco relevante para a implementação da proposta. Por outro lado, conferem maior segurança jurídica para o novo modelo. Já as alterações que sejam realizadas via instrumento infralegais, quando possíveis, são de rápida implementação, mas podem facilmente serem contestadas ou alteradas.

## 2.2 Base legal

### 2.2.1 Principais destaques da legislação vigente

*Lei nº 10.848/2004*

A Lei nº 10.848/2004 dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro. Essa lei, em seu Artigo 1º, determina as diretrizes para os processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo (ênfase adicionada):

“Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

[...]

III - *processos de definição de preços* e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;”

Adicionalmente, dispõe que, na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), serão considerados a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interrompíveis.

Determina ainda que nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive: as necessidades de energia dos agentes; os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia; as restrições de transmissão; o custo do déficit de energia; e as interligações internacionais.

#### *Base legal para a operação (despacho) do sistema*

A Lei nº 5.899/1973 e a Lei nº 9.648/1998 indicam a operação determinativa do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

De acordo com a Lei nº 5.899/1973 em seu Artigo 13, a coordenação operacional do SIN terá por objetivo principal o uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes e que vierem a existir nos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul. A referida otimização por uso racional dos recursos pode ser interpretada como análise de custos de cada recurso de geração disponível para operação determinativa pelo ONS

Já de acordo com a Lei nº 9.648/1998 em seu Artigo 13, as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo ONS. Constituirão atribuições do ONS:

1. o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
2. a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
3. a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
4. a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
5. propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
6. propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.
7. a partir de 1º de maio de 2017, a previsão de carga e o planejamento da operação do Sisol.

#### *Base legal para a comercialização e liquidação*

Adicionalmente, o Decreto nº 5.163/2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica. Esse decreto, em seu Artigo 57, determina que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD e que o PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

- a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- as necessidades de energia elétrica dos agentes;
- os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- o custo do déficit de energia elétrica;
- as restrições de transmissão entre submercados;
- as interligações internacionais; e
- os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

O decreto determina ainda instruções para o cálculo do PLD máximo e mínimo, o critério determinante para a definição dos submercados e o que deverá ser considerado para o cálculo do PLD em cada submercado e que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo deverão ser realizadas no máximo em base mensal.

A Convenção de Comercialização estabelecida pela Resolução Normativa nº 957/2021 em seu Artigo 78 determina que o PLD será divulgado pela CCEE e será calculado antecipadamente, tendo como base o Custo Marginal de Operação, e será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto no Decreto nº 5.163/2004 e na regulamentação da ANEEL.

Vale destacar aqui que, em linha com experiências internacionais em mercados baseados em ofertas, seria possível utilizar a função objetivo definida a partir das ofertas dos agentes de modo a determinar um custo marginal de operação *implícito* para a formação de preços. Desta forma, ainda que os custos

*reais* incorridos pelos agentes não sejam conhecidos pelo operador no modelo baseado em ofertas, ainda é possível construir um paradigma de formação de preços com base no custo marginal de operação.

### *Referências ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*

A Lei nº 10.848/04 apenas menciona que o regulamento deverá tratar do “mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico” e que o processo de formação de preço deverá considerar este mecanismo. Esta redação é bastante geral e estaria compatível com a implementação do mecanismo de reservatórios virtuais que foi recomendado e desenvolvido ao longo do entregável 3 (desenho conceitual) e entregável 6 (desenho detalhado) do presente trabalho – que poderia ser interpretado como uma “evolução natural” do MRE, que passaria a ser baseado em uma realocação de energias afluentes e não mais da geração *ex post*.

Por outro lado, há outras leis que fazem menção explícita ao MRE, e que por vezes podem levar a entender que se trata de um mecanismo de compartilhamento da geração física explicitamente. A título de exemplo, a Lei nº 13.360 de 2016 estabelece em seu Art. 17, § 1º:

§ 1º Para a energia produzida pela usina de Itaipu acima da energia alocada a ela pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o custo relativo ao encargo de que trata o caput será suportado pelos participantes do MRE.

A Lei nº 13.203 de 2015 (que trata da repactuação do risco hidrológico – vide seção 3.4.2) também menciona o MRE múltiplas vezes. A título de exemplo, o Art. 2º referencia o “deslocamento hídrico”, que está associado à geração hidrelétrica instantânea – o que pode ser interpretado como um MRE baseado na geração efetiva:

Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;

II - importação de energia elétrica sem garantia física, independentemente do preço da energia importada e do momento em que foi definido o seu acionamento; (Redação dada pela Lei nº 14.052, de 2020)

Ainda neste caso, o MRE e o seu caráter de compartilhamento da energia produzida são explicitamente citados na Exposição de Motivos da MPV nº 688, que foi posteriormente convertida na Lei nº 13.203. Embora a exposição de motivos não tenha força legislativa, advogados poderiam lançar mão deste documento em um eventual questionamento da interpretação da lei levado a tribunal.

O MRE é mencionado também nas leis 12.783 e 9.427 em contextos similares, que poderiam eventualmente levar a um questionamento de interpretação quanto à expectativa de funcionamento do MRE.

### **2.2.2 Projetos de lei em trâmite**

Conforme já discutido nos relatórios anteriores, atualmente o despacho centralizado é baseado em custos e usa uma cadeia de softwares sofisticados de otimização, que consideram os níveis dos reservatórios do sistema, os custos de acionamento das usinas térmicas, projeções de demanda, novos

projetos programados pelos próximos cinco anos, um custo para a energia não suprida estabelecido pela ANEEL e vários cenários possíveis de vazões futuras. Os programas utilizados pelo despacho são providos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL).

Para a implantação do preço por oferta, pode ser criada uma nova lei que modifica a Lei nº 10.848/2004, o que traria maior segurança jurídica para a mudança na forma de calcular os preços do mercado de curto prazo. Mudanças no Decreto nº 5.163/2004, assim como todo o arcabouço regulatório infralegal, incluindo convenção de comercialização, as resoluções normativas associadas e os procedimentos de comercialização, incluindo aqueles que tratam das determinações dos papéis das instituições, também precisariam ser adaptados ao novo modelo.

Apesar disso, o Projeto de Lei nº 414/2021 e o Projeto de Lei nº 1917/2015, oriundos das discussões estabelecidas para modernização do setor durante a Consulta Pública MME nº 33/2017, contemplam a possibilidade de implantação de um mercado por ofertas de preços e trazem propostas de mudanças na redação da Lei nº 10.848/2004, sem endereçar eventuais mudanças mais profundas para compatibilizar a legislação vigente com um mecanismo de preços baseado em ofertas. Em nossa visão, para dar robustez regulatória ao novo mecanismo, é desejável introduzir um novo marco regulatório – como será explorado na seção 2.2.3. Adicionalmente, a lei ou decreto devem tratar dos novos papéis das instituições existentes ou das atribuições das novas instituições a serem criadas dentro do modelo de oferta de preços. Ainda que exista a possibilidade que uma interpretação alternativa prevaleça juridicamente (resultando em uma situação em que a redação dos dois PLs referenciados seria suficiente para viabilizar o preço por oferta no Brasil), a recomendação dos consultores é que seja feito um esforço para a alteração ou revogação explícita de algumas cláusulas de legislação antiga que poderiam levar a controvérsias ou judicialização por parte dos agentes.

Em particular, os textos de ambos os PLs em sua versão atual possuem redação similar, e em ambos os casos é proposto que tanto a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga (considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interrompíveis) quanto a forma utilizada para definição dos preços de curto prazo poderão se dar por meio de:

- I. regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou
- II. ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interrompíveis.

A proposta destes dois projetos de lei ainda determina que a formação de preços será precedida de:

- a) estudo específico sobre alternativas para sua implantação, realizado pelo poder concedente em até 24 meses após a entrada em vigor da lei;
- b) período de testes não inferior a um ano.

Os textos de cada projeto possuem algumas diferenças entre si, mas ambos tratam da criação de mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticoncorrenciais e do processo de compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos.

A principal diferença entre os dois projetos, no entanto, consiste na sua aplicação:

- a. PL 1917/2015 – Determina que a oferta de preços não será aplicada antes de 12 meses da publicação da lei e estará condicionada a que o estudo sobre alternativas para sua implantação indique os benefícios associados.
- b. PL 414/2021 – Determina que a oferta de preços será aplicada em até 42 meses após a entrada em vigor da lei.

### 2.2.3 Recomendação de implementação

Na prática, o arcabouço legal traz diretrizes sobre a formação de preços que não são exclusivas para operação a partir de um despacho por custos. Dessa forma, é verdade que existe uma leitura possível da Lei que permite a implementação de um mecanismo de despacho por ofertas de preços de maneira infralegal. No entanto, também é verdade, que muitos dos termos utilizados nas Leis, por ocasião da regulamentação atual delas, podem ser vistos como inerentes a operação baseada em um despacho por custos. Situação semelhante ocorre com o processo de liquidação e formação de preços que, dada a necessidade de estabelecimento prévio do intervalo de tempo e escalas de preços, foram regulamentadas para operação em etapas únicas.

Com isto, uma possibilidade seria dar seguimento à implementação de um paradigma de mercado baseado em ofertas sem nenhuma alteração legal, atuando exclusivamente na esfera infralegal por meio de Decretos, Portarias, e Resoluções. Na prática, há uma série de mudanças que seriam efetivamente necessárias no nível infralegal – o que será explorado em mais detalhe na seção 2.4. Por outro lado, a fim de conferir maior segurança jurídica à proposta em face, pode ser desejável a implementação de algumas alterações mínimas na esfera legal. Em particular, as seguintes implementações poderiam ser incorporadas por meio de nova legislação com este fim de dar uma base mais sólida ao novo mecanismo:

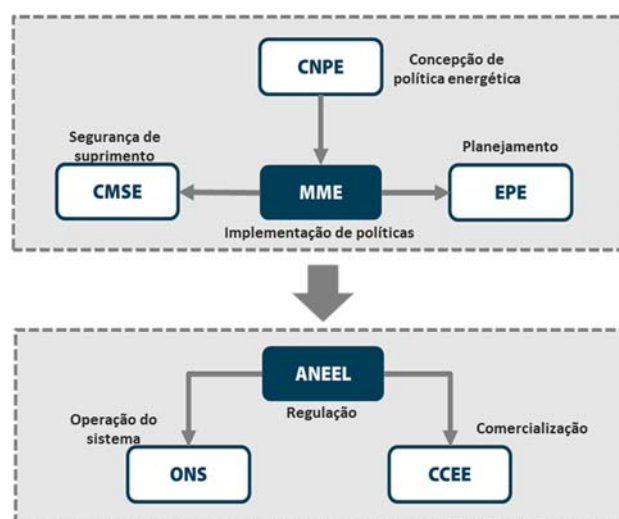
- Adicionar de maneira expressa na Lei nº 10.848/2004, artigo que disponha sobre a possibilidade de despacho por oferta de preços (como consta em algumas versões dos projetos de lei de reforma do setor destacados na seção 2.2.2), bem como sobre a liquidação de forma *ex-ante* e *ex-post*.
- Adicionar de maneira expressa na Lei nº 10.848/2004 menção expressa ao fato de que o mecanismo de mitigação de risco hidrológico (ou mecanismo de realocação de energia, MRE) pode ser baseado em energias afluentes (vide seção 2.4.3). É desejável também introduzir menção a outros aspectos do mecanismo de reservatórios virtuais, tais como a possibilidade de revisão de parâmetros do mecanismo (vide seção 2.4.7).
- Idealmente, revogação de todos os trechos das Leis nº 5.899/1973 e nº 9.648/1998 que abram margem para uma leitura desfavorável a implementação do despacho por oferta de preços; bem como de todos os trechos das Leis nº 13.360/2016, nº 13.203/2015, nº 12.783/2013 e nº 9.427/1996 que dão a entender que o MRE esteja necessariamente atrelado à energia gerada.
- Atribuição à ANEEL para regulamentar e especificar o tratamento regulatório dado a custos e excedentes financeiros resultantes das diferenças de preços entre submercados em conformidade com adoção do novo mecanismo de formação de preços (atualmente estes excedentes são alocados por meio de mecanismos infralegais).

## 2.3 Instituições e atribuições

### 2.3.1 Instituições existentes e seus papéis

A atual organização institucional do setor elétrico pode ser resumida pela Figura 3 a seguir, e mais detalhes sobre as responsabilidades de cada uma destas entidades (e da base jurídica e regulatória que as empodera) é apresentada no Anexo 2. Cabe destacar ainda o papel da CPAMP (*Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas de Computação no Setor Elétrico*) – que, embora não destacada na Figura 3, possui um papel importante no monitoramento, desenvolvimento e validação dos modelos utilizados no setor elétrico brasileiro. O tema dos modelos necessários para a implementação do preço por oferta no Brasil será abordado no capítulo 5 deste relatório. A CPAMP também teria, muito provavelmente, um papel importante na realização de testes antes da implementação definitiva do mecanismo baseado em ofertas – tema do capítulo 6.

**Figura 3 – Arranjo institucional do Setor Elétrico**



Cabe observar que o CNPE possui papel estratégico na definição de políticas que interferem diretamente na formação de preços do setor. No modelo de oferta de preços a instituição perderia capacidade de atuação direta sobre os preços, pois regras do novo modelo estariam codificadas nos decretos e regras do novo arcabouço, com pouco espaço para intervenção adicional. Já o CMSE, que realiza intervenções para garantir a segurança de suprimento, deve manter seu papel de monitoramento para questões conjunturais com intervenções que sejam parcimoniosas e extremamente bem-justificadas, de modo a evitar distorções nos incentivos aos agentes. A governança do setor deve adotar critérios e estratégias para que não haja interferência em detrimento dos agentes que participam desse mercado, o que teria profundas consequências negativas no longo prazo.

Conforme mencionado no Entregável 5 do presente projeto de P&D (Visão de processos do nos e da CCEE), a implementação do modelo de formação de preços por oferta acarretará, necessariamente, em modificações nos processos existentes das instituições mais diretamente ligadas ao despacho e à formação de preços de curto-prazo, bem como na criação de novos procedimentos para lidar com as especificidades de um mercado por ofertas com liquidação dupla.

- Em particular, algumas novas atribuições são vislumbradas para alguns desses agentes, como destacado no Entregável 6 (Desenho Detalhado): nos ONS deverá fazer a previsão da geração e



enviar antecipadamente para os agentes, de forma que esses possuam, ex-ante, uma sugestão da oferta preço-quantidade a ser submetida. Estas recomendações continuariam a ser produzidas com os programas especializados atualmente utilizados no ONS, embora seja importante que estes *softwares* se comuniquem com a ferramenta de despacho e formação de preços (vide capítulo 5).

- A CCEE deverá passar a executar o papel de monitor de mercado, provavelmente com criação de uma nova área capacitada para fazer este tipo de análise independente. Os passos para implementação de um monitor de mercado dentro da CCEE são explorados em mais detalhe no capítulo 7.
- Em particular, como monitor de mercado, a CCEE deveria realizar o procedimento de conciliação físico-virtual por reavaliação *ex post* ao longo de períodos mais longos. A CCEE precisará estar devidamente empoderada para fazer ajustes nos saldos de reservatórios virtuais dos agentes para execução deste mecanismo (o que deve estar previsto também na própria regulamentação que introduz o mecanismo de reservatórios virtuais – vide seção 2.4.3).
- Adicionalmente, a depender da implementação do mecanismo de segurança de suprimento (detalhado no capítulo 3 do Entregável 6 de Desenho Detalhado), poderia ser necessário conceder ao operador do sistema a responsabilidade de fazer ofertas com fins de manter a segurança de suprimento do sistema, mantendo uma conta de reservatório virtual (e presumivelmente repassando os custos desta operação aos consumidores finais por meio de um novo encargo).

Para tanto, o arcabouço regulatório infralegal associado a essas instituições, conforme mencionado anteriormente, precisará ser revisado (vide seção 2.2 para uma discussão sobre possíveis requisitos na esfera legal). Porém, concluímos que não é vislumbrada a necessidade da criação de novas instituições para operacionalizar o modelo de oferta de preços.

Notadamente a Resolução Autorizativa n.º 328/2004 deveria ser adaptada, com a inclusão da nova função proposta e a exclusão de termos que remetam ao papel de minimizar custos de forma centralizados pelo ONS como exposto em seu Artigo 2º: nosrt. 2º O ONS tem por objeto executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado - Sisol, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com vistas a:

- promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL;
- garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.”

A mudança no cálculo dos preços e introdução de novas atribuições à CCEE em particular necessitará da alteração nos normativos que tratam do papel da instituição como a Resolução Normativa n.º 957/2021 que em seu Artigo 78 determina que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) deverá ser



divulgado pela CCEE e será calculado antecipadamente, tendo como base o Custo Marginal de Operação, será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto no Decreto nº 5.163/2004 e na regulamentação da ANEEL. Da mesma forma o Decreto nº 5.163/2004 que trata em como deve proceder a da contabilização e liquidação no mercado de curto prazo deverá sofrer alterações em seu Artigo 57º, cujos detalhes serão tratados posteriormente.

Para absorver esses novos papéis e estabelecer a adequada operacionalização do sistema no ambiente proposto, todas as instituições deverão ser capacitadas sobre o novo modelo e os impactos de sua atuação para garantir a adequada governança do setor.

### 2.3.2 A possível nova figura de um “agente intermediador”

Como será explorado em mais detalhe nos capítulos 3 e 4, para uma transição para o mecanismo baseado em ofertas pode ser desejável a criação explícita da figura de um “agente intermediador”. Um agente intermediador nada mais é que um agente que possui compromissos financeiros com duas “partes” – na prática, portanto, podem ser criados diferentes tipos de agentes intermediadores em função de qual a natureza destas partes (por exemplo, um intermediador entre consumidores e distribuidoras, entre distribuidoras e centrais hidrelétricas, ou similar). Essa figura surge quando a relação entre duas partes vigente no modelo baseado em custos precisa passar por uma alteração com a implementação do mecanismo baseado em ofertas; mas, por algum motivo, é desejável como mecanismo de transição fazer com que apenas uma das partes passe a operar sob o modelo “novo”, com a outra permanecendo no modelo “antigo”. Isto cria uma assimetria na relação entre os agentes que pode levar a um desequilíbrio – e o papel do agente intermediador é justamente absorver essas diferenças (idealmente temporárias) entre os dois agentes atuando em duas modalidades diferentes. Na prática, cada categoria de agente intermediador (em função das partes envolvidas) tem necessidades específicas que podem ser analisadas e discutidas de forma mais concreta – como será explorado na seção 3.1.

Este tipo de agente foi idealizado no contexto do presente projeto de P&D para solucionar o possível obstáculo de que (i) a adesão ao mercado baseado em ofertas deve ser *voluntária*<sup>1</sup>, porém (ii) nem todos os agentes necessariamente escolherão aderir, preferindo em vez disso manter sua posição garantida por contratos legados. Esta possibilidade é especialmente concreta no caso de agentes que são efetivamente “blindados de risco” pelos seus contratos (vide seção 3.4).

Na prática, seria necessário adequar a regulamentação brasileira à figura destes “agentes intermediadores”, seja com a criação de uma nova entidade prevista pelas regras de mercado, seja categorizando o agente intermediador como alguma entidade que já exista. Por exemplo, visto que as operações realizadas pelos agentes intermediadores são meramente financeiras, seria possível em teoria categorizá-los como “comercializadoras”. Dada a importância dos serviços prestados pelos agentes intermediadores para o bom funcionamento do mercado, certamente as características precisas das suas funções direitos e obrigações precisarão ser explicitadas, seja em uma regra de mercado ou em um contrato de prestação de serviços como “agente intermediador”.

Na prática, há muitas incertezas sobre a melhor forma de implementar este tipo de agente – e vale destacar que há mais de um tipo de agente intermediador (como destacado no capítulo 3, pode haver

<sup>1</sup> Como será discutido no capítulo 4, nem mesmo a adesão das hidrelétricas já presentes no MRE ao novo mecanismo de reservatórios virtuais precisa ser obrigatória – embora novas outorgas dentro do MRE devam necessariamente aderir ao novo modelo de oferta de preços.

agentes intermediadores de contratos de cotas, intermediadores de distribuidora-comercializadora, e outros). Visto que em alguns casos é possível até mesmo evitar a criação de um agente intermediador caso os agentes de mercado existentes possam ser convencidos a migrar para o novo mecanismo baseado em ofertas, optou-se por definir a melhor forma de lidar com estes agentes intermediadores apenas depois de uma primeira tentativa de negociação com os agentes existentes – conforme discutido na seção 8.1.

## **2.4 Propostas de revisão regulatória**

As subseções a seguir tratam individualmente de cada um dos elementos de desenho envolvidos na proposta de implementação do preço por oferta construída ao longo do presente projeto de P&D e detalhada nos entregáveis 3 (Desenho Conceitual) e 6 (Desenho Detalhado). Foram colocadas as principais recomendações (e, quando cabível, algumas alternativas) para implementação destes mecanismos, dando ênfase aos principais documentos da base legal e regulatória que precisariam ser revisados. Em geral, a sugestão da PSR segue em linha com o que está já sendo realizado atualmente no âmbito da modernização do setor e seguindo o exemplo de mecanismos já implementados: uma Lei traria as diretrizes gerais da proposta, alterando a Lei nº 10.848/2004, e os mecanismos da proposta seriam especificados em portarias e resoluções, de maneira aderente às regras que estes venham porventura modificar.

### **2.4.1 Formação de preços**

O processo de formação de preços no mercado de curto prazo é o principal mecanismo afetado pela proposta de oferta de preços, já que os preços que hoje são calculados a partir do custo marginal, calculado a partir do despacho hidrotérmico centralizado e por custos, daria lugar ao custo marginal calculado pelo despacho centralizado por oferta de preços.

#### *Regulamentação de interesse*

Este mecanismo é especificado hoje de maneira infralegal dado que a Lei nº 10.848/2004 (Lei que estabelece o regime comercial do Setor Elétrico atualmente) confere esta competência ao processo de regulamentação já em seu primeiro artigo (vide seção 2.2.1). Além desta Lei, a Lei nº 5.899/1973, que criou a operação interligada obrigatória e que ainda está vigente em várias partes de interesse, e a Lei nº 9.648/1998, que criou o ONS também dão diretrizes relacionadas aos mecanismos de despacho no SIN.

Dadas as diretrizes estabelecidas nas Leis mencionadas, o processo de regulamentação se incumbiu de determinar os processos para definição de preços. Neste contexto o processo de regulamentação deste tópico se inicia pelo Decreto nº 5.163/2004, que, como já mencionado, regulamenta vários pontos da Lei nº 10.848/2004 (vide seção 2.2.1, rubrica “base legal para a comercialização”). Dentre os principais pontos do Artigo 57 deste decreto estão as diretrizes para cálculo do preço de energia no mercado de curto prazo, que deve refletir os custos marginais de operação do sistema, considerando a otimização do sistema, a demanda de energia elétrica dos sistemas, critérios de segurança de suprimento e aversão a risco, e a granularidade espacial e temporal para determinação de preços. Note que a CCEE, sendo a instituição responsável por operar o mercado de energia elétrica, foi também incumbida de realizar os cálculos para determinação do PLD.

Determinações adicionais foram realizadas por uma série de Resoluções editadas pela ANEEL. Antes do estabelecimento do novo regime comercial a partir de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 290/2000, que só foi revogada em 2022 pela Resolução Normativa nº 957/2021. Essa Resolução especificava um pouco mais a formação de preços a partir dos modelos computacionais, à época o cálculo era de responsabilidade do então Mercado Atacadista de Energia (MAE) que mais tarde deu lugar à CCEE, que tem atribuições muito semelhantes. Dentre as providências que seriam estabelecidas, destaca-se a implantação faseada das Regras do Mercado, iniciando em setembro de 2000 e operando a partir de 2002. Na 1ª etapa o preço seria definido *ex-ante* em base mensal ou semanal, a 2ª etapa iniciaria a dupla contabilização com preços e quantidades calculados *ex-ante* e *ex-post* com base semanal, e na 3ª etapa os intervalos seriam reduzidos a no máximo uma hora. A previsão da carga também passaria a ser baseada nas declarações dos agentes, e não mais de forma centralizada pelo operador. Destaca-se o seguinte trecho da Resolução mencionada:

“—nosArt. 5º O Capítulo 2 das Regras do MAE, relativo a provisão de dados de entrada, fica homologado incorporando as alterações decorrentes das seguintes—diretrizes:

XIII - Na 1ª etapa, a previsão de carga por submercado e por período de apuração, utilizada na definição do preço *ex-ante*, senosinformada pe—o ONS ao MAE; e

XIV - A partir da 2ª etapa, a previsão de carga por submercado e por período de apuração, utilizada na definição do preço *ex-ante*, será baseada na declaração dos agentes, ajustada ao ponto de referência do submercado.

Art. 6º O Capítulo 3 das Regras do Mercado, relativo ao cálculo do preço do MAE, fica homologado incorporando as alterações decorrentes das segu—ntes diretrizes:

I - O estabelecimento dos preços do MAE deverá ser feito por modelos suficientemente documentados, validadnospe—a ANEEL, MAE e ONS;

II - Os preços do MAE deverão ser obtidos diretamente dos modelos computacionais, sem necessidade de —justes adicionais;

III - Na 1ª etapa de implantação das Regras do MAE, o preço deverá ser estabelecido mensalmente ou semanalmente, em três patamares de carga por submercado, calculado *ex-ante*, utilizando-se um modelo de otimização hidroté—mica a médio prazo;

IV - Na 2ª etapa o preço deverá ser estabelecido semanalmente, em três patamares de carga por submercado, calculado *ex-ante* e *ex-post*, utilizando-se, além do modelo da 1ª etapa, um modelo de otimização hidrotér—ica a curto prazo; e

V - Na 3ª etapa o preço deverá ser estabelecido em período de apuração de no máximo uma hora, por submercado, calculado *ex-ante* e *ex-post*, utilizando-se, além dos modelos da 2ª etapa, um modelo de programação da operação.”

Note que a Resolução nº 290/2000 foi um instrumento regulatório dentre os expostos que mais especificou a metodologia de cálculos a ser empregada de acordo com o modelo de despacho por custos, mas se afastava da proposta de despacho por oferta de preços. Apesar das determinações, a regulamentação foi superada quando da publicação do Decreto nº 5.163/2004, que estabeleceu a divulgação de preços de forma antecipada e pelo menor custo marginal de operação.

Atualmente a Resolução Normativa nº 957/2021 apresenta a Convenção de Comercialização e faz determinações acerca das Regras de Comercialização, sendo este instrumento normativo redigido pela CCEE e autorizado pela ANEEL, que traz todo detalhamento técnico do cálculo do PLD. A Resolução Normativa nº 843/2019 também dá diretrizes para o processo de governança e formação do programa de operação e do PLD.

### *Implementação da proposta*

As recomendações de revisões na base legal para implementação do mecanismo baseado em ofertas foram apresentadas na seção 2.2.3. Na esfera regulatória, uma implementação robusta passaria por:

- Modificação da Lei nº 10.848/2004, de modo a afastar a interpretação de que, além dos intervalos de tempo, os preços também deveriam ser estabelecidos previamente.
- Alteração do Decreto nº 5.163/2004, que deverá fornecer as principais diretrizes para o cálculo dos preços a partir das ofertas, já atribuindo, se possível, as responsabilidades das instituições do setor nos principais processos.
- Abertura de Consulta Pública pelo MME em conjunto com a ANEEL, para regulamentar as especificidades técnicas (algumas delas serão abordadas abaixo). O processo de Consulta Pública confere transparência à implementação.
- Emissão de Resoluções da CPAMP quanto às alterações requeridas nas metodologias de cálculo, e edição das resoluções Normativas, que deverão estabelecer as regras a serem seguidas pelos agentes bem como indicar e autorizar a revisão das Regras de Comercialização e Procedimentos de Rede.

### **2.4.2 Liquidação dupla**

Um segundo mecanismo que se relaciona intimamente com a proposta de despacho por oferta de preços é a liquidação financeira proveniente da Contabilização, que hoje é promovida pela CCEE. O processo de liquidação trata sobre o pagamento ou recebimento de valores decorrentes de créditos e débitos dos participantes do mercado devido as diferenças entre seus compromissos contratuais e seu comportamento (geração ou consumo) em tempo real. Note que este comportamento hoje é ditado exclusivamente pela operação centnosizada realizada pelo ONS, e as diferenças entre contratos e este comportamento muitas vezes são difíceis de serem gerenciadas.

Segundo a proposta em face, o comportamento dos geradores e consumidores seria ditado não somente pela operação, mas também pelas suas ofertas, uma vez que estas serão a base para o planejamento do despacho. Dessa forma, o novo processo de liquidação deve levar em conta este fato, e ser desenhado de forma a promover eficiência no mercado e nas ofertas dos agentes.

### *Regulamentação de interesse*

Atualmente o processo de Contabilização e Liquidação Financeira é regido essencialmente pelo arcabouço regulatório, dada a natureza procedimental e específica do assunto.

Adicionalmente a Lei nº 10.848/2004 em sua redação atual “etermina, em seu Art. 1º:

"§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de

preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive”os seguintes fatores:[...]"

Esta redação poderia ser interpretada como indicativa de que os preços deveriam ser estabelecidos previamente, o que impediria o que denominamos dupla liquidação.

Assim como no caso da formação de preços, tópico explorado anteriormente, a regulamentação do processo de liquidação e contabilização se inicia pelo Decreto nº 5.163/2004, que determina em seu Artigo 57º, transcrito na subseção anterior, que o processo deve ser realizado com base no PLD. No entanto, é a regulamentação da ANEEL que se aprofunda no tema ao realizar determinações que deverão ser acatadas pela CCEE em suas Regras de Comercialização.

Neste sentido, a Resolução Normativa nº 957/2021 traz os seguintes trechos de interesse do mecanismo em face:

“Art. 5º A comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE, bem como destes com os consumidores no SIN, dar-se-á no ACR ou ACL e no MCP, nos termos da legislação, desta Convenção e de atos complementares e das Regras e Procedimentos de Comercialização.

[...]

§ 4º As operações realizadas no MCP serão contabilizadas pela CCEE de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica e Energia de Reserva, definidas por regulamentação específica, devendo as exposições dos agentes da CCEE serem valoradas ao PLD. [...]

Art. 79. O processo de contabilização deverá incorporar cobrança de encargos em conformidade com o estabelecido na regulamentação da ANEEL.

[...]

Art. 82. A Liquidação Financeira das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no âmbito MCP far-se-á de forma multilateral, com periodicidade máxima mensal, conforme Procedimentos de Comercialização específicos.

Parágrafo único. A CCEE poderá contratar instituição financeira para fins de prestação de serviços de Liquidação Financeira e custódia de Garantias Financeiras.–”

Ou seja, no trecho acima são atribuídas responsabilidades à CCEE, além de definidas questões como a cobrança de encargos dos agentes, que muitas vezes são baseados nos volumes consumidos ou injetados na rede. Além disso, o funcionamento geral do processo de Liquidação é definido, como tendo base multilateral (agentes com débito pagam a agentes com créditos) e com periodicidade máxima de um mês. Adicionalmente, a resolução regulamenta a periodicidade do cálculo dos preços de liquidação e deixa indicada o formato geral do processo: o cálculo dos preços é realizado ex-ante, porém a liquidação é realizada ex-post.

Todas essas regras ficam mais claras nas Regras e Procedimentos de Comercialização, além da Resolução Normativa nº 843/2019 que trata da formação dos preços que serão utilizados na liquidação.

### *Implementação da proposta*

À medida que a interpretação da Lei nº 10.848/2004 poderia limitar a implantação da liquidação dupla, sugerimos sua alteração de modo que o termo “e escalas de preço” seja removido do texto atual, ou que a lei apresente redação que explicita a condição de dupla liquidação.

Para além dessa modificação, dado o fato de que os processos de Contabilização e Liquidação Financeira, se trata de um tópico de natureza específica e procedimental, sugerimos a manutenção do detalhamento deste processo via arcabouço infralegal. Dessa forma, o regulador e o operador do mercado disporão de maior liberdade para definição de especificidades que sejam aderentes a realidade do sistema.

Sendo assim, sugerimos que o processo de liquidação dupla seja instituído via resolução normativa, que venha a alterar ou substituir a Resolução Normativa nº 957/2021, definindo as diretrizes da liquidação dupla, e a alocação de custos referente às diferenças entre a liquidação *ex-ante* (realizada no planejamento diário da operação, *day-ahead*) baseada na declaração de disponibilidade e ofertas dos agentes, e a liquidação *ex-post* (realizada com base nos dados de mercado *real-time*) que se baseia nas ofertas apresentadas na operação em tempo real e a geração/consumo efetivo dos agentes.

A partir destas diretrizes, as regras e procedimentos de comercialização deverão se adequar à nova regra. Note que as disposições da Resolução Normativa nº 957/2021 e do Decreto nº 5.163/2004, não são contrárias a implementação da proposta e não precisam ser alteradas, mas boa parte da Resolução Normativa nº 843/2019 deve ser alterada.

### **2.4.3 Reservatório virtual**

Uma das principais críticas ao modelo de despacho por ofertas de preços é a possibilidade de que agentes se utilizem deste mecanismo para exercer poder de mercado, arbitrando ofertas para benefício individual ou de seus grupos. No caso do sistema brasileiro, este problema é ainda mais latente à medida que muitos geradores hidrelétricos têm sua operação condicionada à operação de reservatórios de outras usinas pertencentes à mesma cascata, a montante.

O mecanismo de Reservatórios Virtuais tem como objetivo mitigar essa possibilidade, desacoplando a contabilização financeira da operação física do sistema. Entende-se que uma estratégia desejável seria tratar o mecanismo de Reservatórios Virtuais como uma “reforma” do mecanismo do MRE – o que implicaria que não seriam exigidas grandes inovações legais e regulatórias. De fato, a regulamentação existente do mecanismo do MRE representa um exemplo a ser seguido para regulamentação de um mecanismo desenhado para hidrelétricas, permitindo indicar as necessidades de alteração no mecanismo do MRE atual para convertê-lo no mecanismo de reservatórios virtuais. Mais detalhes sobre o tratamento do MRE na transição para o novo mecanismo de mercado serão apresentados no capítulo 4.

### *Regulamentação de interesse*

A regulamentação do MRE, diferente dos temas anteriores, se inicia antes da Lei nº 10.848/2004, sendo realizada pelo Decreto nº 2.655/1998. Este Decreto, diferentemente do Decreto nº 5.163/2004, define de maneira mais extensiva o MRE e atribui diretamente atribuições da ANEEL, CCEE e ONS no âmbito do mecanismo, de forma a reduzir a necessidade de regulamentação via portarias do MME. A seguir transcrevemos o trecho do Decreto nº 2.655/1998 que detalha o MRE:

“Art. 20. As regras do MAE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

§ 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS avaliará, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quais as usinas que deverão ser despachadas centralizadamente.

§ 3º As regras de natureza contábil do MRE, relativas à redistribuição dos créditos e débitos de geração entre usinas de sua abrangência, deverão levar em conta a existência de áreas de mercado.

Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.”

Note que de certa forma, o MRE detalhado pelo trecho acima é incompatível com o mecanismo de reservatórios virtuais, pois faz a realocação direta da energia gerada no sistema enquanto o mecanismo proposto atribui às usinas hidrelétricas cotas de reservatório virtual, no lugar de créditos de energia. Note ainda que o decreto ainda faz menção à liquidação do MRE por subsistemas.

Adicionalmente ao trecho transcrito acima, o MRE foi mencionado novamente na Lei nº 10.848/2004, de forma breve, mas que legitima o mecanismo no contexto do marco legal do modelo comercial instituído por esta Lei (como referenciado na seção 2.2.1).

Por fim, vale lembrar que o MRE também se relaciona com o processo de contabilização e liquidação no mercado de curto prazo, uma vez que são os créditos obtidos a partir deste mecanismo que são liquidados como recurso pelos geradores. Dessa forma, algumas Resoluções Normativas da ANEEL e as Regras e Procedimentos de Comercialização se dedicam a detalhar todos os processos envolvidos no MRE, como a repartição de créditos entre os geradores, regras para sazonalização para efeitos do mecanismo, regras para alívio de diferenças entre submercado, entre outras.

### *Implementação da proposta*

A implementação do mecanismo de reservatórios virtuais é um dos pontos que merece maior atenção na proposta apresentada neste estudo. Assim como o MRE, este mecanismo influiria profundamente



nas atividades comerciais dos geradores e por isso seu desenho e instituição dever ser robusto a fim de evitar contestações.

Visto que a Lei nº 10.848/2004 já faz menção ao MRE, o entendimento do mecanismo de reservatórios virtuais como uma “evolução” do MRE permitiria que todo o tratamento do mecanismo se desse por vias infralegais (em linha com o discutido no capítulo 4). Por outro lado, de modo a dar maior segurança jurídica ao mecanismo (em linha com os argumentos destacados na seção 2.2.3), pode ser desejável uma inserção explícita na Lei nº 10.848/2004 da possibilidade de implementação do mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico baseado nas energias afluentes e não na energia produzida. Também daria robustez ao mecanismo de reservatórios virtuais a sinalização expressa à subordinação da operação comercial das usinas hidrelétricas a este novo mecanismo.

Adicionalmente, é vital que o Decreto nº 2.655/1998 seja revogado, sendo os objetivos do MRE contemplados pelo novo mecanismo, ou que este Decreto seja alterado, sendo suas disposições sobre o mecanismo adequadas para o contexto de operação dado pelo novo mecanismo. De preferência, o Decreto Presidencial responsável pelo detalhamento do funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais já deve atribuir responsabilidades e procedimentos relacionados ao novo mecanismo.

#### **2.4.4 Encargos de serviços do sistema, deslocamento hidráulico e repasse de custos adicionais (*start-up*)**

Além da energia, muitas vezes é necessário endereçar outras necessidades do sistema, custos e excedentes financeiros também envolvidos no suprimento de eletricidade. Em muitos casos, estes custos são assinalados através de encargos ao consumidor, a depender da natureza das atividades que geram estes custos. Tais elementos foram explorados em detalhe no Entregável 6 (Desenho Detalhado)

Na maioria dos casos, tais custos têm origem na própria operação do sistema. Por exemplo, para que o sistema possa funcionar adequadamente, dentro de certos padrões de segurança, são necessários o emprego de diversos mecanismos e ferramentas operativas que podem ser providas pelos geradores. A estes mecanismos, dá-se o nome de serviços ancilares. De fato, seria possível criar um mercado para comercialização deste tipo de serviço – porém, diferentemente da energia elétrica que é um bem individual mensurável, é difícil estabelecer uma relação direta entre vendedor e comprador, dado que estes serviços têm benefícios sistêmicos.

Além dos custos com os serviços ancilares, também existem os excedentes financeiros provenientes da renda de congestionamento de interconexões, e valores não recuperados pelo mercado de energia quando são empregadas exceções ao mecanismo de despacho marginal. Adicionalmente, pode ainda haver custos adicionais associados à operação do mecanismo de segurança de suprimento ou associados à diferença entre o preço-teto do mercado de energia e o preço-teto do mercado de reservatórios virtuais (como detalhado no capítulo 3 do Entregável 6 de Desenho Detalhado) que também poderão implicar em encargos adicionais.

Como o regime comercial e a alocação de riscos do setor é diferente quando migramos para um contexto de despacho por oferta de preços, é importante analisar quais destes custos e excedentes são afetados e como eles devem ser tratados.

*Regulamentação de interesse*

A Lei nº 10.484/2004, definiu que deveriam ser alocados os custos envolvidos na provisão de eletricidade, não recuperados pelo mercado de energia, via encargos:

“§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:

I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados;

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma;

III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador nos Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão;

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e de alívio de cargas;

V - o deslocamento da geração hidroelétrica de que trata o art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.”

Dessa forma, foi criado o Encargo de Serviços do Sistema, que deveria cobrir os custos supracitados e as diferenças entre o CVU e o PLD das usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito.

Adicionalmente, em 2015 foi aprovada a Lei nº 13.203/2015, que além de permitir a repactuação do risco hidrológico, determinou que o deslocamento hidráulico provocado pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e a importação de energia de forma excepcional seria ressarcido aos geradores. A elegibilidade do deslocamento da geração proveniente da energia de reserva, predominantemente intermitente e sem CVU, foi vetada quando da promulgação da lei:

“Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de:

I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;

II - importação de energia elétrica sem garantia física, independentemente do preço da energia importada e do momento em que foi definido o seu acionamento; ...”

A Lei nº 13.360/2016 modificou a Lei nº 10.848/2004, estabelecendo que o deslocamento hidráulico deve ser coberto através do pagamento de encargos, assim como realizado para a geração fora da ordem de mérito e serviços ancilares. Em 2017, a ANEEL regulamentou a metodologia de apuração e repasse deste encargo através da Resolução Normativa nº 764/2017. O deslocamento hidráulico também pode ser encarado como o custo proveniente do desvio entre o planejamento da operação, e a operação real, principalmente devido a questões de garantia da segurança energética. Este conceito do mercado

brasileiro é relacionado com os termos “*constrained-on*” e “*constrained-off*” utilizados internacionalmente (como explorado no Entregável 6, Desenho Detalhado, do presente projeto de P&D). Quando um gerador é impedido de gerar devido ao deslocamento causado pelo despacho fora da ordem de mérito, ou devido a uma restrição elétrica, diz-se que este gerador está *constrained-off* e em muitos casos, como o do deslocamento hidráulico, estes são compensados financeiramente. Ao mesmo passo, os geradores que são despachados fora da ordem de mérito estão na situação de *constrained-on* e as diferenças entre o PLD vigente e o seu CVU também são reembolsados na maioria dos casos.

Na contramão dos custos gerados, há também excedentes financeiros provenientes das diferenças de preços entre submercados. Estes valores, que funcionam como hedge natural contra exposições as diferenças de submercados, são hoje empregados no alívio destas exposições sofridas pelos agentes do MRE. Este assunto é tratado pela ANEEL na Resolução Normativa nº 817/2018.

Por fim, vale a pena também ressaltar que a maioria das plantas termelétricas tem custos e restrições envolvidas no processo de partida ou parada de seus geradores, que dificilmente podem ser equacionados pela liquidação tradicional do mercado, já que o preço marginal se difere do preço de partida. No caso Brasileiro, todos estes custos são transferidos ao consumidor através do ESS.

### *Implementação da proposta*

Hoje, as diferentes componentes de custos e excedentes são tratadas de maneira específica, principalmente via regulamentação infra-legal, sendo a maioria delas cobertas pelo ESS que é cobrado de todos os consumidores em proporção ao seu consumo de energia, ou seja, sem sinalização econômica. Como a mudança do modelo de despacho para um despacho por oferta de preços, a dinâmica dos custos e excedentes financeiros pode mudar, o que representa oportunidade para revisão das regras, consolidação da regulamentação e introdução de incentivos econômicos.

Esta mudança pode ser realizada no ambiente infralegal, desde que a Lei atribui à ANEEL as competências para definir esta questão, a fim promover maior robustez no processo.

### **2.4.5 Preço-teto e preço-piso**

O estabelecimento de limites máximos e mínimos é realizado em diversos mercados, tanto naqueles operados com base em despacho por custos quanto naquelas baseado em despacho por oferta de preços.

A adoção do PLD máximo estrutural visa a proteção ao mercado de eventuais desarranjos financeiros devido ao PLD elevado por muito tempo, preserva níveis de eficiência alocativa e apresenta sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural. Porém, é necessário estabelecer incentivos para que oferta e demanda reajam ao sinal econômico de curto prazo.

### *Regulamentação de interesse*

No Brasil, o PLD é limitado por valores mínimo e máximo pela Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019. De acordo com essa Resolução, o piso do PLD está relacionado com os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, sendo definido com base no maior valor entre: (i) a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu) e (ii) a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN. Para o ano de 2021, esse valor é de 49,77 R\$/MWh. Já o teto do PLD corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% dos eventos, levando em conta a “renda inframarginal”, obtidos através do deck do

NEWAVE utilizado na revisão ordinária de garantia física das hidrelétricas, atualizado anualmente por IPCA. Em 2021, esse valor corresponde a 583,88 R\$/MWh.

Com a adoção do preço horário pela CCEE a partir de 2021, a Resolução também estabelece o PLD teto horário, calculado com base na média ponderada dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das termelétricas a diesel do Programa Mensal de Operação (PMO) de setembro de 2019, atualizado anualmente pelo IPCA. Em 2021, esse valor corresponde a 1.197,87 R\$/MWh.

O normativo obedece ao comando do Decreto nº 5.163/2004, que prevê o estabelecimento de limites de preços para o mercado a partir da previsão dos custos de operação das usinas termelétricas e hidrelétricas:

“Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

[...]

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.”

Adicionalmente, a Lei nº 10.848/2004 prevê que as diretrizes para comercialização de energia devem dispor sobre os processos de definição de preços e condições para as operações realizadas no curto prazo, mas sem citar a obrigação de adoção de limites de preços. As diretrizes para estes patamares foram estabelecidas apenas no citado Artigo 57º do Decreto nº 5.163/2004.

### *Implementação da proposta*

Conforme disposto nos Capítulos 2 do Entregável 6 deste projeto, em situações de excesso de oferta, geradores com custos de produção muito baixos, ou que possuam custos associados ao ato de produzir, podem oferecer energia a custo zero, ou até mesmo negativo. Na outra ponta, a adoção de um preço máximo baixo ocorrerá em um grande volume de ofertas, sem o devido incentivo para a redução de consumo e o armazenamento da energia.

Dessa forma, no âmbito da proposta de despacho por ofertas de preços, seria interessante promover a redução do piso e elevação do teto do PLD, para acomodar melhor a verdadeira disposição dos agentes em participar do despacho, extraindo assim maior eficiência para o consumidor. Como colocado no Entregável 6, de Desenho Detalhado, haveria a possibilidade de um preço-piso negativo, embora em um primeiro momento esteja sendo recomendado um valor para o piso igual a zero.

Como visto acima, a eventual alteração no modelo de preços depende apenas da retificação da regulamentação pelo Poder Executivo. Em específico, o Decreto nº 5.163/2004, deverá ser alterado por meio de novo Decreto.

Quanto às alterações normativas, a ANEEL pode facilmente divulgar novos preços. Adicionalmente, a ANEEL previu na Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019 a necessidade de elaboração de Avaliação

de Resultado Regulatório (ARR) para que sejam estabelecidas novas regras a partir de 1º de janeiro de 2024. O processo de participação pública sobre o tema será uma oportunidade para a abordagem das propostas previstas neste relatório.

Importante lembrar que os valores de teto e piso determinados deverão também ser incorporados às Regras e Procedimentos de Comercialização.

#### **2.4.6 Regras para submissão e limites às ofertas**

Em mercados com despacho realizado com base nas ofertas de preços, devido à baixa elasticidade da demanda no mercado de energia, a questão do poder de mercado se torna mais latente. Dessa forma, além do mecanismo de reservatórios virtuais, outros mecanismos adicionais são necessários para evitar que agentes manipulem os preços de mercado a partir de suas ofertas. Uma maneira de limitar o exercício desse poder é por meio da definição de limites de preços. Assim, quando o mercado não é competitivo o suficiente, os limites de oferta podem limitar a diferença entre preços ofertados e custos reais de geração.

Obviamente, hoje não existe regulamentação sobre este assunto, dado que o despacho é realizado por custos. No entanto podemos utilizar como paralelo, tanto para entender as necessidades de mudança da regulamentação atual, quanto para exemplificação de implementação, a regulamentação sobre declaração de CVU de geradores para despacho complementar.

##### *Regulamentação de interesse*

Atualmente, geradores termelétricos que participem da provisão do serviço ancilar de Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, podem fazer ofertas de preço quando chamadas a operar na programação semanal da operação. A Resolução Normativa nº 697/2015 regulamenta o assunto através do seguinte trecho:

‘Art. 8º-B. As usinas termelétricas receberão mensalmente receita para despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa de acordo com os seguintes critérios.

I - o ONS deverá determinar a programação e efetuar o despacho das usinas termelétricas para prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e respeitar as restrições operativas para que o nível de segurança requerido seja atendido.

II - para efeitos do inciso I, o ONS poderá programar e despachar as usinas termelétricas para, ao menos, os seguintes tipos de despacho:

- a) carga plena;
- b) carga reduzida; e
- c) acompanhamento de carga.

III - a etapa de programação de que trata o inciso I deverá ser efetuada pelo ONS no Programa Diário de Produção - PDP.

IV - o agente de geração deverá informar ao ONS, na semana operativa que antecede o despacho, a oferta de preço e as restrições operativas válidas para a semana seguinte.

V - os preços ofertados deverão estar limitados a 130% do valor mais recente de Custo Variável Unitário - CVU:

a) contabilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no caso de usinas termelétricas objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada; ou

b) publicado pela ANEEL no caso de usinas termelétricas que não sejam objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada.”

Note que, assim como o pretendido pela proposta de mecanismos de limitação de ofertas proposto, as ofertas dos geradores termelétricos no caso mencionado acima têm uma limitação baseada nos custos auditados dos geradores. Neste caso a limitação é fixa e vale para todos os geradores, o que garante isonomia, mas não considera que os custos variáveis e fixos dos geradores termelétricos variam de maneira diferente a depender do combustível e da frequência de despacho.

Esse problema se torna ainda pior, quando envolvemos diferentes fontes, com diferentes tamanhos e participações no mercado. Tornando ainda mais complexa a tarefa de evitar o poder de mercado e ganhos extraordinários de receitas por parte dos geradores, o que representaria em ineficiência do ponto de vista do consumidor.

### *Implementação da proposta*

Considerando a necessidade de evitar comportamento estratégico dos agentes que venham a comprometer a eficiência do mercado, a determinação das regras para submissão de ofertas deve considerar, sempre que possível, o nível de concentração de mercado dos agentes e níveis de referência de ofertas. Estas regras, em combinação com a fiscalização do regulador em geral são suficientes para evitar a arbitragem no mercado.

Dessa forma, diferente do caso usado como exemplo, concluímos que os mecanismos de limitação de ofertas são vitais para o bom funcionamento da proposta de despacho por oferta de preços, merecendo que suas diretrizes sejam apresentadas em instrumento regulatório emitido diretamente pelo poder executivo. Por exemplo, a diferenciação de limites de acordo com a fonte e a concentração de mercado dos agentes, pode ser indicada em Decreto Presidencial ou Portaria Normativa Ministerial, considerando também que este tipo de parametrização levará a tetos e pisos de ofertas diferentes para agentes diferentes, o que pode gerar contestações.

No entanto, conforme foi feito no trecho acima, cabe à ANEEL o detalhamento das regras para submissão das ofertas e cálculo dos tetos, que deverão seguir as diretrizes determinadas pelo executivo. Vale lembrar que esta regulamentação ainda deve se relacionar com as regras e procedimentos de comercialização, considerando que estas ofertas formam preços, e com os procedimentos de rede, considerando que as ofertas influem na operação do sistema. Sendo assim, as Resoluções Normativas que tratam das regras a serem observadas pelo ONS e pela CCEE na contabilização e liquidação financeira e planejamento da operação, deverão ser alteradas ou revogadas.

#### 2.4.7 Regras para revisão de parâmetros e/ou topologia de hidrelétricas

Como vimos, os reservatórios virtuais são parte essencial da proposta de despacho por ofertas de preços. Este mecanismo, por sua vez depende fortemente dos parâmetros técnicos e topologia hidráulica das hidrelétricas, dado que a participação de cada gerador nos reservatórios virtuais deve estar relacionada à sua capacidade de fornecimento de energia e contribuições para o sistema. Essas relações, lembram muito as relações que são estabelecidas pelo MRE. No mecanismo, a garantia física das usinas é o parâmetro pelo qual é realizada partilha de créditos de energia. Este parâmetro depende fortemente de aspectos físicos e hidrológicos.

Como estas características físicas das usinas e o regime hidrológico muitas vezes são mutáveis, é de extrema importância que os parâmetros envolvidos no MRE e futuramente também nos Reservatórios Virtuais, sejam atualizados e revisados periodicamente, para garantir que a operação destes mecanismos esteja de acordo com a realidade. Neste sentido, utilizamos abaixo a regulamentação atual sobre as revisões de garantia física de geradores hidrelétricos e montamos um paralelo com a implementação das regras de revisão para parâmetros dos reservatórios virtuais.

##### *Regulamentação de interesse*

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi regulamentado pelo Decreto nº 2.655/1998, em que usinas hidrelétricas compartilham entre elas os riscos hidrológicos. Neste sistema, a cada usina é estabelecido um montante de energia assegurada, definido como a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema. Assim, dentro do sistema são realizadas transações para compensação entre a energia alocada e a efetivamente gerada pelas usinas.

A aferição da energia assegurada é realizada com o cálculo da garantia física da usina, que deve ser definida pelo MRE no ato de concessão ou autorização, que corresponde à quantidade máxima de energia associada ao empreendimento no atendimento da carga do sistema, conforme disciplina o Decreto nº 5.163/2004. Este cálculo deve ser efetuado pela EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo MRE.

Tendo em vista que a definição da garantia física, bem como a programação de despacho, está relacionada à capacidade de fornecimento de energia, é necessário que os parâmetros técnicos e operativos destes empreendimentos sejam previsíveis e estejam alinhados com a capacidade real de operação, incluindo suas restrições operativas.

Conforme Decreto nº 2.655/1998, as garantias físicas devem ser revistas a cada cinco anos, com limitação de redução de cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e dez por cento do valor base, ou na ocorrência de fatos relevantes. De acordo com a Portaria nº 406/2017, são considerados fatos relevantes alterações comprovadas nas seguintes características técnicas:

- Potência Instalada: capacidade bruta da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida em ato próprio da ANEEL;
- Perdas Hidráulicas Nominais do Circuito Adutor: somatório das perdas de carga calculadas em cada trecho do circuito adutor de geração, nas condições nominais de queda bruta e vazão;
- Rendimento Nominal da Turbina: é aquele decorrente de sua operação em condições nominais de queda líquida, vazão turbinada e limitação de abertura do distribuidor;



- Rendimento Nominal do Gerador: é aquele decorrente de sua operação em condições nominais de tensão, corrente e temperatura, descontadas as perdas elétricas e mecânicas inerentes à sua operação em condições nominais (perdas no cobre, ferro, ventilação, excitação e mancais);
- Queda Líquida Nominal: é obtida pela diferença entre a queda bruta nominal (nível máximo normal montante subtraído do nível máximo normal jusante) e as perdas hidráulicas nominais calculadas ao longo do circuito adutor;
- Número de Unidades Geradoras;
- Outras alterações de caráter extraordinário devidamente justificadas.

Do ponto de vista do rito de regulamentação, mudanças nas características próprias das usinas, as revisões extraordinárias poderão ser solicitadas em caso de alterações no volume útil do reservatório e nas regras operativas definidas pelos órgãos competentes.

A metodologia e definição dos parâmetros associados à representação do sistema físico estão a cargo da CPAMP, conforme Resolução CNPE nº 22/2021. Os aprimoramentos dos programas computacionais deverão ser precedidos de consultas públicas, com aprovação até 31 de julho de cada ano, com vigência a partir do primeiro dia do ano civil subsequente. Eventuais ajustes nos dados de entrada deverão ser comunicados aos agentes com antecedência superior a um mês do Programa Mensal de Operação (PMO) para que tenham efeitos na formação de preço e na política operativa.

Conforme Resolução Normativa nº 843/2019, o ONS é a instituição responsável pela atualização da oferta a ser considerada no PMO, com base na disponibilidade dos empreendimentos. Os estudos para o PMO deverão ser revistos com periodicidade máxima semanal, devendo ser incorporadas informações atualizadas referentes ao estado do sistema, às previsões de carga e afluições e demais dados que tenham periodicidade de atualização inferior a um mês. Os agentes deverão analisar as informações e dados e submeter ao ONS eventuais necessidades de alterações.

### *Implementação da proposta*

De fato, o processo de revisão de garantia física guarda muita similaridade com o processo de revisão de parâmetros e topologia para definição dos reservatórios virtuais. Dessa forma, é possível aproveitar as experiências contatadas pela aplicação da regulamentação atual.

A revisão de parâmetros que tem impacto direto nas receitas dos agentes sempre é um tema polêmico, e as definições acerca da metodologia de revisão deve ser o mais robusta possível. Dessa forma, a exemplo das regras para revisão de garantia física, seria interessante seguir todo o processo de regulamentação descrito pela Figura 2 na seção 2.1. Ou seja, a possibilidade de revisão periódica seria feita em Lei, com diretrizes determinadas em Decreto, metodologia apresentada via Portaria Normativa Ministerial e operacionalização e fiscalização garantidas pela ANEEL.

Um outro ponto relevante a ser discutido é a limitação de alteração destes parâmetros. Hoje existem limites para a revisão de garantia física dos geradores. No entanto, a experiência prática demonstrou que os parâmetros técnicos das usinas podem sofrer profundas variações com o decorrer dos anos, e os limites acabam por provocar sobredimensionamento das Garantias Físicas, afastando a operação do MRE da operação real do sistema. Dessa forma, seria recomendável o não estabelecimento de limites para revisão de parâmetros. Caso o mecanismo de reservatórios virtuais seja implementado utilizando as regras atuais para revisão de garantia física, os limites atualmente estabelecidos para o processo de

revisão poderiam ter consequências para a eficiência do mecanismo no longo prazo (o que precisaria ser analisado por meio de trabalhos de simulação específicos).

Por fim, é importante também comentar sobre a periodicidade das revisões. As revisões de garantia física devem ser realizadas de 5 em 5 anos. Esse período tem se mostrado também muito longo, causando novamente descasamento entre a operação real e a operação do mecanismo. Dessa forma, sugerimos que seja implementada maior periodicidade na revisão de parâmetros. Mais uma vez, caso não fossem implementadas mudanças à regra de revisão de garantia física atual, isto representaria uma possível fonte de fragilidades para o novo mecanismo de reservatórios virtuais, sendo desejável realizar análises específicas para quantificar o efeito negativo deste mecanismo.

### 3 ACORDO COM PARTICIPANTES DE MERCADO

A implementação de um modelo de formação de preços e despacho por oferta dos agentes cria novos direitos e responsabilidades dos participantes do mercado, alguns dos quais podem implicar modificações regulatórias e negociações adicionais para adequar certos direitos adquiridos às novas regras de mercado. Este capítulo trata dessas mudanças e mecanismos. Cabe observar que o caso de agentes pertencentes ao MRE, pelas complexidades envolvidas na introdução do mecanismo de reservatórios virtuais, é tratado em separado, no próximo capítulo.

#### 3.1 Princípios chave

A proposta deste P&D possui cinco características principais: (i) a decisão do despacho se origina de um modelo computacional de otimização que representa elementos físicos do sistema; (ii) parâmetros econômicos e físicos a serem utilizados neste modelo são declarados pelos próprios agentes em suas ofertas; (iii) previamente à submissão de ofertas pelos agentes, o operador realiza “recomendações de oferta”, baseadas nas melhores informações e metodologias que estejam a sua disposição; (iv) ofertas hidrelétricas são realizadas a partir do mecanismo de reservatórios virtuais; e (v) a contabilização financeira dos recebimentos e pagamentos de cada agente é feita em dois momentos, em um sistema de liquidação dupla.

Para que esta proposta conduza a um despacho e um mercado eficiente, mecanismos adicionais são necessários, tais como (i) um monitoramento de mercado contínuo e ativo; (ii) limites aos preços e às ofertas que inibam o exercício do poder de mercado, mas sem comprometer sua eficiência alocativa; (iii) critérios de segurança energética claros e que interfiram o mínimo possível nos resultados de mercado; (iv) procedimentos de redespacho e de cálculo de encargos adequados a um sistema de liquidação dupla e que impactem minimamente os incentivos econômicos dos agentes; e (v) instrumentos adicionais para medição e revisão estrutural de parâmetros do mecanismo de reservatórios virtuais.

Os pontos acima formam o cerne da proposta deste P&D e não é o objetivo aqui detalhá-los – o leitor interessado é aconselhado a dirigir-se aos Entregáveis 1 (Avaliação conceitual e estratégias de desenho), 3 (Desenho Conceitual) e 6 (Desenho Detalhado) para uma ampla discussão acerca desses temas. Vale destacar que este P&D não busca encerrar o debate acerca da implementação de um sistema de preço por ofertas no Brasil, sendo que estudos adicionais serão extremamente desejáveis, como será discutido no capítulo 8.

Para a viabilização da formação de preços e despacho por oferta no contexto do mercado de curto prazo do SIN, nos moldes acima, é importante que agentes e autoridades compreendam e aceitem a proposta resultante deste P&D e das discussões e estudos que dele decorram. Para isso, o cronograma de implementação do mecanismo, a ser apresentado no capítulo 8, prevê uma série de etapas para capacitação e familiarização com o novo mecanismo, bem como a existência das devidas consultas públicas.

No caso de alguns agentes, a migração para um modelo de formação de preços por oferta pode depender também da realização de acordos que compatibilizem a operação deste novo mercado com seus atuais contratos. É importante respeitar certos compromissos e contratos firmados previamente no mercado elétrico brasileiro, de modo a garantir a credibilidade das instituições brasileiras e dos contratos

firmados por estas – sem, no entanto, deixar que tais compromissos assumidos inibam reformas e aprimoramentos do funcionamento do mercado.

Dentre os agentes que se encaixam nesta categoria estão distribuidoras, proprietários de ativos hidrelétricos sob regime de cotas ou de realocação do risco hidrológico, entre outros que serão discutidos ao longo deste capítulo. A estrutura contratual existente acaba por blindar (ao menos em parte) esses agentes de riscos: qualquer lucro (ou prejuízo) que advinha de ofertas mais (ou menos) eficientes acabaria sendo repassado para o consumidor, de modo que o agente em si não possuiria incentivos econômicos adequados para submeter as melhores ofertas possíveis, para aperfeiçoar seus modelos de previsão e para realizar iniciativas que aumentem sua produtividade.

Agentes “blindados de risco” (isto é, aqueles detentores de algum tipo de contrato legado que os torna indiferentes, ou praticamente indiferentes, ao mercado de curto prazo) representam uma fatia significativa do mercado brasileiro, como será discutido na seção 3.4. Por este motivo, o funcionamento de um mercado por ofertas no Brasil pode ficar comprometido caso esses agentes não tenham incentivos econômicos adequados para submeter ofertas eficientes. O Entregável 1 deste P&D levantou três possíveis soluções para o problema de eficiência das ofertas de agentes blindados de risco, a saber:

1. Renegociar os compromissos legados com os próprios agentes blindados de risco, buscando um acordo que satisfaça todas as partes: o agente passaria a estar sujeito aos incentivos do mercado de curto prazo, mas seria compensado financeiramente, se necessário, por ficar exposto a maior risco. A forma e valor desta compensação seriam analisadas e negociadas caso a caso com os agentes envolvidos;
2. Transferir a responsabilidade de realização de ofertas para um terceiro – o agente intermediador. Esse intermediador realiza as ofertas associadas aos ativos do agente blindado de risco, e recebe pela venda de energia (ou de créditos de reservatório virtual) – para efeitos de liquidação, os ativos são tratados como se fossem do intermediador. Dessa forma, a receita do agente intermediador depende das estratégias de venda que adote no mercado de curto prazo, tendo ele incentivos para tomar as melhores decisões. O proprietário dos ativos, por sua vez, será remunerado conforme os acordos anteriores já firmados, mantendo-se indiferente ao mercado spot (de responsabilidade exclusiva do agente intermediador).
3. Transferir a responsabilidade de realização de ofertas para o próprio operador. Na prática, a operação de ativos pertencentes a agentes blindados ao risco seria realizada centralizadamente, de forma similar a um mecanismo de preços por custos auditados.

A alternativa 3 (transferir a responsabilidade de ofertas de agentes blindados de risco para o operador), embora possa parecer mais simples à primeira vista, acabaria reduzindo os benefícios da adoção de um modelo baseado em ofertas, especialmente se considerarmos o volume significativo de ativos que se encontram blindados de risco atualmente. Mais que isso, os demais ofertantes no mercado teriam um incentivo a identificar e explorar qualquer eventual viés na tomada de decisão do operador – dedicando esforços a uma atividade que representa apenas uma *transferência de renda* (onerando o consumidor final, já que os custos dessas falhas na estratégia do operador provavelmente teriam que ser socializados) e não um benefício para o sistema como um todo.

A recomendação deste P&D é, portanto, que a responsabilidade de realização de ofertas permaneça com o próprio agente, mas expondo ele a maiores riscos (alternativa 1), ou que seja transferida a um terceiro

(alternativa 2). Se for adotada a alternativa 2, o modo mais transparente de selecionar um agente intermediador seria através de um mecanismo de leilão, no qual fossem selecionados os agentes capazes de prover as melhores condições ao mercado em troca de assumir as correspondentes responsabilidades – esse mecanismo de leilão será explicado na seção 3.6.

Nas seções seguintes, serão discutidos alguns casos mais específicos de agentes que hoje se encontram blindados de risco, a começar com a situação das concessionárias de distribuição no ACR (seção 3.3). Na seção 3.4, são discutidos o caso de centrais hidrelétricas sob regime de cotas e de repactuação de risco hidrológico, bem como o caso particular da usina de Itaipu, cujo contrato se encontra atualmente em revisão. Na seção 3.5, se discute o caso de térmicas com inflexibilidades operativas e CVU fixado por leilão. A seção 3.6 discute o processo de negociação (“alternativa 1” acima) e de leilão (“alternativa 3”), que podem ser adotados em todos estes casos. Antes disso, porém, a seção 3.2 aponta algumas vantagens e desvantagens que os agentes de mercado obteriam com a adoção de um modelo de formação de preços por oferta dos agentes, um ponto que é fundamental para convencimento dos participantes de mercado durante discussões e negociações acerca do tema.

## **3.2 Riscos e oportunidades**

Esta seção destaca os principais riscos e oportunidades que as novas regras de mercado trarão para os agentes que participem do modelo de formação de preços por ofertas, nos moldes propostos neste P&D. O entendimento destes princípios chave por todos os agentes envolvidos – tanto por agentes existentes que serão afetados diretamente, quanto pelas autoridades responsáveis por organizar o processo de convencimento e transição, quanto pela sociedade em geral, que avaliará os méritos do novo mecanismo implantado – é importante para garantir a transparência e robustez do processo de migração para o novo modelo.

### **3.2.1 Novas oportunidades para os agentes**

O principal benefício adquirido pelos agentes em um modelo de despacho por ofertas é uma maior ingerência na operação de seus ativos, uma vez que podem declarar diariamente (por meio das ofertas submetidas ao operador) custos e capacidades disponíveis, levando em consideração projeções de mercado próprias e os critérios de gestão de risco que lhes pareçam adequados. Dito de outro modo, a decisão de despacho de uma central não é mais uma decisão “unilateral” por parte do operador<sup>2</sup>, e passa a ser reflexo das ofertas individuais dos agentes. Os tópicos seguintes detalham as vantagens aos agentes advindas da adoção do despacho por ofertas:

- Uma vez que os geradores podem declarar custos diariamente, é possível adaptar mais rapidamente o seu despacho frente a alterações dinâmicas do mercado. Por exemplo, novos contratos de compra de combustível, ou mudanças na situação macroeconômica do país (a exemplo da taxa de juros), poderão ser refletidas quase que imediatamente nas ofertas preço-quantidade feitas pelos agentes – e, consequentemente, no despacho de seus ativos de geração;

---

<sup>2</sup> Na prática, os geradores hoje têm alguma ingerência sobre a operação de suas usinas, pela existência de processos colaborativos na etapa de consolidação do PDP. Como explicado no Entregável 6, tais práticas (que dependem de um bom relacionamento entre operador e agentes de mercado) necessitariam ser revistos, em prol de um mecanismo mais robusto fundamentado em incentivos aos agentes.

- Abre-se a possibilidade de que as ofertas preço-quantidade passem a refletir restrições de geração que hoje não são contempladas nos modelos oficiais de despacho;
- Os critérios de aversão a risco deixam de ser unilateralmente decididos pelo operador. Agentes mais propensos a risco poderão assumi-los e serem remunerados por isso, obtendo assim maiores receitas: proprietários de ativos renováveis, por exemplo, poderão realizar ofertas segundo projeções próprias de geração, abrindo a possibilidade de discordarem da projeção feita pelo operador<sup>3</sup>. Projeções mais acertadas se refletirão em ganhos econômicos para o gerador, e fundamentalmente levarão a ganhos de produtividade para o sistema;
- Do mesmo modo, distribuidoras, comercializadoras e demais agentes de demanda poderão realizar projeções próprias de consumo, com potenciais ganhos econômicos;
- Ofertas de agentes que representem a importação (ou exportação) de energia de mercados de países vizinhos passam a ser consideradas na ordem de mérito do sistema. Assim, obtém maior ingerência sobre o despacho no mercado do dia seguinte e suas regras de remuneração adquirem maior simplicidade e transparência.
- A maior ingerência na operação das próprias usinas permite aos agentes a adoção de estratégias que maximizem seus lucros e permitam uma melhor gestão de risco.

### 3.2.2 Novos riscos para os agentes

O maior poder sobre a própria operação dos agentes deve vir acompanhado de maior responsabilização por eventuais erros, sob a pena de distorcer os sinais econômicos – o que levaria a uma operação ineficiente e, no pior dos casos, problemas de segurança de suprimento. Por exemplo, se agentes renováveis erram sistematicamente suas previsões de geração no *day-ahead* sem serem penalizados por isso – logo, sem ter incentivos para melhorar essas projeções –, as decisões de *commitment* térmico serão menos eficientes, levando a um encarecimento da geração para o consumidor e, potencialmente, a insuficiência de geração.

Portanto, um adequado funcionamento do modelo de despacho por ofertas implica que os próprios agentes devem passar a gerir certos riscos, que outrora eram de responsabilidade do operador. Neste sentido, os riscos devem ser alocados para aqueles agentes que tenham a maior capacidade de geri-los, segundo as regras de funcionamento do mercado:

- Proprietários de ativos renováveis passam a gerir o risco associado à estocasticidade da geração dessas tecnologias e a assumir a responsabilidade por erros de previsão entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço;
- Ofertantes de reservatório virtual passam a gerir o risco hidrológico;
- Distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres devem gerir o risco de demanda e assumir a responsabilidade por erros de previsão entre o mercado do dia seguinte e de balanço;
- Geradores passam a assumir o risco de falhas dos seus equipamentos. Se a geração de um ativo em tempo real cai em relação à prevista no programa de despacho feito no dia anterior, por

---

<sup>3</sup> O operador seguiria publicando suas projeções de geração renovável, como “recomendação de oferta”, de modo que os geradores podem também optar por seguir utilizando as projeções oficiais, se assim o desejarem.

falhas de equipamento, o agente terá de pagar pela energia não entregue no mercado de balanço (caso o custo desta energia tenha aumentado em relação ao mercado em tempo real);

- Os agentes passam a estar sujeitos a regras de mitigação e monitoramento de poder de mercado, que podem eventualmente anular suas ofertas, desde que estejam devidamente fundamentadas e com a devida transparência.

Vale ressaltar que os agentes podem blindar-se parcial ou totalmente desses riscos mediante a celebração de contratos privados com outros agentes no mercado – ou mesmo entidades que não participam do mercado elétrico, tais como instituições financeiras. Ainda assim, após a implementação do modelo baseado em ofertas, cabe aos agentes buscar contrapartes que estejam interessadas em um contrato de “seguro” deste tipo como parte da sua estratégia de mitigação.

Os agentes também passariam a assumir maiores custos de transação, relacionados à busca de informações, elaboração de projeções, montagem e capacitação de equipes e de infraestrutura interna para realização de ofertas, além da busca por instrumentos de mitigação de riscos.

### **3.3 Remuneração da distribuidora-comercializadora**

A seção 3.1 discutiu a existência de estruturas legadas no mercado brasileiro que envolvem o simples repasse de custos e riscos para o consumidor, reduzindo incentivos para a realização de ofertas eficientes. Uma dessas estruturas é o direito que possuem as distribuidoras no mercado regulado de repassar os custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo à tarifa final de energia.

Como indicado nos entregáveis 3 (Desenho Conceitual) e 6 (Desenho Detalhado), o mecanismo proposto no presente P&D prevê que consumidores de energia (ou agentes que os representem) também realizem ofertas de compra de energia no mercado. Mais especificamente, no mercado regulado, as distribuidoras seriam as responsáveis naturais por realizar ofertas preço-quantidade, enquanto, no mercado livre, as ofertas poderiam ser realizadas pelos próprios consumidores ou delegadas para as comercializadoras com que eles tenham contrato. Assim como as ofertas de venda de energia, as ofertas de compra também seriam realizadas em segmentos, com cada segmento representando o valor que o agente estaria disposto a pagar por dada quantidade de consumo. As vantagens que se obtém ao permitir ofertas pelo lado da demanda – tais como incentivo a melhores previsões de consumo, incentivos a resposta da demanda e a redução do poder de mercado de agentes geradores – foram discutidas no Entregável 1 (“Avaliação conceitual e estratégias de desenho”).

Para que as vantagens supracitadas possam ser obtidas, é essencial que os agentes que fazem ofertas no mercado em prol dos consumidores sejam financeiramente responsáveis por desvios entre a demanda prevista no mercado do dia seguinte e a demanda efetivamente observada, para que tenham incentivos corretos para melhorar a acurácia das previsões e para buscar disseminar boas práticas entre os consumidores cativos que representam. Esses agentes não podem ser totalmente blindados de risco: o agente deve ser remunerado por esta responsabilidade, mas erros de previsão não devem ser tratados como “não-gerenciáveis”, já que eles sempre podem ser mitigados com investimento em previsões mais precisas.

Dito de outra forma, é preciso que distribuidoras não possam repassar ao consumidor os seus custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo (seja no mercado do dia seguinte ou no mercado de balanço), pois, se isto for permitido, suas receitas seriam indiferentes às ofertas que realizassem no



mercado. No entanto, esse repasse é atualmente permitido, dentro de certos limites estabelecidos pelo Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

Para permitir ofertas dentro do mercado regulado de energia, seria necessário alterar este Decreto, o que idealmente seria acompanhado por uma reformulação profunda da atividade de “comercialização regulada” da distribuidora (separada da atividade “fio”, associada à distribuição propriamente dita). Com uma reestruturação deste tipo, a gestão de riscos e de contratos poderia passar a ser uma responsabilidade inerente às distribuidoras-comercializadoras, assim como a compra de energia no mercado de curto prazo. A distribuidora-comercializadora poderia controlar sua exposição ao preço *spot*, escolhendo o quanto contratar de energia – incluindo cláusulas de modulação e sazonalização que melhor conversem com seu perfil de demanda e critérios de gestão de risco – mas perderia o direito de realizar o *pass-through* completo dos riscos da atividade de aquisição de energia ao consumidor. Esta reformulação poderia ser feita de modo bastante natural junto com outras mudanças que já se encontram em discussão no setor para um tratamento mais moderno da atividade fio e da atividade de comercialização da distribuidora (Pérez-Arriaga et al. 2016).

Essa nova atividade de gestão de contratos, compras e vendas nos mercados do dia seguinte e de balanço, que passaria a fazer parte do escopo das atribuições da distribuidora, pode até mesmo constituir uma receita adicional para as concessionárias – contribuindo para reduzir eventuais resistências. Conceitualmente, a distribuidora deve ter incentivos para realizar uma “contratação eficiente” de energia – o que envolve desde estratégias de contratação de longo prazo quanto a comercialização de contratos de prazo mais curto e até mesmo as ofertas no mercado do dia seguinte (validadas pelas medições reais utilizadas no mercado de balanço). Nota-se que esse custo de contratação eficiente deve compensar a distribuidora em alguma medida pelo risco assumido, mas não deve blindar a distribuidora do risco inerente a diferentes estratégias de comercialização (como por exemplo a compra de energia em contratos de longo prazo, em contratos de curto prazo, ou diretamente no mercado *spot*). A recomendação dos consultores é que o mecanismo para a remuneração da distribuidora-comercializadora seja posto em discussão, levando em conta a existência prévia de contratos legados no portfólio, o repasse de custos “razoáveis” ao consumidor, e a necessidade de incentivos coerentes (envolvendo alocação de risco) à atividade de comercialização para o mercado regulado.

Vale ressaltar que esta solução seria, essencialmente, o que se denominou “alternativa 1” na seção 3.1, em que as distribuidoras aceitam (mediante negociações com as autoridades) assumir um novo papel mais amplo e compatível com os incentivos do mecanismo baseado em ofertas. Como uma forma de viabilizar esta transição para o novo mecanismo, poderia ser adotada uma solução “híbrida” entre a alternativa 1 (em que a distribuidora tem plena responsabilidade sobre suas ofertas) e a alternativa 3 (em que o operador tem plena responsabilidade). Em um modelo como este, o operador apoiaria as distribuidoras, compartilhando com elas as suas previsões para o perfil de demanda no mercado do dia seguinte; mas as distribuidoras seriam livres para ignorar ou ajustar as previsões do operador como achassem melhor. Na prática, a distribuidora teria a última palavra para estabelecer as ofertas (sensíveis a preço ou não) que desejassem submeter ao mercado, ofertas estas que seriam utilizadas diretamente para fins de despacho e formação de preços. Esta seria muito provavelmente a abordagem que permitiria o melhor equilíbrio entre o que seria factível implementar na prática e o que traria os maiores ganhos de implementação.

A principal diferença entre esta alternativa híbrida e a alternativa 3 discutida na seção 3.1 é que, caso fosse mantida a responsabilidade de realizar previsões de demanda pelos consumidores regulados nas mãos do operador, seria necessário que as distribuidoras tivessem o direito ao repasse garantido aos consumidores do mercado regulado de toda a sua exposição ao mercado spot, inclusive no que diz respeito ao mecanismo de liquidações múltiplas. Esta opção distorce os incentivos para uma parcela significativa do mercado e reduz significativamente os benefícios da adoção de um modelo de formação de preços por ofertas: além de inibir incentivos para maior flexibilidade pelo lado da demanda, seria desperdiçada a oportunidade de utilizar os conhecimentos e recursos das próprias distribuidoras para aprimorar as projeções de consumo no curto prazo – além de, no futuro, uma comunicação direta entre a distribuidora e os seus grandes consumidores para explorar iniciativas de resposta da demanda.

A participação das distribuidoras no processo de realização de ofertas pode ser importante também para inibir oportunidades de arbitragem entre os mercados do dia seguinte e de balanço<sup>4</sup>. Esta arbitragem pode ser um problema ainda mais relevante se forem observados erros sistemáticos na previsão de demanda feita pelo operador para o mercado do dia seguinte em nome dos consumidores regulados – caso em que outros agentes de mercado começariam a tentar explorar eventuais vieses da projeção do operador para obter lucros indevidos, ao invés de esforçar-se na realização de previsões mais confiáveis. Nota-se que a possibilidade de que exista algum viés deste tipo (e os consequentes desdobramentos no que diz respeito aos comportamentos induzidos nos agentes ofertantes) representa uma fragilidade de uma eventual implementação da “alternativa 3”, já que a propriedade autocorretiva (*self-correcting*) tipicamente presente em mercados robustos não pode ser garantida quando o operador é responsável pelas ofertas.

Por sua vez, para implementar uma “alternativa 2”, em que um agente intermediador assumiria as responsabilidades da distribuidora-comercializadora, seria necessário vencer alguns obstáculos de implementação – tais como assegurar que este agente tivesse acesso a informações estratégicas da distribuidora em tempo real. Responsabilizar este agente intermediário por *toda* a atividade da distribuidora-comercializadora representaria um compromisso financeiro bastante vultoso que precisaria ser respaldado pelas devidas garantias. Esta prática também requereria estabelecer com precisão condições para a evolução futura do cálculo da tarifa regulada (para repasse de custos) e sua interação com leilões de energia futuros, por exemplo. Muito provavelmente, esta alternativa 2 só seria viabilizada caso o “agente intermediador” tivesse um conjunto de responsabilidades muito restrito e bem-definido: como por exemplo, a responsabilidade de realizar as previsões de demanda do mercado regulado, que o operador do sistema incorporaria à operação do mercado do dia seguinte como se fossem “ofertas” de demanda. Caso o agente seja responsabilizado pelas liquidações financeiras associadas ao seu erro de previsão entre o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real, esta operação seria análoga à submissão de ofertas virtuais no mercado – um tema que foi discutido no Entregável 1 deste P&D (“Avaliação conceitual e estratégias de desenho”) – e poderia contribuir para minimizar o risco de distorções nos incentivos dos agentes no mercado de curto prazo.

---

<sup>4</sup> Dizemos que há arbitragem entre o mercado do dia seguinte e de balanço quando o preço no mercado do dia seguinte é sistematicamente maior ou menor que o do mercado de balanço. Nesse caso, um agente teria interesse em comprar energia no mercado de menor preço e vendê-la no mercado de maior preço, aproveitando uma falha de mercado para obter lucros sem incorrer em custo algum. Em tese, a própria ação dos agentes realizando tais compras e vendas entre os mercados eliminaria a arbitragem, o que é mais provável quanto mais vendedores e, principalmente, compradores estiverem atuando no mercado.

### 3.4 Geradores blindados de risco

Esta seção discute o regime de cotas e o regime de repactuação de risco hidrológico, estruturas do mercado brasileiro que repassam o risco hidrológico para o consumidor, reduzindo incentivos para a realização de ofertas eficientes por parte das hidrelétricas. Também dedicamos uma seção específica para o caso do contrato de Itaipu, cuja renegociação que vem ocorrendo apresenta uma oportunidade singular para adaptá-lo a um novo modelo de formação de preços. Estas três classes de agentes representam uma fatia significativa do mercado brasileiro, motivo pelo qual merecem atenção especial.

Vale destacar que a distribuidora atualmente é quem absorve o risco hidrológico associado tanto às cotas quanto à repactuação de risco hidrológico, de modo que pode haver alguma sinergia entre estes temas e a alocação de responsabilidades discutida na seção 3.3, na medida em que a distribuidora possa ter interesse em absorver maiores riscos e oportunidades no mercado.

#### 3.4.1 Regime de cotas

O regime de cotas, estabelecido pela Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, permitiu que cotas de garantia física de usinas hidrelétricas fossem transferidas a concessionárias de distribuição. Com isto, as concessionárias de distribuição assumem o risco hidrológico, podendo repassá-lo à tarifa do consumidor final. Este direito ao repasse acaba blindando de risco tanto a concessionária de distribuição como o proprietário do ativo hidrelétrico. Isso significa que, se fosse dado a qualquer destes dois agentes o direito de realizar ofertas de reservatório virtual (em linha com o desenho de mecanismo proposto para o mercado baseado em ofertas), sem fazer nenhuma alteração nos arranjos contratuais atuais, nem a distribuidora nem o proprietário da hidrelétrica teriam incentivos adequados para realizar ofertas eficientes, já que quem arca com os ônus e bônus da estratégia de oferta é o consumidor final. Logo, embora a Lei Nº 12.783 aloque as cotas de garantia física às distribuidoras, seria necessário construir um novo arranjo para que os incentivos a participar no mercado por ofertas com as usinas cotistas sejam eficientes.

Como visto na seção 3.1, uma solução neste caso seria selecionar, para cada hidrelétrica sob regime de cotas, um agente que teria a responsabilidade de realização das ofertas de reservatório virtual, mas que estaria exposto ao risco hidrológico. A princípio, nada impede que este agente seja a própria distribuidora ou o proprietário do ativo hidrelétrico – o que chamamos “alternativa 1” na seção 3.1 –, desde que este agente assumisse os riscos associados à produção hidrelétrica. Alternativamente, seria possível implementar a “alternativa 2”, que buscaria alocar os direitos e responsabilidades associados aos geradores cotistas a um terceiro (o agente intermediador), selecionado através de algum mecanismo – como, por exemplo, um mecanismo competitivo de leilão. Na prática, por serem conhecedores do negócio, possivelmente outros agentes hidrelétricos atuantes no mercado estariam bem-posicionados para assumir esta responsabilidade como agentes intermediadores – de modo que o mecanismo de seleção de agentes intermediadores responsáveis e de transição para o novo modelo de mercado poderia ser desenvolvido em esta característica em mente. Também seria necessário assegurar que o agente intermediador teria a capacidade financeira para assumir esta responsabilidade.

Nota-se que, independentemente do arranjo, haveria um agente (seja o agente intermediador na alternativa 2, o agente proprietário da hidrelétrica ou a concessionária de distribuição na alternativa 1) que formaria um novo arranjo comercial com o consumidor (beneficiário final dos contratos de cotas). Este agente “responsável” pelas usinas cotistas (i) receberia um pagamento fixo do consumidor

(principal remuneração deste agente), (ii) teria a obrigação de entregar contratualmente ao consumidor determinada quantidade de energia (correspondendo a um “valor esperado” dos contratos de cotas, de modo que o agente responsável passe a assumir o risco hidrológico no lugar do consumidor), (iii) teria a obrigação de remunerar o proprietário da hidrelétrica de acordo com o seu custo de O&M (já que, caso a hidrelétrica não seja ela própria o agente responsável, ela deve continuar a receber a mesma receita blindada de risco), e (iv) passaria a ter direito às cotas associadas à hidrelétrica em questão e passaria a ser tratado, para todos os fins de liquidação e submissão de ofertas no mercado, como um agente detentor de cotas de reservatório virtual. Cada uma destas componentes será descrita em mais detalhe a seguir.

Uma vez implementado o mecanismo baseado em ofertas, este agente responsável pelas usinas cotistas atuaria exatamente da mesma forma que os agentes participantes do MRE (o acordo com agentes participantes do MRE é discutido em mais detalhes no capítulo 4). Isso significa que, a cada dia, ele poderia realizar ofertas de compra e venda de reservatórios virtuais para o dia seguinte, além de receber na sua conta de reservatório virtual as afluições que chegam ao sistema, em proporção às suas cotas de reservatório virtual. O agente responsável pelas usinas cotistas recebe pela venda de créditos de reservatório virtual, seja no mercado do dia seguinte ou no mercado de balanço, de modo que o risco hidrológico passa a ser alocado a ele – estando, portanto, sujeito aos incentivos econômicos para realizar as melhores ofertas. Ele recebe, ainda, a componente de liquidação que foi denominada, nos Entregáveis 5 e 9 deste P&D, de “liquidação ponte”, em ambos os mercados do dia seguinte e de balanço (consultar o Entregável 3, “Desenho Conceitual”, para um detalhamento desta e outras componentes de liquidação). Por outro lado, ele deve pagar, assim como qualquer outro agente do MRE, pela violação de restrições de defluência mínima e usos múltiplos da água, e pelos custos de operação e manutenção do parque hidrelétrico – seguindo as mesmas obrigações detalhadas no capítulo 4. Finalmente, de modo a atender ao seu compromisso contratual com os consumidores, o agente responsável pelas usinas cotistas deve comprar a energia comprometida à distribuidora em contrato no mercado do dia seguinte<sup>5</sup>.

Já o proprietário do ativo hidrelétrico sob regime de cotas (admitindo que este agente não é ele mesmo o agente responsável pelas usinas cotistas) segue sendo responsável pela manutenção da usina. Ele recebe do agente responsável pelas usinas cotistas um valor correspondente à RAG – incluindo o custo de gestão dos ativos de geração (GAG) e outras componentes de remuneração (tipicamente associadas à recuperação do pagamento pela outorga de algumas centrais). Nota-se que há um paralelo entre este pagamento e a componente de liquidação que, no Entregável 3 (Desenho Conceitual), foi denominado  $R_{r,b}^{O\&M.H}$ , correspondente ao custo variável de operação e manutenção das centrais hidrelétricas. Esse valor, para a maioria das usinas não-cotistas, seria dado pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO) multiplicada pela geração da usina, como explicado no Entregável 3. Para as centrais sob regime de cotas, o tratamento é ligeiramente diferente, já que o custo de O&M é representado pela GAG no lugar da TEO e pode haver um fluxo de pagamentos adicionais já incorporados à RAG.

<sup>5</sup> Utilizando a notação introduzida no Entregável 3 deste P&D, a remuneração do agente intermediador seria dada por:  $R_{r,b}^{mercado.B} + R_{r,b}^{O\&M.B} + R_{r,b}^{restricoes.M} + R_{r,b}^{ponte.M} - \pi^{DS} \times q_{fix}$ , em que  $q_{fix}$  é a quantidade de energia comprometida no contrato com o consumidor,  $\pi^{DS}$  é o preço de energia no mercado do dia seguinte, e as outras parcelas têm o mesmo significado que foi dado naquele entregável. Vale observar que  $R_{r,b}^{O\&M.B}$  e  $R_{r,b}^{restricoes.M}$  são, em realidade, componentes negativas (despesas), que correspondem, respectivamente, a um pagamento pelo custo de O&M das usinas hidrelétricas, e a um pagamento por eventuais violações de restrições ambientais e de usos múltiplos.

O proprietário da usina também teria a opção, se assim o desejasse, de declarar uma curva de produção mais eficiente que a função de referência do operador, recebendo por isso a parcela da liquidação ponte que foi denominada, no Entregável 3, de  $R_{r,b}^{ponte.H}$ . O objetivo desta parcela, como explicado naquele entregável, é incentivar investimentos em maior eficiência operativa da usina. Esta componente de receita compete unicamente ao proprietário do ativo físico (e não ao agente responsável pelas usinas cotistas), e corresponde a uma das oportunidades destacadas na seção 4.2.1.

Por último, vale destacar que a determinação da remuneração do agente responsável pelas usinas cotistas pelo consumidor (ou, de forma equivalente, o preço do contrato de venda de energia que determina as obrigações de entrega de energia deste agente) seria determinado via negociação ou leilão. Este tema será explorado na seção 3.6.

### 3.4.2 Repactuação de risco hidrológico

A Resolução Normativa N° 684, de 11 de dezembro de 2015, estabelece o regime de repactuação de risco hidrológico, que busca proteger usinas hidráulicas do risco sistêmico – associado essencialmente a situações em que a geração hidráulica a nível nacional desvie da média. Parcelas de usinas hidráulicas que estejam sob regime de repactuação acabam blindadas, total ou parcialmente (a depender da modalidade do produto escolhido pela usina no momento em que optou por entrar no regime<sup>6</sup>), do risco hidrológico, implicando que seus proprietários teriam poucos incentivos para realizar ofertas eficientes.

Neste caso, pode ser aplicada fundamentalmente a mesma solução que se explicou na seção 3.4.1 para o regime de cotas. Seleciona-se um agente para alocar a responsabilidade de alocação de ofertas de reservatório virtual em nome da parcela da usina hidráulica assegurada sob regime de cotas, podendo este agente ser o próprio proprietário da usina (“alternativa 1”) ou um agente intermediador (“alternativa 2”). Este agente recebe todas as componentes de liquidação correspondentes (compra e venda de créditos de reservatório virtual, liquidação ponte, além de pagar a componente de violação de restrições de usos múltiplos e a componente de custos operativos) e possui uma obrigação de entrega de energia ao consumidor, equivalente ao montante de garantia física repactuado, por um preço fixo – a determinação deste preço é explicada em mais detalhes na seção 3.6. No caso da repactuação do risco hidrológico, este agente também assumiria um compromisso financeiro com o proprietário da hidrelétrica, que serviria essencialmente para manter a remuneração deste último inalterada em relação a atual.

Em resumo, o contrato a ser assinado entre o agente intermediador, a distribuidora e o proprietário da central hidrelétrica estabeleceria:

1. Transferência de créditos de reservatório virtual para o agente intermediador, em montante equivalente à parcela da usina hidráulica repactuada;

---

<sup>6</sup> Dentro do mecanismo de repactuação de risco hidrológico, o gerador pode optar entre três classes de produtos: a classe P, na qual o gerador permanece com a propriedade da energia secundária, a classe SP, na qual a energia secundária também é transferida ao consumidor, e a classe SPR, na qual o gerador transfere tanto a energia secundária como o risco de redução da garantia física ao consumidor. Além dessa escolha, o gerador também pode escolher, no caso dos produtos P e SP, entre 12 níveis de proteção do risco hidrológico oferecidos – quanto maior o nível de proteção, maior o prêmio de risco associado, conforme valores calculados pela ANEEL.

2. O agente intermediador terá direito às afluições que chegam no sistema, em proporção à participação no reservatório virtual da parcela hidráulica repactuada;
3. O agente intermediador possui o direito de realizar ofertas de compra e venda de créditos de reservatório virtual, e aos montantes financeiros que resultem das correspondentes liquidações no mercado do dia seguinte e no mercado de balanço;
4. O agente intermediador assume a responsabilidade de remunerar o proprietário da hidrelétrica repactuada, segundo estabelecido em seus atuais contratos e segundo a classe de repactuação que houver sido escolhida;
5. Uma obrigação de venda de energia no mercado do dia seguinte entre o agente intermediador e a distribuidora, fixando a quantidade a ser entregue e o preço cobrado.

Vale salientar que: (i) montantes de garantia física que não estejam repactuados seriam atribuídos para o próprio agente hidrelétrico, e este ficaria livre para realizar ofertas; (ii) o proprietário da usina repactuada segue com a responsabilidade de pagar um prêmio de risco à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cujo valor permaneceria inalterado.

Caso a opção fosse alocar o risco nas mãos do próprio proprietário do ativo hidrelétrico, ao invés de selecionar um terceiro agente intermediador – o que denominamos de “alternativa 1” na seção 3.1 – haveria algumas poucas diferenças. Neste caso, é o próprio proprietário quem fica responsável por realizar ofertas e a receber pelos créditos de reservatório virtual vendidos nos mercados do dia seguinte e de balanço; ele quem recebe os créditos equivalentes às afluições que chegam ao sistema; e o compromisso de entrega de energia seria estabelecido diretamente entre ele e a distribuidora. A viabilização deste mecanismo deve ser compatível com os contratos de repactuação já firmados – efetivamente, o gerador terminaria por receber um “bônus” por assumir o risco hidrológico (análogo ao que seria pago ao agente intermediador) subtraído do prêmio de risco conforme o contrato de repactuação vigente.

### 3.4.3 Itaipu

Encontra-se em andamento o processo de revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, que trata da parte financeira do tratado (Nascimento 2019). O prazo estabelecido no próprio Anexo C para a conclusão do processo é 2023,<sup>7</sup> ano em que se prevê que muitas das discussões e acordos necessários para o estabelecimento do modelo de formação de preços por ofertas no Brasil já terão avançado (vide capítulo 8).

Neste sentido, seria desejável que a renegociação do Anexo C e consequente destinação da energia produzida pela usina de Itaipu já levasse em consideração a possibilidade da introdução de um modelo de despacho e formação de preços por ofertas no Brasil, estabelecendo as condições de oferta e divisão de receitas (podendo haver tratamento diferenciado para a parcela brasileira e parcela paraguaia da usina). Deixar para realizar este tipo de discussão apenas após o término da revisão do Anexo C seria mais trabalhoso e abriria mais espaço para eventuais contestações do que aproveitar a oportunidade e recursos que já foram direcionados para a atual renegociação.

---

<sup>7</sup> Tratado de Itaipu, Anexo C, Art. VI.



A forma mais natural de tratamento comercial para a energia produzida pela usina de Itaipu seria designar algum agente específico como sendo responsável pelas cotas de Itaipu no mecanismo de reservatórios virtuais. Este agente receberia todos os ônus e bônus da sua estratégia de oferta (tendo incentivos, portanto, para ofertar da melhor forma possível). Em princípio, a nova estatal ENBPar (Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional) seria responsável pela comercialização da parcela brasileira da energia de Itaipu e, eventualmente, da energia produzida pela usina que fosse importada. Neste caso, ela deverá possuir uma equipe capacitada para submeter ofertas de reservatório virtual e gerenciar os níveis de armazenamento e compromissos contratuais da empresa, ou, alternativamente, deverá estabelecido um agente intermediador (ou possivelmente vários agentes comercializadores) que assuma os riscos e tenha direito aos benefícios relativos a essas ofertas, nos moldes do que é proposto para as usinas sob regime de cotas (seção 3.4.1). A definição precisa de quais seriam os compromissos contratuais associados à energia de Itaipu é um elemento importante para determinar a saúde financeira da empresa, é parte do motivo pelo qual é importante definir as novas condições do Anexo C de Itaipu.

Talvez o ponto mais importante a ser definido nesta regra de comercialização, entretanto, é a destinação da parcela paraguaia da geração de Itaipu – especialmente considerando que esta destinação deve ser robusta a qualquer variação na demanda de energia do Paraguai. Há diferentes arranjos comerciais possíveis, que deveriam ser avaliados em mais detalhe antes da implementação definitiva do mecanismo. Idealmente, a opção por um destes caminhos seria tomada em meio ao processo de renegociação do Anexo C.<sup>8</sup>

- Uma opção seria incluir a totalidade da energia afluyente de Itaipu no mecanismo de reservatórios virtuais brasileiro.. A ANDE faria dois tipos de oferta no mercado de eletricidade brasileiro: (i) uma oferta de reservatório virtual correspondente à parcela paraguaia da usina de Itaipu (que não precisa seguir a oferta de reservatório virtual da parcela brasileira da usina) e (ii) uma oferta pelo lado da demanda representando o interesse de compra de energia pelo país vizinho. Essas duas componentes seriam tratadas de forma independente no mercado (ou seja, a cada vez que o Paraguai consome energia de Itaipu, ele estaria implicitamente fazendo uma compra no mercado de curto prazo), mas na prática elas seriam tomadas em conjunto para efeito de liquidações de mercado.
- Uma segunda alternativa seria separar por completo a parcela paraguaia de Itaipu do mecanismo brasileiro de reservatórios virtuais. Com isto, apenas metade das afliências à usina de Itaipu seriam consideradas para efeito de distribuição de créditos no mecanismo de reservatórios virtuais. As afliências “restantes” caberiam exclusivamente ao Paraguai, que seria livre para vender esta energia produzida ao Brasil. A ANDE faria, portanto, um único tipo de oferta no mercado de eletricidade brasileiro: uma oferta horária de venda de excedente energia. A quantidade desta oferta de venda corresponderia à diferença entre a energia produzida pela parcela paraguaia de Itaipu e o consumo destinado ao Paraguai, e a ANDE seria responsável por liquidar no mercado de balanço as diferenças entre a sua geração medida *ex post* e o compromisso assumido no mercado do dia seguinte. Nota-se que, no futuro, a demanda do

<sup>8</sup> A análise a seguir tem como premissa que a renegociação do Anexo C preservará integralmente o Art. XIV do Tratado de Itaipu, segundo o qual a energia de Itaipu será adquirida integralmente pela Administración Nacional de Electricidad – ANDE, pelo Paraguai, e pela Eletrobrás, pelo Brasil, ou pelas empresas que elas indicarem. No caso do Brasil, a Eletrobrás deverá ser substituída pela ENBPar. É com este entendimento que citamos ANDE e ENBPar no restante desta seção.



Paraguai poderia crescer a ponto de ultrapassar a capacidade da parcela paraguaia de Itaipu, possivelmente tornando necessário que a ANDE fizesse também ofertas de compra (e não apenas de venda), ao menos em algumas horas, para complementar a sua demanda com importações do Brasil. Isto funcionaria também sob o mesmo mecanismo.

- Uma terceira alternativa seria essencialmente a preservação do mecanismo atual, com alterações somente na determinação de quantidades e de preços. Neste caso, a ANDE cederia à ENBPar determinados montantes de energia *afluente* a preços e/ou tarifas determinados pelo próprio Anexo C. Esta seria a energia de Itaipu importada pelo Brasil, que seria incorporada ao MRE e portanto ao mecanismo de reservatórios virtuais, cabendo à ENBPar responsabilizar-se por ofertar esta energia *fisicamente* no SIN e responsabilizar-se pelas eventuais diferenças entre os volumes comprometidos e os efetivamente importados. Neste caso, o mecanismo de oferta de preços “enxergaria” apenas a energia de Itaipu, que seria utilizada para atendimento ao SIN, cuja totalidade seria ofertada pela ENBPar.

### 3.4.4 Acordos de importação

Outra questão que precisaria ser pacificada é o tratamento a ser dado aos agentes importadores e exportadores de energia após a implementação do modelo de mercado baseado em ofertas. Atualmente, as principais portarias do MME vigentes que tratam do tema são a Portaria 339/2018 (que trata da atividade de importação) e a Portaria 418/2019 (que trata da atividade de exportação). Houve ainda múltiplas Consultas Públicas realizadas pelo Ministério sobre o tema, tais como a CP 84, CP 96, e CP 97. Embora existam questões políticas no que diz respeito à incorporação da importação e exportação ao mecanismo de despacho e formação de preços do setor elétrico, ao longo da presente seção utilizaremos o princípio técnico de que deveria haver uma integração plena entre as ofertas de importação e importação e o mercado de ofertas. Isto implicaria, portanto, em um regime de importação e exportação em que os agentes têm mais flexibilidade e assumem mais risco em comparação com o mecanismo atualmente vigente.

Por exemplo, nota-se que agentes importadores da Argentina e do Uruguai (segundo as regras estabelecidas na Portaria nº 339 do MME, de 2018) já são responsáveis por submeter informações de montantes disponíveis e preços de importação, que são utilizadas pelo ONS para ajustar o despacho do sistema de forma a minimizar custos. No novo mecanismo, estas ofertas submetidas pelos agentes importadores seriam tratadas da mesma forma que qualquer outra oferta submetida por agentes de mercado. Em particular:

- As ofertas de importação poderiam passar a ser incorporadas ao modelo de despacho e formação de preços (e, consequentemente, o encargo por importação poderia ser extinto, como discutido no Entregável 6 de Desenho Detalhado)
- A remuneração dos agentes importadores mudaria radicalmente: no lugar de serem remunerados de acordo com o preço de importação submetido, eles passariam a ser remunerados de acordo com o preço marginal do sistema – da mesma forma que qualquer outro agente capaz de submeter ofertas no sistema elétrico brasileiro.
- Da mesma forma, as ofertas dos agentes exportadores também estariam sujeitas ao despacho e à dupla liquidação, arcando com os ônus e bônus em função da diferença entre a importação medida *ex post* e os compromissos assumidos no mercado do dia seguinte.

- Finalmente, os agentes importadores possivelmente teriam que se adequar a novos requisitos burocráticos para participação do mercado de ofertas brasileiro: registro junto à CCEE e novos padrões de submissão de ofertas com regras que valeriam para todos os agentes do sistema.

Vale destacar que, caso haja acordos de importação ou exportação que não possam se adequar a estas novas condições por algum motivo, em princípio tais acordos não poderiam continuar após a implementação do mercado baseado em ofertas. No caso de acordos particularmente importantes, pode-se buscar soluções para adequar os termos do acordo ao novo mercado brasileiro, possivelmente com a introdução de um agente intermediador (como discutido na seção 3.1). Um exemplo de acordo internacional de importância com características particulares é o acordo de Itaipu, que foi objeto da seção 3.4.3.

### 3.5 Outros agentes geradores

Além dos agentes geradores que permanecem para todos os efeitos “blindados de risco” no mercado *spot* atual (conforme endereçado na seção 3.4), há ainda outros geradores que, embora não estejam totalmente livres de risco, possuem contratos que foram concebidos de forma muito ligada ao paradigma de despacho e formação de preço baseada em custos. É relevante investigar, consequentemente, (i) se os agentes de fato teriam os incentivos corretos para fazer ofertas condizentes com a melhor contribuição que poderiam prover ao sistema; e (ii) se os agentes não estariam sujeitos a algum tipo de *windfall profit* caso passassem a ter maior flexibilidade nas suas estratégias de oferta para o mercado de curto prazo sem nenhum tipo de contrapartida contratual.

#### 3.5.1 Térmicas com contrato

Nota-se que a maior parte das termelétricas operando no mercado brasileiro possuem contratos de comercialização de energia que dão a elas uma série de restrições para a forma como podem gerir o seu despacho ao longo do seu período de operação comercial. Em particular, uma termelétrica não pode facilmente ajustar o seu custo variável unitário, ou o seu parâmetro de inflexibilidade (geração mínima física) ao longo de todo o período de contrato. Estas restrições, embora façam parte das regras acordadas pelos próprios agentes termelétricos, vão contra a filosofia central de um mercado baseado em ofertas, em que um agente pode submeter novas curvas de preço diariamente (oferecendo um preço zero, ou mesmo negativo, para a parcela da sua geração que ele deseja declarar inflexível em determinado momento). A lógica de um mercado por ofertas é que aumentar a flexibilidade que as térmicas teriam para submeter ofertas (no lugar de seguir os contratos à risca) seria positiva para o sistema como um todo, já que permitiria uma gestão e realocação mais eficiente dos recursos. Entretanto, aumentar a flexibilidade das termelétricas (além dos parâmetros estabelecidos em contrato) sem exigir nenhum tipo de contrapartida por parte dos seus proprietários muito provavelmente implicaria em lucros incrementais inesperados (*windfall profit*) para estas termelétricas.

A título ilustrativo, tomemos o caso de um agente que declara para efeitos de leilão um custo variável unitário diferente do CVU real da usina – uma prática comumente denominada de “descasamento de CVU”. Esta é uma estratégia válida, que levará o agente ofertante fazer ajustes à sua Receita Fixa requerida ao mesmo tempo em que provocará um recálculo dos parâmetros que determinarão a competitividade desta oferta no leilão (tais como a garantia física e os parâmetros que são somados ao índice custo-benefício do gerador para efeito de comparação das ofertas). Se o gerador declarar um CVU mais baixo do que o seu CVU real, por exemplo, ele esperaria ter prejuízo a cada vez que a sua usina é

despachada, e portanto aumentaria a receita fixa requerida; ao passo que se o gerador declarar um CVU mais alto do que o seu CVU real ele espera ter uma perda de receita (custo de oportunidade) a cada vez que não é despachado embora o preço spot fosse maior do que o seu CVU. Nesses dois casos, nota-se que o descasamento de CVU implica em uma “fricção” que o agente precisou levar em conta no momento do leilão para o cálculo da sua receita fixa. Desta forma, caso o agente passe a ter mais flexibilidade para submeter ofertas (efetivamente eliminando as fricções associadas ao descasamento de CVU), ele teria um *windfall profit*.

Um segundo exemplo diz respeito à questão da inflexibilidade, que foi concebida no Brasil para que as térmicas pudessem cumprir os seus contratos de combustível com cláusulas de *take or pay* – já que os geradores teriam que pagar pelo combustível não utilizado caso as usinas fossem representadas com um CVU fixo baseado em custos e não fossem despachadas. Segundo o mecanismo contratual da maior parte dos contratos vigentes, os geradores são obrigados a entregar *fisicamente* o montante de inflexibilidade comprometido – caso contrário, eles podem estar sujeitos a penalidades severas associadas à penalidade por insuficiência de combustível. Embora alguns contratos de termelétricas já contemplem mecanismos para que os agentes declarem uma geração mínima mais alta que o seu nível de inflexibilidade contratual (arcando com os custos correspondentes no mercado *spot*), *reduzir* a inflexibilidade contratual (e portanto, particularmente, os limites físicos de entrega de energia) pode ser algo mais complexo. Nota-se ainda que geradores termelétricos podem ser capazes de negociar maior flexibilidade nos seus contratos *take or pay* de combustível – potencialmente como uma contrapartida de uma renegociação do preço de combustível em si (flexibilidade permitida pelo mercado por ofertas), o que mais uma vez abriria espaço para *windfall profit* caso os compromissos físicos de entrega de geração termelétrica assumidos em contrato fossem flexibilizados.

Em resumo, apesar dos potenciais benefícios econômicos de se aumentar a flexibilidade de oferta dos proprietários de termelétricas do mercado, a preocupação com a possível ocorrência de *windfall profit* exige um tratamento mais cuidadoso. A forma mais “natural” de lidar com este desafio seria tratar todos os contratos vigentes à risca, seguindo os termos sob os quais foram firmados – o que implicaria em não conceder nenhuma flexibilidade adicional de oferta aos proprietários de termelétricas. Esta prática eliminaria o risco de *windfall profit*, mas também limita novas oportunidades para uma negociação mais eficiente e dinâmica entre as termelétricas e o mercado de combustível – que em um mecanismo de ofertas mais flexível poderia incorporar efeitos como a movimentação do gás natural na rede de gasodutos, excedentes de safra no caso da biomassa, e outros efeitos de disponibilidade eventual. Uma segunda possibilidade seria conceder aos agentes termelétricos a flexibilidade para fazer ofertas sem nenhuma contrapartida, sob a justificativa de que o custo social de se conceder eventual *windfall profit* aos agentes termelétricos seria inferior aos ganhos de eficiência decorrentes da implementação do mecanismo baseado em ofertas.

Uma terceira possibilidade seria negociar com os agentes termelétricos um acordo que permitisse repartir os potenciais ganhos de uma operação mais flexível entre as termelétricas e os consumidores regulados (contrapartes compradoras desses contratos com montantes de inflexibilidade). Por exemplo, pode-se acordar que a térmica mantém a “parcela fixa” da sua remuneração (i.e. associada ao montante de inflexibilidade) em momentos em que ela esteja operando *fisicamente* com esta geração mínima, conforme avaliado de forma agregada ao longo de um período mais extenso (de um mês a um ano). Por

outro lado, caso a térmica gere um montante total de energia abaixo da sua inflexibilidade, a mesma deve receber apenas uma *fração* da remuneração fixa acordada em contrato. Desde que esta fração seja maior do que zero, o gerador mantém algum incentivo para “flexibilizar” a operação da sua usina (e desde que ela seja menor do que um, o consumidor captura ao menos parte do benefício financeiro). Em contrapartida, as termelétricas não estariam mais sujeitas às penalidades das cláusulas de penalidade por indisponibilidade de combustível, que são as principais responsáveis por atrelar a operação física do gerador aos seus compromissos contratuais no modelo vigente.

A factibilidade de um acordo deste tipo deve ser avaliada em diferentes dimensões – em particular, é importante não subestimar a complexidade de firmar aditivos a um número significativo de CCEAR. Entretanto, a interação entre a maior flexibilidade “inerente” a um mecanismo baseado em ofertas e as cláusulas contratuais de contratos vigentes pode ter que ser avaliada.

### 3.5.2 Térmicas com despacho antecipado

Vale destacar ainda no contexto das termelétricas com contrato as térmicas a GNL que possuem direito ao chamado “despacho antecipado”. Embora a linha de raciocínio para estes agentes seja bastante similar à maior parte das termelétricas (discutidas na seção 3.5.1), vale destacar que elas possuem acesso a um tipo de alocação único segundo a regra atual, e que teria que ser mantido após a transição para um mecanismo baseado em ofertas.

Como destacado na seção 3.1, o agente responsável pelas estratégias de oferta destas térmicas com despacho antecipado poderia ser o próprio agente (alternativa 1), um agente intermediador (alternativa 2), ou o agente operador (alternativa 3). Entretanto, em linha com a filosofia base de um mecanismo baseado em ofertas, seria de se esperar que este agente (qualquer que fosse) tivesse a responsabilidade (recebendo, inclusive, ônus ou bônus financeiros associados) por quaisquer ajustes nos compromissos assumidos com relação ao despacho destas térmicas no intervalo entre o compromisso inicial (com a antecedência necessária e estabelecida em contrato para garantir o suprimento de GNL) e a produção em tempo real. Devido à ampla flexibilidade que o agente teria para realizar negociações físicas e financeiras neste período, estima-se que as novas oportunidades que viriam com a introdução de uma liberdade maior seriam potencialmente bastante elevadas, o que forçaria uma negociação com estes agentes para compartilhar o nível de *windfall profit* esperado com os consumidores.

Caso não seja possível esta negociação, seria possível manter a estrutura atual na qual o operador é inteiramente responsável pelas decisões (alternativa 3), sem a possibilidade de nenhum ajuste entre o momento da decisão de despacho e a operação termelétrica em tempo real.

### 3.5.3 Geradores renováveis com contrato proporcional à geração

Como discutido no Entregável 6, em princípio é condizente com a filosofia de um desenho de mercado baseado em ofertas que geradores renováveis possam fazer ofertas como qualquer outro agente de mercado – já que esta prática permite em princípio uma melhoria na qualidade das previsões renováveis, devido aos incentivos imprimidos a estes agentes. Por outro lado, a depender das características contratuais assumidas pelos geradores, esta lógica pode não ser válida.

Destacam-se em particular os contratos nos quais a quantidade comprometida em contrato é associada à geração efetiva da planta – entre eles contratos de reserva e contratos por disponibilidade para geradores renováveis. Com a inserção do mecanismo de liquidações múltiplas, o ideal seria que a

responsabilidade pelas liquidações de mercado entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço fosse o próprio agente gerador – já que esta alocação daria ao gerador os incentivos necessários para melhorar a qualidade das previsões no mercado do dia seguinte. Entretanto, seria necessário averiguar se a linguagem contratual dos contratos vigentes viabilizaria uma alocação como esta; bem como as consequências das ofertas do gerador no mercado do dia seguinte sobre as quantidades comprometidas em contrato.

Em último caso, caso não seja possível chegar a um acordo ou caso não seja possível fazer a alocação nos termos recomendados, seria necessário limitar a flexibilidade que estes agentes poderiam ter para submeter ofertas no mercado do dia seguinte – ainda que isso implique em uma menor qualidade das previsões.

### **3.6 Mecanismo de seleção de agentes para alocação de riscos**

Como visto, adaptar certas estruturas do mercado brasileiro ao modelo de formação de preços por ofertas, tais como o regime de cotas ou de repactuação de risco hidrológico, exige alocar o risco de gestão de ofertas a algum agente. Antes de selecionar este agente, é importante estimar o tamanho do passivo e do ativo que este agente adquiriria. Por exemplo, se um agente intermediador fica responsável por realizar ofertas em nome de uma hidrelétrica repactuada, ele obtém como ativo créditos de reservatório virtual – que lhe rendem receitas pela compra e venda no mercado de reservatórios virtuais – mas também um passivo para com o proprietário da usina.

O agente responsável por realizar as ofertas pode ser escolhido, como já visto, através de dois caminhos:

1. Negociação direta com o agente blindado de risco (alternativa 1 da seção 3.1); ou
2. Mecanismo de leilão (alternativa 2 da seção 3.1).

Em alguns casos, existe um agente que naturalmente seria o mais indicado para assumir o passivo – mas que, pelas estruturas atuais do mercado brasileiro, estaria blindado de risco e, portanto, não teria incentivos a submeter ofertas economicamente eficientes caso lhe fosse atribuído esse passivo. Por exemplo, no caso de hidrelétricas sob regime de repactuação de risco hidrológico, este seria o próprio proprietário da usina. Neste caso, é possível negociar diretamente com o agente e verificar se ele aceita assumir os ativos e passivos (e os riscos associados à gestão dos mesmos), com o contrato de venda de energia ao preço previamente estimado. No entanto, esta opção depende da aceitação do agente e pode envolver longas negociações, que não irão resultar necessariamente no melhor acordo do ponto de vista social.

Uma alternativa seria realizar um leilão, aberto à participação do maior número de agentes possível – de modo a atrair maior competição e reduzir os custos finais para o consumidor. Neste caso, cada participante declararia o menor preço o qual está disposto a receber no contrato e a melhor oferta seria selecionada. Não é descartada a opção de que o agente que antes estava “blindado de risco” tenha algum tratamento particular no leilão – ou mesmo uma obrigação de participar do mesmo. Entretanto, é importante que a “vantagem” que este agente receberia não seja demasiada: caso contrário, há o risco de que outros agentes percam o interesse no leilão, reduzindo assim a competição. Por este motivo, quando o agente “blindado de risco” possui uma vantagem muito grande (por exemplo, acesso à informação), é desejável buscar meios de contornar estes problemas antes da realização do leilão (ou, alternativamente, utilizar o caminho de negociação direta).

Vale destacar que, para que seja possível realizar um leilão e comparar ofertas dos agentes, é necessário estabelecer exatamente o que estaria sendo leiloado para poder atribuir um “preço” a esta responsabilidade. Em um leilão competitivo, o produto seria vendido a um preço que “zeraria” o valor presente do fluxo de caixa do agente vencedor do leilão. Desta forma, quanto maior o fluxo de caixa associado aos ativos e passivos “atrelados” ao produto leiloado, menor o preço que o agente estaria disposto a pagar pelo ativo efetivamente leiloado. Tomemos como exemplo o caso da seção 3.4.2, e vamos admitir que o produto leiloado é o “contrato (a quantidade fixa) firmado com a distribuidora”. Visto que atrelado a esta venda de contrato o agente participante receberia o direito de comercializar créditos de reservatório virtual no mercado, os ofertantes podem ter um incentivo a vender um contrato bastante competitivo, contando com fluxos de caixa adicionais que ele poderia obter, por exemplo, vendendo eventuais excedentes de produção no mercado livre. Em situações mais extremas, o preço pode até mesmo ser negativo (indicando que o vendedor *pagaria* à distribuidora pelo privilégio de entregar energia), caso as oportunidades de comercialização de excedentes sejam grandes o suficiente.

O mais comum, entretanto, não é que os preços sejam negativos, mas sim que exista alguma *diferença* (positiva ou negativa) em relação ao *status quo*. Por exemplo, digamos que atualmente um gerador possui um contrato com o seu risco hidrológico repactuado com o valor de 150 R\$/MWh. Com a realização de um leilão, é possível avaliar se, do ponto de vista do mercado, este contrato na verdade poderia ser vendido a um preço mais competitivo de apenas 120 R\$/MWh (o que gera um *excedente* que pode reduzir a tarifa do consumidor final), ou ao contrário, se para incentivar os agentes a tomarem mais risco seria necessário aumentar o preço para 160 R\$/MWh (o que implicaria em um *custo* adicional que precisaria ser repassado aos usuários do sistema elétrico). Evidentemente, há contrapartidas além do custo: ainda que o contrato resulte em um custo adicional repassado via encargo, haveria o benefício do ponto de vista do consumidor de não estar mais exposto ao risco hidrológico (ou seja, constitui efetivamente uma remuneração pela transferência do risco). Adicionalmente, e talvez ainda mais importante, a segurança de que este risco hidrológico foi alocado ao agente com melhor capacidade de gerenciá-lo e de contribuir (por meio das suas estratégias de oferta) na direção de um uso mais eficiente dos recursos hídricos do sistema na operação.

Evidentemente, há outros arranjos possíveis. Ao invés de estabelecer um contrato de venda de energia entre o agente “blindado de risco” (ou o agente intermediador) e a distribuidora, seria possível, por exemplo, substituí-lo por um pagamento fixo que este receberia, em R\$/ano. Neste caso, este agente ficaria responsável por realizar ofertas de compra e venda de reservatório virtual no mercado, mas sem a obrigação de entregar um montante de energia fixo para a distribuidora. Ao invés disso, ele receberia um pagamento fixo (não vinculado a entrega de energia), com alguma periodicidade (podendo ser, por exemplo, mensal ou anual), e que seria repassado ao consumidor via encargo; e teria a flexibilidade de vender a energia como bem entendesse (no mercado spot, em contratos bilaterais no mercado livre, em leilões para o mercado regulado, e outros). Se houver leilão para selecionar o agente intermediador responsável, o valor desse pagamento fixo seria um resultado direto: o participante que solicitar o menor valor para esse pagamento, ganha o processo licitatório e adquire os créditos de reservatório virtual. Caso contrário, se for buscado um acordo mediante negociação direta com o agente “blindado de risco”, o pagamento fixo seria estabelecido seguindo o mesmo princípio que seria utilizado para determinação do preço de contrato com a distribuidora: deve ser equivalente ao valor presente líquido do fluxo de caixa estimado para o agente, ao obter o direito de realização de ofertas. Novamente, destaca-se a possibilidade, se este fluxo de caixa for positivo, de que o agente esteja disposto a pagar um montante

pelo direito de realização de ofertas. Ou seja, é possível que, ao invés de o consumidor pagar ao agente “blindado de risco” (ou ao intermediador) via encargo, haja uma reversão deste fluxo financeiro, com um valor fixo sendo pago por este agente, a ser utilizado para redução da tarifa final (analogamente a um pagamento pelo “Uso do Bem Público”).

O mecanismo de leilão possui diversas vantagens. Por trazer maior competição, pode reduzir significativamente o preço a ser pago em contrato pelo consumidor final, potencialmente ainda mais do que as estimativas iniciais do regulador – e ainda mais do que o que seria alcançado por meio de negociação direta com o “agente blindado de risco”. Assim, acaba sendo a forma mais transparente de transferir a responsabilidade de realização de ofertas. Por outro lado, seria necessário garantir que este mecanismo selecionasse um agente com capacidade financeira suficiente para de fato assumir estes passivos e dar segurança ao sistema.



## 4 ACORDO COM PARTICIPANTES DO MRE

Este capítulo trata da integração do MRE ao mecanismo de oferta de preços. Suas seções tratam, pela ordem, dos princípios que deverão reger esta integração; dos riscos e oportunidades que a integração trará aos participantes do MRE; de questões específicas associadas à integração; e da implementação dos mecanismos de integração.

### 4.1 Princípios

Esta seção trata dos princípios que regerão a integração dos participantes do MRE ao mecanismo de ofertas de preços. Ela é composta por subseções que apresentam, sucessivamente, a formulações atual do MRE, a formulação proposta para o MRE; o princípio de que a adesão dos atuais participantes do MRE às novas regras terá caráter completamente voluntário; e a forma como se dará convivência entre usinas sob regime atual e usinas sob o regime futuro durante o período de transição.

#### 4.1.1 Formulação atual

Esta subseção descreve brevemente a formulação atual do MRE, com o objetivo de indicar as questões que deverão ser resolvidas para implementar a determinação dos preços por ofertas dos agentes.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico que engloba a maioria esmagadora das usinas hidroelétricas. A formulação atual do MRE consiste na repartição da produção total das usinas participantes do mecanismo em proporção às respectivas garantias físicas. Nesta formulação cabe ao ONS decidir tanto a produção total das usinas em cada subsistema como a produção individual de cada usina em cada instante.

Esta formulação vigente, que doravante chamaremos “MRE Atual”, está completamente adaptada ao atual paradigma baseado em custos para o despacho e determinação dos preços da energia no Mercado de Curto Prazo. Efetivamente, cabe ao ONS calcular o valor da água em cada reservatório, e desta forma determinar sua posição na ordem de mérito para o despacho. Este valor da água é calculado por um conjunto de programas computacionais com base em parâmetros e procedimentos que são objeto de regulamentação específica. Os valores do PLD são calculados pela CCEE utilizando o mesmo conjunto de programas computacionais, e também com parâmetros e procedimentos regulados (em geral idênticos àqueles utilizados pelo ONS). O despacho em si pode incluir determinações emanadas do CMSE, que a rigor mudam a posição das usinas hidroelétricas na ordem de mérito, porém de forma implícita, sem que isso seja explicitado nos preços.

Neste contexto, o MRE Atual tem como base, em cada período, a geração total das usinas participantes do mecanismo. Esta geração total é redistribuída entre as usinas para efeitos do Mercado de Curto Prazo. Esta redistribuição é realizada em proporção às respectivas “Cotas de MRE”, que são associadas às garantias físicas das usinas. Não cabe discutir aqui os vários detalhes do funcionamento do mecanismo, porém há quatro pontos que merecem atenção por sua relevância:

- Remuneração da geração física

Existem custos associados à geração física, que incluem a CFURH (Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos, que a rigor é um imposto pago sobre o volume de geração hidroelétrica) e custos de operação e manutenção decorrentes da própria geração física.

O MRE Atual possui um mecanismo que faz com que as usinas que geram menos energia do que o montante que lhes é alocado pelo MRE paguem às usinas que produzam mais energia um valor padronizado, calculado anualmente pela ANEEL, que compense o custo estimado de geração de energia. O valor é a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), em R\$/MWh, idêntico para todas as usinas hidroelétricas com exceção de Itaipu, para a qual existe um valor específico denominado TEO<sub>Itaipu</sub>.

- Alocação entre submercados

A produção de energia dos participantes do MRE em cada submercado tem uma distribuição diferente daquela correspondente às Cotas do MRE. Como o MRE Atual é um mecanismo de âmbito nacional, isto implica na necessidade de alocar a determinadas usinas geração em submercados distintos daqueles nos quais elas estão localizadas.

Estas alocações em submercados distintos expõem as usinas às diferenças de preços entre submercados, e, no caso do MRE Atual, esta questão é em grande parte resolvida através da prioridade que o MRE tem na alocação do excedente financeiro da transmissão (ver subseção 4.3.1).

Este relatório apresenta propostas tanto para a alocação da energia entre submercados (subseção 4.3.2) como para a alocação do excedente financeiro da transmissão (subseção 4.3.1).

- Alocação e garantia física

Mencionamos acima que no MRE Atual as Cotas do MRE são as garantias físicas das usinas, eventualmente abatidas de um fator que leva em conta a indisponibilidade que exceda o respectivo valor de referência. Na prática, o processo de alocação envolve diversos detalhes, como por exemplo a sazonalidade das garantias físicas.

Este relatório trata as Cotas do MRE de forma genérica, permitindo que elas sejam tanto análogas às cotas atuais (ou seja, proporcionais às garantias físicas das usinas com eventual abatimento de indisponibilidades consideradas excessivas) como calculadas de outra forma.

- Modulação da energia alocada

No MRE Atual a modulação da energia alocada é idêntica para todas as usinas participantes. Isto desestimula as usinas a buscarem produzir mais energia nas horas em que o sistema necessita.

A adaptação do MRE à oferta de preços permitirá introduzir estímulos à disponibilização das unidades geradoras nos momentos em que elas são mais necessárias, e também à maior eficiência das próprias usinas participantes. Este ponto é discutido em detalhes no Entregável 3 deste projeto (Desenho Conceitual).

#### 4.1.2 Formulação proposta

Esta subseção reapresenta brevemente a proposta de adaptação do MRE à definição dos preços por ofertas dos agentes, com foco nos pontos relevantes para a discussão subsequente. A proposta é apresentada de forma detalhada no Entregável 3 deste projeto (Desenho Conceitual).

A proposta preserva o MRE enquanto mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico. No entanto, este compartilhamento passará a ser realizado em nível de energia afluyente ao sistema, e não em nível de produção de energia, como ocorre no MRE Atual. Com isso, cada agente participante do MRE passará a ter direito a uma fração predeterminada da energia afluyente ao sistema, e caberá ao próprio agente determinar o preço pelo qual esta energia deverá ser ofertada para geração. A energia afluyente que não for gerada será armazenada em contas individuais dos agentes, e poderá ser ofertada em períodos subsequentes.

Chamamos este mecanismo de “MRE Novo”, em contraste ao MRE Atual.

Um elemento essencial do MRE Novo são os reservatórios virtuais. Haverá um reservatório virtual em cada submercado, cuja energia armazenada corresponderá sempre à energia armazenada nos reservatórios físicos deste submercado. Os diversos agentes possuirão saldos de energia nesses reservatórios virtuais, e a totalidade desses saldos individuais de energia será sempre igual à energia armazenada em cada reservatório virtual. Com isso, os agentes poderão ofertar periodicamente os respectivos saldos de energia aos preços que desejarem, e essas ofertas serão ou não aceitas pelo Operador do Sistema de acordo com a respectiva ordem de mérito.

Uma questão ainda a ser determinada no MRE Novo é a da alocação da geração hidroelétrica às diversas usinas em cada momento. A aceitação da oferta associada a reservatórios virtuais, além da energia correspondente às usinas a fio d’água e às vazões mínimas, já estabelecem limites físicos para a geração em diversas usinas, porém não são suficientes para determinar completamente a operação do sistema hidroelétrico, ou seja, a definição do volume de energia que cada usina deve gerar em cada momento, e tampouco estimulam as usinas a estarem disponíveis de forma a maximizar o valor econômico da energia produzida. A formulação proposta para o MRE Novo atribui a decisão de despacho individualizado das usinas hidroelétricas ao ONS, com base em parâmetros e limites que incorporam, além das restrições externas relativas aos usos múltiplos da água, valores informados pelos próprios geradores, dentro de um mecanismo de estímulo à eficiência individual.

As mesmas quatro questões levantadas na subseção 4.1.1 (remuneração da geração física; alocação entre submercados; definição dos volumes alocados; e modulação da energia alocada) subsistem no MRE Novo, uma vez que são decorrentes do compartilhamento do recurso hídrico, e, portanto, intrínsecas ao MRE. O tratamento dessas questões no MRE Novo é discutido nos Entregáveis 3 e 6 deste projeto (respectivamente, Desenho Conceitual e Desenho Detalhado).

#### **4.1.3 Transição voluntária**

Um princípio básico para a implementação do MRE Novo é o de que ele será absolutamente voluntário para os atuais participantes do MRE. Isto garante que os direitos e deveres decorrentes das atuais outorgas serão respeitados de forma absoluta.

Por outro lado, as usinas hidroelétricas que sejam objeto de novas outorgas serão obrigatoriamente enquadradas no MRE Novo. O mesmo ocorrerá no caso da renovação de outorgas existentes.

O fato de que a adesão dos agentes existentes ao MRE Novo será estritamente voluntária resulta na necessidade de convívio entre dois regimes (ou, mais precisamente, três): tem-se o MRE Atual, que continuará a funcionar para os agentes existentes que não queiram aderir ao MRE Novo, e o MRE Novo, do qual participarão todos os agentes novos participantes do MRE, ou seja, detentores de novas outorgas

ou de outorgas que tenham sido renovadas, além de outros eventuais ofertantes de energia armazenada em reservatórios virtuais. Observe-se que um determinado agente poderá, eventualmente, atuar tanto no MRE Atual como no MRE Novo, bastando para isso que tenha outorgas de usinas nos dois mecanismos. No entanto, a forma proposta para a convivência entre o MRE Atual e o MRE Novo, apresentada na próxima seção, evitará qualquer tipo de arbitragem entre os dois mecanismos.

A esses dois mecanismos somam-se as usinas fora do MRE, que seriam, em termos regulatórios, exatamente as mesmas que hoje estão fora do MRE, ou seja, usinas não despacháveis, e deverão operar exatamente da mesma forma que operam atualmente. Segundo o desenho de mecanismo proposto, as usinas atualmente fora do MRE simplesmente *ganhariam* a flexibilidade de fazer ofertas de mercado, de modo que não se espera grande resistência na transição destes geradores de uma situação em que atuam no mercado baseado em custos para uma atuação em um mercado baseado em ofertas.

Esta convivência entre o MRE Novo e o MRE Atual deve persistir durante um longo período. A rigor, ela poderá continuar até a extinção da última outorga existente no momento da implantação do mecanismo de preços por oferta, ou seja, possivelmente ao longo de décadas. Mesmo assim, a partir da implementação da determinação dos preços por ofertas dos agentes, o MRE Atual deve ser encarado como um mecanismo em extinção, sem possibilidade de novas adesões.

Outra implicação da voluntariedade da transição é a desnecessidade de que o Novo MRE preserve escrupulosamente todos os direitos associados ao MRE Atual. Efetivamente, o Novo MRE será composto apenas por novas outorgas (cujos direitos não necessitam ser os mesmos do MRE atual) e por usinas que terão aderido a ele voluntariamente (e que, portanto, terão aberto mão de eventuais direitos que não sejam preservados).

Uma motivação para que a transição para o novo mecanismo baseado em ofertas se dê de forma voluntária é evitar qualquer risco de judicialização – eventualmente, um participante do MRE atual poderia buscar uma liminar com o argumento de que antes tinham acesso a um mecanismo mais atraente que lhes teria sido retirado à revelia. O argumento de que algum direito essencial foi retirado de algum agente sem o seu consentimento pode levar a contestações judiciais (especialmente levando em conta os vultosos montantes financeiros envolvidos), o que corre o risco de paralisar o setor com sucessivas liminares (nem sempre com justificativas sólidas). A manutenção da possibilidade de permanência em um mecanismo mais em linha com o MRE Atual enfraquece esse tipo de argumento, aumentando as chances de sucesso na implementação do novo mecanismo.

#### **4.1.4 Convivência na transição**

Como detalhado anteriormente, durante o período que denominamos transição existirão usinas hidroelétricas operando sob três regimes distintos: MRE Atual, MRE Novo e fora do MRE; e deve ser regulamentado um mecanismo que permita a convivência desses agentes.

Em linha com o apresentado no Capítulo 2, há uma expectativa de que o MRE Novo possa ser interpretado como uma “evolução” do mecanismo de mitigação do risco hidrológico previsto na Lei 10.848 – o que, aliado à expectativa de que o “MRE Atual” passe a ser visto como um mecanismo em extinção, faz concluir que a convivência deverá ocorrer no quadro regulatório do MRE Novo.

Consequentemente, ainda que façamos referência ao “MRE Atual” como um mecanismo convivendo com o “MRE Novo” ao longo deste texto, talvez o mais adequado seja descrever o procedimento em termos jurídico-regulatórios como sendo constituído de duas etapas:

- Na primeira etapa, o mecanismo atualmente conhecido como “MRE” passaria a operar com base na energia afluente (e não mais com base na energia produzida), convertendo-se, portanto, no MRE Novo. Nota-se que para isto seriam necessárias as mudanças legais e regulatórias endereçadas no capítulo 2.
- Na mesma ocasião, oferece-se aos participantes do MRE a opção de aderir (até uma data limite pré-definida) a um “mecanismo legado alternativo” que representaria, para todos os efeitos, o MRE Atual. Este mecanismo visaria manter máxima aderência ao MRE Atual (conforme apresentado na seção 4.1.1), mas passaria a ser a “opção alternativa” à permanência dos agentes no MRE (que passaria a ser interpretado com as características do MRE Novo).

Evidentemente, as características do “mecanismo legado alternativo” também precisariam ser estabelecidas por vias infralegais. Entretanto, como indicado na seção 4.1.3, a voluntariedade da adesão ao novo mecanismo minimiza os riscos de judicialização por agentes que se sintam lesados com a implementação do novo mecanismo.

De forma sumária, propomos que o MRE Atual (ou “mecanismo legado alternativo”) funcione dentro do quadro regulatório do estabelecimento de preços por oferta, e seus agentes tendo ofertas de preço e quantidade efetuadas pelo ONS ou por alguma outra entidade designada para este fim (conforme as opções 3 e 2 detalhadas na seção 3.1, respectivamente). Desta forma, os agentes que escolherem permanecer na regra do MRE Atual serão totalmente tomadores de preço na tomada de decisão da geração do parque hidrelétrico, embora ainda tenham direito a uma parcela desta energia conforme as regras do MRE Atual. Ao longo do restante deste capítulo, referenciaremos um “agente intermediador” (opção 2 da seção 3.1), que assume as responsabilidades de fazer ofertas no lugar do agente que escolhe permanecer no MRE Atual (que poderia ser selecionado seguindo os passos detalhados na seção 3.6). Existe ainda a possibilidade de que nenhum agente privado demonstre interesse neste papel de agente intermediador, o que muito provavelmente obrigaria o ONS a assumir este papel (correspondendo à alternativa 3 colocada na seção 3.1). Embora esta solução seja considerada menos robusta, já que o ONS tem menos incentivos para atuar estrategicamente no mercado e os agentes podem ter incentivos a explorar eventuais vieses na estratégia de oferta do ONS, não haveria grandes dificuldades técnicas para que o ONS atuasse desta forma.

Consequentemente, as usinas que permaneçam no MRE Atual (ou, novamente, as usinas que optarem pelo “mecanismo legado alternativo”) atuarão no MRE Novo via agente intermediador como se fossem uma empresa virtual. Este agente intermediador possuirá saldos de energia nos vários reservatórios virtuais, e terá direito às parcelas de energia que caberiam ao conjunto de usinas que ainda estarão sob a égide do MRE Atual. Também é responsabilidade do agente intermediador realizar as ofertas de preço e quantidade desta empresa virtual. O agente intermediador é responsável por realizar todas as liquidações de mercado associadas ao MRE Novo (conforme apresentado no Entregável 3, Desenho Conceitual), e adicionalmente é responsável por remunerar o agente que escolheu permanecer no mecanismo do MRE Atual em um montante correspondente ao preço *spot* multiplicado pela quantidade que caberia a este agente de acordo com as regras atuais – ou seja, dependente da produção total das

usinas participantes do MRE (Atual ou Novo), distribuída em proporção às respectivas garantias físicas, com todos os demais mecanismos que correspondem aos regulamentos vigentes do MRE.

Esta implementação implica na definição de alguns detalhes, dentre os quais:

- Dupla liquidação

A rigor, a dupla liquidação não é um mecanismo exclusivo da definição de preços por oferta dos agentes: ela pode perfeitamente ser implementada sob qualquer regime de preços. Ela é necessária para proporcionar uma maior transparência às declarações dos agentes, sejam elas de preços, sejam de inflexibilidade. Sendo assim, sugerimos que ela exista também para os agentes que optem por permanecer no MRE Atual. Entretanto, visto que não existe uma forma de se definir a quantidade ofertada no mercado *day-ahead* sob as regras do MRE Atual, propõe-se que esta quantidade seja definida de modo a favorecer o agente intermediador.

- Blindagem

Da mesma forma que os agentes que permaneçam no MRE Atual não devem “perceber” a mudança nas regras, os agentes que façam parte do MRE Novo e os demais participantes do mercado não devem perceber a existência do MRE Atual. Para tanto, as regras devem ser claras, tratando o conjunto de agentes que permaneça no MRE Atual como se estivessem interagindo com o Mercado de Curto Prazo de forma idêntica a qualquer outra empresa. Além disso, deve haver um conjunto de regras completamente separado para o MRE Atual.

- Caráter financeiro do MRE Atual

As regras de repartição dos direitos dos participantes do MRE Atual dentro do MRE Novo serão necessariamente de natureza puramente financeira. Efetivamente, a operação do sistema e as regras do mercado determinarão as receitas e despesas de cada usinas em cada liquidação do Mercado de Curto Prazo. A regra de repartição do MRE Atual se aplicará necessariamente à receita ou despesa total do conjunto de usinas participantes em cada liquidação.

- Excedente financeiro da transmissão

Na subseção 4.3.1 discutimos o tratamento que deverá ser dado aos direitos que os atuais participantes do MRE têm sobre os excedentes financeiros associados à transmissão. Por uma questão de simplicidade e isonomia, propomos que as usinas que optem por permanecer no MRE Atual tenham seus direitos determinados precisamente da forma proposta naquela subseção, e que os resultados desses direitos referentes ao conjunto de usinas que permaneçam no MRE Atual sejam repartidos entre essas usinas de forma idêntica à que ocorre atualmente.

Vale destacar ainda que o tratamento de agentes cotistas, agentes com contratos de repactuação do risco hidrológico, e da usina de Itaipu foram temas discutidos no capítulo 3 (respectivamente nas seções 3.4.1, 3.4.2, e 3.4.3). Embora estes agentes também sejam participantes do MRE, eles não estariam sujeitos aos mesmos incentivos que os agentes hidrelétricos que, além de participarem do MRE, estão sujeitos ao risco de preço *spot* e buscam a maximização de lucro. A determinação pela alternativa de permanecer no MRE Atual ou migrar para o MRE Novo nos termos discutidos ao longo deste capítulo 4 deve ser estendida apenas a agentes hidrelétricos deste segundo grupo, com um tratamento particular sendo dado aos agentes do primeiro grupo.

## **4.2 Riscos e oportunidades**

Esta seção trata dos riscos e oportunidades que o MRE Novo trará para os agentes que dele participem.

### **4.2.1 Novas oportunidades para os agentes**

O MRE Novo permitirá que os agentes hidroelétricos gerenciem seu estoque de energia de acordo com suas percepções de riscos e oportunidades no sistema.

Esta possibilidade de gerenciar o risco tem algumas consequências importantes. A primeira delas é que não existirá mais a possibilidade de que participantes do MRE Novo sejam “arrastados” pelo Operador do Sistema a níveis de armazenamento que eles considerem imprudentes ou perigosos, uma vez que eles sempre terão a opção de manter níveis mais altos de energia armazenados nos reservatórios virtuais (e devidamente reservada com exclusividade a eles). Isto lhes dará tranquilidade para assumir compromissos contratuais sem maiores preocupações com relação a possíveis eventos hidrológicos adversos e outros eventos que possam afetar o equilíbrio entre oferta e demanda, como atrasos na entrada em operação comercial de novos empreendimentos ou indisponibilidade prolongada. Os benefícios de uma visão mais realista a respeito da evolução da oferta e da demanda não são apenas do sistema, mas também dos agentes, que, ao impor uma visão presumivelmente mais realista da evolução da oferta e da demanda na operação do sistema, acabarão por antecipar-se a possíveis situações de desconforto e perigo, evitando as instabilidades delas decorrentes e proporcionando um ambiente mais estável, que beneficia todos os agentes.

Além disso, uma decorrência natural do MRE Novo é a possibilidade de que seus participantes utilizem seus estoques de energia como um ativo, coisa que não pode ser feita no MRE Atual em função do fato de que os seus participantes não têm controle sobre quando, como e a que preço “sua” energia armazenada será desestocada. Com o MRE Novo, qualquer agente detentor de saldos de energia nos reservatórios virtuais poderá vender esta energia, ou mesmo utilizá-la como garantia para financiamentos.

Outro tipo de oportunidade é a possibilidade de que participantes individuais do MRE Novo obtenham receitas adicionais a partir dos mecanismos de incentivo à eficiência individual e à disponibilização de capacidade nos períodos em que o preço *spot* atinge valores mais altos, dentro dos mecanismos já comentados na seção 4.1.2. Esses mecanismos são benéficos para o sistema, por incentivarem diretamente o melhor aproveitamento do recurso hídrico, e, evidentemente, para os geradores, que poderão obter receitas adicionais sem necessitar de passar por processos demorados e frequentemente controversos de revisão de suas cotas de MRE.

### **4.2.2 Novos riscos para os agentes**

Os agentes hidroelétricos que aderirem ao MRE Novo estarão assumindo individualmente o risco de que seus estoques de energia sejam insuficientes para que cumpram seus compromissos contratuais. A principal mudança em relação à situação atual é que enquanto hoje as situações desfavoráveis de armazenamento atingem simultaneamente e uniformemente todos os participantes do MRE, com o MRE Novo elas afetarão os participantes de formas diferentes e em tempos diferentes, sendo seus efeitos mais profundos para os agentes que tenham assumido maiores riscos.



Da mesma forma, eles poderão perder receitas associadas ao despacho físico de suas usinas em caso de indisponibilidade das mesmas.

A implementação do MRE Novo fará com que os agentes hidroelétricos assumam de forma mais transparente os riscos associados a novas restrições ambientais que limitem a capacidade de armazenamento dos reservatórios, ou de variação nesse armazenamento (vazões mínimas e máximas). Esses riscos já existem hoje (ou seja, não se trata, a rigor, de novos riscos), porém eles são percebidos pelos agentes apenas de forma indireta (maior frequência de situações com GSF baixo).

### **4.3 Cuidados para a implementação do novo mecanismo**

Esta seção apresenta algumas questões relevantes para o funcionamento do MRE Novo, que deverão ser tratadas para sua implementação. Cada subseção discute uma dessas questões, que são: a alocação dos direitos financeiros relativos ao chamado excedente da transmissão; a alocação das energias afluentes a cada submercado no MRE Novo; a modelagem dos reservatórios virtuais e mudanças de configuração; e o controle da operação hídrica.

#### **4.3.1 Direitos financeiros sobre o excedente da transmissão**

As diferenças entre os preços do mercado de curto prazo nos diferentes submercados constituem, em geral, um risco para os agentes que tenham compromissos de venda de energia em locais determinados. Por outro lado, elas produzem um excedente financeiro. Vários sistemas alocam este excedente através de um processo competitivo, no qual os direitos aos excedentes (abreviados DFT, ou Direitos Financeiros sobre a Transmissão) são adquiridos por alguns agentes que acabam proporcionando uma renda estável que pode ser usada, por exemplo, para reduzir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão.

Atualmente no Brasil o excedente financeiro é alocado preferencialmente a determinados tipos de agentes, com prioridade aos participantes do MRE.

Entendemos que esta priorização deve ser respeitada, pelo menos para os direitos relativos às interconexões existentes, e para as usinas com outorga vigente, e até o término dessas outorgas. No entanto, a alocação por prioridade com base no MRE vigente teria dois efeitos nocivos: (i) ela continuaria impedindo que agentes fora do MRE pudessem ter acesso a esses direitos; e (ii) elas tirariam do mercado um importante mecanismo indutor de eficiência.

Seria possível argumentar que o tratamento dos DFTs no Brasil seria um elemento, ainda que desejável, *agnóstico* à implementação do desenho de mecanismo baseado em ofertas – em linha com outros pontos que foram explorados em mais detalhe no Entregável 6 de desenho detalhado. Por outro lado, é importante destacar que a eficiência nos sinais de preço para os agentes participantes do mecanismo de reservatórios virtuais é fundamental para que o desenho de mecanismo proposto tenha os resultados esperados. Em particular, caso os agentes participantes do mecanismo de reservatórios virtuais tivessem acesso aos excedentes da transmissão, isto poderia distorcer a forma como eles escolhem fazer ofertas nos diferentes reservatórios do sistema – o que representaria uma fragilidade ao desenho proposto. Qualquer solução proposta para esta alocação, consequentemente, deve assegurar a eficiência dos incentivos e sinais de preços passados a estes agentes.

Em particular, uma maneira de alocar os DFT de forma eficiente e, ao mesmo tempo, respeitar os direitos dos atuais participantes do MRE, consistiria em *individualizar* os direitos existentes atualmente. Esta individualização seria feita através das seguintes etapas:

- (i) Atribuir um valor à capacidade de transmissão entre cada par de submercados;
- (ii) Distribuir as DFT correspondentes às capacidades de todas os elos de transmissão que cheguem a cada submercado entre os detentores dos atuais direitos que estejam naquele submercado, em proporção às respectivas garantias físicas;
- (iii) Sempre que houver reforço nas capacidades de transmissão, alocar os DFT relativos à capacidade adicional através de procedimento competitivo, em benefício de redução das TUSTs pagas pelos consumidores; e
- (iv) Nas liquidações do Mercado de Curto Prazo, alocar os excedentes associados a cada elo de transmissão aos detentores dos respectivos DFT, proporcionalmente aos mesmos.

Observe-se que os DFT individualizados poderiam tanto ser usados para obter excedentes de transmissão como negociados com terceiros. Somente os agentes que optassem por permanecer no MRE Atual seriam impedidos de negociar seus DFT, já que os excedentes financeiros eventualmente obtidos através deles seriam agregados e redistribuídos entre os participantes do MRE Atual.

#### 4.3.2 Submercados

A existência de submercados cria a necessidade de determinar qual é a parcela da energia de cada participante do MRE em cada submercado, uma vez que a afluência e a produção do MRE não estão distribuídas nos submercados em proporção às respectivas cotas de participação das usinas.

O MRE Atual tem um sistema complexo de alocação da energia produzida nos diversos submercados entre os seus participantes, que ao cabo aloca eventuais diferenças negativas de preços proporcionalmente à participação dos agentes no MRE.

Evidentemente, a implementação mais simples para o MRE Novo seria simplesmente alocar uma fração *fixa* da energia afluente de cada submercado aos agentes participantes do mecanismo. Isto poderia ser feito através de uma regra que estabeleça, por exemplo, que independentemente do submercado onde a hidrelétrica está localizada o agente terá direito a determinado número de cotas do MRE Novo em todos os submercados do sistema (embora com um número maior de cotas no submercado de localização da usina). Uma consequência disto é que todos os agentes participantes do MRE poderiam ter saldos de energia em todos os reservatórios virtuais.

Alternativamente, seria possível construir um algoritmo para alocação das afluências do MRE Novo que privilegie ainda mais o submercado onde cada agente está localizado, em linha com o mecanismo atual. Um exemplo de procedimento com esta característica seria o seguinte:

- Em primeiro lugar, determina-se a afluência total em cada submercado  $s$ , que denominaremos  $A_s$
- A afluência *total* do sistema (soma das afluências associadas a cada submercado) é então distribuída entre os agentes, com cada agente  $j$  (proprietário da usina  $j$ ) recebendo uma alocação proporcional ao número de cotas do MRE Novo que ele detém. Denominaremos essa quantidade  $a_j$ . Por exemplo, se o agente  $j$  possuir uma cota  $\gamma_j$ , temos  $a_j = \gamma_j \times \sum_s A_s$

- Para cada submercado, calcula-se a soma das afluições alocadas a agentes hidrelétricos que estão fisicamente localizados no submercado  $s$ :  $\sum_{j \in s} a_j$ . Repare que pode ocorrer de  $A_s \neq \sum_{j \in s} a_j$ , uma vez que os fatores de distribuição  $\gamma_j$  foram aplicados à afluição total do sistema – e não à afluição no submercado  $s$  ( $A_s$ ). Denominaremos submercados “exportadores” aqueles tais que  $A_s \geq \sum_{j \in s} a_j$ , e “importadores” aqueles tais que  $A_s < \sum_{j \in s} a_j$
- Para os agentes localizados em submercados exportadores, sua alocação final de afluições no submercado  $s$  em que a usina  $j$  está localizada, que denominaremos  $\hat{a}_j^s$ , é simplesmente igual à alocação calculada anteriormente  $a_j$ . Nota-se que para todos os outros submercados  $r \neq s$  (exceto o submercado em que esta usina está localizada) o agente não recebe nenhuma alocação de afluições:  $\hat{a}_j^r = 0$
- Para os agentes localizados em submercados importadores, em primeiro lugar os agentes recebem uma alocação de afluições  $\hat{a}_j^s$  no seu próprio submercado proporcional à sua alocação inicial:  $\hat{a}_j^s = A_s \cdot \frac{a_j}{\sum_{j \in s} a_j}$ . Entretanto, ainda é necessário alocar o excedente dos submercados exportadores a estes agentes, de forma a totalizar a alocação total que lhes cabe:  $\sum_s \hat{a}_j^s = a_j$
- Um regra de alocação adequada que satisfaz a esta propriedade é alocar, para cada submercado  $r$  exportador ( $r \in EXP$ ) e para cada gerador  $j$  pertencente ao mercado  $s$  importador, uma afluição igual a  $\hat{a}_j^r = \left( a_j - A_s \cdot \frac{a_j}{\sum_{j \in s} a_j} \right) \cdot \frac{(A_r - \sum_{j \in r} a_j)}{\sum_{r \in EXP} (A_r - \sum_{j \in r} a_j)}$

### 4.3.3 Modelagem dos reservatórios virtuais

Para o mecanismo de formação de preços por ofertas proposto neste P&D, a modelagem específica a ser adotada para os reservatórios virtuais é um elemento importante para a operação do Mercado de Curto Prazo. Isto torna necessário que esta representação seja absolutamente transparente e reproduzível por parte dos agentes, de tal sorte que, dado um conjunto de vazões afluentes a cada usina e um conjunto de volumes armazenados (ou mesmo de cotas dos reservatórios), qualquer agente possa prontamente calcular a energia armazenada em cada reservatório virtual e também as respectivas energias afluentes.

A chamada “disponibilização dos programas-fonte” será imperativa no que se refere à construção dos sistemas equivalentes, já eles passarão a afetar diretamente os direitos dos agentes no âmbito do MRE. Este tema é objeto da seção 5.3.

### 4.3.4 Controle da operação hídrica

A questão dos usos múltiplos da água tem se feito cada vez mais presente na operação do SIN. Trata-se de uma tendência que pode ser considerada natural, tendo em vista o crescimento das populações ribeirinhas e das atividades econômicas que utilizam os recursos hídricos. Outro fator que contribui para o crescimento acelerado desta tendência é a mudança climática, que provoca incertezas em relação à própria disponibilidade do recurso hídrico, indicando a possibilidade de maiores restrições na operação dos reservatórios, tanto em termos de volumes máximo e mínimo com em termos de vazões máxima e mínima. A operação das usinas hidroelétricas tem sofrido interferências cada vez maiores de entidades externas ao Setor Elétrico.

A tendência para o futuro é que essas interferências sigam cada vez mais relevantes, ao ponto de possivelmente se tornarem determinantes para a operação de cada reservatório do SIN.

Esta tendência existirá independentemente do estabelecimento de um sistema de determinação de preços por oferta dos agentes.

Uma consequência desta tendência é que a oferta de preços no âmbito dos reservatórios virtuais terá um escopo cada vez mais limitado, e a geração hidroeétrica será cada vez mais determinada por regras elaboradas fora do setor elétrico. Mesmo assim, a oferta de preços será relevante internamente, na administração da parcela do estoque de água que cabe a cada agente, e também como forma de estimular eficiência, capacidade e flexibilidade dos agentes individuais.

#### **4.4 Detalhamento e implementação**

A implementação do MRE Novo necessita de um decreto que explicita diversos aspectos do mecanismo. Em particular, o Decreto nº 2.655, de 1998, que implementa o atual MRE, deverá ser modificado, além de alguns mecanismos estabelecidos por lei, particularmente os que se referem ao MRE e/ou ao GSF (vide último subitem da seção 2.2.1), tendo em vista que para os participantes do Novo MRE o GSF não mais existirá.

O novo decreto deverá conter, minimamente:

- (i) Descrição do MRE como um mecanismo baseado em reservatórios virtuais;
- (ii) Alocação dos DFT aos participantes do MRE; e
- (iii) Preservação do MRE Atual como mecanismo paralelo ao MRE Novo.

Posteriormente deverão ser estabelecidos, em nível inferior a decreto, os mecanismos específicos de funcionamento do MRE Novo, que incluem a definição da modelagem dos sistemas equivalentes utilizada para efeitos de operação do MRE.

Outra questão relevante que deve ser analisada é se há a necessidade de introdução de um mecanismo explícito no período próximo do fim da outorga – levando em conta que há uma quantidade expressiva de outorgas que deve chegar a termo próximo do início da implementação do preço por oferta, e seguindo o paradigma de que é importante que os agentes ofertantes no mecanismo de reservatórios virtuais tenham incentivos coerentes. Em particular, é importante que o agente continue a ser detentor de todos os créditos de reservatório virtual mesmo após a cessão da outorga – e que, caso seja feita uma transferência de créditos de reservatório virtual ao novo detentor da outorga, esta transferência deve ser devidamente remunerada a preço de mercado e de comum acordo entre os agentes envolvidos.

## 5 METODOLOGIAS E PLATAFORMAS A SEREM DESENVOLVIDAS

Além de questões regulatórias, antes da implementação do mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas no Brasil seria necessário vencer também alguns desafios de ordem técnica, sendo necessário considerar em particular o tempo para desenvolvimento de novos *softwares* para sistematizar os procedimentos necessários para a implementação do novo modelo. Este capítulo apresenta um detalhamento de algumas das principais ferramentas que precisariam ser implementadas e testadas com este fim. Institucionalmente (como detalhado na seção 2.3), muito provavelmente o esforço de desenvolvimento e implementação destes novos softwares seria coordenado pela CPAMP.

### 5.1 Novo DESSEM

Da forma como foi idealizado, o modelo de despacho a ser utilizado no mecanismo baseado em ofertas seria similar ao DESSEM atual em diversos aspectos. Por exemplo, ainda seria necessária a representação de restrições físicas de hidrelétricas, termelétricas, e da rede de transmissão; e o mesmo modelo computacional continuaria a ser utilizado tanto para o despacho quanto para a formação de preços (embora possivelmente com diferentes dados de entrada – vide seção 6.2 do Entregável 6). Consequentemente, entende-se que não seria necessário o desenvolvimento de um novo modelo do zero, embora sejam necessárias algumas adaptações ao modelo DESSEM atual.

Uma referência inicial para a nova formulação pode ser encontrada no Anexo 2 do relatório 9, no qual foi apresentado o conjunto de equações que governam o problema de otimização do Laboratório Computacional. Da mesma forma que o modelo desenvolvido no âmbito do presente projeto de P&D, o novo DESSEM deve contar com:

- Incorporação das ofertas horárias dos agentes (possivelmente contendo múltiplos segmentos) na função objetivo, no lugar dos CVUs das termelétricas
- Incorporação das ofertas diárias dos agentes participantes do mecanismo de reservatórios virtuais na função objetivo, no lugar da representação da função de custo futuro da água
- Representação do vertimento não-comercializável<sup>9</sup> (que não precisa ser adquirido dos agentes ofertantes de reservatório virtual)
- Representação do balanço de reservatório virtual dos agentes individuais (adicionalmente à representação do balanço físico dos reservatórios hidrelétricos, que continuaria a fazer parte do problema)
- Representação da restrição da correspondência físico-virtual (que garante que a água destinada a turbinamento e/ou vertimento nas hidrelétricas precisa ser comprada dos detentores de créditos de reservatório virtual)

---

<sup>9</sup> Conforme detalhado no Anexo 2 do Entregável 3, para garantir que os agentes estejam sujeitos aos incentivos econômicos adequados, é preciso de um tratamento diferenciado para o vertimento, a depender do motivo que o originou. Neste sentido, o Anexo 2 do Entregável 9 define dois tipos de vertimento: o vertimento não comercializável, que ocorre somente se existir um excesso físico de água na hidrelétrica em questão (esse vertimento não deve ser considerado para fins de balanço físico virtual); e o vertimento comercializável, que engloba qualquer outro motivo que possa levar a vertimento – por exemplo, restrições de defluência mínima. Somente o vertimento comercializável deve ser considerado para fins de balanços físico virtual. Para mais detalhes, ver o Anexo 2 do Entregável 9.

- Representação na função objetivo do critério de desempate entre hidrelétricas físicas do mesmo submercado (“curva-guia” que determina a preferência pelo esvaziamento de um ou outro reservatório em função do seu nível de armazenamento)
- Contar com duas funcionalidades de rodada: uma “rodada *day-ahead*” e uma “rodada *ex post*”. A rodada *ex post* tem como principal função a formação de preços para a liquidação do mercado em tempo real, e possui algumas sutilezas de representação em comparação com a rodada *day ahead* – como a fixação de variáveis inteiras de acionamento das térmicas
- Tratamento explícito de solução degenerada garantindo tratamento isonômico (i.e. dividindo a demanda residual igualmente) caso duas ofertas com o mesmo preço sejam marginais

Embora o Laboratório Computacional possa ser usado como um ponto de partida para o DESSEM, ele foi desenvolvido mais com funções didáticas e com o objetivo de analisar as consequências da implementação de um mecanismo baseado em ofertas – ao passo que o código oficial usado para o despacho e formação de preços no Brasil deveria ter outras preocupações, como o elevado desempenho computacional e a garantia de que todas as restrições físicas contempladas no modelo de mercado estejam representadas no software. Em resumo, o novo DESSEM possui funcionalidades importantes a serem desenvolvidas, que deverão ser exaustivamente testadas antes do início da operação de mercado baseada em ofertas.

## 5.2 Plataforma de submissão e sugestão de ofertas

Para que os agentes possam submeter suas ofertas para que sejam utilizadas no despacho e formação de preços, será importante também o desenvolvimento de uma plataforma on-line que possa ser acessada pelos agentes e que seria utilizada para sua comunicação com o operador. Esta plataforma se comunicaria com o DESSEM por meio de um protocolo pré-estabelecido, passando os dados das ofertas para que seja feita a execução do modelo de despacho e formação de preços. Vale destacar que o sistema de submissão deve poder contar com um sistema de permissões robusto e com métodos de criptografia, já que, devido à sensibilidade dos dados transmitidos, a preocupação com a segurança é fundamental.

Além da funcionalidade principal de comunicação entre agentes e operador coberta pela plataforma de submissão de ofertas, uma funcionalidade importante é o envio de *sugestões* de oferta pelo operador aos agentes. Como explorado no Entregável 6 do presente projeto de P&D (Desenho Detalhado), estas “sugestões” reduzem uma fricção da implementação de um mecanismo baseado em ofertas, que é a paralisia que os agentes podem sentir defrontados com a responsabilidade de fazer uma oferta, dado o amplo número de parâmetros e possibilidades disponíveis. Para realizar tais “sugestões”, muito provavelmente o ONS precisaria adaptar os diferentes modelos de previsão que já são utilizados atualmente, de modo a “traduzir” cada uma destas saídas na linguagem comum de “ofertas preço-quantidade” utilizada pela plataforma de submissão e novo DESSEM. Alguns exemplos de como o módulo de sugestão de ofertas poderia se comportar são apresentados a seguir:

- Sugestões de oferta para usinas termelétricas deverão ser construídas como (i) um segmento de oferta a preço zero e quantidade correspondendo à parcela de geração inflexível da usina e (ii) um segmento de oferta a preço igual ao CVU estimado pelo operador (ou definido em contrato) e quantidade correspondente à capacidade remanescente disponível da usina após subtrair a componente de inflexibilidade. Vide seção 3.5 para uma discussão do papel da inflexibilidade.

- Sugestões de oferta para usinas renováveis deverão ser construídas a partir de modelos de previsão atualmente usados pelo próprio ONS, e traduzidos em uma oferta de venda de energia a preço zero e quantidade variável hora a hora. Nota-se que tal procedimento deve se aplicar a diferentes tecnologias, como eólicas, solares, biomassa, e pequenas hidrelétricas não participantes do MRE (embora os sistemas de previsão para cada tecnologia sejam diferentes, o formato da saída deve ser o mesmo).
- Sugestões de oferta de compra para demandas devem também ser construídas a partir de modelos de previsão atualmente usados pelo próprio ONS, e traduzidos em uma oferta com quantidade variável hora a hora. Entretanto, ao contrário das ofertas de usinas renováveis, estas ofertas sugeridas seriam ofertas de *compra* a um preço muito elevado (por exemplo, o custo do déficit).
- Sugestões de oferta de reservatório virtual: estas sugestões devem ser construídas a partir das funções de custo futuro extraídas do modelo NEWAVE e/ou DECOMP. Deve ser feita uma conversão destes dados em uma curva de preço marginal (\$/MWh) em função da energia armazenada em cada subsistema, que por sua vez é convertida em uma curva de oferta usando o número de créditos de reservatório virtual de cada agente e a sua cota de participação no reservatório virtual. Nota-se que este procedimento é análogo ao *wizard* que calcula a oferta dos participantes de mercado hidrelétricos, descrito no capítulo 3 do Entregável 9 (Estudos de Caso com o Laboratório Computacional).

Vale destacar, como já discutido em Entregáveis anteriores, que estas sugestões do operador não representam nenhum compromisso para os agentes ofertantes – eles podem alterar as quantidades e preços sugeridos, adicionar ou remover segmentos, e mesmo desenvolver seus próprios softwares para construir arquivos de oferta prontos para a submissão (desde que utilizem o formato pré-definido para comunicação com a plataforma de submissão).

Finalmente, uma funcionalidade adicional da plataforma de submissão de ofertas deve ser o módulo de *validação* das ofertas. A função deste módulo é que, caso se verifique que determinada oferta está em desalinho com as regras de mercado e procedimentos de mitigação de poder de mercado estabelecidos (como explorado no Entregável 6 de Desenho Detalhado), esta oferta seja devidamente substituída, comunicando o agente ofertante e o monitor de mercado desta substituição. Substituições podem acontecer, por exemplo, caso o agente tente submeter uma oferta com um preço demasiadamente elevado, o que faria com que esse preço fosse substituído pelo preço-teto das ofertas (definido pela regulamentação). Alternativamente, caso o agente deixe de submeter uma oferta até o horário limite, ou caso submeta informações de oferta corrompidas, o operador também deve ter acesso a uma oferta “padrão” (que pode ser simplesmente igual à sugestão de oferta descrita anteriormente). Apenas após passar pelo módulo de validação a plataforma de submissão deve enviar as ofertas para o modelo de operação descrito na seção 5.1.

Em resumo, a plataforma de submissão possui três grandes funcionalidades: comunicação do operador com os agentes (em particular para a recomendação de ofertas), comunicação dos agentes com o operador (submissão da oferta diária), e validação das ofertas. Além destas, valem destacar os módulos de “geração de sugestão de oferta”, que provavelmente seriam acoplados a outros modelos desenvolvidos e utilizados pelo operador (mas que podem também ser responsabilidade da plataforma, admitindo que exista um protocolo de comunicação estabelecido com estes outros softwares). Cada



uma destas funcionalidades e módulos deve, evidentemente, ser testada separadamente e em conjunto para garantir o bom funcionamento do mecanismo.

### 5.3 Conversor água-energia

Um outro *software* que precisaria ser desenvolvido ou adaptado a partir de modelos existentes seria um simulador responsável pelas relações entre o “mundo físico” (unidades de volume de água e representação individualizadas das usinas) e o “mundo virtual” (unidades de energia e representação dos reservatórios virtuais agregados). O objetivo deste software é fazer *simulações* do sistema, utilizando todos os elementos complexos do sistema hidrelétrico brasileiro – tais como cascatas e curvas de produção não-lineares em função do volume e do turbinamento – para determinar a relação entre as quantidades físicas de volume de água e quantidades de energia. A função deste software é *padronizar* a metodologia de conversão de volumes de água em volumes de energia, embora no mundo real esta conversão possa depender de uma série de parâmetros como o perfil de produção da hidrelétrica ao longo do dia. Para que o mecanismo de oferta de preços possa oferecer sinais de mercado consistentes, cria-se este conversor para atuar de forma sistemática, garantindo assim que a relação entre volumes de água e quantidades de energia é bem-definida.

A especificação do funcionamento base deste conversor foi apresentada na seção 7.1 do Entregável 6 (Desenho Detalhado) – trata-se essencialmente de um algoritmo com três etapas:

- Inicializa-se todas as hidrelétricas do sistema aos volumes  $v_1, v_2, \dots, v_N$
- Constrói-se um problema de otimização para maximizar a energia firme atendida pelo sistema hidrelétrico, em um número pré-definido de períodos e sem nenhuma nova afluência
- O resultado deste problema de otimização é a energia armazenada total do sistema associada aos volumes  $v_1, v_2, \dots, v_N$ .

Na prática, há algumas considerações adicionais que deverão ser avaliadas no desenvolvimento deste modelo, como a preocupação com a estabilidade da solução ou a necessidade de um bom desempenho computacional. Vale destacar que este modelo precisaria ser acionado ao menos uma vez ao dia, para a etapa de conciliação físico-virtual que garante que os créditos de reservatório virtual dos agentes ao final de cada dia coincidem com a realidade física do sistema. Devido a esta preocupação crucial, é possível que algumas simplificações à representação do sistema como um todo possam ser feitas – tais simplificações não comprometem a regra de mercado desde que a metodologia de conversão físico-virtual seja conhecida e estável ao longo do tempo.

Conforme apresentado na seção 7.1 do Relatório 6 (Desenho Detalhado), este conversor água-energia deveria ser usado também para determinar a energia que corresponde às *afluências esperadas* (menos perdas por evaporação e irrigação) a cada usina e a cada dia. Nota-se que esta é uma conversão da mesma natureza que a conversão de volumes, que resulta em uma quantidade de energia disponível em cada reservatório virtual, de modo que o uso da mesma função de agregação parece natural. Visto que os volumes iniciais são fixados como sendo iguais à afluência de um único dia (que tipicamente representa um valor pequeno), nota-se que isto significa que as afluências calculadas desta forma são valoradas considerando que os reservatórios estão quase vazios – o que por sua vez sugere uma taxa de conversão de água em energia comparativamente baixa. Considerando os volumes reais observados no sistema brasileiro (quase sempre muito mais altos), nota-se que pode ser produzida com a mesma quantidade

de água uma quantidade de energia maior do que a considerada na valoração das afluições. Tal excedente, entretanto, não é perdido e será redistribuído entre os agentes na etapa de conciliação. Dessa forma, os agentes detentores de créditos de reservatório virtual recebem pela *externalidade positiva* que trazem ao mercado (já que o fator de produção mais elevado é atribuído à energia armazenada no sistema).

Esta característica desejável do mecanismo proposto ocorre graças ao uso do mesmo conversor água-energia para fazer a conversão tanto dos volumes armazenados em energia armazenada, quanto das afluições físicas em quantidades de energia afluyente. Entretanto, isto também implica que o conversor teria que ser acionado duas vezes ao dia, no lugar de uma vez ao dia – o que nos leva mais uma vez a destacar a possibilidade de usar algum conjunto simplificado de hipóteses (desde que devidamente documentadas e claras a todos os agentes) na especificação do conversor.

Cabe destacar uma consideração a respeito da representação do tempo de viagem da água no conversor. Nota-se que, se existe determinado volume de água que deixou a usina 1 mas que ainda não alcançou a usina 2 imediatamente a jusante, a energia correspondente ao que este volume de água pode produzir na usina 2 *ainda não foi* subtraída dos reservatórios virtuais dos agentes ofertantes, segundo a formulação apresentada no Anexo 2 do Relatório 9 (Estudo de caso com o ambiente computacional). Consequentemente, esta água em trânsito ainda pertence aos agentes detentores de reservatório virtual, e deve ser *adicionada* aos volumes contabilizados nos reservatórios físicos (depois de subtrair componentes como perdas de balanço de água em trânsito) para efeito de cálculo de energia armazenada e conciliação físico-virtual. Consequentemente, é importante que o conversor leve em conta este dado de entrada de água em trânsito – embora, pela natureza do algoritmo (que considera apenas a energia total produzida ao longo de determinado período), não seja necessário representar explicitamente os tempos de viagem no problema auxiliar.

Finalmente, vale destacar que o conversor água-energia teria um papel importante na construção da chamada “curva-guia” que constitui um critério de desempate para determinar como serão operados os reservatórios físicos que constituem determinado reservatório virtual. Como destacado na seção 5.1, esta curva-guia deverá integrar a função objetivo do novo DESSEM, visto que as ofertas dos agentes são definidas apenas para os reservatórios virtuais (que contêm múltiplos reservatórios físicos). Consequentemente, a decisão de como esvaziar gradualmente os reservatórios físicos de um mesmo subsistema cabe a esta curva-guia.

Tal decisão de esvaziamento, como se sabe, não é arbitrária: em uma cascata, por exemplo, tende a ser energeticamente mais eficiente esvaziar primeiro as usinas de topo de cascata do que as usinas no pé da cascata (mantendo assim o fator de produção das usinas a jusante mais elevado durante mais tempo). Consequentemente, uma curva-guia bem construída é fundamental para uma boa implementação do mecanismo baseado em ofertas, garantindo que o problema de otimização levará a uma operação eficiente dentro de cada submercado. Esta curva-guia pode ser extraída a partir de uma rodada do conversor água-energia partindo de volumes totalmente cheios: o algoritmo do conversor calculará uma trajetória de esvaziamento dos reservatórios que pode ser utilizada como referência principal para a curva-guia. Nota-se que, como esta determinação da curva-guia é feita com frequência menor (apenas quando houver alguma mudança de parâmetro no sistema hidrelétrico), a rodada pode incorporar complexidades adicionais que não tenham sido factíveis de incorporar nas rodadas diárias do modelo.

Evidentemente, o conversor água-energia precisará ser exaustivamente testado em cada uma das suas funcionalidades descritas (converter volumes armazenados, converter afluições, e determinar curva-guia para o sistema), e será necessário avaliar o custo-benefício de diferentes especificações e desempenho computacional como detalhado acima.

## 6 JOGOS DE MERCADO E OPERAÇÃO SOMBRA

Antes de se implementar a versão definitiva de um modelo baseado em ofertas no mercado elétrico brasileiro, é desejável contemplar a possibilidade de operações em fase de testes. O principal objetivo deste capítulo é discutir que tipo de “teste” poderia ser realizado, e como poderia ser executada uma fase de transição entre o mecanismo atual de formação de preços baseado em custos e uma implementação futura do mecanismo baseado em ofertas.

### 6.1 Operação sombra do mercado

A operação “sombra” de um modelo novo a ser implementado corresponde ao seu uso em paralelo aos modelos oficiais, como uma forma de validar se os resultados parecem coerentes ou se há algum ajuste a ser feito. O Brasil teve uma boa experiência com a operação-sombra do DESSEM para a implantação do preço horário: após a publicação da Consulta Pública número 33 (que propôs a implementação do novo mecanismo em julho de 2017), 9 meses se passaram até o início do período sombra em abril de 2018, e o período da operação-sombra se estendeu por quase dois anos até o início da validade do modelo de preço horário na operação (janeiro de 2020) e na formação de preços (janeiro de 2021).

Embora este histórico possa trazer lições importantes, é importante destacar também os contrastes entre a iniciativa do preço horário e a iniciativa de implementação de preços por oferta que representa o tema central do presente projeto de P&D. Em primeiro lugar, o modelo DESSEM utilizado para o despacho e formação de preços em resolução horária já estava parcialmente desenvolvido, o que contribuiu para que a força-tarefa atuasse em um período relativamente curto até disponibilizar um software que estivesse em condições de ser usado para uma operação-sombra. Por outro lado, o período de operação sombra na experiência com o preço horário foi mais extenso do que o esperado, já que foi necessário corrigir algumas definições e mesmo erros de código neste período: o cronograma original previa a adoção do preço e despacho horário ainda em julho de 2019. Nota-se que o período de desenvolvimento curto e o período de operação-sombra mais extenso estão relacionados – de modo que é de se esperar que, embora os modelos e sistemas do mecanismo de preço por oferta muito provavelmente exigirão um tempo de desenvolvimento mais extenso, o período de operação-sombra e testes poderá ser mais curto.

Outro elemento que traz uma certa ambiguidade é considerar o que seria a “operação-sombra” no contexto da implementação de um modelo por ofertas. Afinal, um elemento central de um mecanismo baseado em ofertas é a participação ativa dos agentes na tomada de decisão (que leva às decisões de despacho físico e de preços de equilíbrio); e esta participação ativa por sua vez é fundamentada no fato de que os agentes possuem os incentivos corretos para que a sua atuação no sentido de maximizar o lucro esteja alinhada com a atuação que traz os melhores resultados para o sistema. Em particular no caso de um mercado com grande capacidade de armazenamento, como é o caso do mercado brasileiro, as decisões de maximização de lucro dos agentes precisam levar em conta o aspecto intertemporal. Os incentivos para um agente que detém créditos de reservatório virtual são muito diferentes se ele espera que tais créditos continuem a ter validade no longo prazo, em comparação com uma simulação de operação com um horizonte conhecido – neste segundo caso, o agente teria incentivos a adotar uma estratégia míope, e desfazer-se de todos os seus créditos de reservatório na data final do jogo.

Estes dois efeitos em conjunto significam que é difícil realizar uma “operação sombra” do mercado baseado em ofertas: para que as estratégias dos agentes sejam *críveis*, eles precisariam estar sujeitos no período de operação sombra aos mesmos sinais de preços que estariam na operação real do mercado por ofertas. Entretanto, se os agentes estão sujeitos aos mesmos incentivos financeiros, na prática o cálculo de despacho e formação de preços baseado em ofertas já estaria acontecendo na prática (não se trata, portanto, de um período de operação sombra). Apesar desta ambiguidade, é desejável que haja algum período de “testes” para o mecanismo baseado em ofertas, em que os softwares e procedimentos possam ser testados e acompanhados com consequências relativamente controladas sobre a realidade física do sistema, para que eventuais vulnerabilidades possam ser mapeadas e controladas e para que problemas possam ser identificados e solucionados. Com este objetivo, propomos dois tipos de teste, que serão detalhados nas subseções seguintes: as *simulações autocontidas* e um programa de *liberalização gradual* das ofertas de reservatório virtual.

## 6.2 Simulações de mercado em eventos autocontidos

Uma das formas de se realizar uma “operação-teste” do mecanismo de mercado é através da organização de eventos específicos reproduzindo condições análogas ao que ocorreria no mercado real, mas em condições de laboratório. Existe uma ampla literatura econômica que analisa “jogos de mercado” em eventos deste tipo, permitindo realizar inferências sobre os comportamentos e estratégias adotadas pelos agentes de mercado. Há uma série de condições do ambiente que podem ser alteradas na realização de jogos deste tipo, tais como a informação disponível aos agentes, as condições para o “payoff” financeiro dos participantes do jogo, e regras de transição entre diferentes “rodadas” do jogo. Um jogo com múltiplas rodadas pode emular uma tomada de decisão *iterativa* envolvendo o mesmo grupo de agentes ao longo de um período. Experimentos de laboratório deste tipo frequentemente podem trazer entendimentos importantes, e às vezes contraintuitivos, sobre o comportamento dos agentes em situações realistas de mercado, como ilustrado em (Goeree and Holt 2001).

No contexto do setor elétrico especificamente, uma das principais experiências é a iniciativa organizada pelo Programa de Energia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Stanford de desenvolvimento do “Energy Market Game”<sup>10</sup>. Neste jogo, os participantes assumem o papel de diferentes empresas (sejam comercializadoras, proprietárias de ativos de geração, ou empresas integradas de geração para serviço de determinado mercado regulado) e podem submeter ofertas de preço em condições que emulam a dinâmica de um mercado de eletricidade real, repetindo este processo iterativamente ao longo de alguns dias (conforme definido pelo organizador do jogo). Alguns dos principais resultados obtidos com a ferramenta são analisados pelos pesquisadores responsáveis em publicações científicas: (Thurber and Wolak 2013, Thurber et al. 2015).

Vale destacar ainda que, como parte do trabalho realizado pelo Comitê de Revitalização que analisou pela primeira vez a possibilidade de um mecanismo baseado em ofertas para o Brasil (Comitê de Revitalização 2002), foram realizados alguns experimentos com um jogo de mercado deste tipo. Embora infelizmente registros de tais experimentos não tenham sido publicados, trataram-se de eventos pontuais envolvendo equipes técnicas de empresas de geração atuantes no setor à época. Com um setor muito mais maduro atualmente e um desenho de mecanismo mais robusto desenvolvido ao longo do

<sup>10</sup> <https://energymarketgame.org/>

presente projeto de P&D, seria altamente recomendável a realização de novos jogos de mercado deste tipo. Tal iniciativa contribuiria para múltiplos objetivos de grande interesse para o setor:

- Testes dos softwares e plataformas que seriam utilizados de fato na operação e formação de preços do mercado baseado em ofertas (vide capítulo 5) em uma situação controlada, em que erros do software não teriam impactos negativos sobre o mercado e sua operação física.
- Contribuir para a maior familiaridade dos participantes do mercado com a realidade de um mercado baseado em ofertas em termos da informação disponível e dinâmica de mercado, facilitando a transição para as operações reais no mercado.
- Coletar dados de interesse científico, em linha com as referências citadas anteriormente, que podem ser usadas para avaliar comportamentos dos agentes no Brasil especificamente e possíveis contrastes com outros mercados e populações. Tais informações podem ser usadas também para informar melhor escolhas de desenho para a implementação do mecanismo baseado em ofertas no Brasil.

Vale destacar que é importante tomar alguns cuidados no desenho de tais jogos de mercado para que suas conclusões sejam válidas. Por exemplo, nota-se que os resultados podem variar em função da amostra populacional considerada – e consequentemente, os resultados obtidos quando os participantes no jogo de mercado são estudantes (por exemplo) pode ser diferente de quando os participantes são de fato tomadores de decisão de empresas que atuarão no mercado. Adicionalmente, uma componente importante de qualquer jogo de mercado em laboratório é que os incentivos aos agentes devem ser *reais*: ou seja, os agentes que tiverem uma melhor atuação (maximizando o seu “lucro” de acordo com as condições estabelecidas no jogo de mercado) devem receber um “prêmio” ao final do experimento – de modo que os agentes tenham incentivos para de fato levar o jogo a sério e utilizar as estratégias que adotariam em um mercado real.

Outra consideração importante diz respeito à presença de reservatórios de armazenamento hidrelétrico em jogos de mercado – um elemento muito importante da realidade do sistema brasileiro que precisaria ser incorporado ao desenho de jogos que possam emular corretamente o funcionamento de um mercado baseado em ofertas. Em um jogo de mercado, o reservatório corresponde a uma componente de “memória” do sistema, em que o resultado de uma rodada do jogo de mercado influencia a rodada seguinte: no caso, o dono de um reservatório que vende uma quantidade de energia elevada em determinada rodada terá menos energia disponível para a rodada seguinte. Entretanto, visto que os jogos de mercado necessariamente possuem um horizonte *finito* (ou seja, o jogo terminará após algum número de rodadas), é de se esperar que a melhor estratégia dos agentes envolva um *esvaziamento gradual* dos reservatórios (já que não é necessário manter água armazenada nos últimos períodos do jogo). Uma análise dos resultados de um jogo de mercado como este, consequentemente, deve levar em consideração esta característica intrínseca – já que na realidade, este efeito do momento de “término” do jogo não se aplica.

Em resumo, os jogos de mercado são de grande interesse neste processo de implementação de um mecanismo baseado em ofertas, e podem ser realizados em diferentes momentos com diferentes objetivos principais. No início do processo de implantação, por exemplo, tais exercícios poderiam ser realizados utilizando o próprio Laboratório Computacional (software desenvolvido no âmbito do presente projeto de P&D e que corresponde ao Entregável 8), permitindo uma familiarização inicial dos

agentes de mercado com os princípios base do funcionamento do mecanismo. Mais tarde, jogos como estes poderiam envolver versões dos softwares detalhados no capítulo 5 e permitindo estratégias mais complexas dos agentes participantes. Cada jogo de mercado realizado ajudaria a corroborar que os modelos estão funcionando como o esperado sem o risco de qualquer impacto na realidade física e financeira do sistema (que podem ser difíceis de reverter posteriormente sem custos significativos).

### 6.3 Liberalização gradual das ofertas

Embora os jogos de mercado “autocontidos” definitivamente sejam uma componente importante da realização de testes do modelo baseado em ofertas, muito provavelmente eles seriam insuficientes para tranquilizar por completo os agentes de que o modelo está funcionando de forma robusta e conforme o esperado – dada a grande gama de detalhes que teriam que ser incorporados na formulação real do problema de despacho brasileiro, e que estariam muito além do que participantes de um jogo de mercado conseguiriam absorver em um tempo razoável para a execução do jogo. Consequentemente, é importante considerar como poderia ser um procedimento que se assemelhe a uma “operação sombra” *real* do sistema, apesar dos obstáculos descritos na seção 6.1. Com este fim, recomenda-se uma implementação organizada em quatro fases, dando especial atenção ao tratamento dos reservatórios virtuais – visto que são eles que guardam a “memória” do sistema e que são responsáveis pelos incentivos *intertemporais* às estratégias dos agentes:

- Na Fase 1, nenhum agente submete ofertas, e o “novo DESSEM” é utilizado unicamente para operação e contabilização<sup>11</sup> sombra do sistema (usando as “recomendações de oferta” preparadas pelo operador do sistema) em paralelo à operação do sistema baseada em custos atual. Nesta fase, os procedimentos para operação física do sistema (e para liquidações financeiras) seguem inalterados, ocorrendo conforme instrução de despacho oficial do DESSEM.
- Na Fase 2, agentes participantes do MRE se tornam proprietários da parcela de reservatório virtual que cabe a eles e passam a ter a possibilidade de fazer ofertas dentro de um *espaço restrito*. Partindo da curva de oferta recomendada pelo operador, os agentes só podem declarar, por exemplo, um *mark-up* entre -15% e +15% para ofertas de venda de reservatório virtual (e outro *mark-up*, possivelmente diferente, para as ofertas de compra de reservatório virtual). Nesta etapa, as liquidações financeiras para todos os agentes são feitas com base nos preços calculados no mercado do dia seguinte e nas quantidades medidas *ex post* – isto é, em modalidade de “liquidação única”, como atualmente implementado no Brasil. Entretanto, haveria a publicação de resultados da operação sombra do mecanismo de liquidação dupla (com um mercado do dia seguinte e um mercado de balanço)
- Na Fase 3, passa a existir a possibilidade de submeter ofertas horárias (por agentes termelétricos, renováveis, e algumas demandas) – embora a representação das ofertas diárias de agentes participantes do mecanismo de reservatório virtual continue com a mesma característica da Fase 2. Adicionalmente, também na Fase 3 começa a ser implementada a liquidação dupla para todos os agentes, como detalhado no Entregável 3 (Desenho Conceitual).

<sup>11</sup> Por “contabilização sombra”, entende-se a publicação para os agentes dos montantes financeiros que resultariam da implementação de um mecanismo de liquidação dupla (com os valores advindos das “recomendações de oferta”).



- Na Fase 4, todos os agentes podem realizar ofertas normalmente, iniciando-se o funcionamento pleno do mecanismo de mercado baseado em ofertas.

Nota-se que, imediatamente quando os agentes passam a ter mais liberdade para fazer suas ofertas de preço (no início das Fases 2, 3 e 4), tais ofertas imediatamente passam a afetar o despacho físico do sistema e a formação de preços – uma condição necessária para que os incentivos aos agentes estejam de fato alinhados. Além disso, não há nenhum tipo de redistribuição dos créditos de reservatório virtual entre os agentes após o início da Fase 2: agentes que tiverem reduzido ou aumentado o seu montante de créditos de reservatório virtual ao longo da Fase 2 e/ou da Fase 3 guardarão este legado para a Fase 4. Isto garante a *continuidade* dos incentivos aos agentes participantes do mecanismo de reservatórios virtuais, que terão que montar suas estratégias de oferta (em todas as fases) considerando o potencial de lucro dos créditos de reservatório virtual no longo prazo.

Cabe observar ainda que o mecanismo de permitir diferentes graus de flexibilidade aos agentes no momento de submissão da sua curva de ofertas (dentro de bandas pré-definidas), embora tenha sido destacado como desejável na Fase 2, pode ser implementado de forma faseada ao longo de diferentes “sub-etapas” da Fase 2 e Fase 3. Ao permitir ofertas dentro de uma banda estreita inicialmente, gradualmente ampliando-a à medida que há um maior aprendizado dos agentes de mercado e instituições, pode-se conseguir resultados mais robustos para o mercado baseado em ofertas e minimizar barreiras à implementação.

Vale destacar ainda que, conforme explorado no Entregável 6 (Desenho Detalhado), é desejável introduzir um mecanismo que permita aos agentes proprietários de hidrelétricas uma participação mais ativa no mercado e que incentive estes agentes a melhorar suas curvas de produção e sua flexibilidade operativa (sendo devidamente remuneradas por essas contribuições). Como parte do processo de implementação do novo mecanismo de despacho e formação de preços, seria necessário realizar estudos para avaliar quando este mecanismo poderia ser implementado: dependendo das dificuldades de obtenção de dados e do apetite dos agentes, seria possível que este tipo de participação esteja disponível já na Fase 3 do processo de liberalização, mantido na Fase 4, ou até mesmo inserindo Fases adicionais até alcançar a liberalização plena do mercado. Para efeito de discussão neste relatório, entretanto, nos ateremos à subdivisão em quatro fases apresentada anteriormente.

Visto que as ofertas dos agentes terão consequências *físicas* para a operação do sistema imediatamente após a sua introdução, a liberalização em fases descrita acima pode permitir que algum viés nas escolhas dos agentes possa ser identificado e investigado antes que resulte em impactos reais para o sistema (e que não poderão ser facilmente revertidas sem distorcer os incentivos aos agentes). Por exemplo, caso ao longo da Fase 2 os agentes hidrelétricos estejam fazendo ofertas próximas do limite máximo ou mínimo de uma forma sistemática e que não possa ser explicada por diferenças de expectativa entre os agentes e o operador do sistema, isto pode ser motivo de investigações mais profundas pelo monitor de mercado, e mesmo um adiamento do início da Fase 3. Similarmente, na Fase 3 é importante monitorar as ofertas submetidas pelos agentes, comparando-as com os comportamentos esperados pelos fundamentos de mercado. Nota-se que, como as autoridades do setor elétrico têm menos informação do que os agentes de um modo geral, essas análises do comportamento dos agentes ofertantes devem sempre ser realizadas com algum grau de parcimônia e dando aos agentes algum benefício da dúvida – muitas vezes, um comportamento inesperado dos agentes pode ser explicado pela sua aversão ao risco

ou por expectativas na evolução futura da demanda ou do balanço hídrico do sistema, e não necessariamente implica em uma falha do mecanismo baseado em ofertas.

Vale destacar ainda que, na Fase 1, a expectativa não é que os resultados do novo modelo de despacho (desenvolvido sob o fundamento de ofertas de preços) resultem idênticos aos resultados do modelo anterior construído com o paradigma baseado em custos. Mesmo que os agentes não tenham nenhuma flexibilidade de submeter ofertas, as formulações ligeiramente diferentes dos dois problemas de otimização implicam que algumas pequenas diferenças são possíveis – e a observação de tais diferenças pode ser usada para refinar, por exemplo, os modelos utilizados pelo ONS para construir as recomendações de oferta para os agentes (vide seção 5.2) e/ou a metodologia de construção da curva-guia para o esvaziamento dos reservatórios (vide seção 5.3). Além disso, vale destacar que, em um modelo baseado em ofertas, a própria estratégia dos agentes tende a contribuir para aumentar a acurácia da representação da função de custo futuro: se o operador apresentar uma recomendação de curva de oferta enviesada para baixo, por exemplo, agentes racionais tenderiam a corrigir este desvio e submeter uma oferta mais alta que a oferta recomendada (e vice versa).

## 7 ESTRUTURAÇÃO DO MONITOR DE MERCADO

Como abordado em mais detalhes no Entregável 6 (Desenho Detalhado), o monitoramento de mercado é uma atividade essencial e que deve ser implementada desde o início, de forma que se houver algum período de transição ou implementação por ciclos, o monitoramento deve estar incluso logo na primeira fase. Além disso, é de suma importância que esta atividade seja estruturada, com uma clara definição de responsabilidades, uma equipe dedicada e capacitada para esta atividade, e com funções e meios de aplicação bem definidos.

Neste capítulo abordaremos como deve ser feita a estruturação desse monitor de mercado, detalhando em especial as atribuições institucionais do monitor, os procedimentos que caberão a ele, possíveis aprofundamentos para etapas futuras do mercado e publicação e transparência de dados.

### 7.1 Atribuição institucional

No Relatório 6 foram discutidos os pontos positivos e negativos da implementação de um monitor interno e de um monitor externo. Para a etapa inicial do mercado, concluiu-se que o ideal seria iniciar a criação de um monitor interno de mercado. Essa decisão se embasa na maior facilidade de acesso à informação e aos dados do mercado, por ter uma relação estreita com o operador, pelo baixo risco de vazamento de informações sigilosas e, conseqüentemente, burocracia reduzida (quando comparada à necessária para um monitor externo). Além disso, apesar do custo e tempo de estruturação do setor e capacitação da equipe, estes são mais flexíveis e provavelmente mais baixos que os necessários para a especificação das tarefas a serem realizadas e contratação de um monitor externo.

Na experiência internacional observa-se que o mais natural é que o monitor (especialmente o interno) esteja ligado ao operador, o que é bastante coerente com as suas atividades e, usualmente, torna o trabalho mais ágil e dinâmico por conta da proximidade com a operação do mercado e os dados. Assim, o mais natural é que a atividade de monitoramento de mercado no Brasil fosse assumida pela CCEE. Para tal, no entanto, será necessário a estruturação de um departamento independente responsável pela atividade e de um programa de capacitação da equipe de monitoramento. É desejável que esta equipe esteja blindada (tanto quanto possível) de conflitos de interesse dentro da CCEE, para que ela possa fazer um diagnóstico honesto e independente da realidade do mercado, no lugar de simplesmente dizer o que os executivos querem ouvir.

A equipe de monitoramento deve ser capaz de elaborar todas as atividades descritas na seção 7.2, que incluem estar familiarizados com os indicadores e ser capazes de atualizá-los diariamente, elaborar relatórios trimestrais e anuais sobre o desempenho do mercado e realizar a reavaliação periódica da conciliação dos reservatórios físico e virtual. Para tal, é importante que exista uma equipe de analistas dedicada exclusivamente a esse processo – tanto por questões de volume de trabalho, quanto por independência que a área de monitoramento deve manter. A equipe de monitoramento usualmente tem formação em economia e engenharia, por conta da proximidade com a temática.

Além das novas capacitações da CCEE para o monitoramento de mercado, uma das atividades do monitoramento será a conciliação do reservatório virtual e do reservatório físico. Como descrito de forma detalhada no capítulo 7 do Entregável 6, essa atividade será dividida em duas partes, uma conciliação preliminar e uma reavaliação periódica. Enquanto a conciliação preliminar será feita pela ONS, esta última será de responsabilidade do monitor de mercado, que terá a importante função de

monitorar desvios entre a quantidade de energia representada nos reservatórios virtuais dos agentes e o montante efetivamente armazenado nos reservatórios físicos (vide seção 5.3). O conjunto de atribuições do monitor de mercado é objeto da próxima seção.

## 7.2 Procedimentos de monitoramento de mercado

A atividade do monitor de mercado proposta se baseia em três funções principais: (i) monitoramento diário de indicadores, (ii) reavaliação mensal da conciliação dos reservatórios virtual e físicos e (iii) elaboração e publicação de relatórios de monitoramento (trimestrais e anuais).

Inicialmente, para a implementação inicial da atividade de monitoramento, é ideal que se inicie a análise com alguns poucos indicadores mais gerais e com um bom embasamento e histórico positivo de implementação em outros mercados. Com o passar do tempo e conforme o setor de monitoramento for desenvolvendo maior conhecimento do desempenho do mercado, outras métricas mais complexas ou mais específicas para problemas encontrados podem e devem ser implementadas. No entanto, é importante destacar que o número de indicadores não deve ser exagerado, de forma que a sua interpretação seja sempre clara e que o conjunto de métricas forneça uma boa visão do desempenho do mercado. Para a implementação inicial, sugerimos o monitoramento de dois índices, que são amplamente utilizados em outros mercados, conforme apresentado na experiência internacional analisada no Entregável 4 do presente projeto de P&D (Experiência Internacional): o *Residual Supply Index* associado ao *Three Pivotal Supplier Test* (RSI<sub>3</sub>) e o Índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI).

O RSI<sub>3</sub> mede o grau em que o fornecimento de três grandes geradores é necessário para atender à demanda, examinando assim a concentração da oferta em comparação com a demanda e determinando a capacidade que cada gerador ou grupo de geradores pode ter para influenciar os preços do mercado. Ele é calculado ordenando os geradores mais relevantes do sistema, do maior para o menor. Na primeira iteração do teste, os três maiores geradores são combinados e sua capacidade é subtraída da oferta efetiva relevante para a restrição. Então, calcula-se o RSI<sub>3</sub> de acordo com a seguinte fórmula:

$$RSI_3 = (Oferta\ total - Oferta\ dos\ três\ maiores\ geradores) \div Demanda\ a\ ser\ atendida$$

Nota-se que o RSI<sub>3</sub> pode facilmente ser adaptado para representar outras restrições do problema, como por exemplo a oferta disponível em determinado submercado importador (levando em consideração a capacidade das interconexões).

Se o indicador for inferior ou igual a um, os três geradores falham no teste, indicando que eles têm capacidade de exercer poder de mercado; e é iniciado um procedimento iterativo: são mantidos os dois maiores geradores e o terceiro maior é substituído pelo quarto, e assim por diante, até que o índice RSI<sub>3</sub> seja maior que 1 ou até que todos os geradores sejam testados. Nota-se que, pela forma como o índice foi construído, um RSI<sub>3</sub> menor do que um indica que não é possível atender à demanda caso os três maiores geradores se retirassem do sistema ao mesmo tempo. Quando algum gerador passa no teste (ou seja, quando RSI<sub>3</sub> é maior do que um, considerando este gerador mais os dois maiores agentes do mercado), todos os outros geradores menores passarão também, de modo que o processo iterativo pode ser interrompido.

O HHI, por sua vez, é uma métrica global que depende da dimensão de cada empresa em relação ao mercado como um todo. O HHI é uma medida comum de concentração de mercado e é usualmente usado para determinar a competitividade do mercado. Ele é calculado somando o quadrado da

participação de mercado (em pontos percentuais) de cada empresa que compete em no mercado e, portanto, pode variar de quase zero até 10,000. Por exemplo, um mercado que tenha apenas 3 empresas, detentoras de fatias de mercado respectivamente iguais a 50%, 30%, e 20% (sendo, portanto, um mercado bastante concentrado), terá um índice HHI igual a  $50^2 + 30^2 + 20^2 = 3800$ . Tipicamente, um mercado com um HHI inferior a 1,500 é considerado um mercado competitivo, um HHI de 1,500 a 2,500 é considerado moderadamente concentrado e um HHI de 2,500 ou superior é considerado altamente concentrado – e o mercado elétrico brasileiro é considerado bastante competitivo segundo este índice, com um resultado próximo de 900 para a representação das participações em garantia física. O HHI é comumente usado em análises jurídicas de fusões e aquisições, por exemplo, para averiguar se a fusão de duas empresas não comprometeria a competitividade de determinado setor. Uma limitação deste índice, entretanto, é que ele se trata de uma métrica sistêmica e não atrelada a um agente individual, de modo que nem sempre há uma ação imediata que possa ser tomada.

Com relação à conciliação dos reservatórios virtual e físico, mensalmente o monitor deve realizar a avaliação do histórico de evolução dos reservatórios físicos e da representação de reservatórios virtuais dos agentes. É importante que esse processo seja realizado antes que seja fechada a liquidação financeira do mercado pela CCEE, permitindo assim uma linha de defesa adicional para corrigir eventuais problemas antes de consolidar os fluxos financeiros dos agentes.

No quesito divulgação dos dados e ação do monitor, é essencial que seja garantida a transparência do mercado baseado em ofertas e a função do monitor será baseada em apresentar toda a informação relevante de forma a gerar uma pressão e “monitoramento” entre os próprios agentes do mercado. Para tal, o monitor deve manter um portal com dados atualizados sobre o mercado. Diariamente e com um atraso no máximo 1 semana, o monitor deve publicar as informações básicas do mercado, que incluem: as ofertas dos agentes, as quantidades aceitas, o balanço final do mercado, os preços obtidos, os encargos recebidos (*constrained on* e *constrained off*) e os demais resultados que se considere relevante.

É recomendado que a publicação dos dados seja nominal, de forma que seja possível atribuir a cada agente a sua oferta e os encargos recebidos. Isso permite que outros agentes do mercado realizem também análises independentes de desempenho de mercado se desejarem. Como mencionado no Entregável 6 (Desenho Detalhado), este tipo de estrutura em geral traz à tona preocupações de que os agentes poderiam usar essas informações divulgadas sistematicamente para coordenar suas ações e aumentar os preços de mercado por meio de sofisticados esquemas de conluio, embora esta seja uma prática ilegal. Caso esta seja considerada uma preocupação relevante e um risco real, é possível adotar a prática de divulgar de imediato apenas dados anônimos mas, após transcorrido tempo suficiente (por exemplo um período de um mês), divulgar os dados nominais, a fim de evitar a possibilidade do uso desses dados para manipulação de preço.

Finalmente, ao final de cada trimestre, o monitor deve desenvolver e publicar um relatório com os principais achados do período. O relatório deve conter pelo menos os principais resultados do funcionamento do mercado, as ofertas dos agentes, a evolução do balanço oferta-demanda, e a evolução dos indicadores de poder de mercado. Esse relatório deve ser disponibilizado a todos os agentes que participam do mercado, e os relatórios referenciados no Entregável 4 (Experiência Internacional) representam uma boa referência para inspirar a organização e conteúdo de tais relatórios. Adicionalmente, ao final de cada ano, o monitor deve desenvolver um relatório anual com o compilado dos dados ao longo do ano. Além das métricas publicadas nos relatórios trimestrais, o relatório anual

deve apresentar uma análise estrutural mais detalhada do mercado, apresentando análises de concentração de mercado, investigação de situações suspeitas e um resumo das penalizações aplicadas ao longo do ano.

### 7.3 Possíveis aprofundamentos

Nos possíveis aprofundamentos a serem implementados com o amadurecimento do mercado e da entidade responsável pelo monitoramento, destacamos duas frentes principais: (i) ampliar os indicadores monitorados e (ii) contratar um monitor externo.

Dentro do primeiro tópico, é interessante selecionar métricas que façam sentido para o mercado e que sejam complementares às duas métricas iniciais propostas. Algumas métricas comumente implementadas, de acordo com (Wolak et al. 2021) e (Pinczynski and Kasperowicz 2016), são o índice de Lerner (ou índice de markup preço-custo), o índice de receita líquida, e a abordagem de “conduta e impacto” (que avalia o impacto da conduta de um gerador sobre o preço de mercado).

No segundo tópico propomos a contratação de um monitor externo de mercado. No Entregável 6 (Desenho Detalhado) discutimos as vantagens e desvantagens do monitor interno e externo, enquanto no Entregável 4 (Experiência Internacional) observamos que a combinação de ambos é uma prática comum em diversos mercados. Tal combinação tende a equilibrar as desvantagens de cada um, apesar de levar a um custo maior para o sistema. O monitor externo contribuiria com uma visão externa e totalmente independente do mercado, e ficaria responsável por uma análise mais estrutural do mercado. O monitor interno, então, passaria a focar principalmente na atividade diária do mercado, avaliando o seu funcionamento, validando as ofertas dos agentes, garantindo que as regras estão sendo respeitadas, entre outros aspectos. A importância do monitor externo para análise estrutural vem do fato de ser uma entidade naturalmente independente, o que lhe dá maior liberdade para manifestação e reduz a possibilidade de influência do operador nos resultados da atividade de monitoramento.

## 8 CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CRONOGRAMA

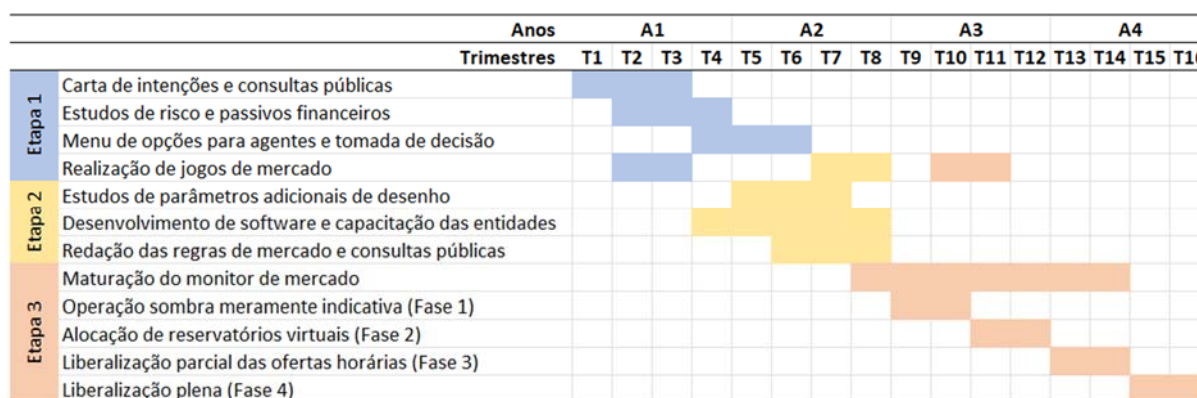
Ao longo do presente relatório, foram destacados alguns dos principais desafios que precisariam ser vencidos antes da implementação efetiva de um novo mecanismo baseado em ofertas. Há uma série de ações que devem ser tomadas, desde questões que dizem respeito à escrita de regras de mercado (detalhadas no capítulo 2) até a negociação com os futuros participantes do mercado baseado em ofertas (como explorado nos capítulos 3 e 4). Faz-se necessário a implementação de novos softwares (como detalhado no capítulo 5) e novas instituições e procedimentos (como exemplificado pelo capítulo 7), além evidentemente de realizar testes e simulações para garantir o bom funcionamento de todas essas componentes (vide capítulo 6).

Levando em consideração o conjunto de elementos discutidos ao longo do presente relatório e buscando consolidá-los em um cronograma factível para a implementação de um mecanismo baseado em ofertas no Brasil, identificou-se que há três principais “etapas” que precisariam ser executadas:

- A primeira etapa buscaria a *aceitação* da proposta de formação de preços pela sociedade e visa identificar a melhor forma de alocar os *riscos* inerentes à atuação em um mercado baseado em ofertas e equacionar os passivos financeiros associados. A primeira etapa culminaria com a determinação de quais agentes seriam os participantes (voluntários) do novo mecanismo.
- A segunda etapa envolve a *consolidação* do mecanismo, com o desenvolvimento de softwares, redação das regras de mercado, determinação definitiva de alguns parâmetros de desenho que podem não ter sido totalmente definidos na etapa de aceitação, e capacitação das entidades do setor.
- Finalmente, a terceira etapa envolve a *implementação* gradual do mecanismo, com as etapas da operação sombra detalhadas no capítulo 6.

Cada uma destas etapas envolveria um nível de complexidade considerável e algumas atividades que poderiam ser realizadas em paralelo, e que serão exploradas em mais detalhe nas subseções seguintes. Uma visão geral de como poderia ser estruturado o cronograma, com duração total de aproximadamente quatro anos até a implementação integral do mecanismo baseado em ofertas, é apresentada na Figura 4. Nota-se que a Etapa 1 é mais intensa no primeiro ano (embora com alguma sobreposição no segundo ano), a Etapa 2 é mais intensa no segundo ano, e a Etapa 3 a partir do terceiro ano.

**Figura 4 – Proposta de cronograma de implementação**





## 8.1 Primeira etapa: Aceitação

### *Carta de intenções e consultas públicas*

Como indicado anteriormente, um dos principais objetivos da etapa de aceitação é culminar com a confirmação por parte dos agentes de mercado existentes de quais desejam aderir ou não ao novo mecanismo baseado em ofertas sob as regras propostas (evidentemente, uma vez instaurado o mecanismo, novos agentes não teriam esta escolha e só poderiam participar do mercado realizando ofertas). Entretanto, antes que os agentes possam tomar esta decisão, é importante que tenham conhecimento dos termos e condições aos quais eles estarão sujeitos, e alguns “detalhes” de implementação podem ter impactos muito significativos sobre os resultados financeiros dos agentes.

Consequentemente, nesta primeira fase, deve-se buscar responder à maior parte das perguntas que os agentes possam ter, apresentando uma imagem bastante clara do mecanismo que será efetivamente implementado. Esta etapa focaria em elementos de desenho de mais alto nível e nas pequenas mudanças necessárias na base legal (vide seção 2.1), sendo que a maior parte da implementação de instrumentos infralegais seria parte da segunda etapa (vide seção 8.2). É importante considerar que os agentes levarão em conta sua percepção de risco regulatório ao tomar decisões, de modo que é importante ser assertivo quanto aos compromissos assumidos pelas autoridades para implementação posterior e adicionar tantos detalhes quanto possível na carta de intenções. Por exemplo, as autoridades devem indicar não apenas que “serão feitos estudos sobre o valor ótimo do preço-teto”, mas também que “o preço-teto deverá ser aumentado para um valor de no mínimo 2000 R\$/MWh” – o que dá aos agentes muito mais segurança do que pode ser esperado nas etapas seguintes.

Uma componente muito importante desta ação da carta de intenções é a realização de consultas públicas com a sociedade, bem como jogos de mercado (como destacado na seção 6.2) para familiarização dos agentes com o mecanismo de preços por oferta. Na verdade, a realização de consultas públicas e jogos de mercado deve permear todas as etapas descritas neste cronograma, ocorrendo de forma mais intensa em alguns momentos chave do processo de implementação do novo mecanismo (como ilustrado na Figura 4). Vale notar que a etapa de realização de jogos de mercado pode iniciar com menor complexidade – por exemplo, através da utilização inicial de um sistema exemplo, de menor porte – e avançar em complexidade conforme as instituições e agentes de mercado fiquem mais confortáveis com as regras de mercado – chegando idealmente no nível em que todas as usinas do SIN estejam devidamente representadas no jogo de mercado.

### *Estudos de risco e passivos financeiros*

Conforme aprofundado nos capítulos 3 e 4, os agentes que aceitarem migrar para o novo modelo de mercado baseado em ofertas estariam em diferentes aspectos ganhando novas oportunidades e flexibilidades de atuação, mas também assumindo novos riscos e mesmo passivos financeiros em algumas situações. Para que a migração ao novo mecanismo seja bem-sucedida, é importante que as autoridades tenham conhecimento preciso da magnitude destes ativos e passivos que precisariam ser negociados com os agentes na migração para o novo mecanismo. Este seria o principal objetivo desta etapa, a coleta de informações e realização de análises probabilísticas sob diferentes cenários de evolução do mercado para oferecer subsídios às discussões com os agentes individuais. Ainda que existam incertezas no cálculo destes valores (já que é difícil conhecer, por exemplo, como a dinâmica de mercado

poderia mudar após a implementação do mercado por ofertas; bem como as diferentes preferências e aversão ao risco dos agentes), o cálculo de valores de referência robustos, capazes de contemplar expectativas de receita (ou custos) e sua variabilidade, contribuiria de forma importante para embasar a tomada de decisão.

Alguns exemplos de estudos a serem realizados, explorados ao longo deste relatório, são:

- Levantamento da identidade dos principais agentes hidrelétricos do mercado e seus regimes de operação (cotas, repactuação do risco hidrológico, diferentes tipos de contrato). Modelagem de fluxos financeiros de cada um destes agentes sob o regime atual e sob o regime proposto.
- Construção de cenários hipotéticos em que um agente intermediário neutro a risco assume a responsabilidade destes agentes seguindo um processo competitivo. Admitindo que estes agentes intermediários têm lucro zero, quais seriam os pagamentos adicionais requeridos por eles? Qual seria o impacto destes custos sobre o consumidor final? Qual o efeito sobre esta estimativa caso o agente intermediário seja avesso ao risco, ou caso o leilão não seja perfeitamente competitivo?
- O quão distante do *breakeven* estão as opções oferecidas aos agentes (modelo antigo VS modelo novo)? É possível fazer ajustes respeitando os princípios fundamentais que ajudem a reduzir esta diferença, facilitando a negociação com os agentes?
- Levantamento das restrições ambientais do sistema hidrelétrico brasileiro e simulações detalhadas para avaliar a probabilidade de violação e a magnitude do passivo financeiro correspondente. Considerar a possibilidade de negociar com a ANA e outras entidades sobre a possibilidade de flexibilizar estas restrições. Avaliar possíveis modelos para alocar às hidrelétricas do MRE o passivo correspondente à violação de restrições ambientais em troca de um pagamento fixo, de modo a equacionar os incentivos necessários (como explorado no Relatório 3, Desenho Conceitual).
- Levantamento das térmicas do sistema, sua situação em termos de CVU e inflexibilidade contratual, e possibilidade de obter lucros indevidos com a transição para um modelo baseado em ofertas. Análise de possíveis alternativas, tais como aditivos contratuais e a formação de um mercado secundário para o excesso de combustível.
- Análise dos riscos assumidos pela distribuidora (comercializadora responsável pelo mercado regulado) sob diferentes arranjos propostos por meio de simulações, e possíveis passivos financeiros associados a estes riscos assumidos. Análise de factibilidade de se implementar uma revisão mais profunda nos processos da distribuidora-comercializadora, e análise de factibilidade para a criação de agentes intermediadores com a função de fazer previsões de demanda no mercado do dia seguinte.
- Levantamento da qualidade dos dados de medição disponível nas hidrelétricas do sistema (vazão, volume, turbinamento, vertimento, curva de produção, e outros) e mapeamento do interesse dos proprietários das hidrelétricas nos mecanismos de incentivo à eficiência e flexibilidade da produção hidrelétrica separada do MRE (como explorado no Entregável 6 de Desenho Detalhado)

*Menu de opções oferecidas aos agentes e tomada de decisão*

Conhecendo (por meio da carta de intenções) o mecanismo de oferta de preços que seria implementado, e munidos de informações mais detalhadas a respeito dos benefícios e prejuízos percebidos pelos agentes no ato da migração para o novo mecanismo (por meio dos estudos e levantamentos descritos anteriormente), caberia às autoridades do setor propor uma solução e mecanismo de transição para os agentes. Como discutido ao longo dos capítulos 3 e 4, é importante que caiba aos agentes a adesão voluntária ao novo mecanismo, de modo que caberia ao regulador elaborar uma proposta que detalhe aos agentes quais seriam as implicações – tanto caso os agentes escolham *aderir* ao novo mecanismo quanto se escolherem *recusar* a adesão.

É importante que esta proposta seja construída à luz das informações disponíveis sobre os incentivos que os agentes perceberiam em cada um destes dois caminhos, levando em conta as análises discutidas anteriormente de modo a oferecer opções que sejam no mínimo próximas, ou preferencialmente enviesadas para que os agentes prefiram migrar para o novo mecanismo. Porém, ainda que o regulador tenha a expectativa de que todos os participantes de mercado aceitem a nova proposta, é importante que haja uma definição precisa do que aconteceria caso a proposta seja rejeitada – o que muito provavelmente envolveria a organização de um leilão em busca de agentes intermediadores para assumir esta função, como explorado por exemplo na seção 3.6.

Para que o menu de opções seja oferecido aos agentes, é importante que os termos e condições de cada uma das opções oferecidas esteja redigido cuidadosamente, e é necessário que as autoridades já tenham um direcionamento para o tratamento regulatório dos agentes intermediadores que possam ser criados (vide seção 2.3.2). Finalmente, a Fase 1 culminaria com a resposta final dos agentes de mercado existentes, entre as escolhas oferecidas pelo regulador.

## **8.2 Segunda etapa: Consolidação**

*Estudos de parâmetros adicionais de desenho*

Como destacado na Etapa 1, na prática a maior parte dos elementos do mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas a ser implementado já teria que ser definido no momento da consolidação da carta de intenções. Entretanto, para alguns elementos de desenho menos cruciais, cujo impacto para a modelagem financeira dos agentes não seja tão impactante, pode ser desejável a realização de estudos adicionais que permitam precisar qual seria a melhor escolha para determinados parâmetros do modelo. Um exemplo de escolha deste tipo foi apresentado na própria seção 8.1: ao sugerir que seria implementado um preço-teto de “no mínimo 2000 R\$/MWh”, as autoridades do setor elétrico permitem aos agentes ancorar suas expectativas, ao passo que ainda mantêm em aberto a possibilidade de realizar estudos adicionais a respeito deste parâmetro. Evidentemente, as colocações feitas na etapa de carta de intenções teriam grande influência sobre as premissas consideradas pelos agentes nas suas simulações e tomada de decisão – entretanto, elas não impediriam ajustes que pudessem melhorar a qualidade dos sinais de mercado.

Em particular, destacam-se alguns elementos de desenho que, conforme destacado no Entregável 6 (Desenho Detalhado) do presente projeto de P&D, poderiam ser objeto de estudos mais aprofundados:

- Com que frequência devem ser redeclaradas as ofertas de restrição operativa térmica: trimestralmente, anualmente, ou alguma outra frequência (mesmo declarações diárias são

possíveis, embora sob diferentes paradigmas – como explorado no Entregável 3, Desenho Conceitual)

- Qual mecanismo de segurança de suprimento deve ser implementado: baseado em preços de oferta mínimos para ofertas de reservatório virtual (em função da situação sistêmica), ou baseado em compra compulsória por uma entidade centralizada? Quais devem ser os critérios específicos para ativação do mecanismo de segurança de suprimento? Vale notar que alguns dos princípios fundamentais para este mecanismo precisariam ser estabelecidos já na etapa de aceitação discutida na seção 8.1, já que têm impacto profundo sobre as expectativas de receita e estratégias dos agentes.
- Que limites devem ser impostos às ofertas preço-quantidade horárias? Na recomendação dos consultores, a maior parte dos agentes renováveis e termelétricos deve ser capaz de ofertar livremente preços até determinado valor de referência *RefTerm* independentemente do seu CVU, mas o quão alto deve ser *RefTerm*? Além disso, para geradores cujo CVU estimado pelo operador for mais alto do que *RefTerm*, quanta flexibilidade eles devem ter para fazer suas ofertas preço-quantidade? (por exemplo, preços no máximo iguais a 100% do CVU, ou 110% do CVU, ou 130% do CVU?)
- Que limites devem ser impostos às ofertas preço-quantidade de reservatório virtual? Na recomendação dos consultores, agentes com baixa participação no total de água do sistema devem poder fazer ofertas livremente, mas agentes com participação mais dominante devem ter atuação mais restrita, devendo ofertar com um perfil próximo da curva de oferta recomendada pelo operador. Os parâmetros exatos que definem o grau de flexibilidade em função da dominância no mercado precisariam ser estudados mais a fundo.
- Em que situações (idealmente isonômicas por tecnologia) deve ser garantido o pagamento *constrained-off* a agentes de mercado brasileiro?
- Quais devem ser os pré-requisitos aos quais agentes hidrelétricos individuais devem cumprir (por exemplo, no que diz respeito à qualidade dos dados de medição) para que possam atuar no mercado baseado em ofertas, declarando curvas de operação alternativas e/ou limites de produção horários (como discutido no Entregável 6, Desenho Detalhado)?

#### *Redação das regras de mercado e novas consultas públicas*

Embora a Etapa 1 tenha sido mais focada nas atividades de regulação de mais alto nível, o mercado baseado de ofertas não pode começar a funcionar sem que tenha sido construído todo o arcabouço infralegal que respalda a sua existência e detalha as regras para o seu funcionamento. Nesta etapa estaria concentrada toda a tarefa de revisão regulatória detalhada na seção 2.4.

Naturalmente, a atividade de redação de novas regras precisaria ser acompanhada de consultas públicas, como é de praxe. Entretanto, a expectativa é que esta etapa possa ocorrer de forma relativamente isenta de polêmicas e discussões profundas, já que o seu objetivo seria fundamentalmente executar o que havia sido proposto originalmente na carta de intenções apresentada na Etapa 1. Entretanto, como evidenciado pelo próprio espaço concedido a estudos e aprofundamentos adicionais na subseção acima, na prática a introdução de alguns elementos novos é quase inevitável. O escrutínio de agentes de

mercado e da sociedade em geral a esta etapa é, portanto, bem-vindo, e pode contribuir para robustecer o desenho de mecanismo final.

#### *Desenvolvimento de software e capacitação das entidades*

Esta etapa envolve, crucialmente, o desenvolvimento dos modelos apresentados no capítulo 5 e o início da capacitação das diferentes instituições do setor elétrico brasileiro em preparação para a implementação do mecanismo baseado em ofertas. Parte desta atividade de capacitação envolveria a preparação da equipe que se tornaria o monitor de mercado, como destacado no capítulo 7. Adicionalmente, ao longo de toda esta etapa, a realização de jogos de mercado focados nas instituições do setor pode ajudá-los a preparar-se para a implementação do mercado baseado em ofertas.

### **8.3 Terceira etapa: Implementação**

#### *Fases 1 a 4 da liberalização gradual das ofertas*

Conforme detalhado na seção 6.3, da forma como concebido pelos pesquisadores do presente projeto de P&D a implementação efetiva do mecanismo baseado em ofertas seria organizada ao redor de três Fases. A Fase 1 representa na prática uma transição entre a segunda e terceira etapa de implementação, já que não envolve nenhuma mudança no mecanismo de despacho e formação de preços utilizado e só conta com uma rodada em paralelo do “Novo DESSEM” (vide seção 5.1) para validar que o software estaria funcionando e retornando resultados coerentes. Vale destacar que *não* é esperado que a operação do Novo DESSEM resulte em saídas *idênticas* à operação baseada em custos: na verdade, o resultado obtido com o novo modelo *depois* que os agentes passam a ter a flexibilidade de submeter ofertas tende a ser superior ao melhor resultado obtido sem esta flexibilidade (mas infelizmente, ao longo da Fase 1 apenas a implementação sem ofertas dos agentes está disponível). Esta fase contaria também com uma contabilização sombra, a fim de familiarizar os agentes com o mecanismo de liquidação dupla.

A Fase 2 representa uma transição muito importante, já que os agentes hidrelétricos (que tiverem escolhido aderir ao novo mercado baseado em ofertas na Etapa 1) receberão oficialmente os seus créditos de reservatório virtual e passarão a ser gestores independentes deste montante armazenado. Apesar deste marco importante, os agentes ainda teriam pouca liberdade para submeter ofertas na Fase 2, o que seria gradualmente ampliado na Fase 3 e Fase 4. Em particular, um elemento de desenho importante introduzido na Fase 3 é o mecanismo de liquidação dupla, com a realização de uma liquidação no mercado do dia seguinte e outra no mercado de balanço *ex post* (na Fase 2, seria mantida a lógica atual do mercado brasileiro com preços do mercado do dia seguinte e quantidades *ex post*). Mais detalhes sobre o funcionamento de cada uma destas fases são apresentados na seção 6.3.

Particularmente nas primeiras Fases da liberalização do mercado baseado em ofertas, é desejável a realização de jogos de mercado envolvendo os agentes, preparando-os para o que está por vir. Espera-se que a esta altura os agentes tenham capacidade de executar estratégias significativamente mais refinadas e complexas do que nos jogos realizados em Etapas anteriores.

#### *Maturação do monitor de mercado*

Um segundo elemento de extrema importância para esta Etapa 3 é garantir que o monitor de mercado está recebendo a atenção e recursos necessários para que possa exercitar-se, crescer, e estabelecer-se

como uma importante referência. O Monitor de Mercado deve estar presente desde a Fase 1 de implementação, contrastando os resultados da rodada do antigo DESSEM com o Novo DESSEM – ainda que não existam agentes fazendo ofertas, o uso de modelos baseados em custos como um *benchmark* de referência para analisar os resultados de um modelo baseado em ofertas é uma prática internacional comum, de modo que espera-se que esta prática possa render frutos futuramente.

O monitor de mercado deve intensificar sua atuação à medida que as Fases de implementação avançam e o mercado se torna mais complexo, o que dá espaço também para que os relatórios trimestrais e relatório anual aumentem gradualmente em complexidade à medida que o mercado avança. Além disso, é de se esperar que o acompanhamento do monitor de mercado seja uma referência fundamental para a tomada de decisão das autoridades do setor entre prosseguir para a próxima Fase ou não – já que é recomendável assegurar a solidez do equilíbrio do mercado baseado em ofertas a cada passo da liberalização, para evitar surpresas indesejáveis.

Ao longo deste processo de maturação, como destacado na seção 7.3, o monitor de mercado pode começar a trazer questionamentos ainda mais profundos, buscando continuamente novas métricas e indicadores para avaliar a situação do mercado e até mesmo investindo em um esforço de contratação de um monitor de mercado externo e independente.

## 9 REFERÊNCIAS

- Comitê de Revitalização (2002) Comitê de Revitalização. *Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Relatórios de Progresso*.
- Goeree and Holt (2001) Jacob K. Goeree and Charles A. Holt. Ten little treasures of game theory and ten intuitive contradictions. *American Economic Review*. 91, 5 (2001), 1402–1422. doi: 10.1257/aer.91.5.1402.
- Nascimento (2019) Luciano Nascimento. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-02/grupo-de-trabalho-vai-discutir-revisao-do-contrato-de-itaipu>. Retrieved from <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-02/grupo-de-trabalho-vai-discutir-revisao-do-contrato-de-itaipu>.
- Pérez-Arriaga et al. (2016) Ignacio Pérez-Arriaga et al. *Utility of the future: an MIT energy initiative response to an industry in transition*. Retrieved from <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
- Pinczynski and Kasperowicz (2016) Marcin Pinczynski and Rafał Kasperowicz. Overview of electricity market monitoring. *Economics and Sociology*. 9, 4 (2016), 153–167. doi: 10.14254/2071-789X.2016/9-4/9.
- Schweppe et al. (1988) Fred C. Schweppe et al. *Spot Pricing of Electricity*. Springer, Boston, MA. doi: <https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>.
- Stoft (2002) Steven Stoft. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*.
- Thurber et al. (2015) Mark C. Thurber et al. Simulating the Interaction of a Renewable Portfolio Standard with Electricity and Carbon Markets. *Electricity Journal*. 28, 4 (2015), 51–65. doi: 10.1016/j.tej.2015.04.007.
- Thurber and Wolak (2013) Mark C. Thurber and Frank A. Wolak. Carbon in the Classroom: Lessons from a Simulation of California’s Electricity Market Under a Stringent Cap-and-Trade System. *Electricity Journal*. 26, 7 (2013), 8–21. doi: 10.1016/j.tej.2013.07.005.
- Wolak (2020) Frank A. Wolak. Wholesale Electricity Market Design. (2020). doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- Wolak et al. (2021) Frank A. Wolak et al. Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets : Status Quo and Challenges. (2021).



## 10 ANEXO 1: GLOSSÁRIO

|          |                                                                                            |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| ANA      | Agência Nacional de Águas                                                                  |
| Aneel    | Agência Nacional de Energia Elétrica                                                       |
| CCEAR    | Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado                       |
| CCEE     | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                                              |
| CCEAR    | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado                                |
| CCRBT    | Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias                                  |
| CFURH    | Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos                                       |
| CGH      | Central Geradora Hidrelétrica                                                              |
| CMO      | Custo Marginal de Operação                                                                 |
| CMSE     | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico                                                  |
| CNPE     | Conselho Nacional de Política Energética                                                   |
| CPAMP    | Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas de Computação no Setor Elétrico |
| CVaR     | <i>Conditional Value at Risk</i>                                                           |
| CVU      | Custo Variável Unitário                                                                    |
| DECOMP   | Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo   |
| DESSEM   | Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo                                             |
| ESS      | Encargos de Serviço de Sistema                                                             |
| FTR      | <i>Financial Transmission Rights</i> (direitos financeiros de transmissão)                 |
| GAG      | Custo da Gestão dos Ativos de Geração                                                      |
| GNL      | Gás natural liquefeito                                                                     |
| GW       | Gigawatt (corresponde a 1000 MW, ver abaixo)                                               |
| GWh      | Gigawatt-hora (corresponde a 1000 MWh, ver abaixo)                                         |
| MAE      | Mercado Atacadista de Energia (hoje extinto)                                               |
| MCP      | Mercado de Curto Prazo                                                                     |
| MRE      | Mecanismo de Realocação de Energia                                                         |
| MME      | Ministério de Minas e Energia                                                              |
| MW       | Megawatt (unidade de potência)                                                             |
| MWh      | Megawatt-hora (unidade de energia)                                                         |
| NEWAVE   | Software usado no Brasil para o planejamento de médio e longo prazo                        |
| Nordpool | Bolsa de energia que opera em parte dos países europeus                                    |
| O&M      | Operação e manutenção                                                                      |
| ONS      | Operador Nacional do Sistema                                                               |
| PCH      | Pequena central hidrelétrica                                                               |
| PDP      | Programa Diário de Produção                                                                |
| P&D      | Pesquisa e Desenvolvimento                                                                 |

|       |                                                                 |
|-------|-----------------------------------------------------------------|
| PJM   | Operador do sistema elétrico da região leste dos Estados Unidos |
| PL    | Projeto de Lei                                                  |
| PLD   | Preço de Liquidação das Diferenças                              |
| RAG   | Receita Anual de Geração                                        |
| SEB   | Setor Elétrico Brasileiro                                       |
| SIN   | Sistema Interligado Nacional                                    |
| Sisol | Sistema Isolado                                                 |
| TEO   | Tarifa de Energia de Otimização                                 |

## 11 ANEXO 2: ATRIBUIÇÕES INSTITUCIONAIS ATUAIS E BASE REGULATÓRIA

### 11.1 CNPE: política energética nacional

O *Conselho Nacional de Política Energética* (CNPE) é um conselho consultivo de nível ministerial. Ele é coordenado pelo Ministro de Minas e Energia, com a participação de vários ministros, presidentes de agências reguladoras e outros altos funcionários. Suas responsabilidades incluem: (i) propor a política energética nacional para o Presidente da República; (ii) propor o critério de confiabilidade de oferta de geração (risco de racionamento) para o país; e (iii) aprovar o leilão de determinados projetos de energia que eventualmente podem não ser competitivos em termos econômicos, porém são considerados estratégicos para o país.

A Lei nº 9.478/1997 estabelece os princípios e objetivos da política energética nacional, além de criar o CNPE e estabelecer suas atribuições.

Outras atribuições do CNPE constam na Lei nº 10.848/2004 como o estabelecimento de: diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível considerando as características específicas de cada fonte energética; e critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

O Decreto nº 3.520/2000 dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do CNPE e a Resolução CNPE nº 14/2019 aprova seu Regimento Interno.

### 11.2 MME: planejamento e implementação da política energética

O *Ministério de Minas e Energia* (MME) é responsável pela formulação e implementação das diretrizes aprovadas pelo CNPE. O Ministério também é responsável pelo planejamento do setor e representa o governo como autoridade concedente para concessões de energia hidrelétrica e concessões de serviços públicos (incluindo concessões de transmissão e distribuição).

O MME também nomeia o presidente e alguns diretores do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O MME foi criado pelas Leis nº 3.782/1960 e nº 8.422/1992, tendo suas competências sido definidas pela Lei nº 10.683/2003.

### 11.3 EPE: estudos de planejamento

A *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE) fornece suporte técnico ao MME em seus estudos de planejamento energético. Antes da criação da EPE, esses estudos eram realizados por empresas públicas e coordenadas pela Eletrobrás. Esse arranjo passou a ser visto como causador de conflito de interesses a partir do momento em que a Eletrobrás passou a participar do mercado.

Até o início dos anos 90, os planos de expansão obrigatórios eram elaborados pelo MME, e definiam quais novas usinas e linhas de transmissão seriam construídas. Atualmente, os planos de expansão são determinativos apenas para a expansão da transmissão: toda vez que um novo plano de expansão de transmissão é aprovado, as concessões para novas linhas cuja construção deve iniciar imediatamente são leiloadas. Já os planos de expansão da geração têm caráter indicativo: de fato, a expansão da geração (ou

seja, quais usinas serão construídas, onde e quando) é fundamentalmente resultado dos leilões, complementada por iniciativas de agentes individuais (geradores atendendo consumidores livres, e autoprodutores). Os estudos de planejamento da expansão da geração têm duas funções principais no Brasil: (i) fornecer ao governo e aos agentes uma ideia do que deve ser esperado nos próximos anos; e (ii) indicar a necessidade de novos inventários hidrelétricos, que preparem novos projetos hidrelétricos a serem licitados.

A EPE tem, dentre outras, as seguintes responsabilidades:

- Formular estudos para a definição da matriz energética, com indicação de estratégias a serem perseguidas e metas a serem atingidas no longo prazo;
- Realizar estudos técnicos para (novos) leilões de expansão da oferta de energia, incluindo o cálculo das Garantias Físicas;
- Realizar estudos para planejamento integrado de recursos energéticos;
- Preparar estudos de expansão do sistema (geração e transmissão)<sup>12</sup>, incluindo os planos de expansão de 10 anos da geração e transmissão;
- Promover estudos de potencial energético, incluindo estudos de viabilidade de bacias hidrográficas;
- Obter a licença ambiental prévia necessária para os leilões de novos projetos de transmissão e hidrelétricos e, no caso dos últimos, também a declaração de disponibilidade hidráulica;
- Verificar a solidez técnica dos projetos de geração, a fim de habilitá-los a participar dos leilões regulados para o mercado cativo.

A EPE foi criada pela Lei nº 10.847/2004 e pelo Decreto nº 5.184/2004.

#### **11.4 CMSE: monitoramento da confiabilidade de suprimento**

O *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico* (CMSE) é um conselho consultivo, coordenado pelo MME e composto por representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ONS, EPE e outros. Seu objetivo é monitorar a confiabilidade do fornecimento de energia a curto prazo e antecipar quaisquer problemas de fornecimento devidos, por exemplo, a atrasos na construção de nova capacidade de geração. Não há exigência formal para o CMSE emitir relatórios públicos. Mesmo assim, os resultados das reuniões do CMSE são geralmente publicados no site do MME.

Além disso, o CMSE tem o poder de modificar instruções de despacho emitidas de acordo com os procedimentos de otimização do ONS, tipicamente ordenando o acionamento de térmicas adicionais. A intenção original era que esse poder fosse usado apenas em casos excepcionais, porém, nos últimos anos, ele tem sido usado com frequência.

O CMSE foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.175/2004.

<sup>12</sup> A expansão do sistema de distribuição é de responsabilidade de cada distribuidora. De acordo com a regulamentação atual, os investimentos feitos pelas distribuidoras para atender às necessidades de expansão são auditados pela ANEEL (durante a revisão tarifária) para verificar se eles eram “realmente necessários”.

## 11.5 ANEEL: regulação

A *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) é a agência reguladora e supervisora do setor elétrico. Seu mandato inclui, entre outras funções, mediar, regular e monitorar o setor elétrico. Especificamente, a ANEEL é responsável por:

- Cálculo e revisão de tarifas de distribuição, transmissão e geração (no caso das usinas cuja energia tem preço regulado);
- Estabelecimento de condições gerais para contratação de acesso e uso de instalações de transmissão e distribuição de energia por concessionárias e consumidores;
- Promoção de leilões para licitação de concessões de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a concessão de uso de potenciais hidráulicos, seguindo as diretrizes emitidas pelo MME;
- Gestão de contratos de concessão ou de permissão para serviços públicos de energia elétrica e supervisão de todas as instalações do sistema;
- Definição de regras de participação na CCEE e ratificação da Convenção de Comercialização para seus membros;
- Autorização de atividades do ONS.

As decisões da ANEEL são tomadas por uma diretoria composta por cinco diretores com mandatos de quatro anos não coincidentes. Os diretores são nomeados pelo Presidente da República e confirmados pelo Senado. A ANEEL pode entrar em acordo com agências reguladoras estaduais para delegar algumas de suas funções<sup>13</sup>. Os procedimentos da ANEEL são bastante transparentes, e as reuniões da diretoria são transmitidas ao vivo pela Internet.

A ANEEL foi criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

## 11.6 ONS: operação do sistema

O *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS) é uma instituição privada, sem fins lucrativos, que atua por autorização (e sob supervisão) da ANEEL. O ONS determina e supervisiona o despacho real do sistema (“despacho físico”) e os dados necessários para o chamado “despacho comercial”, que é utilizado para liquidação financeira no mercado de curto prazo<sup>14</sup>.

O ONS possui, dentre outras, as seguintes funções:

- Realizar o planejamento operacional, programação e despacho da geração do sistema, otimizando o uso de recursos levando em consideração a confiabilidade do sistema;

<sup>13</sup> Vários estados têm suas próprias agências reguladoras de serviço público. Essas agências só podem regular os serviços de eletricidade se tiverem autorização da ANEEL para fazê-lo. A ANEEL geralmente os autoriza a tratar de assuntos como reclamações de consumidores, mas nunca com questões regulatórias, reajustes tarifários ou revisões.

<sup>14</sup> O despacho físico leva em consideração as restrições elétricas em todos os caminhos da rede de transmissão, bem como as características técnicas e a disponibilidade de geradores e cargas. Por outro lado, mantendo o mesmo modelo para geradores, o despacho comercial possui um modelo simplificado para cargas e a rede de transmissão: cargas são agrupadas em regiões, também conhecidas como submercados e restrições de transmissão dentro dos submercados são negligenciadas; restrições de transmissão entre submercados são mantidas.

- Manter centros de controle para supervisão e coordenação do sistema;
- Supervisionar e controlar a operação do sistema nacional de energia elétrica interligado e interconexões com países vizinhos;
- Gerir serviços de transmissão de energia elétrica, incluindo serviços ancilares e suas condições de acesso;
- Propor novas adições à rede básica (transmissão), bem como reforços às instalações de transmissão existentes;
- Definir as regras operacionais para as instalações de transmissão da Rede Básica a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/1998, alterada pela Lei nº 10.848/2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.081/2004.

Nos termos do supracitado Decreto, a aprovação do Estatuto Social do ONS é de competência da ANEEL, razão pela qual o regimento foi originalmente aprovado pela Resolução nº 307/1998, com alterações introduzidas via Resolução Autorizativa nº 328/2004, com modificações incluídas pelas Resoluções Autorizativas nº 1.888/2009 e nº 8.652/2020.

### **11.7 CCEE: mercado de curto prazo**

A *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE) foi criada pela Lei nº 10.848/2004 para substituir o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). Assim como o MAE, a CCEE é uma organização privada, sem fins lucrativos, independente da ANEEL, mas sob sua regulação e fiscalização. As funções da CCEE são praticamente as mesmas que as do antigo MAE:

- Gerenciar a comercialização de energia;
- Realizar leilões de compra de energia, por delegação da ANEEL;
- Conduzir a contabilização e liquidação de mercado em ambientes de negociação regulamentados e livres.

Teve sua organização, atribuições e funcionamento dispostos pelo Decreto nº 5.177/2004. O Decreto nº 5.163/2004, que entre outras funções, regulamenta a comercialização de energia elétrica, também trata de atribuições sob responsabilidade da Câmara.

A Resolução Normativa nº 109/2004 institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE.

### **11.8 CPAMP: modelos computacionais**

A *Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas de Computação no Setor Elétrico* (CPAMP) é responsável por garantir a consistência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE, como o NEWAVE, o DECOMP, o DESSEM e o GEVAZP. Na prática, ela estabelece metodologias utilizadas em atividades como o cálculo de garantias físicas e dos preços de curto prazo, bem como a programação da operação e da expansão.

O Grupo de Trabalho de Metodologia e o Grupo de Trabalho de Governança foram instituídos em sua configuração atual pelas Portarias nº 464 e 465/2020 respectivamente.

Recentemente a Resolução CNPE nº 22/2021 estabeleceu diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE. As referidas metodologias incluem aquelas utilizadas para a formação de preços no setor de energia elétrica.

A resolução traz ainda atribuições da CPAMP, sendo essa responsável por propor aprimoramentos e metodologias aos parâmetros associados à representação do sistema físico, bem como à construção da política de operação dos programas computacionais.

A Resolução CNPE nº 22/2021 propõe aprimoramentos às metodologias e parâmetros associados ao sistema físico, assim como a construção da política de operação dos programas computacionais. Futuras propostas de aprimoramento a serem implementadas no primeiro dia civil de cada ano devem passar por consulta pública pelo MME, devem ser aprovadas e divulgadas até 31 de julho de cada ano, e ainda, devem ter suas medidas promovidas pelas instituições que compõem a CPAMP.

No que tange à governança, o MME poderá propor à CPAMP a execução de estudos sobre diretrizes gerais para metodologias e modelos de suporte ao planejamento da expansão, ao planejamento e programação da operação, ao cálculo de garantia física e formação de preços no setor.

No que se refere à ANEEL, a agência é responsável pela regulação e fiscalização dos dados de entrada da cadeia de modelos computacionais; o ONS deverá, de acordo com a Resolução, comunicar alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correções de erros ou de atualizações com calendário predefinido com antecedência superior a um mês do PMO em que serão implementadas, para construção de uma política de operação e na formação de preço. O MME, no entanto, declarou que há um “erro material” na resolução, que será corrigido com a retirada da parte relacionada à referida mudança na política de operação (embora esta modificação ainda não tenha sido implementada).