

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.2.r2

Mecanismo de Formação de Preço por Custo

SDP N°: BR-CCEE-TDR-14-21-PRECO-CS-QBS

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



BANCO MUNDIAL
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL



Índice de conteúdo

Lista de siglas.....	4
1. Introdução.....	6
1.1. Motivação	6
1.2. Objetivos do projeto	7
1.3. Objetivos deste relatório	8
1.4. Estrutura deste relatório	9
2. Fundamentos e condições de contorno da regulação.....	10
2.1. Regulamentação da formação de preços	10
2.2. Distorções no sinal de preço	17
2.3. Distorções devidas ao preço <i>ex ante</i>	21
2.4. Poder de mercado devido às informações submetidas pelos agentes	24
2.5. O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE	27
2.6. Síntese das recomendações	29
3. Aprimoramentos na governança	32
3.1. O papel das instituições	32
3.2. Divulgação das informações.....	35
3.3. Governança da atualização das informações centralizadas	40
3.4. Síntese das recomendações	42
4. Elementos de formação de preços “parcialmente por oferta”	44
4.1. Visão geral de possíveis incentivos à previsão	44
4.2. Liquidação <i>ex ante</i> e <i>ex post</i> de preços e quantidades.....	48
4.3. Elementos para implementação do mecanismo parcialmente por oferta	55
4.4. Síntese das recomendações	59
5. Aprimoramentos na modelagem.....	64
5.1. Diferenças entre a modelagem e a realidade operativa.....	64
5.2. Modelos flexíveis e modulares	64
5.3. Representação das vazões e recursos renováveis	65
5.4. Representação das restrições hidráulicas	68
5.5. Possível incorporação de serviços ancilares.....	70
5.6. Levantamento de possíveis fornecedores alternativos	72
5.7. Síntese das recomendações	73
6. Conclusões	74
7. Referências.....	77
8. Anexo: Conceitos relevantes para os incentivos diretos à previsão	79
8.1. Mercados de previsão.....	79

8.2.	Sondagens de previsão	80
8.3.	Estudo de caso de gamificação: Aplicativo Waze.....	81

Lista de siglas

Sigla	Significado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIM	Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
DESSEM	Modelo de otimização de curtíssimo prazo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
FSARH	Sistema de Gestão da Atualização de Restrições Hidráulicas
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i> (das hidrelétricas em relação à GF)
MLT	Média de Longo Termo (das vazões afluentes)
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MRE	Mecanismos de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDO	Programa Diário de Operação
PDP	Programa Diário de Produção
PDPW	(Sistema de coleta de insumos) para a Programação Diária de Produção
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
SGI	Sistema de Gestão de Intervenções

Sigla	Significado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistemas de serviço público de distribuição de energia elétrica desconectados do SIN – Sistemas Isolados
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

1. Introdução

1.1. MOTIVAÇÃO

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

Em 2019, por meio da Portaria MME N° 403 foi instituído o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) com o objetivo de implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 1° de janeiro de 2021, dentro deste processo de modernização, o PLD passou a ser calculado diariamente em base horária para cada um dos submercados através do modelo computacional DESSEM. Buscando um aprimoramento contínuo dos modelos, foi criada então a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema (ONS). Quanto ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), observou-se evolução significativa nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

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

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

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

1.2.OBJETIVOS DO PROJETO

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

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

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

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

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

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

1.3.OBJETIVOS DESTE RELATÓRIO

Este relatório corresponde ao entregável e.2.r2 do projeto e tem como principal objetivo tratar da formação de preço por custos (com adaptações e elementos híbridos), fazendo análises de diferentes tópicos acerca do tema e trazendo recomendações para o Brasil especificamente. Este documento dialoga em particular com o entregável e.2.r1 (que traz um diagnóstico internacional da formação de preço por custo) e com o entregável e.4.r (que discute os contrastes entre o mecanismo por custo e o mecanismo por oferta e o conceito de mecanismos “híbridos”). Atualmente, o despacho centralizado no Brasil é baseado em custos auditados e adota uma cadeia de *softwares* de otimização desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), que consideram fatores como: níveis dos reservatórios do sistema, características técnicas das usinas, projeção da demanda, custo de acionamento de termelétricas, novos projetos planejados para os próximos cinco anos, custo para a energia não suprida estabelecido pela ANEEL e diferentes cenários possíveis de vazões futuras.

O objetivo deste documento é analisar e trazer recomendações no que diz respeito a possíveis aprimoramentos de desenho do mecanismo de despacho e formação de preço, de tal forma que (i) mantenha a lógica atual aplicada no Brasil de um modelo de formação de preço por custos, (ii) que leve em conta as experiências internacionais e lições aprendidas em outros países (“o que fazer” e “o que não fazer”), como explorado nos relatórios e.2.r1, e.3.r e nas visitas técnicas do projeto (e.5.w2), e (iii) que possa ser usada como pauta nas discussões e contribuindo para o embasamento técnico e metodológico que subsidiará a decisão da alteração ou não do mecanismo de formação de preço no Brasil. Será contemplada também a possibilidade de inserção de alguns elementos de desenho “híbridos”, embora alternativas que envolvam um ponto de partida diferente, de um modelo de formação de preço por oferta (ainda que com a possibilidade novamente de inserção de alguns elementos de desenho “híbridos”) seja objeto do entregável e.6.r.

Como indicado no Plano de Trabalho (entregável e.r.1) e relatório de análise de Vantagens e desvantagens (entregável e.4.r), cabe a este relatório uma série de objetivos, dentre os quais:

- (i) Apresentar um panorama do modelo atual de formação de preços do Brasil, inclusive elementos da conjuntura atual e potenciais fragilidades;
- (ii) Destacar como elementos de governança e modelagem podem influenciar no processo de formação de preços por custo e apresentar recomendações;
- (iii) Endereçar em particular os temas considerados “imprescindíveis” na análise do entregável e.4.r para um mecanismo baseado em custos – o que inclui as restrições de *unit commitment* hidráulico (vide seção 5.4), a liquidação dupla (seção 4.2) e redução do preço-piso (seção 2.2.2);
- (iv) Discutir a possibilidade de incorporar uma melhor representação de serviços ancilares na formação de preço, em especial, o serviço de reserva operativa;

- (v) Apresentar recomendações ponderadas para cada um dos itens analisados, levando em consideração em particular o esforço estimado (institucional, regulatório e computacional) de se implementar cada uma das alternativas propostas.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

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

- O Capítulo 2 apresenta um panorama da regulamentação atual e discute a possibilidade de alteração em algumas regras potencialmente distorcivas para o desenho de mercado (e discute as consequências com as quais o sistema teria que conviver, caso tais elementos não possam ser alterados);
- O Capítulo 3 apresenta recomendações atreladas aos mecanismos de Governança, diálogo institucional e transparência;
- O Capítulo 4 traz recomendações associadas a uma possível introdução de elementos “híbridos” ao mecanismo de formação de preços por custos, adaptando elementos da experiência internacional à realidade brasileira. Ou seja, ainda mantendo o paradigma de formação de preços por custos, as propostas deste capítulo envolvem adicionar em pontos específicos da regra de mercado elementos de desenho “parcialmente por oferta”;
- O Capítulo 5 discute brevemente caminhos de aprimoramentos na modelagem – levando em conta que, no contexto de um mecanismo de formação de preços baseado em custos, a representação dos modelos de otimização é crucial (mas considerando que muitas dessas questões devem ser objeto dos mecanismos de governança endereçados no Capítulo 3);
- Finalmente, o Capítulo 6 conclui e consolida as recomendações apresentadas ao longo dos capítulos anteriores.

2. Fundamentos e condições de contorno da regulação

Neste capítulo são apresentados os principais fundamentos da regulação vigente para o processo de formação de preços por custos no Brasil, cobrindo leis, decretos, resoluções e outros instrumentos normativos específicos.

A partir dessa apresentação é elaborado um diagnóstico sobre distorções identificadas no sinal de preço de maneira geral quais sejam: a dificuldade de agentes que não “enxergam” preços, os limites mínimo e máximo do PLD e a forma de atualização da informação sobre o valor da água nos reservatórios ao longo das execuções dos modelos da cadeia de formação de preços.

Além das distorções gerais do sinal de preço, este capítulo investiga uma distorção específica, associada a definição do preço *ex ante*, sendo que as quantidades de energia transacionadas são aferidas *ex post*. Neste contexto, é avaliado um exemplo ilustrativo dos efeitos adversos decorrentes dessa diferenciação. Outro ponto abordado nesta temática, refere-se à distorção do preço *ex ante* com as decisões do mercado de gás natural, que em alguns casos não se acopla adequadamente com o despacho comandado pelo modelo computacional.

O último tema abordado neste capítulo refere-se à declaração de informações pelos agentes para o modelo de despacho por custo. Neste caso os agentes podem reter informações privilegiadas para exercer certa influência nos preços e, ao longo do texto exploramos como esta situação pode ser mitigada no paradigma de preço por oferta. Ao final é apresentado como a introdução de instrumentos de responsabilização dos agentes em suas declarações pode mitigar essa influência nos preços.

Por fim, a partir das discussões dos itens anteriores, é apresentada uma síntese das propostas de aprimoramentos referentes aos fundamentos e as atuais condições de contorno do arcabouço regulatório. Com essa proposta, buscou-se fazer um conjunto de recomendações que altere o mínimo possível as condições de contorno do arcabouço regulatório.

2.1. REGULAMENTAÇÃO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

A seguir serão detalhados os principais instrumentos relativos às legislações vigentes no setor elétrico, arcabouço utilizado como fundamento para a estruturação de todo o restante do relatório.

2.1.1. BASE LEGAL

Lei nº 10.848/2004:

Esta Lei dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, ela possibilita a existência de fundamentos como os ambientes de contratação regulado e livre, regras e procedimentos de comercialização, tratamento de serviços ancilares e o mecanismo de realocação de energia (MRE) para mitigação do risco hidrológico.

A mesma lei define que o ONS, na operação do SIN, deverá considerar a otimização da utilização dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos de carga. Ela também cria a CCEE, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL.

Base legal para a operação do sistema:

A Lei nº 9.648/1998, no Artigo 13, trata das atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN e das atividades de previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados (SISOL), que serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo ONS, estando as seguintes atribuições associadas ao operador:

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:

O Decreto nº 5.163/2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica e, no Artigo 57, define que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo devem ser realizadas com base no PLD. Além disso, o PLD, sob responsabilidade de publicação da CCEE, deve ser calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimos e máximos, 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.

Junto a isso, a Convenção de Comercialização estabelecida pela Resolução Normativa nº 957/2021 determina, no artigo 78, que o PLD a ser divulgado pela CCEE deve ser calculado de maneira antecipada, com base no Custo Marginal de Operação e, além disso, deve ser limitado por preços mínimos e máximos.

2.1.2.BASE NORMATIVA

A base regulamentar é a Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, com redação alterada pela Resolução Normativa nº 1.078, de 28 de novembro de 2023. Esta Resolução consolida os atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética (PMO), e para a

formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Com relação ao PMO, a Resolução estabelece o horizonte de até 5 anos, em base mensal e por patamar de carga, com pelo menos o primeiro mês discretizado em etapas semanais, a primeira semana em base diária e o primeiro dia em base semi-horária. Prevê-se também que nas revisões semanais e diárias devem ser incorporadas informações atualizadas relativas ao estado do sistema, afliências, previsão de carga e demais dados que tenham periodicidade de atualização inferior a um mês e que, no modelo de curto prazo, a atualização da função de custo futuro (FCF) deve ser feita semanalmente.

Além disso, é determinado o uso de modelos de otimização eletroenergética compatíveis com o horizonte de simulação, com uso previamente aprovado pela ANEEL, conforme o estabelecido a seguir:

- O modelo para otimização da operação de médio prazo deve determinar a estratégia de operação de até cinco anos visando minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação;
- O modelo para otimização da operação de curto prazo, com base em usinas individualizadas, deve determinar a estratégia que minimize o valor esperado do custo total de operação, acoplado-se ao modelo de médio prazo;
- O modelo para otimização da operação de curtíssimo prazo tem como objetivos: a determinação de um despacho eletroenergético de custo operativo mínimo para o sistema em um período de até duas semanas, acoplado-se ao modelo de curto prazo e a formação do CMO semi-horário.

Na elaboração do PMO, no que tange as centrais geradoras não simuladas individualmente, a representação da geração dessas centrais no modelo de otimização deve ser feita com base na estimativa de geração, cuja representação pode ser agregada segundo especificidades e granularidades especial e temporal de cada modelo, em todo o horizonte de planejamento da operação.

No âmbito do cálculo do CMO, o horário limite para sua divulgação, assim como os protocolos de contingência em caso da impossibilidade no processamento dos modelos de otimização eletroenergética ou da publicação no horário em questão, devem ser previstos nos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O PLD tem como sua principal função valorar os montantes a serem liquidados no Mercado de Curto Prazo, tendo como base principal as informações utilizadas ao longo da operação do PMO. Sendo assim, a CCEE deverá utilizar, para o cálculo do PLD, os mesmos dados de entrada e modelos usados pelo ONS na elaboração do PMO e de suas eventuais revisões, desconsiderando-se restrições internas aos submercados e informações que se enquadrem na antecedência de publicidade, como:

“I- Atualização de informação para o PMO que esteja em desacordo com o inciso IV do art. 5º, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021, ou resolução superveniente.

II- No caso da implementação das atualizações descritas abaixo, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:

- a) Atualização excepcional em dado de entrada decorrente de autorização pelo CMSE;
- b) Decisão por órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico até a data de realização do PMO anterior, previamente autorizada pelo CMSE; e

c) Definição ou atualização excepcional de restrição hidráulica promovida por órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, decidida até a data de realização do PMO anterior. (NR¹)”

O horário limite para a divulgação do PLD, assim como os protocolos de contingência caso não seja possível processar os modelos de otimização ou a publicação no horário referido, deverão estar previstos nas Regras ou Procedimentos de Comercialização. Além disso, é previsto que a CCEE realize reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados dos modelos de otimização eletroenergética.

A Resolução institui ainda a existência de um comitê de governança, sob coordenação compartilhada do ONS e da CCEE, com o objetivo de tratar de assuntos relacionados à elaboração do PMO e formação do PLD. É mencionado ainda que tal comitê será dividido em subcomitês temáticos destinados a avaliar os dados de entrada do PMO, modelos computacionais ou propostas específicas relacionadas à elaboração do PMO e formação do PLD. Esse Comitê Técnico deve ser homologado pela ANEEL e deve conter, no mínimo:

- “I – os mecanismos de governança do comitê;
- II – a forma de representação no comitê dos diversos segmentos setoriais associados ao ONS e à CCEE;
- III – a forma de determinação e seleção dos temas a serem tratados pelo comitê;
- IV – o modelo de decisão do comitê; e
- V – a previsão para estabelecimento de prazo para manifestação dos agentes anteriormente à validação de cada nova proposta.”

Em caso de erros nos processos de formação do PMO e do PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-los em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, com efeito no dia subsequente à identificação, incluindo correções nas funções de custo futuro. A partir disso, o ONS e a CCEE devem formalizar à ANEEL a identificação de quaisquer erros, justificando eventuais impossibilidades de correção. É definido também um prazo de 30 dias após o término do mês operativo para que seja disponibilizado um relatório com o apontamento de falhas e propostas de ações de melhorias.

No Art. 31, é mencionado que o ONS, com apoio da CCEE, deverá manter a plataforma virtual realizada ao PMO e suas revisões, de modo a:

- “I – disponibilizar os arquivos de dados preliminares do PMO (decks preliminares), dos modelos de médio e curto prazo, bem como os documentos que os subsidiam;
- II – permitir a participação dos membros associados do ONS, da CCEE, além da ANEEL, Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- III – permitir que sejam dirimidas dúvidas quanto aos dados de entrada e informações referentes aos modelos de planejamento e programação da operação e formação de preço; e
- IV – assegurar a publicidade aos agentes dos fatos relevantes que possam impactar a formação do preço de forma simultânea e homogênea, antes de sua implementação.”

Adicionalmente, é importante discorrer sobre a governança para os aprimoramentos das metodologias dos modelos da cadeia principal de formação de preços no Brasil. Em 2007 foi realizada a publicação da Resolução CNPE nº 01/2007 para estabelecer diretrizes visando garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelas instituições do sistema (MME, EPE, ONS e CCEE). Com esse objetivo, em 2008, o MME publicou a Portaria nº 47, instituindo a Comissão Permanente

¹ Nova Redação: houve uma nova redação de um artigo por alteração, supressão e/ou acréscimo de dispositivos.

para Análise de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP). Com a publicação da Resolução CNPE nº 7/2016, foram definidas as competências e diretrizes para a gestão dos modelos computacionais, ficando sob competência da ANEEL a regulação e fiscalização da gestão dos dados de entrada empregados nos modelos computacionais e sob competência da CPAMP a avaliação dos parâmetros e das metodologias utilizados nesses modelos. Ao longo de sua existência, a CPAMP passou por diversas evoluções em sua governança, sendo regida mais recentemente pela Resolução CNPE nº 22/2021 (com ajuste pela Resolução CNPE nº 29/2021) e a Portaria MME nº 637/2022.

A partir de agosto de 2024, está prevista a extinção da CPAMP, com a criação de uma nova governança específica para os aprimoramentos dos parâmetros, metodologias e modelos computacionais, conforme definido pelo CNPE pela Resolução nº 1/2024. Mesmo com a nova governança, mantém-se a diretriz da existência de coerência e integração entre as atividades de: i) planejamento da expansão, ii) planejamento e programação da operação e iii) formação de preço. Na prática, o Conselho redistribuiu as competências da CPAMP entre as instituições que naturalmente compartilham atividades, como ONS e CCEE (ii e iii) via novo comitê de governança, sob supervisão da ANEEL. Nesse novo arranjo, a competência de avaliar e aprovar alterações no nível de aversão a risco utilizado nos modelos computacionais passou a ser exclusivamente do CMSE, ao passo que a avaliação de aprimoramentos da atividade (i) passa a ser competência do MME e EPE.

2.1.3.SUBMÓDULO 4.3 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

O Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Rede, estabelecidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, trata da elaboração do Programa Mensal da Operação Energética e suas revisões.

Para a elaboração do Programa Mensal da Operação (PMO), o ONS tem como base a FCF atualizada mensalmente, obtida pelo modelo de otimização de médio prazo. A partir de então, o operador considera uma série de dados e informações obtidos de outros processos da cadeia de planejamento para a elaboração do PMO.

Outras informações, como o Custo Variável Unitário das Térmicas (CVU) e informações acerca de novos empreendimentos de geração do SIN são provenientes de agentes, estando a CCEE e a ANEEL respectivamente responsáveis pelos dois fatores listados anteriormente.

Em seu primeiro mês de estudo, o PMO leva em consideração as unidades liberadas para operação comercial, já, para o período estocástico, é considerada a mesma oferta do modelo de otimização de médio prazo.

O ONS deve divulgar, também, aos agentes envolvidos, os formatos, meios e prazos para os envios dos dados e informações que deverão ser considerados na elaboração do PMO e suas revisões. Os agentes, por sua vez, são responsáveis por enviar tais dados nos formatos, meios e prazos estabelecidos pelo operador, com horizonte de até dois meses à frente, por patamar de carga e com o primeiro mês discretizado em etapas semanais. Essas informações enviadas pelos agentes referentes ao modelo de médio prazo de otimização necessárias para a elaboração do PMO são encaminhadas quando ocorrem as atualizações quadrimestrais dos estudos do ciclo anual de planejamento da operação energética. Em caso de descumprimento do prazo por parte dos agentes, o ONS determina como será o preenchimento das informações faltantes, a fim de viabilizar a realização do PMO e das revisões sem que haja prejuízo do encaminhamento das não-conformidades.

Com os dados de entrada já coletados, o ONS os atualiza no modelo de otimização de médio prazo, com horizonte de análise de até 60 meses à frente e disponibiliza aos agentes envolvidos os arquivos

preliminares do modelo de otimização de médio prazo, com os dados e informações disponíveis até o prazo estabelecido. A oferta, então, é atualizada no modelo de acordo com o cronograma de obras de empreendimentos de geração disponibilizados pelo Poder Concedente e pela ANEEL. A partir disso, o operador executa o modelo de otimização de médio prazo e obtém-se a FCF atualizada, com as estratégias de planejamento da operação energética de médio prazo. Com isso, são obtidos os seguintes resultados:

- Custo marginal de Operação (CMO) médio semanal, por subsistema, por patamar de carga;
- Definição dos valores de despacho de geração das usinas simuladas individualmente nos modelos energéticos;
- Intercâmbios de energia entre os subsistemas; e
- Evolução dos armazenamentos de cada reservatório.

Após a consolidação do PMO, as bases de dados do modelo de otimização de médio prazo e do modelo de otimização de curto prazo são disponibilizadas aos agentes envolvidos e à CCEE, juntamente com os resultados da execução dos modelos. Com relação ao modelo de médio prazo, são divulgadas também as premissas de modelagem, a base regulatória considerada para a execução do modelo e os principais insumos.

O documento informa ainda que após a consolidação das revisões semanais do PMO, o ONS deve disponibilizar aos agentes envolvidos e à CCEE a base de dados do modelo de otimização de curto prazo atualizada e, em caso de revisão extraordinária da FCF, o ONS deve informar aos agentes envolvidos e disponibilizar a nova base de dados de médio prazo referente à esta revisão. Também é responsabilidade do operador informar aos agentes e à CCEE os CVUs e os despachos provenientes de inflexibilidades e restrições elétricas das usinas térmicas, assim como os motivos que determinam os despachos em função das restrições elétricas do SIN e foram considerados na elaboração do PMO.

2.1.4.SUBMÓDULO 4.5 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

Este submódulo tem como objetivo estabelecer as responsabilidades, os produtos, as etapas e os prazos relacionados à programação diária da operação eletroenergética, com a finalidade de garantir a otimização energética dos recursos de geração e, além disso, a segurança operacional do SIN.

O Programa Diário da Operação (PDO) visa consolidar propostas de geração hidráulica, térmica, solar e eólica e fornece aos centros de operação do ONS e aos agentes de operação as diretrizes eletroenergéticas específicas, consideradas necessárias para a execução da operação, sendo composto pelos programas de operação, informações, observações e dados de entrada na sua elaboração. Dentro disso, apresenta o conjunto de dados do modelo de curtíssimo prazo e o Programa Diário de Produção (PDP), o Programa Diário de Intervenções (PDI), Programa Diário de Defluências (PDF), Validação elétrica da programação energética (VALIDAÇÃO), Informações Meteorológicas (INFMET), Programa Diário de Carga e Frequência (PDCF), Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas Consolidadas (RDE), com periodicidade diária e discretização de meia em meia hora para o período de programação. Nessa etapa é possível que geradores termelétricos solicitem despacho por inflexibilidade acima dos níveis declarados na última revisão semanal do PMO (modelo DECOMP), sendo, neste caso, sujeita ao pagamento de deslocamento hidráulico.

Dentro da Programação Diária da Operação, o ONS possui determinadas responsabilidades, que incluem, dentre outras: a interação com os agentes para aprovação e estabelecimento dos programas finais da geração; informar os agentes de distribuição elementos da rede que irão impor restrições à esta e que serão considerados no processo de validação elétrica; solicitar dados e informações

necessários para a realização da programação aos agentes, emitir os decks de entrada e saída do curtíssimo prazo e elaborar e disponibilizar os Estudos Comparativos e Análises das Principais Diferenças DESSEM e Programação Diária.

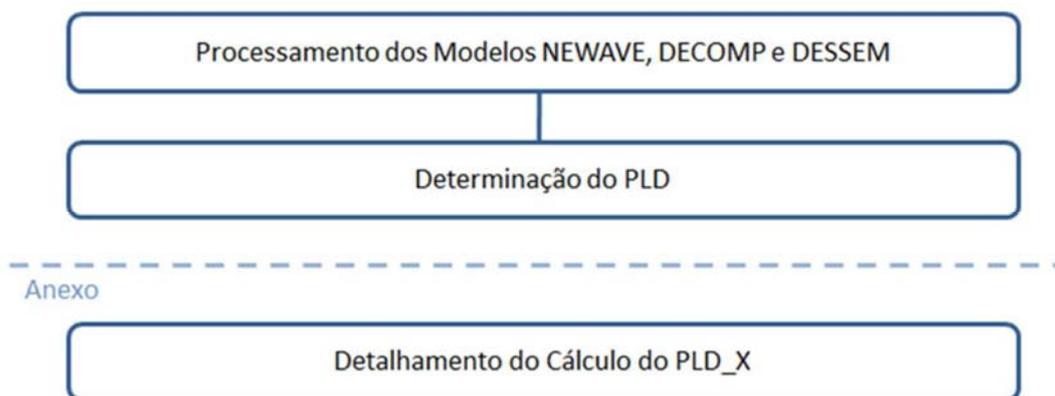
Os agentes também possuem responsabilidades ao longo do processo, que se estendem desde a elaboração do Plano da Operação Energética (PEN) até a confirmação de disponibilidades e inflexibilidades no DESSEM e no pós-DESSEM.

2.1.5. CADERNO 00 DE REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA CCEE - PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)

O PLD é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo, apurado pela CCEE. Atualmente, o SIN possui quatro submercados divididos em regiões geoeletricas, sendo elas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. O PLD é calculado tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO), e, assim como o CMO, ele é obtido por meio dos modelos matemáticos usados pelo ONS para definir a programação do sistema, limitado por um preço mínimo, preços máximos, horário e estrutural estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Figura 1 apresenta o esquema geral de cálculo do preço do PLD.

Figura 1: Esquema Geral de Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças [1].



Mensalmente, o ONS encaminha os decks com os dados utilizados para o processamento do NEWAVE (modelo de médio prazo) à CCEE, que realiza o tratamento de dados para processar o modelo, a fim de obter a FCF necessária para o encadeamento com o modelo de curto prazo (DECOMP). A execução do NEWAVE é restrita à semana que antecede a primeira semana operativa de cada mês, sendo assim, semanalmente o ONS processa e encaminha para a CCEE o deck com os dados usados para processar o DECOMP.

Depois de receber esses dados, a CCEE, novamente, realiza um tratamento de dados e o processamento do modelo, com o intuito de se obter uma nova FCF, que é necessária para a execução do modelo de curtíssimo prazo, o DESSEM. A execução do DECOMP fica restrita ao dia útil que antecede a próxima semana operativa.

Diariamente, a CCEE também recebe do ONS o deck com os dados para o processamento do DESSEM. Assim como nos processos anteriormente mencionados, a CCEE realiza um tratamento de dados e realiza o processamento do DESSEM para o cálculo do PLD em base horário, que é válido para o dia subsequente. Diferentemente do planejamento da operação do ONS, a CCEE não considera todas as restrições elétricas do sistema. Para o cálculo do PLD, considera-se que a energia se encontra igualmente disponível em todos os pontos de consumo de um determinado submercado. Com isso, os dados

provenientes do ONS são tratados em diferentes etapas para não considerar as restrições elétricas internas aos submercados.

Contudo, vale salientar que a regulamentação vigente prevê certos tratamentos excepcionais das restrições elétricas no momento de formação do PLD, sendo estas as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados cuja eliminação necessita de solução de planejamento ou que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

2.2.DISTORÇÕES NO SINAL DE PREÇO

Fundamentalmente, a motivação para se aplicar um sinal de preço de curto prazo associado à geração e consumo de eletricidade é promover um alinhamento de incentivos – de modo que a escolha operativa que maximiza o lucro de cada agente é a mesma escolha que maximiza o benefício para o sistema como um todo. Na prática, entretanto, há limitações (muitas vezes de caráter regulatório) que dificultam este alinhamento de incentivos.

Nesta seção, exploramos algumas dessas fontes de distorção que impedem que o alinhamento seja perfeito, a saber: (i) a existência de agentes que podem se “isentar” do sinal de preço spot, (ii) a existência de um PLD piso (particularmente quanto alto) e um PLD teto (particularmente quando baixo), e (iii) o fato de que a função de custo futuro só é atualizada com periodicidade semanal. Em todos estes casos, seria necessária uma mudança de regulamentação (e por vezes de legislação) para corrigir estas distorções.

2.2.1.A DIFICULDADE DOS AGENTES QUE NÃO “ENXERGAM” O PREÇO

Por determinação ou pelo arranjo de contratação, uma parte significativa dos ativos de geração não percebe os sinais de preço *spot*. Um dos casos é o das usinas hidrelétricas cotistas, conforme estabelecido na Medida Provisória 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 2013. Essas usinas foram concedidas sob o regime de cotas de garantia física, sendo que seus montantes de garantia física que pertenciam aos geradores antes da vigência desse regime, passaram a pertencer ao portfólio das distribuidoras, inclusive a exposição ao risco hidrológico no âmbito do MRE², que por sua vez é repassado para a tarifa dos consumidores. Desta forma, esses ativos, por mais 20 anos, pelo menos, não estarão submetidos à formação de preços.

Nesse ponto é importante caracterizar o risco hidrológico, que nada mais é a exposição financeira de uma usina hidrelétrica, diante das incertezas em sua produção de energia. Essa exposição advém do fato de que cada usina detém uma certa garantia física, que pode servir como lastro de contratos de consumo de energia. Uma vez que a produção de uma usina depende das condições hidrológicas, ocorrem períodos em que esta produção é inferior a sua garantia física, sendo que nesses casos, a parte vendedora (no caso aquele que detém a garantia física da hidrelétrica) deve adquirir energia no mercado de curto prazo para atender o contrato. Ocorre que no Brasil esse risco é compartilhado por todas as hidrelétricas despachadas centralizadamente e um conjunto de pequenas centrais hidrelétricas, sendo essa exposição rateada entre todos os participantes proporcionalmente as garantias físicas individuais. Portanto, o risco dessa exposição foi repassado aos consumidores com o advento do regime de concessão de cotas de garantias físicas.

O principal incentivo dos agentes que detêm a concessão dessas usinas é a disponibilidade, ou seja, manter o nível de disponibilidade igual ao do cálculo de suas respectivas garantias físicas. Mas a receita de tais empreendimentos não é afetada pela geração, tendo em vista que o rateio do mecanismo de

² O MRE será apresentado em mais detalhe na seção 2.5

realocação de energia (MRE) também foi repassado para os consumidores. Com isso, a receita da UHE é a mesma, independentemente do preço ou do risco hidrológico.

E algumas hidrelétricas, cotistas ou não, têm sua geração fortemente influenciada por restrições ambientais, o que deixam essas usinas mais inflexíveis – incapazes, portanto, de responder aos sinais de preço.

Em um ambiente de maior autonomia dos geradores no despacho, essa aparente “neutralidade” em relação ao efeito preço pode levar, dentre outras coisas, à perda de otimização do sistema, em especial se, na mesma cascata, estiverem também agentes não cotistas. Coisa semelhante acontece com os agentes que repactuaram o risco hidrológico em valores próximos dos 100%³. A rigor, esses agentes terão interesses distintos, por exemplo, em relação à preservação (física) dos reservatórios.

Outro caso é o das termelétricas contratadas por disponibilidade. Tais usinas, em sua maioria, são acionadas raramente, com elevados custos marginais de curto prazo. No entanto, a rentabilidade dessas plantas não depende do volume gerado, mas da receita fixa mensal. Como essas usinas são pouco despachadas, sempre há o risco de deterioração de equipamentos, além dos graves problemas decorrentes dos ciclos de manutenção.

A geração distribuída (GD) e sua variante MMGD (micro e mini GD) são outra preocupação, já que desde 2022, o acréscimo de oferta proveniente da MMGD tem passado de 15 GW ao ano, o que requer atenção especial do operador do sistema. Embora tenha havido avanços de representação para permitir separar a geração MMGD da carga líquida das distribuidoras, elas ainda não são controláveis, o que pode levar a dificuldades especialmente em momentos de carga baixa.

Um efeito importante é que o acréscimo da MMGD tem tornado o crescimento da oferta bem maior que o do consumo. A MMGD, junto com a solar centralizada e a eólica, contribuirá cada vez mais com a preservação dos reservatórios em níveis bem mais razoáveis, ao mesmo tempo que aumentará a frequência de custos marginais muito próximos de zero. Isso resulta numa característica interessante: se por um lado a MMGD não é capaz de declarar um valor pela sua geração que seja computado no cálculo do preço, por outro, ao adicionar oferta e atender a demanda de forma preferencial (característica intrínseca da fonte), a MMGD acaba por pressionar os preços para baixo, tendo portanto um impacto inegável sobre os preços.

2.2.2. PLD PISO E PLD TETO

Outro elemento importante para a formação de preços é a relação entre os limites inferior e superior aplicados após o cálculo do custo marginal de operação a partir dos modelos computacionais (PLD piso e teto, respectivamente). Esses limites foram estabelecidos de forma a reduzir a incerteza nos fluxos financeiros das empresas do setor, motivado pelo contexto do sistema brasileiro que, diante do elevado nível de participação hidrelétrico, observou em seu histórico diversos eventos de escassez e abundância de recursos, alinhados com a disponibilidade hídrica. Adicionalmente a necessidade do PLD piso, especialmente sua referência de valor, também é devida à necessidade de ressarcimento de custos da usinas hidrelétrica de Itaipu. Nessas ocasiões ocorreram períodos prolongados de preços elevados ou preços muito reduzidos no mercado, e, aplicando esses limitadores consegue-se reduzir a amplitude

³ O mecanismo de repactuação do risco hidrológico instituído pela Lei 13.203/2015, permitiu que os geradores pudessem repassar o risco hidrológico de sua energia para os consumidores do ambiente regulado. O mecanismo contempla diversos níveis de repasse, sendo possível repassar integralmente o risco hidrológico, o que corresponde a 100% de repactuação de risco.

dessas variações, e em certa medida, reduzir incertezas nos fluxos financeiros.

Ocorre que diante dessa situação, a regulação brasileira se direcionou para aumento do PLD piso e redução do PLD teto, o que contribui para a redução de incertezas, mas por outro lado, introduz distorções no sinal de preço, fazendo com que o preço não reflita bem a condição real do sistema, além de impedir que os agentes reajam aos possíveis incentivos sinalizados pelo preço.

Durante os períodos de escassez, os agentes deixam de receber incentivos para reduzir sua demanda ou aumentar sua capacidade produção, pois o limite de preços reduz seu benefício associado entre a diferença de preço e seu custo de oportunidade para adotar tal medida. Nesse mesmo cenário elevam-se significativamente os encargos setoriais, pois o preço não é suficiente para remunerar as termelétricas despachadas. A diferença entre o custo de produção e o preço é rateada por todos os consumidores, o que também reduz o seu incentivo para diminuir o consumo. Enquanto nos períodos de excedentes energéticos, a gestão desses excedentes é feita de forma arbitrária, na qual a regulamentação define quais usinas devem ter sua geração restringida (*constrained-off*), também gerando outras discussões quanto ao pagamento de lucros cessantes a esses geradores, introduzindo assim, muitas ineficiências no processo e, ao final, o preço da energia deixa de traduzir as necessidades do sistema, tampouco, fomentar eficiências dos segmentos de consumo e geração.

Em particular, um PLD mínimo maior do que zero dificulta o alinhamento dos interesses dos agentes em momentos em que demanda pode ser atendida unicamente com geração renovável a custos marginais próximos de zero (e abaixo do PLD mínimo). Nesses momentos, é necessário que haja *vertimento* de parte dos recursos disponíveis (já que eles não são necessários para o atendimento à demanda), mas do ponto de vista de cada agente individual ainda existe um incentivo a produzir devido à receita associada ao PLD mínimo (que não existiria caso o PLD mínimo fosse zero).

Vale destacar que, como indicado no relatório e.4.r, a correção da distorção do PLD piso e PLD teto foi considerada imprescindível no caso de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas (que será objeto do relatório e.6.r). Seria possível argumentar que, no caso do mecanismo de formação de preços baseado em custos especificamente, seria plausível conviver com esta distorção (embora exista um custo associado a ela). Entretanto, a realidade física atual do sistema brasileiro, com vertimento elevado de geração renovável em momentos em que a energia ainda é remunerada ao PLD mínimo, sugere que ao menos a questão do PLD piso deve ser tratada como prioritária para fins de regulação.

2.2.3. ATUALIZAÇÕES DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

Atualmente, devido à forte predominância hidrelétrica do SIN, a cadeia de modelos computacionais para formação de preços e despacho das usinas envolve a construção de uma política operativa dos reservatórios que é definida do horizonte mais longo para o mais curto, representada como uma função de custo futuro (FCF). Esse processo se inicia na rodada do modelo NEWAVE com horizonte de 5 anos a frente em resolução mensal, realizada uma vez a cada mês, compondo assim o Programa Mensal de Operação – PMO. Ao longo do mês, a cada sexta-feira (incluindo o dia da publicação do PMO), ocorre a rodada do modelo DECOMP, com horizonte de até 2 meses a frente em resolução semanal. Ou seja, tem-se uma execução mensal do NEWAVE, realizada na data da publicação do PMO (válida para o mês do PMO) e, ao mesmo tempo, uma rodada do DECOMP, que sofrerá revisões a cada semana do mês, até o próximo PMO (revisões semanais).

A função de custo futuro proveniente do NEWAVE, portanto, é construída uma vez ao mês, a

reservatórios equivalentes de energia⁴, que na sequência, é refinada a usinas individualizadas com o modelo DECOMP, sendo esse refinamento atualizado semanalmente. Portanto para cada semana operativa obtém-se uma função de custo futuro para os reservatórios do SIN.

Como último passo, a FCF atualizada pelo DECOMP é utilizada diariamente no modelo DESSEM para definir o custo do volume armazenado nos reservatórios ao final de seu horizonte – o último dia da atual semana operativa (sexta-feira).

Em resumo, as rodadas diárias do DESSEM utilizam uma FCF que foi construída com insumos produzidos na quinta-feira da semana operativa anterior, que por sua vez considerou outra FCF elaborada no final do mês operativo anterior. Em muitas ocasiões, essa simplificação de se considerar frequências de atualização mensal e semanal pode ser adequada. Entretanto, é possível que esta simplificação não seja adequada em condições específicas, especialmente, quando há maior incerteza natural nas variáveis aleatórias: demanda, vazões e oferta eólica e solar, ou variações relevantes nas condições iniciais do sistema (níveis dos reservatórios), em relação a última execução dos modelos.

Neste ponto é importante destacar que alguns meses são caracterizados pela maior incerteza nessas variáveis, como os principais meses do período úmido (dezembro a fevereiro), em que a dificuldade intrínseca de se prever a precipitação, e conseqüentemente as vazões, acarreta maiores diferenças entre previsões e realizações dessas variáveis. Esse comportamento se acentua ainda mais nesse período, que coincide com as cargas mais elevadas do sistema, que por sua vez, estão correlacionadas com sistemas atmosféricos que elevam as temperaturas no Centro-Sul do país, que podem, simultaneamente, reduzir as precipitações nessas mesmas regiões, fundamentais para a produção hidrelétrica do SIN.

Neste sentido, cabe um questionamento: não haveria um custo em fixar a frequência de atualização das FCF em mensalmente e semanalmente? Não poderia fazer sentido criar a possibilidade, de aumentar a frequência de novas simulações em períodos críticos como o período úmido, ou até mesmo criar gatilhos para a atualização da FCF associados a métricas mensuráveis (como desvios de previsão observados)? Essa proposta deve ser avaliada sob os pontos de vista técnico, operacional e regulatório. Sob o ponto de vista técnico os modelos devem ser capazes de receber informações e utilizar resoluções de tempo inferiores a suas atuais capacidades. Para tal, seria necessário ajustes no modelo NEWAVE para que ele seja capaz de receber dados de entrada para uma semana específica do mês e representar o primeiro mês de forma fracionada: por exemplo, ele pode receber dados e condições referentes ao 15º dia e tratar esse primeiro estágio como 50% das horas de um mês. Enquanto isso, o modelo DECOMP poderia receber uma atualização na terça-feira que passaria a valer para os demais dias da semana operativa. Destaca-se que o modelo DECOMP já é capaz de tratar intervalos de tempo variáveis ao longo de seu horizonte e, portanto, essa proposta não acarretaria, a princípio, desenvolvimentos adicionais nesse modelo.

Sob o ponto de vista operacional, seriam necessários replicar os processos que atualmente ONS e CCEE já realizam para as atualizações mensais e semanais da FCF. Entende-se que este é um processo bastante custoso, envolvendo discussões com diversas equipes para definições de dados de entrada, como cronograma de obras, atualizações de CVU, restrições hídricas, manutenções, carga, vazões e oferta renovável. A repetição completa do processo pode ser demasiadamente custosa ou até inviável em termos de cronograma, sendo, portanto, interessante avaliar a possibilidade de atualizar algumas

⁴ A partir de janeiro de 2025, passará a ser utilizado o chamado “NEWAVE híbrido”, que permite representar nos 12 primeiros meses do horizonte a representação individualizada dos reservatórios hidrelétricos (mantendo a representação com reservatórios equivalentes no restante do horizonte).

variáveis específicas, sujeitas a maior incerteza, como carga, vazões e oferta solar e eólica, ou até mesmo mudanças significativas de cronograma de obras ou manutenções. A rigor, o processo mensal (NEWAVE), por envolver um maior número de atualizações teria um custo mais elevado, especialmente se consideramos a atualização completa (ou quase completa) dos dados.

Considerando aspectos regulatórios, a princípio não haveria mudanças expressivas, pois a rigor, o processo atual já contempla momentos de revisão. Entretanto, ao introduzirmos determinados mecanismos para reduzir o esforço dessas atualizações adicionais, devemos ter maior atenção ao arcabouço regulatório para suportar essa mudança. A proposta mais simples seria realizar essas atualizações em períodos fixos ao longo do ano (ex.: apenas entre os meses de dezembro a março), reforçando para os agentes de mercado que nos demais meses o processo seguiria como é feito. Entretanto, uma proposta mais complexa, envolvendo o acionamento de gatilhos (ex.: quando o desvio entre previsão e realização das variáveis ultrapassa-se um valor limite) exigiria justificativas mais detalhadas, além da definição de quais seriam os limites aceitáveis e para quais variáveis ou até o período do mês em que tal atualização pode ser feita.

Por fim, essa proposta deve ser avaliada a partir de casos concretos, considerando os efeitos dessas atualizações priorizando variáveis de maior incerteza ou que tragam maiores impactos, como desvios de previsão de vazões, carga e oferta eólica e solar, ou antecipação de grandes obras ou manutenções relevantes intempestivas. Além disso é importante avaliar esforços e benefícios, embora as revisões semanais (DECOMP) já disponha de alguns instrumentos que facilitem essas implementações, talvez seu benefício seja reduzido, uma vez que sua FCF tem prazo de validade mais reduzido em relação ao processo mensal (NEWAVE).

2.3. DISTORÇÕES DEVIDAS AO PREÇO *EX ANTE*

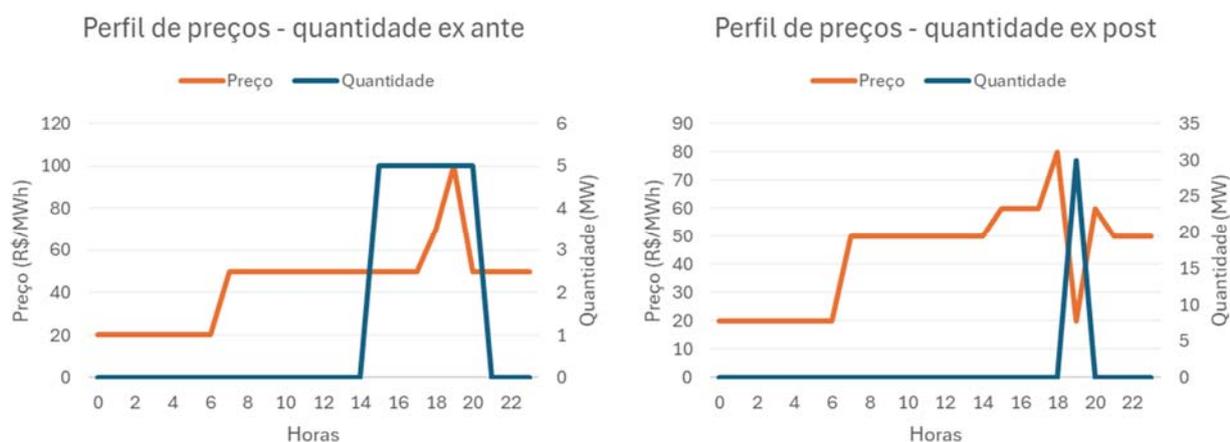
2.3.1. DISTORÇÕES DO MODELO DE PREÇOS *EX ANTE* E QUANTIDADES *EX POST*

No mecanismo de formação de preços adotado no Brasil, o preço de curto prazo da energia é calculado *ex ante* (com base em informações *previstas*), mas as liquidações financeiras dos agentes são calculadas com base nas quantidades consumidas ou produzidas efetivamente observadas *ex post*. Nota-se que, com este mecanismo, agentes não despachados centralmente têm informação perfeita sobre o sinal de preços *antes* de tomar a sua decisão – de modo que podem escolher o seu perfil de geração em resposta aos sinais de preços calculados. Por exemplo, uma pequena central hidrelétrica a fio d'água que tenha um reservatório com capacidade de regularização da ordem de 1 dia pode escolher alocar as afluições para produzir preferencialmente nas horas de preço mais elevado.

Nota-se que, embora esta definição do preço *ex ante* seja interessante para o gerador nessa situação, esta dinâmica pode levar a fragilidades do ponto de vista sistêmico quando houver montantes elevados de geração não-despachada centralmente (ou outros recursos similares, como demanda responsiva a preços, operação de carga de veículos elétricos, e outros). Por exemplo, digamos que o operador considera no cálculo de preço *ex ante* que determinada central hidrelétrica fio d'água distribuirá a sua geração ao longo de 6 horas do dia, produzindo 5 MW nas horas entre as 15h e as 21h – e que este cálculo pelo operador resulta em um pico de preços às 19h (horário de ponta do sistema). Entretanto, como o preço é calculado *ex ante*, a estratégia ótima do ponto de vista dessa central hidrelétrica é concentrar toda a sua geração (30 MW considerando a água disponível no dia) no horário de ponta. Caso existam muitos agentes não-despachados centralmente, a resposta conjunta desses agentes ao preço *ex ante* pode levar a um excesso de geração inesperado no horário de ponta do sistema. Esta situação é exemplificada na Figura 2 a seguir: nota-se que, neste exemplo, caso os preços fossem recalculados com

base na geração efetivamente observada *ex post*, o preço no horário de ponta resultaria *mais baixo* do que nas outras horas (gráfico à direita). Consequentemente, mesmo que o operador fosse capaz de antever que a geração dos agentes seria concentrada no horário de ponta, ele não poderia simplesmente ter alterado o perfil de produção dos agentes considerado *ex ante*: neste caso, os preços *ex ante* publicados seriam iguais aos representados na imagem à direita da Figura 2, e novamente o agente responderia a esse sinal de preços deslocando a sua geração para o horário das 18h. Consequentemente, o operador precisaria ter informações precisas sobre a *responsividade a preços* dos agentes não despachados centralmente para poder calcular os sinais de preço *ex ante* de forma consistente.

Figura 2: Exemplo do efeito dos preços *ex ante* e geração não despachável centralmente



É possível elaborar um exemplo semelhante ao anterior, porém considerando o lado dos consumidores, que recebem incentivos a deslocar seu consumo para os períodos de preços mais baixos. Nesse caso, ao se computar o preço *ex ante*, o operador consideraria um determinado perfil de consumo que elevaria os preços no horário de ponta (ex: 19h) e reduzindo bastante em horários de maior oferta, especialmente na madrugada e manhã (horário de alta produção solar). Os consumidores que têm flexibilidade em sua produção de bens podem deslocar seu consumo de energia para esse período e elevar significativamente a carga durante o tempo real em relação a previsão que subsidiou a formação do preço. Entende-se que se esse comportamento é repetitivo, ele será identificado na curva de carga e os modelos de previsão automaticamente o considerarão para as próximas previsões. Mas esse comportamento pode se iniciar de forma bastante repentina, uma vez que os preços no horário da ponta também podem sofrer elevados aumentos também repentinos. Essa característica, pode aumentar a complexidade da operação do tempo real nesses momentos, uma vez que acarretará desvios significativos nos dois períodos em sentidos opostos (aumento quando o preço é baixo e redução quando é elevado). Embora se espere que esse movimento ocorra no sentido desejável, o seu potencial de causar desvios para o tempo real e, além disso, distorcer os preços “reais” pode trazer efeitos indesejados para o sistema e o mercado.

Para evitar este tipo de efeito, uma possível solução é adotar a liquidação única com preços *ex post*⁵ – isto é, os preços calculados *ex ante* são meramente indicativos, e as liquidações financeiras são feitas tanto com preços quanto com quantidades *ex post*. O cálculo dos preços *ex post* considera dados efetivamente observados de demanda, geração não despachável, e outras variáveis – e como as

⁵ Embora tecnicamente seja uma solução mais simples, ensejaria alteração no Decreto 5.163/2004, que define em seu Art. 53 § 1º que o PLD deverá ser calculado antecipadamente (*ex ante*).

quantidades *ex post* incorporam a resposta a preço dos agentes, não existe ambiguidade. Um contraponto a este mecanismo de preços *ex post* é que ele implica em maior risco para os agentes tomadores de decisão (que devem determinar a sua estratégia de perfil de produção ou consumo sem conhecer os preços reais *ex post* que serão aplicados): embora esta seja de fato uma crítica pertinente ao mecanismo de liquidação única *ex post*, tem-se como alternativa para mitigação desse risco a realização de *liquidações múltiplas* (vide seção 4.2), adotada pela maioria dos mercados elétricos internacionais, como indicado nos entregáveis e.2.r1 e e.3r,. Neste ponto é importante destacar que o Brasil é o único país identificado no levantamento dos consultores que aplica o mecanismo de liquidação única a preços *ex ante*.

Há outras fragilidades associadas ao mecanismo de liquidação adotado no Brasil (preços *ex ante* e quantidades *ex post*). Em particular, [2] utiliza um exemplo para demonstrar que, quando a *diferença de preços* entre os submercados é calculada *ex ante* mas os *fluxos reais entre submercados* são os observados *ex post*, o pagamento total coletado dos consumidores pode ser insuficiente para remunerar o valor devido aos geradores. Este comportamento sugere que a aplicação de liquidações utilizando preços *ex ante* e quantidades *ex post* pode gerar distorções – quando as quantidades e preços vêm de um mesmo problema de otimização, pode-se demonstrar que a diferença entre o valor pago pelos consumidores e o valor a pagar aos geradores sempre gera um *excedente* (isto é, um valor maior ou igual a zero). Intuitivamente, esta propriedade está associada ao fato de que em submercados *exportadores* os preços tendem a ser mais baixos, e que em submercados *importadores* os preços tendem a ser mais altos (em função das restrições de transmissão ativas).

O exemplo em questão envolve dois submercados 1 e 2, com demandas respectivamente de 150 MWh (Demanda 1) e 200 MWh (Demanda 2) e preços *ex ante* calculados com base na melhor informação disponível para o dia seguinte de 10 R\$/MWh (igual ao custo marginal do Gerador 1) e 40 R\$/MWh (igual ao custo marginal do Gerador 3) respectivamente. Em tempo real, entretanto, há uma falha do Gerador 1, forçando o despacho de um gerador adicional (Gerador 2) no submercado 1 e provocando uma inversão de fluxo na linha que interconecta os dois submercados (o Submercado 1 passa a ser importador, quando a liquidação do dia seguinte previa que ele seria exportador). Somando as componentes de liquidação e o adicional coletado via encargo para cobrir os custos operativos do Gerador 2 (e admitindo que apenas a Demanda 1 paga por este custo), o exemplo abaixo mostra que o valor total coletado das demandas ainda é *menor* que o valor que deve ser pago aos geradores.

Tabela 1: Exemplo de um caso em que a liquidação atual (preços *ex ante* e quantidades *ex post*) resulta em um desbalanço financeiro.

Unidade	Liquidação (preço <i>ex ante</i> x Qtd)	Adicional via encargo	Total
Submercado 1			
Gerador 1	$10 \times 0 = 0$	0	0
Gerador 2	$10 \times 100 = 1000$	$(50-10) \times 100 = 4000$	5000
Demanda 1	$10 \times (-150) = -1500$	-4000	-5500
Submercado 2			
Gerador 3	$40 \times 250 = 10000$	0	10000
Demanda 2	$40 \times (-200) = -8000$	0	-8000
Total	1500	0	1500

2.3.2.PRECIFICAÇÃO EX ANTE NA INTEGRAÇÃO COM O MERCADO DE GÁS NATURAL

Um desafio presente para a programação da operação do sistema elétrico brasileiro está ligado à dificuldade de se encadear os prazos diários de definição de despacho a partir da execução do modelo DESSEM com a logística de fornecimento de gás natural para as usinas termelétricas conectadas diretamente na malha de gás. Particularmente quando ocorrem mudanças significativas no despacho termelétrico definido para o dia corrente pelo DESSEM, o tempo após a finalização do despacho (às 16h) tem se mostrado insuficiente para fazer a nominação de gás natural e ajustar os fluxos previstos nos gasodutos – muitas vezes resultando em indisponibilidades ou declarações de inflexibilidade no procedimento conhecido como pós-DESSEM.

Devido à forma como esta questão vem sendo historicamente tratada no Brasil, o pleito das termelétricas a gás frente a essa dificuldade vem sendo no sentido de antecipar a decisão de despacho *ex ante* – por exemplo, aplicando uma antecedência de dois dias (D-2) à decisão de despacho. Entretanto, como indicamos anteriormente, o despacho *ex ante* é uma fonte de fragilidades do modelo; e vale destacar que a antecipação da decisão de despacho aumentaria a distorção no sinal de preços – além de implicar em utilizar previsões menos atualizadas para todas as variáveis de incerteza: vazões afluentes, oferta eólica e solar, curva de carga e disponibilidades das unidades geradoras e equipamentos da rede de transmissão. Uma solução mais robusta para satisfazer o pleito das termelétricas seria o uso de mecanismos de liquidação múltipla (vide seção 4.2) para gerenciar este acoplamento com o mercado de gás natural: nada impede, por exemplo, que sejam feitas duas liquidações *ex ante*, sendo uma com referência D-2 e outra D-1. O primeiro despacho em D-2 seria financeiramente vinculante para os agentes, mas em termos físicos poderia ser substituído pelo despacho em D-1.

Outra situação em que a integração com o mercado de gás natural pode gerar distorções são os legados das termelétricas que utilizam gás natural importado e cujos contratos firmados em leilão garantem o despacho programado antecipadamente. Mais uma vez, pode haver algum tipo de resposta por parte dos agentes de mercado a este “sinal *ex ante*” que é passado pelo operador em caráter excepcional.

2.4.PODER DE MERCADO DEVIDO ÀS INFORMAÇÕES SUBMETIDAS PELOS AGENTES

Em um mecanismo baseado em custos, o custo de oportunidade da água deve ser calculado *explicitamente* – é necessário que o operador do sistema considere neste cálculo informações futuras sobre a evolução do sistema, levando em conta tanto informações centralizadas quanto descentralizadas. Esta característica contrasta com um mercado baseado em ofertas, em que o custo de oportunidade da água é definido *implicitamente* pelas ofertas dos agentes: cada agente ainda levará em conta as informações públicas e privadas disponíveis para fazer o cálculo do custo de oportunidade da água, mas do ponto de vista do operador a informação da curva de oferta é uma síntese “*suficiente*” das informações privadas utilizadas por cada agente.

Nota-se que, no caso do modelo por custos, os agentes podem influenciar preços por meio da *divulgação estratégica* de informações privadas dos agentes que sejam utilizadas para a construção explícita do custo de oportunidade da água. Por exemplo, os agentes descentralizados são em geral aqueles que têm a melhor informação sobre a data de entrada em operação comercial dos seus empreendimentos

– mas, de acordo com o art. 5º da Resolução CNPE nº 1, de 2024, para efeitos de formação de preços⁶ a informação que deve ser utilizada é a definida mensalmente pela ANEEL e homologadas pelo CMSE. Em geral, a informação que é utilizada na prática são as informações contidas nos respectivos atos de outorga, mas é difícil saber até que ponto é precisa e real a informação passada pelo agente ao regulador. Considerando a natureza da expansão da oferta observada no Brasil nos últimos anos (dominada por pequenos empreendimentos de geração com potência igual ou menor que 30 MW e viabilizados por meio de transações comerciais no âmbito do ambiente de contratação livre), o efeito informacional desses dados descentralizados pode ser bastante relevante.

Por exemplo, digamos que determinado agente é proprietário tanto de um parque gerador existente quanto de um projeto com entrada em operação prevista dois meses à frente, e que o agente acaba de receber (privadamente) a informação de que o cronograma previsto para a entrada em operação do projeto em construção será atrasado em 6 meses. Vamos analisar alguns cenários possíveis:

- No mecanismo de preços por custos, a informação de cronograma de entrada em operação é contemplada *explicitamente*. Tomemos dois cenários:
 - O agente *informa à ANEEL* sobre o atraso previsto no seu projeto. Neste caso, a informação utilizada no cálculo das funções de custo futuro (e, portanto, para a formação de preços) será a informação *correta*. Entretanto, o agente não recebe nenhum benefício por informar corretamente este cronograma de manutenção.
 - O agente *não informa à ANEEL* sobre o atraso previsto no seu projeto, mantendo essa informação privada. A função de custo futuro será, portanto, calculada utilizando uma previsão *otimista* de capacidade de geração futura: e, portanto, é de se esperar que os preços no presente sejam mais *baratos* do que deveriam ser, e que os preços no futuro sejam mais *caros* devido às decisões tomadas pelo operador no presente. O agente pode com isso atuar estrategicamente – por exemplo, comprando e vendendo energia no mercado de contratos – para extrair valor da sua informação privada.
- No mecanismo de preços por oferta, ainda que a informação de cronograma de entrada em operação não seja informada *explicitamente*, ela pode ser incorporada *implicitamente* às suas estratégias de atuação no mercado:
 - O agente poderia escolher *não mudar a sua estratégia* de atuação no mercado de nenhuma forma, essencialmente ignorando a sua informação privilegiada sobre a mudança no cronograma de entrada em operação. Neste caso, o mercado elétrico como um todo não receberia a informação privada sobre o atraso no cronograma de manutenção, de modo que a operação do sistema e a formação de preços seriam calculadas utilizando uma previsão *otimista* de capacidade de geração futura – novamente resultando em uma expectativa de preços presentes mais *baratos* e preços futuros mais *caros*.
 - A outra opção seria o agente *ajustar as suas estratégias* buscando extrair valor da sua informação privada – por exemplo, aumentando as ofertas de preço submetidas ao mercado de curto prazo para refletir uma expectativa de valor da água mais elevado no futuro, e/ou comprando contratos de energia no mercado para o período de atraso de entrada em operação da usina. Embora o agente seja de fato capaz de extrair algum valor da sua informação privada em um primeiro momento, outros agentes que observassem essa mudança de estratégia poderiam extrair alguma informação sobre a mudança de

⁶ Bem como outros cálculos, como garantias físicas e estudos de planejamento

expectativa incorporada no comportamento desse agente. Dessa forma, é de se esperar que, após um período de disseminação da informação, o mercado convergiria para que a informação *correta* passe a ser incorporada nas expectativas de função de custo futuro de *todos* os agentes do sistema.

Outro exemplo bastante conhecido no setor elétrico de eventual informação privilegiada de alguns agentes de geração, refere-se a alterações relevantes de restrições hídricas nas usinas hidrelétricas. Essas decisões envolvem diversos usuários, comitês de bacia, órgãos ambientais estaduais, ANA e Ibama, além do setor elétrico, muitas vezes representado pelo MME e CMSE. Diante desse caráter multidisciplinar e estratégico, as decisões acerca de atualizações dessas restrições têm incerteza relevante. Entretanto tais decisões são construídas em diversas rodadas de negociação e os agentes envolvidos são fornecedores de subsídios e conseguem, em certo modo, obter informações antecipadas do rumo dessas negociações e assim antecipar de forma mais eficaz tais mudanças.

Nota-se que, no caso dos preços por custo, a função de custo futuro só é calculada da forma *correta* caso o agente adote uma estratégia “irracional” em que ele abra mão da sua vantagem competitiva; enquanto o contrário ocorre no caso dos preços por oferta: a função de custo futuro é calculada da forma *correta* caso o agente adote a estratégia que busca maximizar o seu lucro. A conclusão disto é que existe uma incompatibilidade de incentivos no mecanismo de preços por custos. Por um lado, não é razoável esperar que os agentes privados submetam informações acuradas sobre os seus ativos de geração, já que eles podem extrair mais valor (maximizando os seus lucros) mantendo essa informação privada. Por outro lado, é similarmente pouco razoável considerar que as instituições do setor seriam capazes de fazer o acompanhamento dos cronogramas dessas centenas ou milhares de empreendimentos sem a colaboração dos agentes. Com isso, há uma lacuna no que diz respeito à acurácia desta informação fundamental para a formação de preço (e representação das funções de custo futuro em particular).

Uma forma de ao menos mitigar esta lacuna é atribuir mecanismos que responsabilizem explicitamente o empreendedor quanto à fidedignidade das informações submetidas, determinando procedimentos para que o agente outorgado publique com periodicidade pré-definida informações sobre o andamento de obras de construção (por exemplo) e prevendo a aplicação de multas caso se constate que a informação está desatualizada – atitude análoga a deter uma informação privilegiada. Este procedimento empodera as instituições para tomar uma atitude em casos em que a má conduta for evidente. Considerando as dificuldades da fiscalização, isto não impede por completo comportamentos estratégicos indesejáveis dos agentes, mas pode ter um efeito mitigador.

Além destes procedimentos para recebimento de informações descentralizadas dos agentes, é necessário construir também um conjunto de procedimentos detalhando como estas informações descentralizadas seriam levadas em conta no procedimento de formação de preços. O uso de informações submetidas pelos agentes diretamente como dado de entrada para alguns parâmetros tem paralelos com a introdução de elementos “híbridos” (parcialmente por oferta) ao modelo, como explorado no capítulo 4. Entretanto, considerando as lacunas na estrutura de incentivos aos agentes, as dificuldades de fiscalização, e a dificuldade de diferenciar tentativas de manipulação de preços da simples incerteza no acompanhamento do cronograma de obras, muito provavelmente seria necessário atribuir a uma instituição do setor a responsabilidade de avaliar estes dados de entrada e decidir aceitá-los ou ignorá-los (vide seção 4.1.2).

2.5.O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

O MRE foi concebido para mitigar a variabilidade em função da situação hidrológica individual, associada ao fato de que no Brasil as usinas combinam reservatórios individuais em uma mesma cascata, cuja operação ótima depende de uma operação integrada. Assim, o MRE baseia-se fundamentalmente no fato de que a geração total do conjunto de todas as usinas hidrelétricas é razoavelmente estável, mesmo que as gerações individuais da usina sejam variáveis. Basicamente, esse mecanismo concede, a cada usina hidrelétrica participante, créditos de energia (cotados em MWh) que correspondem a uma fração da produção hídrica total (dos geradores participantes), independentemente de sua produção individual (real). A participação no MRE é compulsória⁷ para todas as usinas hidrelétricas que possuem despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ou seja, que possuem sua geração determinada pelo Operador.

Com a criação desse mecanismo, os riscos associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas são mitigados, ao serem compartilhados entre os agentes participantes. O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de Garantia Física (GF) independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da GF do SIN. Ou seja, embora o mecanismo proteja as usinas contra seu risco de volume individual, ele ainda as deixa expostas ao risco sistêmico, como por exemplo, a secas que atingem todo o sistema e fazem com que a produção total do conjunto seja menor que a GF total do sistema.

De forma resumida e simplificada, o *Generation Scaling Factor* (GSF) mede mensalmente a razão entre a energia gerada e a garantia física das usinas do MRE. Quando a totalidade de energia elétrica produzida pelas usinas do MRE em conjunto supera a soma das garantias físicas delas, um excedente é distribuído em forma de energia secundária. Por outro lado, quando o montante gerado é inferior, as usinas ficam com um déficit de geração na proporção da sua garantia física.

Entretanto, o MRE tem enfrentado importantes desafios. A partir de 2012 passou a ser observado um GSF médio anual como valores inferiores a 1, indicando descasamento entre a soma da produção e da GF das usinas do MRE. As razões para a redução do GSF podem ser divididas em 3 (três) grupos:

1. **Cenários hidrológicos:** A principal causa dos baixos índices de GSF é decorrente de um cenário de hidrologia desfavorável. Tal cenário resulta em baixa disponibilidade de água, níveis mais baixos dos reservatórios, e conseqüentemente, a produção hídrica inferior. Foi observada uma importante redução nas vazões do Nordeste, estando próximo de 50% da MLT no período 2013-2017 [3];
2. **Deslocamento hidrelétrico:** outro aspecto que influencia o GSF é a alocação do despacho entre as hidrelétricas e as demais fontes. Desde 2012 a redução na geração hidrelétrica ocorreu por: (i) intervenções *ad-hoc* no despacho termelétrico para o aumento da segurança de suprimento energético (geração por segurança energética); (ii) inserção acelerada de fontes renováveis intermitentes, que deslocam a geração hidrelétrica; (iii) entrada da energia de reserva no sistema, que se caracteriza por ser uma expansão do parque gerador adicional à necessidade do sistema para o atendimento ao crescimento da carga;
3. **Ineficiências do MRE:** por fim, a base do MRE é ceder o excesso de produção física de uma UHE (em relação à sua GF) para quem produzir menos, de forma que não há incentivos para

⁷ Sendo opcional apenas para as usinas que não possuem despacho centralizado.

recompensar um gerador que seja mais eficiente que a média dos geradores. Neste contexto, pode citar: (i) impossibilidade de revisão integral das garantias físicas das usinas hidrelétricas nos processos de revisões ordinárias; (ii) incentivos adversos em relação à participação das PCHs no MRE, as quais podem ingressar e se desligar do mecanismo de forma voluntária, assim, apenas àquelas que apresentam geração abaixo do previsto têm incentivo a participar; (iii) a antecipação da GF de alguns projetos estruturantes antes que esses empreendimentos tivessem capacidade para gerar o montante determinado; e (iv) atrasos na entrada em operação de linhas de transmissão.

Essa redução do GSF teve severos impactos financeiros para as hidrelétricas do MRE, que tiveram que recorrer a compra de energia na liquidação do mercado de curto prazo para cumprir seus contratos de comercialização de energia. Esse impacto financeiro depende do valor do PLD no momento da compra, que apresenta correlação negativa com a produção de energia pelas hidrelétricas. A manutenção desse cenário culminou em inúmeros processos de judicialização das contabilizações no mercado de curto prazo. O principal argumento utilizado nas discussões judiciais foi no sentido de que o MRE estaria assumindo riscos que não lhe foram atribuídos, ou seja, os “riscos não hidrológicos”.

Neste contexto, a presença do tema GSF passou a ser constante nas discussões do setor, buscando alternativas para o equacionamento da judicialização do mercado de curto prazo devido ao aumento do risco do MRE. A primeira medida para tentar ajustar os efeitos sentidos pelas usinas ocorreu em 2015, com a MP 688/2015. Desde então, outras medidas foram publicadas conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 Histórico legal e regulatório da solução do ajuste do MRE (GSF):

Legislação/Regulamentação	Objetivo
MP 688/2015 (Convertida na Lei 13.203/2015)	Resultou na repactuação do risco hidrológico – oportunidade oferecida aos geradores com o MRE com contrato no ACR para que não mais percebessem os efeitos do GSF até o final da outorga – a partir do pagamento de um prêmio pelo seguro.
REN 684/2015 (AP ANEEL nº 32/2015)	
Alteração do Art. 2º da Lei 13.203/2015	Definiu metodologia de compartilhamento do custo associado ao deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração por segurança energética, restrição elétrica e importação.
REN 764/2016 (AP ANEEL nº 45/2016)	
PL 10.985 (Aprovado pela Lei 14.052/2020)	As perdas incorridas pelos geradores do MRE devido ao deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração por segurança energética, restrição elétrica, importação e os efeitos das usinas estruturantes seriam compensadas através da extensão do prazo da outorga das usinas.
REN 895/2020 (CP ANEEL 56/2020)	

Desde então, os debates versaram sobre a alocação de riscos e os ajustes necessários para garantir justiça e eficiência entre todos os participantes. Até o momento, foi possibilitada a repactuação do risco

hidrológico associado à geração de energia elétrica, o que funciona como uma espécie de seguro, garantindo o repasse do risco hidrológico aos consumidores, em contrapartida, a depender do produto contratado. Além disso, a Lei nº 14.052/202 excluiu do GSF aqueles fatores que não eram efetivamente risco hidrológico, como deslocamento hídrico causado pela geração de termelétricas por segurança energética e restrição elétrica, os efeitos da motorização das usinas estruturantes e atrasos em linhas de transmissão.

O relatório elaborado pelo GT de Modernização [4], publicado em 2019, apontou que apesar do MRE continuar cumprindo o seu papel de mitigar os riscos individuais decorrentes dos regimes hidrológicos das diversas bacias e da otimização dos recursos realizada pelo operador do sistema, o mecanismo não tem capacidade de mitigar riscos sistêmicos, como secas prolongadas e/ou de caráter mais amplo ou redução do consumo.

Como pode ser visto as soluções propostas até o momento não resultaram em correção de problemas estruturais do MRE. Uma crítica particular ao mecanismo, relevante para este projeto, consiste na discussão em torno de como os agentes que atuam nesse mecanismo recebem poucos incentivos para garantir a entrega de energia nos períodos em que os preços são mais elevados. Se por um lado esta falta de incentivos pode ser mitigada pelo despacho centralizado, por outro a realidade é que há um desincentivo a investimentos por parte dos geradores que poderiam potencializar sua contribuição. Neste ponto é importante que mecanismos híbridos, empregados em sistemas com ofertas de preço sejam avaliados, como as ofertas de reservatórios virtuais que serão detalhadas no relatório 6.r.

2.6. SÍNTESE DAS RECOMENDAÇÕES

De um modo geral, os temas tratados neste capítulo, por sua natureza regulatória, envolvem uma complexidade maior para viabilizar alterações – sendo particularmente importante levar em conta os *tradeoffs* envolvidos e a possibilidade de simplesmente conviver com as distorções identificadas. Neste sentido, todas as explorações de possibilidades colocadas ao longo deste capítulo devem ser entendidas como temas para uma discussão institucional mais ampla, mais do que recomendações explicitamente.

De modo a colocar esta priorização de forma mais clara, agrupamos os temas tratados ao longo deste capítulo em três grupos nas subseções a seguir: (i) temas com alta prioridade de revisão, para os quais os pesquisadores efetivamente recomendam mudanças regulatórias se possível; (ii) temas a monitorar de perto, para os quais não necessariamente uma mudança regulatória se faz necessária de imediato mas nos quais há um potencial de distorção que não deve ser minimizado; (iii) temas identificados neste capítulo como pontos em que a regulamentação atualmente introduz um grau de rigidez que talvez não seja necessário, mas em que a prioridade de se fazer uma mudança regulatória seria baixa.

2.6.1. ALTA PRIORIDADE DE REVISÃO

Um primeiro tema para o qual os autores veem uma alta prioridade de revisão é a questão do PLD piso (vide seção 2.2.2), levando em conta a realidade física do sistema brasileiro, em que a combinação de recursos renováveis pode levar a um custo marginal zero com alguma frequência. Há diferentes alternativas para se endereçar esta questão regulatória:

- A forma mais direta seria simplesmente alterar a regra do PLD piso, desacoplando-o do custo variável operativo de Itaipu e estabelecendo um PLD mínimo igual a zero ou até mesmo menor do que zero. Embora a possibilidade de um PLD mínimo menor do que zero tenda a alinhar os incentivos dos agentes (já que os próprios geradores teriam incentivo a escolher verter o seu excesso de recurso disponível quando ele não fosse desejável para o sistema, na prática seriam

necessários mecanismos auxiliares para que agentes hidrelétricos e renováveis pudessem sinalizar a sua preferência pelo vertimento (por exemplo, quando o preço marginal estivesse abaixo do seu custo de O&M). Isto pode ser viabilizado por mecanismos como os explorados no capítulo 4, mais precisamente na seção 4.3.2.

- Para evitar uma alteração na regra do PLD mínimo, uma alternativa seria a criação de um mercado paralelo de “excedentes” para estes momentos de abundância de recursos, similar ao que foi implementado no mercado de El Salvador. Neste mecanismo, agentes competem entre si para definir qual deles deveria verter a sua produção renovável (sendo remunerado pelos outros agentes que não foram vertidos). Se bem implementado, um mecanismo como este resultaria em um efeito idêntico a uma redução do PLD mínimo como descrito acima.

O segundo tema para o qual uma mudança regulatória explícita é considerada desejável é o fato de a liquidação das diferenças ser feita com base em um sinal de preços calculado *ex ante* (como explorado na seção 2.3.1), que como explorado anteriormente resulta em distorções relevantes. Nota-se que o Decreto nº 5.163/2004 referencia explicitamente o cálculo do preço *ex ante*, e que portanto ele precisaria ser alterado para viabilizar esta correção – vale destacar que, embora a alteração do Decreto implique em um esforço regulatório necessário, certamente este esforço é menor do que no caso de uma mudança na legislação. Vale notar ainda que há uma sinergia entre esta alteração regulatória do PLD *ex ante* e a possibilidade de uma liquidação dupla (ou múltipla), como será explorado na seção 4.2.

2.6.2. ACOMPANHAR O ALTO POTENCIAL DE DISTORÇÃO

Para os elementos apresentados nesta seção, considera-se que o potencial de distorção pode ser significativo, para os quais talvez seja razoável apenas monitorar e conviver com a distorção por algum tempo, no lugar de iniciar imediatamente uma mudança regulatória.

Um primeiro elemento nesta categoria seria a revisão do PLD teto, como explorado na seção 2.2.2. Fundamentalmente, ao menos em princípio, é desejável que o PLD teto seja elevado o suficiente para representar o custo da escassez da energia – e pode haver alguma sinergia entre a revisão regulatória do PLD piso (vide seção 2.6.1) e a revisão do PLD teto. Por outro lado, o PLD teto tem implicações sobre a exposição ao risco dos agentes de mercado, em particular as distribuidoras – de modo que seria difícil propor um aumento substancial do PLD teto sem ao menos endereçar este tema com mais cuidado. Uma possibilidade seria, ao mesmo tempo que se aumentasse o PLD teto, introduzir também uma nova regulamentação que ofereça maior autonomia e incentivos para que as distribuidoras possam gerenciar seus portfólios de contratos com mais flexibilidade, permitindo ajustes estratégicos que minimizem sua exposição ao PLD. Entretanto, isto aumentaria a complexidade regulatória da proposta – corroborando com a decisão de, ao menos em um primeiro momento, conviver com esta possível fonte de distorções.

Outra questão similar está associada à existência de agentes que não enxergam preço (vide seção 2.2.1). Aqui o principal desafio é que são muitas regulamentações e tratamentos diferentes para “tipos” de acordo que na prática permite que determinados agentes repassem os seus riscos para o consumidor, e que seriam necessárias negociações adicionais complexas (e levando em conta as particularidades de cada um desses “tipos” de acordo). Embora seja possível criar mecanismos que pudessem contemplar a realocação dos riscos envolvidos, como por exemplo uma negociação que repassasse esse risco hoje alocado ao consumidor a um agente financeiro interessado em assumir esta responsabilidade (sendo remunerado com um prêmio de risco compatível em troca), mais uma vez cabe questionar se estas iniciativas justificariam o esforço associado.

Foram levantadas ainda outras questões que podem ser fonte de ineficiências – em particular a possibilidade de poder de mercado dos agentes ao submeter informações futuras (como indicado na

seção 2.4) e ineficiências (ou percepções de ineficiências) do desenho atual do MRE (explorado na seção 2.5). Mais uma vez, nestes casos, não se considera necessário priorizar uma iniciativa de alteração regulatória para atacar estas questões – algumas iniciativas de *governança* (exploradas no capítulo 3) podem contribuir para mitigar estes potenciais pontos negativos; e caso se considere necessário fazer reformas mais profundas para endereçar estes elementos provavelmente o caminho seria por meio da introdução de elementos “parcialmente por oferta” (explorados no capítulo 4).

Vale destacar ainda que a seção 2.4 levantou alguns elementos como potenciais mitigadores dos elementos distorcivos de poder de mercado – como por exemplo criar mecanismos que responsabilizem explicitamente os agentes e os obriguem a compartilhar suas informações, e/ou que sistematizem o uso das informações dos agentes no processo de formação de preços (sistematizando inclusive a possibilidade de sobrescrever informações caso as instituições do setor julguem necessário). Mesmo com essas iniciativas, entretanto, há fragilidades associadas aos incentivos imperfeitos para envio de informação pelos agentes – razão pela qual este tema é classificado como um elemento a monitorar (sem ação regulatória imediata recomendada), embora complementado por recomendações que serão exploradas nos capítulos 3 e 4.

2.6.3. POSSÍVEL COMPONENTE DE UMA ESTRATÉGIA DE FLEXIBILIZAÇÃO

Como indicado na seção 2.2.3, a regulamentação atual prevê explicitamente a periodicidade da atualização da função de custo futuro (semanalmente no modelo DECOMP e mensalmente no modelo NEWAVE). Embora esta seja, de um modo geral, uma frequência razoável, e embora seja interessante ter procedimentos claros envolvendo as instituições do setor elétrico brasileiro, uma possibilidade a ser avaliada é de que a normativa não precisaria ser tão rígida ao afirmar categoricamente esta periodicidade. Se a regulamentação fosse menos categórica (por exemplo, caso estabelecesse apenas que a frequência de atualização deve ser “no mínimo mensalmente”), haveria maior flexibilidade a instâncias de decisão como o Comitê de governança (vide seção 3.1.2) para fazer ajustes de forma mais dinâmica, e poderia até mesmo abrir espaço para algumas explorações mais inovadoras no que diz respeito à modelagem (como será explorado no Capítulo 5).

Fazendo um paralelo, na seção 2.3.2 foi levantada a questão da dinâmica com o mercado de gás natural, e a possibilidade de que o mecanismo de tratamento fosse análogo ao mecanismo de liquidação dupla explorado em mais detalhe na seção 4.2. Também neste caso, não há nada de errado com o mecanismo atual, e seria possível até mesmo argumentar que seria contraproducente para o setor elétrico curvar-se ao mercado de gás natural, que é menos dinâmico. Esta possibilidade de evolução e integração é colocada apenas como uma possibilidade adicional que poderia ser explorada em sinergia com outros avanços.

Neste sentido, estas duas recomendações são apresentadas como tendo um nível de prioridade marcadamente menor do que os outros temas discutidos ao longo deste capítulo.

3. Aprimoramentos na governança

Após uma avaliação detalhada dos fundamentos e das condições de contorno da regulação vigente, o presente capítulo apresenta uma análise aprofundada das instituições que atuam na governança dessa regulação, apresentando com detalhes as principais funções do MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE, além dos comitês de representação colegiada das mesmas instituições, porém, com distintos papéis.

A partir do papel de cada instituição é apresentado como é realizado o relacionamento entre elas e os agentes envolvidos no processo de formação de preço. Nesta etapa são detalhados os instrumentos e sistemas empregados para essa articulação, e no sentido de identificar oportunidades de melhorias, são conduzidas análises críticas desses processos.

Um aspecto importante para a governança do mecanismo de formação de preços por custo é a garantia de transparência das informações, sendo realizada uma discussão de como muitas vezes apenas a publicidade dos dados não seja suficiente para garantir um acesso isonômico e de qualidade para que o mecanismo funcione da melhor forma possível. Ao longo do texto são explorados alguns exemplos da atual estrutura de governança, como tópicos que são discutidos em reuniões com participação restrita. A partir desses exemplos são apontados pontos de melhoria que fomentem a transparência sem perda de eficiência no processo decisório.

O capítulo ainda faz uma análise aprofundada do mecanismo de anterioridade vigente que garante que determinadas alterações nos dados de entrada dos modelos estejam sujeitas a uma carência de um mês operativo para que entre em vigência para a formação de preços. Nessa análise são discutidos aprimoramentos como a criação de precedentes sólidos para o mecanismo (diferenciando tipos de incerteza que estão sujeitas ou não a proteção pelo mecanismo), bem como oportunidades para que esse mecanismo tenha papel reduzido à medida que aumente o nível de transparência das informações centralizadas.

Ao final, é apresentada uma síntese das principais propostas de aprimoramentos a partir das conclusões anteriormente obtidas para a governança do mecanismo de formação de preços.

3.1. O PAPEL DAS INSTITUIÇÕES

3.1.1. VISÃO GERAL DAS INSTITUIÇÕES

A estrutura de governança do setor elétrico tem passado por mudanças relevantes ao longo dos últimos 25 anos. Porém, a compatibilidade do arranjo de governança com a complexidade do próprio setor requer muita habilidade, para que haja convergência entre o funcionamento do mercado e o planejamento da operação.

A partir de 2004, com a Lei nº 10.848, destacada na seção 2.1.1, ficou evidente o papel do Ministério de Minas e Energia (MME) na figura de Poder Concedente; com o papel de outras instituições também inserido dentro desta estrutura, como CCEE, ONS e EPE. O MME, então, coordena as ações do setor de energia elétrica.

O MME, como presidente e coordenador, exerce papel estratégico no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), detalhado mais adiante, e no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Na estrutura administrativa do MME estão as Secretarias Nacional de Energia, Executiva, de Transição Energética e Planejamento, de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral.

A Secretaria Nacional de Energia e a Secretaria de Transição Energética e Planejamento têm participação estratégica nas decisões do setor elétrico, sendo os principais elos entre o Poder Concedente e as entidades vinculadas, como a ANEEL, o ONS e a CCEE, e entidades subordinadas, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Vinculada, mas não subordinada ao MME, está a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o regulador e fiscal do sistema elétrico brasileiro, a quem também compete o cálculo das tarifas. É também atribuição da ANEEL a realização de leilões de compra de energia e de linhas de transmissão.

Órgão importante da estrutura de governança do setor elétrico é o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pelo planejamento da operação e a operação propriamente dita do sistema elétrico, com demais atribuições detalhadas na seção 2.1 deste relatório. Desde sua criação o ONS é uma instituição privada sem fins lucrativos, apesar de suas despesas serem cobertas quase que exclusivamente por recursos tarifários. Além disso, vale destacar que ao MME compete a indicação do Diretor-Geral do ONS, bem como seu diretor de Assuntos Corporativos.

O ONS é usuário dos *softwares* desenvolvidos pelo CEPEL, sendo, por isso mesmo, um fator-crítico para as mudanças que serão recomendadas. É do trabalho do ONS que resulta o custo marginal de operação, base para o preço de liquidação de diferenças, além de todo o processo de operação em tempo real que, para o objeto específico desse trabalho, tem papel fundamental para apuração e liquidação dos montantes de energia.

Além do ONS, outro usuário dos modelos matemáticos é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE, criada em 2004, é a sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), instituído no ano 1998. Compete à CCEE, dentre outras coisas, a contabilização e a liquidação das transações realizadas no âmbito do mercado de atacado. Para isso, a Câmara segue um conjunto de regras e procedimentos que são aprovados pela ANEEL.

No dia 21 de dezembro de 2023 foi publicado o Decreto nº 11.835, que trouxe importantes mudanças na organização, atribuições e funcionamento da CCEE, que agora passará a ter, separadamente, uma diretoria e um conselho de administração. Nessa nova estrutura, a CCEE continua sendo uma entidade privada sem fins lucrativos, mas o governo tem agora o poder para indicar o presidente do conselho de administração e mais três dos oito conselheiros. A CCEE é outro elemento importante para consolidação das recomendações propostas neste relatório.

Subordinada ao MME fica a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento energético, além de outros estudos relevantes para a evolução da matriz elétrica e da matriz energética. A EPE tem papel fundamental no cálculo das garantias físicas das usinas e no detalhamento dos empreendimentos a serem incluídos nos leilões de transmissão, além da atribuição de avaliar a necessidade de expansão de capacidade, especialmente para atendimento à ponta do sistema. É importante destacar que a instituição enfrenta o desafio de adaptar o planejamento da expansão da geração, considerando que essa expansão está sendo impulsionada pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL) e pela crescente micro e mini geração distribuída (MMGD), ambos com um papel descentralizado e fundamental na evolução da matriz elétrica.

3.1.2.COMITÊ TÉCNICO DE GOVERNANÇA

Até 2007, era atribuição da ANEEL validar os modelos matemáticos utilizados pelo ONS e pela CCEE. Desde então (e até julho de 2024) tais modelos passaram a ser aprimorados pela CPAMP. A CPAMP foi

extinta a partir de agosto de 2024, conforme diretrizes da Resolução CNPE nº 01, de 12 de março de 2024, aprovada pelo Despacho do Presidente da República nº 11, de 18 de abril de 2024. A expectativa é que a ANEEL deverá instituir, organizar e supervisionar um Comitê de Governança coordenado pelo ONS e pela CCEE, em formato a ser estabelecido em seu regimento interno, para dar continuidade a esta atividade.

De acordo com diretrizes estabelecidas, os aprimoramentos de dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais acontecerão sob duas responsabilidades distintas: da EPE, quando o uso estiver associado ao planejamento da expansão e cálculo de garantias físicas de empreendimentos de geração; e serão de “instituições setoriais”, com participação social (consulta pública), quando o uso estiver vinculado ao planejamento e programação da operação e formação de preço no mercado de curto prazo.

É importante destacar que os avanços são importantes, comparativamente ao que existia até julho de 2024, sendo um desses avanços, a própria criação do Comitê de Governança. A ANEEL passa a ter a responsabilidade de supervisionar esse comitê, o que não acontecia com a CPAMP, onde o regulador, por participar da comissão, não tinha o seu papel de fiscalização bem caracterizado.

Finalmente, cabe destacar o papel do Comitê Técnico de Governança no fomento de novos desenvolvimentos de software para o setor. Na última estrutura de governança, na qual a CPAMP coordenava os avanços metodológicos, o mecanismo de fomento de novos desenvolvimentos era definido anualmente, com calendário pré-definido, a partir do contínuo mapeamento do metodológico e tecnológico realizado pelas instituições envolvidas e o fornecedor Cepel.

Entretanto, essa estrutura não fornecia um instrumento de financiamento adequado para esses novos desenvolvimentos, uma vez que esses recursos estavam concentrados em contrato de prestação de serviços estabelecido apenas entre ONS e Cepel. Contudo, esses desenvolvimentos têm uma abrangência maior do que o escopo do planejamento e programação da operação do SIN. Desse modo, nessa nova estrutura, seria bastante promissor que o próprio comitê possa atuar na busca de financiamento para esses desenvolvimentos, permitindo que novos recursos sejam aportados, seja para aumentar a capacidade de entrega do atual fornecedor ou propiciar que o comitê possa abrir a possibilidade de avaliar e testar modelos alternativos, disponíveis no mercado ou oriundos de projetos de P&D. Nesse ponto ressaltamos que a Portaria nº 637/GM/MME/2022 previu que as instituições estabeleçam mecanismos de gestão junto aos desenvolvedores para garantir a implementação de aprimoramentos. Previsão essa que foi reforçada no texto da Resolução CNPE nº1/2024, incluindo ainda a possibilidade de avaliação de alternativas tecnológicas frente às ferramentas atualmente utilizadas.

Dessa forma é recomendável que o comitê de governança seja dotado de capacidade orçamentária para fomentar os novos desenvolvimentos para enfrentar os desafios para os aprimoramentos dos modelos utilizados na formação de preços.

3.1.3.COMITÊ TÉCNICO PMO PLD

Conforme descrito na seção 2.1.2, a Resolução Normativa nº 1.032/2002, com redação alterada pela Resolução Normativa nº 1.078/2023, institui um comitê técnico, sob coordenação compartilhada do ONS e da CCEE, com o objetivo de tratar de assuntos relacionados à elaboração do PMO e da formação do PLD. Embora exista algum diálogo com as atribuições do Comitê Técnico de governança destacado na seção anterior, é importante destacar que tratam-se de grupos diferentes.

O Comitê Técnico PMO PLD possui atribuições mais ligados à atuação no dia a dia para a formação de

preço, como detalhado na seção 2.1.2.

3.1.4. COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um conselho consultivo, coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, ONS, e EPE. Seu objetivo é monitorar a confiabilidade do fornecimento de energia a curto prazo e antecipar quaisquer problemas de fornecimento devidos a, por exemplo, atrasos na construção de nova capacidade de geração. É importante, salientar que 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 ele tem sido usado com frequência nos últimos anos, decorrente, principalmente, de um prolongado período de afluências inferiores à média de longo termo, desde o ano de 2012.

Conforme já mencionado anteriormente, a Resolução nº 1/2024 definiu um novo arranjo de governança dos aprimoramentos metodológicos dos modelos de formação do preço, com a extinção da CPAMP, reestabelece a atribuição da ANEEL para supervisionar essas atividades. Porém, o novo texto, atribui ao CMSE a definição do nível de aversão a risco a ser utilizado nos modelos computacionais, bem como critério, ritos e prazos para esta atividade, respeitando o prazo limite de 31/julho de cada ano para que qualquer alteração nesse nível possa iniciar sua vigência a partir da primeira semana operativa do ano subsequente. O novo texto também estabelece que o Comitê de Governança pode propor aprimoramentos, desde que calibrados para manter o nível de aversão ao risco definido pelo CMSE – e que, caso uma mudança no nível de aversão ao risco seja considerada inevitável, ela deverá passar por avaliação e aprovação pelo CMSE.

Por fim, espera-se que ao longo de 2024 sejam definidos os ritos, critérios e prazos que o CMSE adotará para a revisão do nível de aversão a risco, bem como os critérios que o Comitê de Governança deverá seguir para garantir a aderência do nível de aversão a risco. De maneira geral, entende-se como coerente o novo texto do CNPE, que associa a aversão a risco a organização responsável por monitorar a confiabilidade do atendimento energético do sistema elétrico.

3.2. DIVULGAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

Atualmente, a divulgação de dados e informações é uma obrigação do ONS, o que é determinado pelos Procedimentos de Rede⁸, especialmente na seção 3.1 do submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação – Responsabilidades. Esta, porém, pode não ser a forma que melhor assegura a transparência, precisão e atualização dos dados. Dizendo de outra forma, a maneira atual não garante as condições reais da oferta de energia, o que interfere na formação do preço.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 1032/2022, no inciso IV do Art 31 estabeleceu que fatos relevantes que afetem a formação de preço devem ser divulgados aos agentes de forma simultânea e homogênea. Porém, não há ainda uma definição clara de quais seriam as informações que deveriam fazer parte de um fato relevante.

⁸ Disponíveis em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>

3.2.1. PRÁTICAS E PLATAFORMAS ATUAIS

O ONS, ao longo do tempo, tem obtido ganhos muito relevantes no quesito transparência. Seu *site*⁹ na internet é rico em informações para todos os usuários da rede. Um bom exemplo são os documentos (Sumário Executivo, Apresentação e outros) de definição do PMO e suas revisões. É possível, assim, encontrar na página do operador do sistema quais foram as premissas, regras, rotinas e os dados de entrada necessários para saber como o CMO foi calculado.

Além disso, o ONS dispõe de um conjunto de sistemas específicos de informação, como o portal de relacionamento SINtegre¹⁰, onde o usuário da rede, e até mesmo o cidadão comum, tem como conhecer temas que vão da administração de contratos ao planejamento e programação da operação.

Para situações tecnicamente mais específicas, os usuários da rede podem acessar o Sistema de Gerenciamento de Intervenções (SGI) ou mesmo o Programa Diário de Operação Eletroenergética (PDE), em suas subdivisões, como o Programa Diário de Produção (PDP), o Programa Diário de Defluências (PDF) e o Programa Diário de Intervenções, que são documentos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Esses sistemas e documentos atualmente são acessíveis diretamente pelo portal SINtegre com permissões de acesso conforme perfil de usuário (ex.: agente de geração, transmissão, consumidor livre ou instituições de ensino, pesquisa e consultoria).

Embora o ONS disponha de diversos instrumentos públicos e transparentes para a troca de informação com agentes e instituições, o sistema é ainda vulnerável à assimetria de informações. Boa parte das empresas integram grupos verticalizados, isto é, atuam nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Assim, a discussão, em reuniões, de temas específicos, por exemplo do segmento de transmissão, permite que um agente de geração, do mesmo grupo societário de uma transmissora, conheça antecipadamente alguns detalhes acerca de uma possível intervenção, que eventualmente resultará numa restrição elétrica. Da mesma forma, algumas pessoas podem ser membros do Conselho de Administração (CA) do ONS, como representante da categoria consumo, por exemplo, mas ser dirigente, consultor ou conselheiro de uma empresa de geração. Sua empresa se beneficiará da informação assimétrica.

Adicionalmente, ao avaliar os ambientes e sistemas que realizam a divulgação da informação é importante destacar a existência de alguns sistemas que foram desenhados para um contexto muito simplificado, especialmente no período em que a programação diária da operação ainda não recebia insumos provenientes da execução do modelo DESSEM, destacando-se os sistemas PDPW, FSARH e SGI. Estes sistemas, são utilizados para o intercâmbio de informações de disponibilidade e inflexibilidade de agentes térmicos, gestão de restrições hidráulicas e de intervenções em equipamentos da rede de operação, respectivamente. Esses sistemas embora tenham funções bastante interessantes sob o ponto de vista da operação do SIN, permitindo uma interação ágil com os agentes envolvidos, não possuem funcionalidades específicas que propiciem uma transparência efetiva, muitas vezes disponibilizam uma grande massa de dados em formulários ou painéis dinâmicos sumarizados, mas não dispõem de recursos que fomentem uma clareza nas informações. Esses formatos, por mais que disponibilizem

⁹ <http://www.ons.org.br>

¹⁰ <http://sintegre.ons.org.br/>

dados publicamente, não permitem extrair de forma ágil informações relevantes como: **qual foi a alteração para o dia seguinte em relação ao dia anterior?** ou **quais usinas ou pontos da rede podem ser influenciados por uma atualização de restrição?**

Nesse aspecto é importante que sejam direcionados recursos para o desenvolvimento de novas funcionalidade nesses sistemas para acompanhamento das informações, identificação rápida de novas atualizações, permitindo saber quais foram as atualizações recentes, as alterações em relação ao dia anterior. Adicionalmente seria interessante que fosse permitido o consumo desses dados de forma automatizada utilizando, preferencialmente, APIs (Interfaces de Programação de Aplicação), tal com o ONS já disponibiliza para a consulta da carga horária histórica do SIN¹¹.

3.2.2. ALGUNS PRINCÍPIOS GERAIS

A questão da assimetria de informações não é problema criado pelo operador do sistema, mas que decorre de autorização prevista na legislação. Em particular, como introduzido na seção 2.4, não é muito simples combater a possibilidade de exercício de poder de mercado associado à *divulgação estratégica* de informação descentralizada por parte dos agentes (embora seja possível mitigar o efeito de eventuais vazamentos de informações e/ou da obtenção de informações de forma antecipada por agentes envolvidos diretamente em tratativas com o ONS). Conseqüentemente, a questão da transparência e divulgação de informação deve ser tratada com cuidado.

É importante destacar que existem técnicas e metodologias apropriadas para minimizar os efeitos desse tipo de assimetria de informações. As bolsas de valores em todo o mundo em particular são segmentos em que um agente não pode ser beneficiado com informação privilegiada, embora exista alguma variação nas técnicas utilizadas.

No caso do tratamento da gestão das informações pelos agentes, existem algumas ferramentas, como o estabelecimento das chamadas *chinese walls* – que constituem essencialmente no estabelecimento de protocolos e sistemas para impedir o compartilhamento de informações sensíveis entre equipes de uma mesma empresa (considerando, por exemplo, que uma equipe de comercialização poderia ter uma vantagem competitiva injusta em comparação com outras empresas caso tivesse acesso a uma informação da equipe de geração e manutenção da mesma empresa). Outra possibilidade é o estabelecimento de mecanismos de monitoramento de mercado sob a responsabilidade de um agente externo. Tais mecanismos possuem algumas fragilidades na prática, dado que a entidade de monitoramento em geral não tem acesso sobre toda a informação privada das empresas que ela monitora – mas já se mostraram eficazes em ao menos mitigar algumas dessas práticas anticompetitivas. O monitoramento de mercado em particular já é uma realidade hoje na CCEE, embora existam alguma dificuldade com respeito ao sigilo das informações das operações do mercado de balcão, que podem conter informações estratégicas dos agentes. Desta forma, a recomendação seria dar continuidade e fortalecer esta iniciativa, reforçando a importância deste elemento de assimetria da informação.

Já do ponto de vista do tratamento da informação por parte das instituições, de um modo geral, a transparência é a palavra-chave – e, portanto, é desejável que toda informação que *possa* ser

¹¹ <http://ons-dl-prod-opendata-swagger.s3-website-us-east-1.amazonaws.com/>

apresentada publicamente o seja. No caso das plataformas do SINtegre em particular, embora seja plenamente compreensível que acessos mais ou menos restritos sejam possíveis para diferentes tipos de agente, é importante que sejam direcionados esforços para ampliar o nível de transparência das informações, limitando as restrições de divulgação apenas aos casos estritamente necessários.

3.2.3.A QUESTÃO DA PUBLICIDADE DAS REUNIÕES

Um tema que merece discussão específica é em que medida as reuniões das instituições deveriam ser públicas, ou ter um grau maior de publicidade. Já existe hoje no setor algumas reuniões que são inteiramente públicas, como no caso das reuniões ordinárias da ANEEL – que são abertas, com relatórios e votos preparados com antecedência. Uma possibilidade a ser avaliada seria aumentar o número de reuniões de natureza pública de modo a garantir plena visibilidade de temas relevantes pelos agentes, sempre levando em conta a eficiência nas discussões a necessidade de viabilizar o processo decisório no tempo necessário.

Um exemplo particular em que a publicidade poderia ser interessante é no caso das reuniões específicas sobre o programa de manutenção, em que são discutidas as diretrizes gerais para manutenções para o próximo mês, e quando o ONS sinaliza quais manutenções poderão ser realizadas e quais serão indeferidas para o período. Atualmente, estas reuniões são realizadas por videoconferência com a participação exclusiva de agentes de geração, e a ata da reunião com o resumo das discussões é disponibilizada em geral apenas 2 ou 3 dias após o evento. Para mitigar o efeito de assimetria de informação gerado neste caso, uma ação possível seria **disponibilizar a gravação em vídeo tão logo a reunião se encerre**. Essa solução reduziria o tempo em que essa assimetria ocorre, dos atuais 2 a 3 dias para um intervalo de 1h ou 2h, e ainda manteria a natureza mais enxuta e objetiva da reunião, com um número restrito de participantes podendo manifestar-se.

Neste contexto das reuniões do programa de manutenção, de fato existe um conjunto de agentes que está diretamente envolvido e que dispõe de informações relevantes – por exemplo saída/retorno intempestivo de uma grande unidade ou tronco de interligação, bem como restrições hídricas relevantes para o atendimento do sistema. Ainda assim, informações desta natureza (ainda que em fase de negociação preliminar) podem ter impacto sobre um conjunto muito maior de agentes, de modo que a publicidade destas reuniões pode ser um caminho para mitigar o efeito da assimetria de informação.

Para outras reuniões, é necessário avaliar a natureza dos temas tratados e potenciais *tradeoffs* de uma maior publicidade para determinar qual a melhor estratégia – seja manter a dinâmica como está, inserir uma estratégia de divulgação como no caso das reuniões sobre o programa de manutenção, ou até mesmo ampliar a possibilidade de participação efetiva (com direito a voz ainda que não a voto) a uma gama maior de agentes. Por exemplo, no caso das reuniões do Comitê Técnico (CCEE e ONS), muito provavelmente os temas das reuniões envolveriam análises técnicas e de fluxo de trabalho ainda em etapas exploratórias, de modo que a estratégia de divulgação atual dos resultados deste grupo (disponibilizados ao setor via Workshops específicos) é adequado. Entretanto, o formato definido para a instância de deliberação ainda é fechado, embora a ata de reunião é publicada em curto espaço de tempo.

Cabe ainda uma avaliação (com as ressalvas apresentadas anteriormente) se não haveria sentido em aumentar o grau de publicidade de outras reuniões relevantes (inclusive eventualmente reuniões do

Conselho de Administração das instituições – embora excetuando, evidentemente, a parte que trata dos assuntos administrativos). O principal benefício disto seria mitigar os efeitos da assimetria de informação sobre a formação de preços, além de aumentar a credibilidade de todo o processo de tomada de decisão pelos agentes de mercado.

3.2.4. POSSIBILIDADES DE AÇÃO CONCRETA

Como indicado anteriormente, o princípio chave que deve ser seguido é a criação de mecanismos e ferramentas que possibilitem a publicidade de informações de forma não discriminatória, célere e simultânea para os agentes – levando em conta não apenas o impacto que tais informações podem ter na prática, como também a percepção dos agentes sobre o grau de abertura e transparência do processo. Neste sentido, vemos três principais eixos de ação como desejáveis:

- **Conscientização da importância da publicidade das informações:** Nem sempre há clareza dentro das próprias instituições do quão importante é que alguns atos (mesmo interações diretas entre operador e os agentes via contato telefônico simplesmente) possam gerar uma assimetria de informação, e, portanto, deveriam ao menos traduzir-se em um fato relevante que possa ser examinado por outros agentes. Idealmente, deveria ser estabelecido um conjunto de procedimentos e rotinas rígidas (levando em conta a natureza de diferentes tipos de informação) para a divulgação e atualização de dados relevantes, disponibilizando de forma ágil (minutos, horas ou dias após a ocorrência a depender da natureza) documentos, dados e análises preliminares – incluindo solicitações dos agentes, respostas dadas pelas instituições (em especial o ONS), e/ou listas dinâmicas de quais restrições ou manutenções estão sendo negociadas.
- **Instrumentos tecnológicos para a disponibilidade e acesso da informação:** Um banco de dados integrado para registro e atualização de informações relevantes pode ser uma iniciativa valiosa em dois eixos: (i) possibilitar a colaboração institucional e o compartilhamento de informações mesmo entre instituições, e (ii) sistematizar a visibilidade e acesso à informação por parte dos agentes, reforçando assim a mensagem de compromisso das instituições com a transparência. Vale destacar que, considerando o volume de informações que poderia ser gerado (levando em conta o elemento de conscientização apresentado acima), a sistematização destes conjuntos de informação e a possibilidade de acesso pelos agentes via API seriam evoluções interessantes da plataforma atual (vide seção 3.2.1), que podem ser implementadas como novas funcionalidades à ferramenta existente ou como uma nova plataforma.
- **Combater o compartilhamento seletivo de informações a agentes específicos:** Em casos em que a transparência é “imperfeita”, uma preocupação adicional é que pessoas que tenham acesso a informação privilegiada possam usar estas informações estrategicamente – em geral compartilhando-as apenas com um grupo seletivo que possa utilizar esta assimetria de informação para extrair lucros do mercado. O espaço para este tipo de divulgação seletiva será muito menor uma vez que os procedimentos de transparência tenham sido fortalecidos e que a divulgação pública de informações seja mais ágil – entretanto, enquanto tais ações não se materializarem, um esforço adicional que poderia aumentar a credibilidade das instituições seria criar políticas de confidencialidade explícitas e mecanismos para responsabilização individual de agentes das instituições (particularmente aqueles que trabalham com processos que envolvem dados relevantes para a formação de preços).

3.3. GOVERNANÇA DA ATUALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CENTRALIZADAS

3.3.1. INSTRUMENTO ATUAL DE ANTERIORIDADE¹²

Conforme definido no § 2º, Art. 6º da Resolução CNPE01/2024, que estabelece que alterações de dados de entrada que não decorram de correção de erros ou atualizações com calendário predefinido devem respeitar uma antecedência não inferior a um mês Operativo do PMO, para que tenham seus efeitos na formação de preço.

Entende-se que este dispositivo normativo se configura como um significativo avanço, pois permite que o ONS, para fins de planejamento e programação da operação sempre utilize os dados mais atualizados possíveis para representar a realidade operativa, ao mesmo tempo, garantindo uma anterioridade mínima de um mês para a formação de preços.

Embora esses avanços tenham sido significativos, ainda se identifica algumas dificuldades que merecem ser avaliadas. Em particular, pode haver dúvida com respeito a quais parâmetros podem ou não ser enquadrados nessa restrição de previsibilidade, uma vez que não resta claro quando uma atualização deve ou não ser contemplada por esse dispositivo normativo. Mesmo para analistas experientes, é difícil cravar se uma informação nova será ou não contemplada no próximo PMO ou revisão, ou se será abarcado no mecanismo de anterioridade. Neste ponto, seria importante registrar o histórico dos casos em que foi necessário enquadrar como atualização sujeita a carência de anterioridade, bem como casos em que pleitos dos agentes de enquadrar determinadas situações no mecanismo de anterioridade foram rejeitados com base na legislação vigente. Atualmente estes temas já são tratados nas reuniões do PMO e suas revisões, porém seria muito interessante se fossem registradas de forma sistemática para pronta pesquisa. Esse registro facilitaria o entendimento, formando uma base de conhecimento que por si já contribuiria para a transparência do processo como um todo.

Por outro lado, idealmente esses requisitos de anterioridade não se apresentam como soluções definitivas, uma vez que este mecanismo gera divergência entre o *deck* daquele aplicado para a formação de preços daquele utilizado para planejamento e programação da operação em termos de informações consideradas (adicionalmente à diferença de representação associada às restrições internas a submercados como previsto pela regulamentação). Conceitualmente, não se deve esperar diferenças significativas entre as execuções do modelo para formação de preços e planejamento e programação da operação. Espera-se que, à medida que haja avanços na redução da assimetria e informações seja possível reduzir ou, eventualmente, eliminar o prazo de antecedência prevista. Isso porque uma vez que as informações, mesmo que preliminares e incompletas, são disponíveis à medida que aparecem, reduz-se a necessidade de um período de carência para aplicação da atualização de dados, pois a informações das tratativas que podem culminar nessa atualização já estariam públicas, sendo apenas uma questão de tempo e oportunidade para que as decisões sejam tomadas para sua efetivação. Desta forma, os agentes teriam condições de elaborar cenários críveis para a possível atualização dos dados.

3.3.2. FUNDAMENTOS GERAIS PARA A APLICABILIDADE DO INSTRUMENTO

Como explorado na seção 3.2, a atualização de informações utilizadas como dados de entrada para o despacho e a formação de preço é crucial para a operação eficaz do mercado, e esforços devem ser despendidos para divulgar essa informação para todos os agentes ao mesmo tempo. No contexto do

¹² Popularmente conhecido no setor elétrico como “previsibilidade”.

modelo baseado em custos, entretanto, é importante fazer distinção entre alguns “tipos” de atualização destas informações;

- Um primeiro tipo de atualização diz respeito à “incerteza inerente” do negócio do setor elétrico. À medida que o mercado se aproxima do tempo real, é de se esperar que haja ajustes em alguns parâmetros (como por exemplo previsões de demanda), e não é razoável esperar que os agentes possam ser blindados deste tipo de risco.
- Um segundo tipo de atualização está relacionado com informações que, embora tenham relação com uma “incerteza inerente” e risco de negócio do setor, têm como complicador adicional a *assimetria de informação* (isto é, alguns agentes têm acesso à informação antes de outros agentes). Idealmente, este grupo de atualizações deveria ser tão restrito quanto possível – e o objetivo das iniciativas exploradas na seção 3.2 vai justamente no sentido de mitigar essa assimetria (embora, como indicado na seção 3.3, haja limitações para isso). Um exemplo para essa categoria são os cronogramas de manutenção e de conclusão de obras.
- Um terceiro tipo de atualização estaria fora do conjunto de informações que poderia razoavelmente ser considerado parte do risco de negócio inerente do setor elétrico, e de um modo geral tem relação com parâmetros sob a responsabilidade direta das instituições do setor. Uma preocupação particularmente relevante é que os agentes podem perder credibilidade no sinal de preços caso haja uma percepção de que as instituições podem manipular os preços ao fazer alterações intempestivas nesses parâmetros. Como exemplo desta categoria podemos citar a atualização dos parâmetros de aversão a risco e restrições hídricas tratadas entre o setor elétrico e outros setores.

Nota-se que, em um mercado baseado em ofertas “idealizado”, não é necessário fazer uma distinção entre essas diferentes classes de atualização – visto que a formação de preços é fundamentalmente dada pelas ofertas dos agentes, é de se esperar que as *expectativas futuras* construídas pelos agentes (e implicitamente incorporadas nas suas estratégias de oferta) levem em conta essas componentes de incerteza, “internalizando” diferentes tipos de risco como “risco do negócio”. Em particular, como explorado na seção 3.2.3, o próprio mecanismo de mercado é utilizado para mitigar assimetrias de informação. No caso do mecanismo baseado em custos, entretanto, é importante esta distinção para o adequado regramento dos instrumentos de anterioridade.

3.3.3. RECOMENDAÇÕES PARA O MECANISMO DE ANTERIORIDADE

Atualmente não há nos regramentos – seja nas Resoluções, Procedimentos de Rede ou Regras de Comercialização – uma delimitação explícita (i) do alcance da aplicação da anterioridade; ou (ii) de quais parâmetros e metodologias devem passar por consulta pública e ter alteração aprovada até 31 de julho. Este ponto, especificamente, deixa espaço para interpretações. Conforme detalhado anteriormente, o escopo de informações para as quais pode ser aplicado o critério de previsibilidade – i.e., a antecedência de um mês operativo do PMO – não é bem definido.

Um elemento muito importante é construir um **precedente sólido** no que diz respeito à aplicação do instrumento de anterioridade. Como indicado na seção 3.3.2, não é necessariamente toda fonte de incerteza que deve estar sujeita à aplicação do instrumento de anterioridade, mas é importante que os princípios adotados para a sua aplicação sejam consistentes, conquistando assim a confiança dos agentes.

Na prática, entretanto, talvez a melhor ferramenta para combater as fragilidades do mecanismo de anterioridade atual é o fato de que a resolução prevê explicitamente que “atualizações com calendário predefinido” não estariam sujeitos ao instrumento (bem como atualizações referentes à correção de erros). Neste sentido, a coleta de precedentes recomendada pode ser na verdade um insumo importante para o registro de tais informações com calendário pré-definido nos Procedimentos de Rede e Regras e Procedimentos de Comercialização – limitando assim cada vez mais o escopo para a aplicação do mecanismo de anterioridade.

Neste sentido, elementos como limites de defluência mínima, limites de defluência máxima, limites de intercâmbio, ou ajustes da configuração hidrotérmica, seja por decisões da própria ANEEL ou decisões de outras instâncias (ex.: Poder Judiciário), validade de custos variáveis unitários (CVU), dentre outros, devem seguir uma filosofia comum para a aplicabilidade do instrumento de anterioridade.

3.4. SÍNTESE DAS RECOMENDAÇÕES

Podemos sintetizar as recomendações apresentadas ao longo deste capítulo em três grandes grupos: (i) esforços mais ligados à conscientização e disseminação de princípios chave entre as instituições, (ii) esforços ligados à codificação de forma sistemática (em documentos e procedimentos) de ações que poderiam levar à aplicação de fato dos princípios citados, e (iii) um esforço potencialmente mais profundo ligado à criação de um ferramental tecnológico para disseminação da informação.

3.4.1. ESFORÇOS DE CONSCIENTIZAÇÃO E DISSEMINAÇÃO

A categoria de recomendações classificada nesta seção como esforços de “conscientização” está menos relacionada a ações concretas propriamente, e mais relacionada a princípios chave que poderiam ser mais valorizados (implicitamente ou explicitamente) na tomada de decisão das instituições brasileiras. Visto que a recomendação aqui é apresentada de forma abstrata, entendemos que o esforço de implementação necessário pode ser considerado baixo – embora ele possa se transformar em um esforço de “sistematização” (vide seção 3.4.2) caso uma instituição julgue desejável fazer um programa de treinamento, apresentações, ou similar vinculado a estas estratégias.

Um exemplo de esforço deste tipo está ligado ao fato, como indicado na seção 3.2.4, de que as instituições precisam estar cientes da imensa responsabilidade que têm ao fazer a gestão de informações potencialmente sensíveis para o mercado. Em particular, para a credibilidade das instituições é extremamente valioso assegurar que esta informação seja divulgada o mais rápido possível, e passar aos agentes a segurança de que as pessoas com acesso a essa informação privilegiada não estão fazendo mau uso dela. Nesta mesma linha, como indicado na seção 3.2.3, as instituições devem estar cientes de que há um benefício em tornar mais reuniões públicas (ou facilitar a publicidade automática e ágil do seu conteúdo), de modo que esta possibilidade seja avaliada em casos específicos.

Uma série de outras discussões apresentadas ao longo deste capítulo também envolvem alguns “princípios” que poderiam ser mais amplamente disseminados e levados em conta nas decisões das instituições – como em particular a noção de que a assimetria de informação e gestão indevida da informação nas empresas atuantes no mercado elétrico são elementos preocupantes (vide seção 3.2.2) e alguns dos princípios discutidos sobre a aplicabilidade do instrumento de anterioridade (vide seção 3.3.2).

3.4.2. ESFORÇOS DE SISTEMATIZAÇÃO E CODIFICAÇÃO

O “próximo passo” de uma estratégia de pura “conscientização e disseminação” de conceitos chave seria codificá-los de forma sistemática, para que passem a fazer parte de diretrizes e/ou documentos oficiais – e, portanto, traduzindo-se em algo mais perene do que algo que seja informalmente apresentado e disseminado dentro das instituições. Aqui o esforço institucional necessário é mais elevado (ainda que não seja um esforço muito extremo), e é importante não o subestimar – já que codificar diretrizes às pressas e sem que os elementos mais importantes tenham sido devidamente compreendidos e internalizados pode ser contraproducente.

Por esta natureza, apresentamos a lista de esforços de sistematização e codificação destacados ao longo deste capítulo mais como “diretrizes” a ser seguidas do que como um passo a passo do que seria necessário – na prática, caberia às próprias instituições definir se tais iniciativas deveriam ser objeto de novos comitês, documentos de procedimentos internos, resoluções, ou outros elementos. De toda forma, os principais esforços de sistematização e codificação recomendados a partir da discussão apresentada neste capítulo são:

- Sistematização de procedimentos para a publicidade ágil de informações (como introduzido na seção 3.2.4)
- Sistematização de procedimentos em caso de compartilhamento indevido (seletivo) de informações (como introduzido na seção 3.2.4)
- Sistematização da componente da iniciativa de monitoramento de mercado que diz respeito ao monitoramento da assimetria e mau uso da informação (como introduzido na seção 3.2.2)
- Sistematização da aplicabilidade do instrumento de anterioridade, por exemplo por meio da criação e documentação de precedentes (vide seção 3.3.2)

3.4.3. CONSTRUÇÃO DE FERRAMENTAL TECNOLÓGICO

Como indicado na seção 3.2.4, uma possível iniciativa adicional a ser contemplada é a implementação de melhorias à plataforma SINtegre (ou criação de uma nova plataforma) de modo a viabilizar um compartilhamento de informações mais ágil e uma maior percepção de transparência por parte dos agentes. Esta é uma etapa que exige maior esforço, e que deve ser respaldada por um esforço bem-sucedido de conscientização e codificação dos princípios mais importantes de governança e gestão da informação apresentados ao longo deste capítulo, de modo a assegurar que as funcionalidades do software serão idealizadas tendo em mente as necessidades práticas e dificuldades efetivamente enfrentadas pelas instituições para manter um nível de transparência irrepreensível.

A plataforma pode ser uma ferramenta para facilitar a cooperação entre as instituições e facilitar o compartilhamento ágil de informações complexas (incluindo pedidos dos agentes e respostas das instituições), mas também é importante pensar na usabilidade – já que a percepção dos agentes sobre a facilidade de uso e acesso às informações da plataforma pode afetar as suas percepções a respeito da transparência das instituições como um todo. Neste sentido, algumas visualizações síntese (como uma lista de manutenções em processo de negociação) e a possibilidade de acesso via API podem atenuar as preocupações dos agentes.

4. Elementos de formação de preços “parcialmente por oferta”

Nos capítulos anteriores foram discutidos aspectos diretamente relacionados ao paradigma de formação de preços a partir de um modelo de despacho do sistema por custo, sendo que foram apontados aprimoramentos no sentido de não alterar significativamente o fundamento do modelo, passando por pontos de regulação e governança. Neste capítulo, pretende-se abordar temas que se aproximam de um mecanismo de oferta de preços. Essas abordagens são denominadas como elementos de formação de preços “parcialmente por oferta”.

Em geral, os mercados que possuem mecanismo de formação de preço por custos são centralizados, porém existem desenhos que permitem determinados graus de flexibilidade, o que caracteriza a introdução de elementos híbridos. Nesse sentido, é possível que um mercado com paradigma de formação de preço por custos apresente certas características semelhantes àqueles que contemplam o paradigma por oferta. Um exemplo de país que apresenta mecanismo híbrido é o Chile, em que, apesar de apresentar um modelo de formação de preços por custos, os agentes realizam declarações que são usadas no mercado de energia e, paralelamente, há um mercado de reserva que possui um modelo por ofertas. O próprio Brasil permite alguma flexibilidade de declaração aos seus agentes, ao passo que países como México e Vietnã operam mecanismos “por custos” que possuem uma dinâmica similar à de um mecanismo “por ofertas” – a etapa em que os agentes submetem curvas quantidade-preço é idêntica a um mercado por ofertas, enquanto a natureza por custos desses mercados se revela pela validação das ofertas que é feita pelo operador.

A seção 4.1 faz uma introdução e apresenta conceitualmente a natureza do que são mecanismos “parcialmente por oferta”, indicando algumas possíveis direções que poderiam ser exploradas. Nas seções 4.2 e 4.3, entretanto, avaliamos em maior detalhe e com maior grau de especificidade uma classe de implementações em particular, que diz respeito à possibilidade de introdução da liquidação dupla ao mercado brasileiro sem perder a natureza “por custos” deste mercado (vale notar que possíveis variantes “por oferta” a aplicar no mercado brasileiro serão objeto do relatório e.6.r). Mesmo dentro dessa classe de estratégias, há muitas implementações e escolhas de desenho possíveis, que serão explorados ao longo deste capítulo.

Por fim, e com base nestas considerações, a seção 4.4 apresenta uma síntese das principais recomendações para consideração de mecanismos parcialmente por oferta na formação de preços por custo.

4.1. VISÃO GERAL DE POSSÍVEIS INCENTIVOS À PREVISÃO

Atualmente as previsões das principais variáveis de incerteza são definidas **centralizadamente** a partir de modelos específicos executados pelo ONS rotineiramente, de acordo com a frequência de atualização de cada modelo de otimização. Ocorre que ao se adotar uma única previsão não é possível aproveitar o conhecimento coletivo do mercado, que pode resultar em previsões que apresentem desempenho melhores que a única previsão centralizada, ou seja, menores desvios entre previsão e realização.

De um modo geral, uma das principais vantagens dos elementos “parcialmente por oferta” é introduzir incentivos para coletar informações descentralizadas dos agentes. Esta seção apresenta alguns exemplos de mecanismos interessantes encontrados na literatura especializada e em aplicações em diversos setores da economia, a partir dos quais também é possível extrair informações valiosas do

conhecimento coletivo do mercado, utilizando instrumentos de incentivo adequados.

4.1.1.O MECANISMO POR OFERTA COMO UM INCENTIVO À PREVISÃO

Quando os agentes têm a possibilidade de submeter ofertas no mercado, é necessário que eles sejam incentivados a fazer previsões adequadamente, para que as suas ofertas submetidas estejam em linha com a quantidade de recurso efetivamente disponível em tempo real. Neste sentido, o mecanismo por ofertas (que envolve a declaração de preços conjuntamente com as quantidades correspondentes) é, intrinsecamente, um mecanismo de “incentivo à previsão”.

Consequentemente, sistemas que permitem que os agentes realizem ofertas (ainda que limitadas) ao longo do processo de formação de preços devem ter este benefício. Desta forma, mecanismos de formação de preços baseados em custos “com adaptações”, que adotam essa estratégia de ofertas limitadas, como é o caso do México e do Vietnã, fornecem aos agentes algum incentivo à previsão mais acurada. A possibilidade de implementação de um mecanismo análogo ao adotado nestes países será endereçada na seção 4.3.2.

Neste ponto é importante destacar que, no próprio Brasil, atualmente é aberta a possibilidade de algumas “ofertas limitadas” por alguns tipos de agente, com algumas ressalvas. Destas possibilidades, podemos destacar:

- Os agentes termelétricos podem apresentar ofertas limitadas de CVU em duas situações: i) para despacho com limite superior correspondente ao valor regulado ou autorizado pela ANEEL; ii) para atendimento ao serviço de recomposição de reserva operativa, limitado a 130% do CVU regulado ou autorizado pela ANEEL. De um modo geral, o que se tem observado é que os agentes têm realizado declarações idênticas aos limites superiores permitidos (embora seja possível argumentar que a flexibilização em si já tenha algum mérito).
- A dinâmica de atualização de parâmetros de *unit commitment* das usinas termelétricas (tempo mínimo ligado/desligado, trajetória de acionamento e desligamento, geração mínima e rampas de tomada e alívio de carga), embora de natureza *esporádica* (sendo revistos anualmente) também pode ser classificada desta forma, já que as declarações dos agentes (possivelmente envolvendo estratégias de maximização de lucro) são utilizadas diretamente pelo operador.
- Outro exemplo é a declaração de inflexibilidade das usinas termelétricas, que pode ser informada diariamente. Já existe, entretanto, um mecanismo de mitigação de uma possível dinâmica de declaração estratégica pelos agentes, que obriga que o montante máximo a ser declarado diariamente ao longo da semana não ultrapasse o volume declarado mensal na revisão vigente do PMO.
- Outra experiência no sistema brasileiro que se assemelha a um arranjo híbrido, mas não faz parte direta da formação de preços, é a dinâmica de compatibilização da geração das usinas hidrelétricas para o programa diário de geração (PDP). Na sistemática atual, os agentes hidrelétricos podem submeter um novo programa de geração – uma prática que visa acomodar o fato de que há diversas restrições que não estão contempladas no modelo DESSEM na prática, e que inicia o processo denominado “Pós-DESSEM”.
- A importação e a exportação (de térmicas ou de energia turbinável vertida) também são exemplos de elementos “parcialmente por ofertas”, já que o ONS utiliza (em combinação com informações sistêmicas) as informações submetidas pelos agentes para fazer o planejamento da operação – embora haja a ressalva de que as ofertas de importação e exportação possam ser rejeitadas ao longo da jornada operativa se o ONS julgar necessário e também a ressalva de que estas ofertas não afetam o preço do mercado.

- Por último, temos o mecanismo recente de Resposta da Demanda, que já opera de forma integrada com o despacho de curto prazo e utiliza declarações dos agentes sobre a disposição a receber em troca de uma redução da demanda.

Vale destacar que, para que um elemento “parcialmente por oferta” do mercado possa de fato trazer estes incentivos virtuosos à previsão, é desejável que a comunicação entre o ONS e os agentes seja clara, com termos claro para o “acordo” que é firmado entre eles como resultado desta comunicação e consequências bem-definidas em caso de não-suprimento. Isto não é verdade para todos os casos listados acima – em particular, no contexto das hidrelétricas e do Pós-DESSEM, há um processo iterativo em que as equipes do ONS e dos agentes dialogam até convergir para uma programação de todas as usinas que concilie atendimento da carga, política operativa e restrições declaradas pelos agentes. Este processo é todo feito após a rodada do DESSEM (e, portanto, não afeta os preços); mas mais do que isso os incentivos apresentados aos agentes não são claros – de modo que, embora todos os elementos listados acima sejam elementos “parcialmente por oferta”, nem todos trazem consigo os benefícios associados de incentivo à previsão. Com algumas das reformas destacadas neste relatório, entretanto – particularmente a correção da distorção do preço ex ante como apresentado na seção 2.3.1 e os aprimoramentos de representação explorados no capítulo 5 – tais benefícios poderiam se materializar.

4.1.2. RESPONSABILIZAÇÃO FINANCEIRA PROPORCIONAL AO DESVIO

Nos mecanismos por oferta, os agentes são responsabilizados pelos desvios de previsão (ou seja, no caso dos geradores renováveis por exemplo, pela diferença entre a geração comprometida e a geração efetivamente observada) de acordo com o custo marginal efetivamente observado – isto é, levando em conta a dinâmica entre o erro de previsão e a necessidade de redespacho no restante do sistema. Em contraste, esta seção discute mecanismos de incentivo à previsão que podem ser aplicados caso a caso e de forma “isolada” – tipicamente aplicados com o objetivo explícito de responsabilizar os agentes, e observando que é em geral pouco custoso para agentes renováveis (por exemplo) melhorarem significativamente a qualidade da sua previsão, desde que existam os incentivos adequados para tal.

A importância para o operador da qualidade de previsões acuradas horárias dos geradores ficou evidente com o evento ocorrido no dia 15/08/2023. Na ocasião, houve uma perturbação que abriu uma linha específica no Ceará, acarretando redistribuição de fluxos e afundamento de tensão e provocando desligando de diversas linhas. Ao final, ocorreu uma perda de carga da ordem de 24GW no SIN, e o relatório de análise da perturbação constatou que o desempenho dos controladores de campo de usinas eólicas e solares foi muito aquém dos modelos matemáticos fornecidos pelos geradores e usados pelo ONS.

Nota-se que o “erro de previsão” deve necessariamente envolver o estabelecimento de metodologias compatíveis com a realidade de cada tecnologia. No caso de usinas termelétricas, por exemplo, a principal variável de incerteza refere-se à disponibilidade (seja associada as máquinas ou ao combustível). Apenas a disponibilidade das máquinas é efetivamente mensurável, e esse componente hoje já é utilizado para outro mecanismo (o Mecanismo de Redução de Assegurada¹³) que reduz o lastro comercial de acordo com os valores verificados de disponibilidade. A aferição do erro de previsão poderia ser mais sistemática no caso das hidrelétricas (em que é possível, ao menos idealmente, mensurar a vazão incremental afluyente a cada usina) e no caso de eólicas e solares (em que a geração pode ser mensurada diretamente e comparada com a previsão). Mesmo nesses casos, entretanto, há cuidados adicionais a serem tomados e que passam a ser de muita importância caso a remuneração do

¹³ Regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.033 de 26 de julho de 2022

agente passe a depender dessa mensuração dos erros de previsão. Em particular, deve haver tratamentos para possíveis faltas de dado no histórico de medições, momentos em que há “vertimento renovável” (limitação da geração por motivos elétricos ou por insuficiência de demanda a ser atendida), e outros casos particulares.

Finalmente, chegamos à questão do montante e mecanismo para a responsabilização financeira dos desvios mensurados segundo estas considerações. Um paradigma importante é que o montante a ser requerido dos agentes deve ser compatível com os custos que tais erros de previsão tendem a impor sobre o sistema – e que, particularmente caso seja implementado um outro mecanismo com a capacidade de incentivar previsões melhores (como o mecanismo de liquidação dupla explorado na seção 4.2), é importante levar isto em conta e evitar uma dupla penalização (ou, de um modo geral, qualquer penalização exagerada) dos agentes. Casos particulares poderiam ser tratados via ação do ONS (com respaldo da ANEEL), por exemplo afetando o ranqueamento dos parques em caso de *curtailment* renovável e/ou exigindo reemissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPR) em casos extremos.

Embora este seja um tema de relevância, é importante destacar que existe uma dinâmica entre o desenho deste mecanismo e o mecanismo de liquidação dupla apresentado na seção 4.2 – e, com isto em mente, a recomendação dos consultores seria priorizar a implementação do mecanismo de liquidação dupla e apenas posteriormente (uma vez que a nova dinâmica de incentivos esteja bem estabelecida) retomar esta questão de um possível mecanismo de responsabilização adicional.

4.1.3. INCENTIVOS IMPLÍCITOS OU EXPLÍCITOS À PREVISÃO

Nesta seção, serão discutidos outros tipos de mecanismo “parcialmente por oferta”, não diretamente ligados ao mercado ou a incentivos diretos associados às previsões dos próprios agentes – que, como indicado na seção 4.1.2, em geral seriam mais aplicáveis a geradores renováveis. De um modo geral, esta classe de iniciativas envolve abordagens baseadas em “multidões” (*crowd-based*) para coletar previsões sobre eventos futuros. Mais detalhes sobre os elementos mapeados na pesquisa dos consultores são apresentados no Anexo (capítulo 8), em que destaca-se em particular os mercados de previsão (*prediction markets* na literatura) e as pesquisas de previsão (*prediction polls* na literatura).

O princípio chave por trás destes incentivos à previsão já é aplicado em alguma medida no setor elétrico, por exemplo nas iniciativas de promoção de *hackathons* implementadas pelo ONS e CCEE, nos últimos anos. O objetivo deste tipo de iniciativa é promover um programa no qual os interessados (universidades, centros de pesquisa, *startups* e empresas), possam contribuir trazendo inovações e propostas fora da caixa para solucionar desafios do setor. A tarefa de previsão é um exemplo de um caso que requer inovação constante, repensando as metodologias e procedimentos de forma a representar adequadamente a realidade física do sistema (incorporando, por exemplo, efeitos climáticos, micro e macroeconômicos, da natureza dos recursos distribuídos, entre outros elementos complexos). Utilizando estratégias de multidões, seria possível testar um escopo mais amplo de possibilidades de modelagem – por exemplo, com foco em diferentes variáveis aleatórias, diferentes horizontes de previsão (5 anos, 2 meses, 1 semana), diferentes modelos da cadeia de formação de preços, etc.

De um modo geral, os incentivos oferecidos à participação dos agentes podem ser de diferentes naturezas, que podemos classificar em duas principais categorias:

- Recompensas financeiras de fato, podendo envolver competições com prêmio financeiro para os melhores grupos ou mercados de previsão que operam com “dinheiro de verdade”. Como

indicado na seção 8.1, muitos mercados de previsão atualmente apenas “emulam” transações em dinheiro.

- Recompensas em termos de reputação e credibilidade, que podem envolver desde um “selo de qualidade” (explícito ou implícito) pelo desempenho até estratégias de “gamificação” (vide seção 8.3) para motivar a participação de um público mais amplo. Este tipo de motivação não deve ser menosprezado, sendo talvez o principal motivador para a adesão aos mercados de previsão atuais (sem recompensas em dinheiro) ou às sondagens de previsão (vide seção 8.2).

Em resumo, a gamificação pode ser definida como o uso de elementos (e *design*) de jogos aplicados a outros contextos [5]. Ao contrário dos jogos tradicionais, a gamificação usa elementos de jogo com o propósito de incentivar os usuários a realizarem tarefas não relacionadas a um jogo. Exemplos de tais elementos são: tabelas de pontuação; troféus ou medalhas para recompensar usuários que realizam uma determinada tarefa; desafios; avatares; níveis de dificuldade; e redes sociais para verificar o desempenho dos “amigos” no desenvolvimento da tarefa, com aqueles que realizaram mais tarefas, por exemplo, tendo uma classificação mais alta.

No contexto específico de uma “gamificação das previsões”, seria interessante ter algum tipo de ranking para apresentar ao final de cada ciclo, para que os participantes pudessem acumular capital reputacional. Por exemplo, segundo a proposta de Servan-Schreiber et al [6], os agentes poderiam ser classificados de acordo com quanto dinheiro eles ganharam no mecanismo de jogo que emula o mercado spot real em um ambiente competitivo fictício. O jogo assim funciona como uma “vitrine” para metodologias e ferramentas de previsão dos participantes, que poderiam oferecer o licenciamento das suas ferramentas a agentes de mercado.

Uma segunda etapa, uma vez tendo o jogo bem estabelecido e reputações construídas, seria determinar como estas previsões poderiam ser utilizadas para a própria operação do sistema. Ao menos em princípio, seria razoável considerar uma agregação estatística das previsões dos diferentes agentes, levando em conta os desempenhos individuais observados no passado de modo a dar mais “peso” a agentes com melhor capacidade de previsão. Estratégias como esta já foram propostas e avaliadas na literatura [11]. Entretanto, é importante considerar que substituir o conjunto de previsões utilizado pelo ONS por uma previsão obtida através de um procedimento como este teria impactos muito significativos sobre todo o setor, de modo que antes de se implementar esta segunda etapa seria necessário acompanhar e estudar os resultados obtidos com o jogo de mercado, avaliando como a mudança na representação das previsões impactaria a operação do sistema e a formação de preços. Muitas das considerações a respeito da credibilidade destas previsões descentralizadas (inclusive sobre a possibilidade de instrumentos para que o ONS ignore estas previsões em algumas circunstâncias) são perfeitamente análogas a considerações apresentadas na seção 4.2.3, que utiliza inputs dos agentes para as decisões de despacho e formação de preço.

4.2. LIQUIDAÇÃO EX ANTE E EX POST DE PREÇOS E QUANTIDADES

O mecanismo de formação de preços atualmente utilizado no Brasil, dependente de uma combinação de preços obtidos na rodada *ex-ante* e as quantidades obtidas na rodada *ex-post*, é único no mundo – embora existam outros países que adotam o mecanismo de liquidação única como a Colômbia e a Nova Zelândia, nestes casos o preço da liquidação é também calculado *ex post* com base nas quantidades efetivamente observadas. Isto porque o ajuste em tempo real é importante para acomodar as incertezas relacionadas ao setor elétrico, tais como a incerteza na demanda ou falhas inesperadas, em que são utilizadas as medições em tempo real das quantidades produzidas e consumidas com a finalidade de evitar que os agentes sejam remunerados de modo indevido. Como explorado na seção 2.3.1, o

mecanismo brasileiro tem o potencial de proporcionar preços distorcidos no modelo e aumentar os riscos atrelados ao exercício de poder de mercado, uma vez que esses desvios podem refletir necessidades reais do sistema que estariam subestimadas no preço efetivamente. Por isso, entende-se que esse é um mecanismo que pode ser aprimorado, de forma que as simulações do mercado de dia seguinte sejam capazes de fornecer previsões e incentivos adequados para o planejamento da operação.

É válido pontuar que é desejável a realização de pelo menos duas simulações, uma tipicamente um dia antes do tempo real e uma *ex post* observando as realizações do mercado, com o intuito de aproximar a realidade física do sistema, ajustando-se à nova informação que chega em tempo real. Se essas simulações são atreladas a incentivos financeiros (liquidação no dia seguinte), espera-se que os agentes tenham incentivos para garantir que o equilíbrio do mercado do dia seguinte reflita as expectativas do mercado de balanço, ou seja, espera-se que os agentes submetam a melhor informação disponível.

Cabe também ressaltar que o §5º do Art. 1º da Lei nº 10.848/2004, define que:

§ 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 [...]:

A lei então lista um total de oito fatores que deverão ser contemplados na formação de preços, seis dos quais são listados no §4º da mesma lei, e dois fatores adicionais listados no próprio §5º. A lista consolidada de fatores contempla os seguintes elementos segundo a Lei:

- 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 interruptíveis;
- 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;
- as interligações internacionais;
- o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e
- o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

Uma possível interpretação do trecho “refletir as variações do valor econômico da energia elétrica” e seus fatores é de que as diferenças entre as quantidades previstas (*ex ante*) com as quantidades realizadas (*ex post*) de geração e consumo impõe variações no valor econômico da energia elétrica, e, assim, deveriam ser consideradas. Embora o Decreto nº 5.163/2004 estabeleça o cálculo do preço *ex ante*, como apresentado na seção 2.6.1 uma mudança em um decreto tende a ser menos complexa do que uma mudança em uma lei.

A proposta de se introduzir liquidação dupla no mercado brasileiro não é nova. Em particular, em 2000 (antes mesmo, portanto, da edição da Lei nº 10.848/2004), a Aneel emitiu a Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000 (revogada), cujo Art. 2º § 2º define que “A 2ª etapa [*de implementação do mercado elétrico*] se caracteriza pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados *ex ante* e *ex post*, em base semanal”.

4.2.1.FUNIONAMENTO BASE

No mecanismo de liquidação dupla, ocorre um despacho e uma liquidação inicial, na maior parte dos

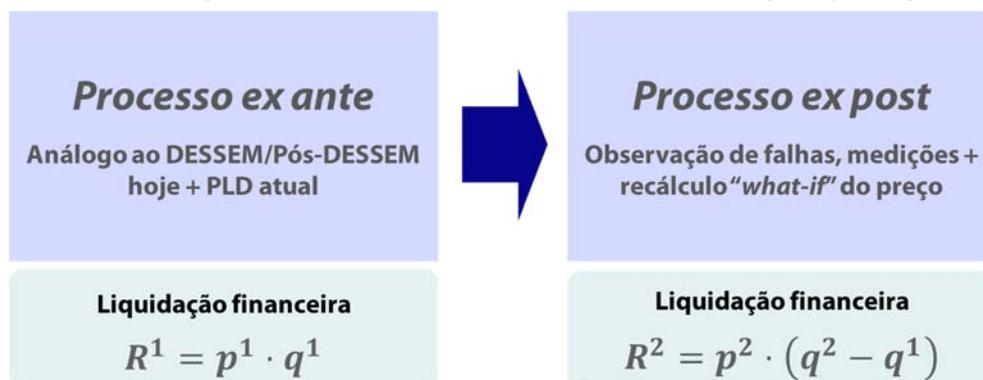
países que possuem esse mecanismo, com 24 horas de antecedência (dia seguinte). Após a realização da operação em tempo real para o dia em questão, são realizados também uma nova simulação do despacho (considerando informações advindas do tempo real) e uma liquidação *ex-post* baseados nas diferenças entre as quantidades referentes ao despacho anterior e às quantidades de fato observadas. Em outras palavras, o mecanismo de liquidação dupla contempla o uso das ofertas de eletricidade submetidas pelos agentes (em conjunto com informações do sistema) em dois momentos diferentes: o mercado de dia seguinte e o mercado de balanço (também denominados mercado *ex ante* e mercado *ex post*). Nesse mercado, tanto a simulação de balanço, quanto a simulação do mercado de dia seguinte podem trazer consequências financeiras para os agentes, uma vez que aqueles que declaram indisponibilidade ou mudam a oferta entre os mercados precisam lidar com as consequências de tais alterações. Sendo assim, nesse desenho de mercado, o agente é responsabilizado proporcionalmente ao novo preço de equilíbrio do sistema no mercado de balanço, de modo a assegurar um tratamento justo relativo às variações das declarações.

No mecanismo de liquidação dupla, a receita no mercado do dia seguinte é calculada por meio do produto entre o preço e o despacho da simulação realizada no dia anterior. Já no mercado de balanço, o agente recebe um valor proporcional ao preço spot calculado após a nova otimização do despacho, sendo este valor equivalente à diferença entre os montantes transacionados nos dois mercados, ou seja, a diferença entre a quantidade no mercado de balanço e a quantidade no mercado do dia seguinte, podendo esse valor ser positivo ou negativo. Mais detalhes sobre o funcionamento exato de cada uma destas etapas (o mercado do dia seguinte ou *ex ante* e o mercado de balanço ou *ex post*) são apresentados nas seções 4.2.2 e 4.2.3.

Entidades não detentoras de ativos físicos (como por exemplo comercializadoras) podem ou não participar explicitamente do mecanismo de liquidação dupla, sendo esta uma escolha de desenho que é explorada na seção 4.2.4. Uma comercializadora sempre pode, entretanto, assumir as responsabilidades financeiras de liquidação no mercado de balanço como um *serviço* aos seus clientes: neste caso, a componente de liquidação *ex post* (seja positiva ou negativa, ônus ou bônus) seria alocada à comercializadora no lugar do consumidor (ou gerador) correspondente.

A Figura 3 apresenta um desenho esquemático do funcionamento do mercado de liquidação dupla:

Figura 3: Desenho esquemático do funcionamento do mercado de liquidação dupla.



Nessa figura, as variáveis representam:

- p^1 : preço no mercado do dia seguinte;
- q^1 : quantidade no mercado do dia seguinte;
- R^1 : receita no mercado do dia seguinte;
- p^2 : preço no mercado de balanço;

- q^2 : quantidade no mercado de balanço;
- R^2 : receita no mercado de balanço.

Esse esquema faz com que os agentes firmem um compromisso na entrega de energia no mercado do dia seguinte, de modo semelhante a um contrato clássico voltado para a entrega de determinada quantidade de energia. Isso faz com que a liquidação dupla também seja conhecida como um mercado vinculante, já que a quantidade representa o vínculo que conecta os mercados do dia seguinte e de balanço.

Vale observar que, ao adicionar contratos de longo prazo à estrutura base introduzida na Figura 3, é como se fosse adicionada uma nova componente de liquidação: o contrato inclui a sua própria componente de receita $R^{contr} = p^{contr} \cdot q^{contr}$, e a liquidação financeira *ex ante* passa a representar uma liquidação de diferenças, $R^1 = p^1 \cdot (q^1 - q^{contr})$. Com isto, a liquidação *ex post* não é afetada (continua a ser proporcional à diferença $p^2 - p^1$). Outros arranjos contratuais são possíveis, entretanto – tema que será retomado na seção 4.4.1.

Desse modo, os agentes assumem a responsabilidade acerca dos desvios dos montantes correspondentes ao mercado de balanço, podendo ser responsabilizados ou premiados em relação às previsões feitas no mercado do dia seguinte. Como retirar a capacidade no mercado de balanço proporciona riscos financeiros, os agentes possuem incentivos para não alterarem suas ofertas entre os mercados do dia seguinte e de balanço, ainda que sejam livres para realizar alterações. Dessa forma, o mercado do dia seguinte tende a prever de forma adequada o que acontecerá no mercado de balanço e, com isso, a maior parte das liquidações financeiras ocorre no mercado do dia seguinte, ao passo que o mercado de balanço é utilizado para corrigir eventuais desequilíbrios.

Outra alternativa seria o modelo de liquidação múltipla, semelhante ao de liquidação dupla, e que simplesmente adiciona etapas adicionais (p^3, p^4, p^5 , etc). Estas liquidações intermediárias também envolvem compromissos vinculantes e obrigações financeiras, representando portanto uma espécie de generalização de mecanismo de liquidação dupla, em que podem ocorrer diversos números de mercados encadeados. Na prática, como explorado no relatório e.4.r, a implementação de liquidações múltiplas não foi considerada prioritária para o Brasil, de modo que ao longo deste capítulo focaremos a apresentação da proposta para o caso particular do mecanismo de liquidação dupla. Entretanto, a liquidação múltipla pode ser contemplada em eventuais evoluções futuras do mecanismo.

Um benefício importante da introdução da liquidação dupla para o mercado de energia é o aumento da qualidade e confiabilidade dos preços horários de energia. Assim como detalhado na seção 2.3.1, quando se adota o preço *ex ante* e as quantidades *ex post*, os agentes tanto de consumo quanto de geração, ao saber o preço definitivo previamente, têm incentivos para deslocar sua exposição de acordo com a curva horária de preços. Essa atuação pode aumentar os desvios entre programação e tempo real, no sentido de elevar a carga e reduzir produção nos horários de PLD baixo e aumentar geração e reduzir carga nos horários de PLD elevado. Embora esse movimento seja no sentido de aumentar a disponibilidade de recursos, provoca desvios indesejáveis para o tempo real e reduz a credibilidade dos preços horários, que poderiam ter um diferencial entre valores máximos e mínimos reduzido. Espera-se que o aumento da capacidade de decisão dos agentes, incluindo tecnologias de gerenciamento de consumo e flexibilidade de produção, este problema se acentue. A liquidação dupla é capaz de eliminar esse problema, uma vez que os preços definitivos serão conhecidos após a operação, ao mesmo tempo, que os mercados vinculantes permitem mitigar a exposição às diferenças entre preço *ex ante* e *ex post*.

4.2.2. DEFININDO OS DADOS DE ENTRADA PARA A LIQUIDAÇÃO EX POST

Embora seja intuitivo descrever a liquidação *ex post* como sendo baseada nos “dados efetivamente verificados em tempo real”, na prática é importante fazer alguns ajustes de precisão. Em particular, nota-se que as informações disponíveis *ex post* incluem os dados de geração real de todas as usinas, mas que a soma destas gerações no centro de gravidade é necessariamente igual à demanda *ex post* também medida no centro de gravidade – o que não permitiria calcular um conjunto de preços caso todos os dados disponíveis (de geração e de demanda) fossem utilizados. É necessário, portanto, listar explicitamente na regulamentação quais dados exatamente devem ser atualizados com base nas medições *ex post*.

Em particular, muitos mercados internacionais que adotam a liquidação *ex post* determinam que dados reais de demanda, geração renovável, e geração de usinas não despachadas centralizadamente (i.e. obtidos com base em medições *ex post*) devem ser utilizados na formação de preços. Esta é uma aproximação razoável no contexto de um mercado baseado em custos, mas é importante destacar que ela possui algumas limitações. Em particular, é importante destacar que o procedimento de liquidação não considera simplesmente a “demanda”, mas sim a “demanda líquida” medida nos pontos de fronteira com a distribuidora (e portanto incorporando todos os recursos energéticos distribuídos); e mecanismos explícitos devem ser criados caso recursos dentro da rede da distribuidora possam influenciar a formação de preço *ex post* (por exemplo usinas geradoras ou unidades consumidoras participantes do programa de resposta da demanda). Ressalta-se que esses recursos são complementares a representação explícita da MMDG tradicional, já considerada no modelo vigente de formação de preços.

Em contraste, mercados internacionais que adotam a liquidação *ex post* em geral não utilizam os dados de geração real dos recursos hidrelétricos e termelétricos – estes recursos mantêm as mesmas representações das suas curvas quantidade-preço (baseadas em custos ou baseadas em ofertas) na representação do problema de otimização *ex ante* e *ex post*. Estes recursos são, portanto, fundamentais para a formação de preço *ex post* do sistema. Nota-se que, devido a esta representação como recursos flexíveis, é de se esperar que a geração dos recursos hidrelétricos e termelétricos na simulação *ex post* não seja idêntica à observada na realidade – mas as suas liquidações financeiras são baseadas nas medições reais de quantidades geradas e nos preços *ex post* resultantes da simulação.

A exceção a esta regra para hidrelétricas e termelétricas (de considerá-las como recursos flexíveis para efeitos de formação de preço) é caso haja algum evento de indisponibilidade, declaração de inflexibilidade, operação em testes, ou outra situação que tenha feito com que a geração da usina tenha desviado significativamente do nível de produção que seria coerente com o custo marginal da usina nesta representação de despacho flexível. Nestes casos, a regulamentação técnica deve prever que o recurso que se encontre em uma das situações listadas tenha sua representação flexível substituída pela geração observada *ex post*, como um valor pré-definido, ou, de forma equivalente, simplesmente atualizar esses dados de declaração de inflexibilidade e disponibilidade conforme valores observados. Em todos os outros casos, entretanto, os mesmos valores de custo variável unitário, funções de custo futuro/curvas de valor da água, e capacidades disponíveis utilizados na simulação *ex ante* devem ser aplicados também à simulação *ex post*.

O tratamento da representação das hidrelétricas na simulação *ex ante* VS *ex post* é particularmente complexo e merece atenção especial no descritivo da regulamentação para evitar controvérsias. Em particular, de um modo geral as *afluências* consideradas devem ser os valores *ex post*, mas permitindo que a otimização da quantidade produzida seja feita utilizando a função de custo futuro *ex ante* como input. Nesta proposta, nota-se que a geração do parque hidrelétrico resultante da otimização *ex post* pode divergir substancialmente da operação real – particularmente considerando as diferenças que já

existiriam entre o resultado do problema de otimização *ex ante* e as instruções do PDP. Caso se considere que esta representação não é adequada, mecanismos devem ser criados (e devidamente detalhados) descrevendo em que situações a representação deve ser diferente: por exemplo, estabelecendo critérios para que determinadas hidrelétricas sejam substituídas pela sua geração medida *ex post*, no lugar de valores de afluência e de função de custo futuro.

4.2.3. DEFININDO OS DADOS DE ENTRADA PARA A LIQUIDAÇÃO *EX ANTE*

A implementação usual do mecanismo de liquidação dupla envolve o uso das informações *efetivamente submetidas pelos agentes* como dado de entrada fundamental para a liquidação *ex ante* – e é nesse sentido que o mecanismo de liquidação dupla pode ser interpretado como uma componente “parcialmente baseada em ofertas” incorporada ao mercado baseado em custos.

Da mesma forma que para a representação *ex post* (indicada na seção 4.2.2), é importante ser preciso no que diz respeito a quais informações submetidas pelos agentes seriam incorporadas à representação *ex ante*. Por exemplo, hidrelétricas e termelétricas poderiam informar uma geração mínima e uma geração máxima (o que poderia contemplar declarações de geração inflexível e indisponibilidade, por exemplo), ao passo que renováveis poderiam declarar sua produção esperada e distribuidoras poderiam declarar uma demanda líquida esperada (incorporando recursos energéticos distribuídos, como indicado na seção 4.2.2). Vale notar, entretanto, que, caso as distribuidoras tenham garantido o repasse dos custos de liquidação no mercado spot (*ex ante* e *ex post*) aos consumidores regulados, elas não teriam os incentivos adequados para fazer estas previsões corretamente (vide seção 4.2.1), de modo que deve ser dado um tratamento particular para a previsão desta componente (determinando se algum agente pode fazer previsões dessa componente ou não). Uma lógica similar se aplica às previsões de afluência: esta responsabilidade pode ser mantida como de responsabilidade exclusiva do ONS ou designada a um agente, sob diferentes arranjos possíveis (por exemplo, cada agente hidrelétrico poderia fazer suas próprias previsões de forma independente, ou poderia haver alguma coordenação para prever tendências em comum). Mais considerações a respeito desta responsabilização pela atividade de previsão são apresentadas na seção 4.2.4.

Uma vez definidas quais as informações que podem ser submetidas pelos agentes, há três principais caminhos no que diz respeito a como estas informações seriam incorporadas ao problema de otimização *ex ante*:

- Uma primeira possibilidade é que os parâmetros submetidos sejam *aplicados diretamente* na simulação *ex ante*, assim deixando alguns dos principais dados de entrada do modelo a cargo dos agentes. Nota-se que neste caso é particularmente importante assegurar que os agentes terão os *incentivos corretos* para submeter a informação de forma acurada.
- Uma segunda possibilidade é conferir às instituições do setor a atribuição de *validar* (e possivelmente descartar) os dados submetidos pelos agentes antes da simulação *ex ante*. Esse procedimento de validação, caso tenha critérios bem definidos, é análogo à introdução de “limites” para os parâmetros que podem ser ofertados (vide seção 4.3.2). Caso as instituições tenham a flexibilidade de tomar decisões *ad hoc*, entretanto, é importante ter em conta potenciais implicações disto (como explorado na seção 4.1.2).
- Finalmente, é possível adotar uma solução *híbrida*, por exemplo em que o modelo utilizado para a formação de preços sempre utilize os parâmetros submetidos pelos agentes diretamente, mas em que decisões de despacho físico (por exemplo decisões de arranque de unidades termelétricas, que podem ser difíceis de ajustar em tempo real) podem estar sujeitos a validação pelas instituições. Mais uma vez, é desejável tornar o procedimento de validação tão claro e

detalhado quanto possível.

Nota-se que, quanto mais influência os agentes tiverem diretamente a respeito de que dados de entrada devem ser considerados na simulação responsável pela formação de preços, mais o desenho se aproxima do paradigma “por ofertas” no espaço de mecanismos possíveis, com os “prós” e “contras” explorados no relatório e.4.r. De modo a ainda manter uma lógica “baseada em custos” como paradigma central deste relatório, nos restringimos a discutir um paradigma em que as informações submetidas pelos agentes correspondem unicamente a estimativas de *quantidades*. Na seção 4.3.2 e no relatório e.6.r, exploramos mais a fundo mecanismos que permitem um grau maior de flexibilidade aos agentes (aproximando-se, portanto, dos mecanismos “por oferta adaptados”).

4.2.4. OFERTAS VIRTUAIS E O INCENTIVO À PREVISÃO DA LIQUIDAÇÃO DUPLA

Nota-se que o mecanismo de liquidação dupla baseado em quantidades é bastante análogo a um mecanismo de incentivo à previsão (vide seção 4.1.1), em que a dupla liquidação em si representa o “incentivo” financeiro à qualidade da previsão. Neste contexto, é interessante chamar a atenção para os incentivos à previsão percebidos pelos agentes sob o mecanismo de liquidação dupla, e em particular como estes incentivos dialogam com a qualidade das previsões centralizadas (isto é, caso haja algum viés nas previsões centralizadas de carga, vazão, e produção renovável feitas pelo próprio ONS – considerando que haveria algumas quantidades que continuariam a ser previstas de forma centralizada como indicado na seção 4.2.3). Para ilustrar este comportamento, suponhamos, por exemplo, que determinado gerador renovável estime que a sua geração no dia seguinte será entre 20 MW e 40 MW (com um valor esperado de 30 MW), e que a demanda do sistema como um todo será entre 1300 MW e 1700 MW (com um valor esperado de 1500 MW). Como a geração do agente é pequena comparada com o sistema como um todo, é de se esperar que a produção do agente tenha pouco efeito sobre o preço de equilíbrio do sistema – o efeito da incerteza da demanda é dominante.

Vamos analisar a estratégia ótima de oferta deste agente no mercado do dia seguinte considerando duas situações:

- Na primeira situação, a estimativa de demanda do ONS é *não enviesada* – ou seja, o mercado ex ante é solucionado considerando a demanda esperada de 1500 MW, e o mercado ex post será solucionado com algum valor incerto (variando entre 1300 MW e 1700 MW). Do ponto de vista do agente, não é claro se o preço do mercado ex post será maior ou menor do que o preço do mercado ex ante, e, portanto, o incentivo a tentar arbitrar neste mercado é mínimo. Desta forma, é de se esperar que a oferta do agente no mercado ex ante seja igual à sua geração esperada de 30 MW, protegendo-se assim da volatilidade de preços ex post.
- Uma segunda situação exemplo envolve uma demanda *subestimada* pelo ONS – digamos que a demanda prevista publicada pelo ONS (e que será considerada no mercado ex ante) é igual a 1320 MW, enquanto o mercado ex post será solucionado com o mesmo valor incerto indicado anteriormente (variando entre 1300 MW e 1700 MW). Se o agente tiver uma informação de previsão mais realista do que a utilizada pelo ONS, ele perceberá que há uma probabilidade muito elevada (da ordem de 90%) de que o preço ex post seja mais alto do que o preço ex ante (ou seja, que a demanda observada esteja acima de 1320 MW). Respondendo a este incentivo, o agente pode preferir ofertar no mercado ex ante um valor igual a zero, na expectativa de capturar um lucro maior no mercado ex post.

Uma forma de interpretar este resultado é que é importante que o ONS faça *previsões acuradas* – visto que, do contrário, estes vieses de previsão irão distorcer a informação submetida pelos agentes. De fato, se o objetivo é obter previsões para a demanda e para a geração renovável *individualmente*, o mecanismo

da liquidação dupla pode não ser o mais adequado (sendo mais vantajoso um mecanismo mais explicitamente ligado aos desvios de previsão, como o apresentado na seção 4.1.1).

Outra forma de interpretar este resultado, entretanto, é que, se a grandeza de interesse for a *demanda líquida* e não as quantidades individuais, o comportamento estratégico do agente na verdade tem o efeito *desejável* de reduzir o erro de previsão na variável de interesse. Isto porque, enquanto a verdadeira demanda líquida esperada é igual a 1470 MW (1500-30), a demanda líquida considerando a projeção enviesada do ONS (e a estimativa de produção verdadeira do agente) é igual a 1290 MW (1320-30), e a demanda líquida final considerando o comportamento estratégico do agente é de 1320 MW (1320-0). Com isso, nota-se que a resposta do agente a erros de previsão do operador *aproxima* a demanda líquida representada no problema de otimização ex ante da demanda líquida real (1320 está mais próximo de 1470 do que 1290 estaria), efetivamente *mitigando* o viés de previsão do operador. Nota-se ainda que, mesmo depois do ajuste de previsão do agente, a demanda líquida permanece *subestimada* – de modo que é de se esperar que o preço do mercado ex ante continue a ser mais baixo que o preço esperado no mercado ex post. Com isso, continua a haver um incentivo para que outro agente também subestime a sua previsão de produção renovável, mais uma vez contribuindo para reduzir o erro de previsão da demanda líquida. Tem-se, assim, um processo de convergência entre a demanda líquida considerada no mercado ex ante e um valor condizente com a realidade esperada pelo mercado, em um ciclo virtuoso.

É com base nessa observação de que as ofertas dos agentes podem ajudar a reduzir vieses de previsão e de que a grandeza de maior interesse para a operação é justamente a previsão da demanda líquida (e não de quantidades individuais) que alguns mercados adotam as chamadas *ofertas virtuais* – isto é, ofertas submetidas por agentes comercializadores (não detentores de qualquer ativo físico), que formam preço no mercado ex ante mas que sempre têm um valor correspondente a zero no mercado ex post. As ofertas virtuais foram analisadas no relatório e.4.r no contexto dos mercados por oferta (vide seção 6.2.11 do relatório em questão), mas uma versão “adaptada” do mecanismo de ofertas virtuais permitindo unicamente ofertas de quantidade é perfeitamente compatível com o mecanismo “por custos adaptado com liquidação dupla” descrito até aqui.

Nota-se que, ao permitir a submissão de *ofertas virtuais* no mecanismo de liquidação dupla proposto, o efeito global disto é permitir que *outros agentes*, de forma *descentralizada*, façam contribuições ou ajustes em variáveis de previsão que não estão sob a sua responsabilidade. Desta forma, um agente financeiro pode identificar desvios de previsão sistemáticos nas previsões feitas por qualquer outro agente (não necessariamente o ONS) e ser premiado financeiramente pela sua contribuição em corrigir esse desvio.

Finalmente, cabe observar que, caso exista um interesse em fazer previsões de componentes específicas de geração e demanda (e não apenas da demanda líquida como um todo), este mecanismo de liquidação dupla pode ser combinado com os mecanismos introduzidos na seção 4.1.2.

4.3.ELEMENTOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO MECANISMO PARCIALMENTE POR OFERTA

Na seção 4.2, exploramos algumas das características básicas que fazem parte de um modelo de liquidação dupla. Nesta seção, discutimos alguns elementos adicionais que seriam relevantes para a implementação do mecanismo de liquidação dupla na prática, levando em conta a realidade atual do Brasil.

4.3.1.IMPLEMENTAÇÃO FASEADA

A história do setor elétrico brasileiro mostra que propostas de reformas profundas aconteceram após

eventos de maior gravidade. Alguns exemplos que reforçam essa hipótese são descritos abaixo:

- **Código de Águas:** primeira regulamentação do setor foi promulgada por meio da edição do Decreto n.º 24.643, de 10 de julho de 1934, sendo sua primeira versão de 1907, quando foi submetido à Câmara dos Deputados. Foram aproximadamente 27 anos de discussões;
- **Preço horário e liquidação dupla:** No ano de 2000, por meio da Resolução Aneel n.º 290, de 3 de agosto de 2000 (revogada), que homologou as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Regras do MAE), definiu em seu art. 6º, inciso 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. A implementação do preço horário ocorreu apenas em 2021 (mais de 20 anos de discussões), e a liquidação dupla ainda não é uma realidade.
- **Lastro:** Discussões iniciadas por meio da Consulta Pública MME n.º 33, de 05 de julho de 2017, continuada pelo GT Modernização, criado em 04 de abril de 2019. Até hoje, passados 7 anos de discussões, o modelo de comercialização é o mesmo.
- **Modelo RE-SEB** (conjunto de leis), cuja implementação foi acelerada na década de 90:
 - Lei n.º 8.987, 13 de fevereiro de 1995, Lei Geral das Concessões, que dispunha sobre o regime de concessão e permissão da prestação de todos os serviços públicos nos três níveis federativos, conforme previsto no art. 175 da Carta Magna;
 - Lei n.º 9.074, 7 de julho de 1995, estabelece o modelo de privatização do setor elétrico e as normas para a outorga e prorrogações das concessões e autorizações de serviço público, além de criar a figura do produtor independente de energia elétrica, estabelecer o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permitir que grandes consumidores adquiram energia diretamente de produtores independentes ou de outros concessionários que não fossem o da área local de concessão;
 - Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, criação da Agência Nacional de Energia Elétrica;
 - Medida Provisória n.º 1.531, a qual deu origem à Lei n.º 9.648, em maio de 1998, quando foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- **Modelo Vigente** (conjunto de leis), também de implementação acelerada no início dos anos 2000:
 - Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004 (Conversão da MPv n.º 145, de 2003): autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
 - Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004 (Conversão da MPv n.º 144, de 2003): criou modelo vigente de comercialização de energia elétrica.

A reforma do modelo vigente em particular é marcante por ter sido motivada pelo racionamento de 2001. A reforma de implementação do modelo RE-SEB não foi exceção a esta regra: o setor estava insolvente, com problemas graves dos quais pode-se destacar:

- Tarifas defasadas (pois haviam sido utilizadas como tentativa de controle inflacionário);
- 23 obras paralisadas, afetando da ordem de 10.000 MW – ou US\$ 10 bilhões;
- 33 concessões de usinas não iniciadas (concessões cassadas);
- Concessões de distribuição vencidas;
- Contratos de concessão inexistentes;
- Inadimplência setorial;
- Contribuinte onerado em US\$ 30 bilhões

Conseqüentemente, considerando este histórico do setor, a complexidade dos temas envolvidos, e em

particular a possibilidade de se adotar uma reforma mais ambiciosa (ou seja, um mecanismo híbrido mais próximo de um mecanismo “por oferta”) ou menos ambiciosa (ou seja, mais próxima de onde o Brasil se encontra hoje), a organização de uma implementação faseada, com etapas claras, parece ser a melhor solução para o Brasil.

4.3.2. AMPLIANDO A FLEXIBILIDADE DE OFERTA PERMITIDA AOS AGENTES

Na seção 4.2.3, indicamos que uma possível implementação “baseada em custos” do modelo baseado em ofertas poderia envolver ofertas “apenas de quantidade” dos agentes de mercado – isto é, ao contrário dos mecanismos de oferta tradicionais segundo os quais os agentes podem submeter preços e quantidades, os agentes teriam a flexibilidade mais restrita de ofertar apenas uma quantidade estimada. Embora este desenho seja perfeitamente plausível e uma simplificação razoável para alguns tipos de agente, na prática para qualquer tipo de agente (mesmo aqueles que têm muito pouca ou nenhuma capacidade de resposta a preço) ter mais flexibilidade para ofertar nunca é “pior” para o agente.

E pode-se pensar em casos em que é de fato estritamente melhor para o interesse dos agentes e do sistema como um todo que eles possam submeter ofertas quantidade-preço com menos restrições. Por exemplo, no caso dos geradores renováveis (que usualmente são pensados como unidades a custo variável unitário nulo), o uso de estimativas de custo de O&M variável declaradas pelos agentes poderia levar a uma revelação *voluntária* pelos agentes de quais seriam os melhores geradores para desligar em caso de excesso de geração renovável no sistema. Este caso dialoga bastante com o tema do PLD mínimo e ocorrência recorrente de situações em que o sistema precisa se desfazer do excesso de geração – um tema prioritário para ser atacado no Brasil, como apresentado na seção 2.6.1.

Neste sentido, pode fazer sentido implementar um mecanismo similar ao que é adotado no México e Vietnã, em que a etapa de *validação de ofertas* (que obriga que as informações submetidas pelos agentes estejam próximas do valor de preço auditado) é tratada como separada da etapa de *submissão de ofertas* (de modo que os agentes poderiam em um primeiro momento submeter ofertas preço-quantidade mais gerais, que apenas posteriormente seriam validadas). No Vietnã, por exemplo, as térmicas realizam declarações de custos e quantidades diárias, e esses valores são usados para que o operador defina o despacho do dia seguinte, estando os custos informados limitados a no máximo os custos estimados pelo operador para o mês corrente, e no mínimo 1 dong vietnamita por kWh. Desta forma, uma termelétrica pode declarar um custo mais *baixo* (aumentando a probabilidade de ela ser despachada) caso isto se justifique por alguma situação conjuntural. Já sabemos que, no caso do Brasil, há situações em que é do interesse dos geradores ajustar suas declarações de inflexibilidade em determinados dias (vide seção 4.1.1); e a possibilidade de se ofertar um preço associado a essa redução de flexibilidade permitiria aos agentes comunicar suas preferências ao operador com ainda mais granularidade.

Como explorado no relatório e.4.r, em algum momento na transição entre um mecanismo “por custo adaptado” a um mecanismo “por oferta adaptado” a distinção entre esses casos pode tornar-se difusa. Explorações adicionais que podem ir ainda mais longe no sentido de adicionar elementos de flexibilidade de oferta aos agentes (ainda que mantendo uma etapa de *validação* mais restrita, aproximando o modelo de um mecanismo baseado em custos) serão objeto do relatório e.6.r. Em particular, mecanismos associados à aplicação de uma lógica “parcialmente por ofertas” ao sistema hidrelétrico brasileiro (com a presença do MRE como um legado importante, como observado na seção 2.5) serão explorados no relatório e.6.r.

4.3.3. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NEUTRALIDADE À TECNOLOGIA

Ao longo da seção 4.2, foram apresentados os prós e contras dos diferentes desenhos de forma totalmente *neutra à tecnologia* – no sentido de que tratamos a possibilidade dos agentes de submeter ofertas e influenciar o despacho e a formação de preços de forma bastante geral (apenas na seção 4.2.4 fazendo uma distinção entre agentes que possuem ativos físicos VS agentes que não os possuem). Em linha com este paradigma, a proposta tratada na seção 4.3.2 de se implementar “ofertas de quantidade apenas” (como uma concessão à implementação de um modelo “por custos adaptado” no qual a liquidação dupla ainda faça sentido) é aplicável a agentes de diferentes naturezas – por exemplo, geradores renováveis, agentes de demanda, agentes de importação/exportação, geradores térmicos com custo variável nulo, e hidrelétricas a fio d’água são todos exemplos de agentes que poderiam ter interesse em submeter ofertas de apenas quantidade (embora, como indicado na seção 4.3.2, permitir ofertas mais flexíveis envolvendo preços e quantidades seria ainda mais interessante em alguns casos).

Esta estruturação da proposta discutida neste relatório ao redor de elementos neutros à tecnologia é uma forma de sinalizar que, na opinião dos autores, é desta forma que a reforma deve ser pensada – uma das vantagens de se considerar elementos “parcialmente por oferta” no desenho de mecanismo (tema deste capítulo) é justamente que o tratamento pode ser mais “padronizado” para diferentes tecnologias do ponto de vista do operador. Isto porque os próprios agentes se encarregarão de “traduzir” as características físicas dos seus próprios ativos para a linguagem do mercado por ofertas, atualizando as suas previsões (e, portanto, informando o operador com a frequência necessária) a cada vez que resubmetem as suas ofertas.

Na prática, entretanto, fica claro que um tratamento totalmente neutro à tecnologia, por mais que possa ser um objetivo a ser almejado no longo prazo, terá sérias dificuldades de implementação. Como explorado na seção 4.1.1, os diversos mecanismos pelos quais agentes já podem influenciar as decisões de despacho e formação de preços hoje são construídos de forma extremamente direcionada a tecnologias específicas. Desta forma, ainda que em termos *conceituais* fosse possível aplicar o mesmo mecanismo de submissão de ofertas de quantidade à demanda, diferentes tipos de geradores, ofertas de importação e exportação, agentes de demanda, e até mesmo ofertas “virtuais” não atreladas a nenhum ativo físico (como indicado na seção 4.2.4), na prática a proposta dos autores é investir em uma *infraestrutura* mais flexível, mas viabilizar a submissão de ofertas apenas para um número mais restrito de tecnologias participantes.

4.3.4. OUTRAS FLEXIBILIZAÇÕES FUTURAS

Levando em conta a possibilidade de uma implementação “faseada” como introduzido na seção 4.3.1, é interessante destacar algumas possíveis evoluções “naturais” do mecanismo de liquidação dupla em uma próxima fase de implementação, que poderiam ser consideradas para implementação ou refinamento futuro. Estas evoluções não foram consideradas prioritárias nas análises do relatório e.4.r, e, portanto, não fazem parte do plano de implementação recomendado pelos consultores neste relatório – mas podem, naturalmente, ser retomadas mais adiante; e a redação da regulação chave pode ser escrita de forma a não proibir estas extensões por vias *infralegais* futuramente.

Um exemplo de uma componente que poderia ser introduzida são as liquidações múltiplas – que, como indicado na seção 4.2.1, têm funcionamento perfeitamente análogo ao mecanismo de liquidação dupla (apenas adicionando iterações adicionais de mercado). O principal benefício de um modelo de liquidação múltipla vinculante é que os agentes passariam a ter incentivo para fazer previsões mais precisas de forma dinâmica, isto é, a cada etapa de liquidação apresentando uma atualização ao ONS e à CCEE das suas melhores expectativas à medida que o tempo real se aproxima. Desse modo, as liquidações

vinculantes tendem a fazer com que o operador seja informado com maior antecedência no caso de alguma mudança que influencia no equilíbrio da relação oferta-demanda, havendo, portanto, mais flexibilidade para ajustar as decisões de despacho.

Uma segunda componente que pode ser introduzida é a *cootimização de serviços de reserva* no processo de liquidação – de modo que as iterações de mercado (seja o mercado do dia seguinte, o mercado de balanço, ou as iterações de mercado intradiário associadas à liquidação múltipla) passariam a contemplar este produto adicional. Este é um refinamento que já poderia ser implementado imediatamente no contexto do mercado por custos (como discutido na seção 0), mas a dinâmica entre a liquidação dupla (ou múltipla) e os serviços de reserva implica que, da mesma forma que no caso do produto energia, haveria liquidações adicionais (valoradas ao preço marginal do produto flexibilidade) correspondentes aos ajustes de posição em termos de produto flexibilidade comprometido (adicionalmente ao produto energia) entre cada iteração de mercado.

4.4.SÍNTESE DAS RECOMENDAÇÕES

As seções a seguir descrevem o passo a passo necessário para viabilizar o início de funcionamento de um mecanismo de liquidação dupla no Brasil. Vale destacar que seguramente esta é a iniciativa mais demandante em termos de esforço (regulatório, institucional e técnico) necessário para a sua aplicação, dentre todas as recomendações apresentadas neste relatório.

A estratégia de implementação pode ser dividida nas seguintes principais “fases”:

- Criação de um arcabouço regulatório inicial, estabelecendo os princípios chave fundamentais para o funcionamento do mecanismo de liquidação dupla e fazendo as modificações regulatórias necessárias (com sinergia com os elementos apresentados no capítulo 2). Esta etapa é detalhada na seção 4.4.1.
- Estabelecimento de regulação específica e refinamento dos procedimentos aplicáveis de fato (no ONS, na CCEE, e nos agentes capazes de submeter ofertas para fins de liquidação dupla). Esta etapa está associada à síntese apresentada na seção 4.4.2.
- Instituição de um período para a “operação sombra” do mercado de liquidação dupla – isto é, com duas rodadas DESSEM para a fixação de preços sendo feitas a cada dia (uma rodada *ex ante* e uma rodada *ex post*). Os princípios para esta operação sombra são apresentados na seção 4.4.3: nota-se que a operação sombra pode ser iniciada mesmo que nenhum agente tenha a flexibilidade de submeter ofertas.
- Início da operação efetiva do mecanismo de liquidação dupla, afetando os fluxos financeiros de todos os agentes de mercado para fins de contabilização CCEE e com a submissão efetiva de ofertas dos agentes.

Estes passos viabilizariam o início do funcionamento de um mecanismo de liquidação dupla, que poderia evoluir posteriormente – em particular, considerando os elementos indicados nas seções 4.3.2, 4.3.4 e 4.1.2 como possibilidades.

4.4.1.CRIAÇÃO DO ARCABOUÇO CHAVE PARA A LIQUIDAÇÃO DUPLA

Há uma sinergia profunda entre as alterações regulatórias que seriam necessárias para viabilizar o mecanismo de liquidação dupla previsto e as recomendações de correção de desvios regulatórios que foram sinalizadas como prioritárias na seção 2.6.1. Neste sentido, é possível visualizar uma única iniciativa regulatória endereçando a todos estes temas de forma conjunta (a liquidação dupla automaticamente corrigiria o a distorção do preço *ex ante*, e também tem sinergias com a revisão do PLD

piso ao oferecer soluções para o vertimento voluntário de hidrelétricas e renováveis).

O arcabouço regulatório chave que introduz a liquidação dupla deve respeitar, tanto quanto possível, os princípios de generalidade e neutralidade tecnológica discutidos ao longo deste capítulo, desta forma viabilizando uma reforma mais longeva. Em particular, é desejável que a regulamentação estabeleça os seguintes princípios chave:

- Que os agentes do mercado elétrico poderão estar sujeitos à liquidação dupla a partir de determinada data estabelecida pela regulamentação (incluindo um período-sombra previsto), e que qualquer exposição ao risco que isso ocasione deverá ser gerenciada pelo próprio agente;
- A regulamentação deve estabelecer uma data a partir da qual todos os contratos registrados na CCEE (seja no ambiente livre ou no ambiente regulado) devem necessariamente estabelecer explicitamente se o contrato é do tipo “*ex ante*”, do tipo “responsabilidade transferida ao vendedor”, ou do tipo “responsabilidade transferida ao comprador”.
 - Espera-se que a maior parte dos contratos de comercialização de energia registrados na CCEE passarão a ser do tipo “*ex ante*”, e portanto interpretados como um compromisso em relação ao montante comprometido no mercado *ex ante* (do dia seguinte), tanto para o vendedor quanto para o comprador. Ambas as contrapartes ainda teriam uma exposição no mercado *ex post*, independente dos compromissos contratuais.
 - Os outros tipos de contrato implicam que um dos agentes envolvidos na prática transfere à contraparte as obrigações e compromissos associados às declarações de montantes e parâmetros para o mercado *ex ante*, e também os compromissos financeiros associados às liquidações no mercado *ex post*. Um consumidor, desta forma, pode utilizar um contrato com “responsabilidade transferida ao vendedor” para eliminar a sua exposição ao mercado *ex post*, ou um gerador renovável pode utilizar um contrato com “responsabilidade transferida ao comprador” para transferir a responsabilidade por esta liquidação à sua contraparte. Estes contratos têm paralelos com os modelos de contrato atuais que seguem o perfil de consumo/geração de uma das partes envolvidas.
- Vale destacar que a introdução da liquidação dupla não deve ser interpretada como uma componente de risco *adicional* assumida pelos agentes, e sim como uma mudança na *natureza* desta exposição, similarmente à implementação recente e bem-sucedida do PLD horário. Por este mesmo motivo, espera-se que os contratos já vigentes possam continuar a ser aplicados normalmente após o início da liquidação dupla. Nota-se ainda que, de um modo geral, as componentes positivas e negativas da liquidação dupla devam resultar em um saldo próximo de zero;
- A regulamentação deve listar de forma exaustiva todos os tipos de contrato que poderão ser objeto de regulamentação posterior, mediante Audiências Públicas e Análise de Impacto Regulatório. Em particular para o caso das distribuidoras (contraparte da maior parte dos contratos legados que poderão encontrar-se nesta situação), a regulamentação deve dar indicativos preliminares de como o fluxo financeiro associado a estes contratos deverá ser operacionalizado pela CCEE e determinar como seria o tratamento destas componentes para fins tarifários (por exemplo, se seriam incorporadas ao preço médio de contratação das distribuidoras, uma componente de encargo, ou outra natureza);
- A regulamentação deve estabelecer algumas características básicas para a dinâmica da liquidação dupla, e em particular deve endereçar os temas indicados nas seções 4.2.2 e 4.2.3 (e sintetizados na seção 4.4.2). A regulação pode estabelecer, por exemplo, que o formato da oferta deve ser compatível com os formatos aceitos pelo modelo oficial utilizado para o despacho e formação de preço da energia, e que o ONS deverá estabelecer critérios explícitos a partir dos

- quais uma oferta poderá ser “rejeitada” (com a previsão do ONS sendo utilizada no seu lugar);
- Como indicado na seção 4.3.3, muito provavelmente haveria a necessidade de regulamentação específica para viabilizar a submissão de ofertas para diferentes tipos de agente. É desejável, entretanto, que a regulamentação chave estabeleça uma lista de tecnologias que se deseja contemplar (como mínimo) para que tenham acesso à possibilidade de submissão de ofertas (e portanto, que tenham a possibilidade de influenciar o despacho e a formação de preços). Na opinião dos autores, esta lista deve conter (i) termelétricas (ao menos no que diz respeito à disponibilidade/inflexibilidade), (ii) importação, (iii) exportação termelétrica, (iv) exportação de energia turbinável vertida, (v) resposta da demanda, e (vi) tecnologias renováveis. Vale notar que, destes, apenas as tecnologias renováveis não possuem hoje a possibilidade de submeter ofertas.

O arcabouço chave poderia, a partir disso, ser complementado por regulamentação específica endereçando o tratamento às classes de agente tratadas de forma separada na regulamentação – embora, idealmente, com um viés de caminhar na direção de um tratamento mais unificado no futuro.

4.4.2. SÍNTESE DA ESTRUTURA DE LIQUIDAÇÃO DUPLA PROPOSTA

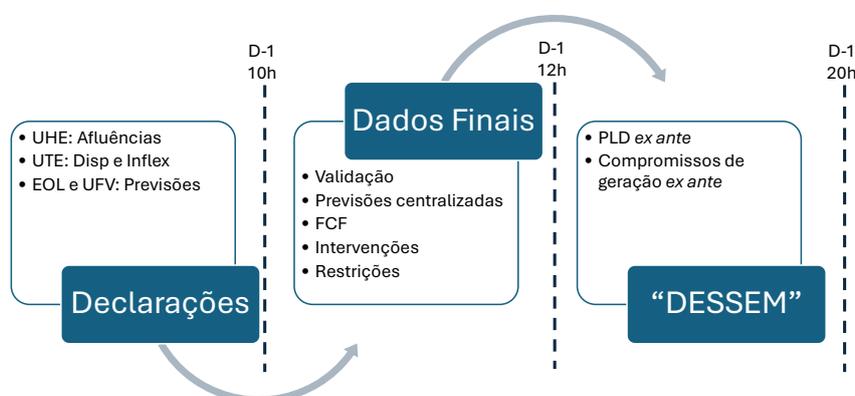
De forma a tornar a proposta mais concreta, inserimos a seguir um detalhamento maior das principais etapas, já considerando, para fins didáticos, que será possível a declaração de previsões pelos agentes, embora, tais elementos podem ser discutidos ainda. A Figura 4 e Figura 5 apresentam os fluxogramas básicos para as liquidações *ex ante* e *ex post*.

LIQUIDAÇÃO EX ANTE:

A proposta para o cálculo do PLD *ex ante* prevê que **até às 10h** é necessário que os agentes declarem seus dados. Como indicado na seção 4.4.1, a proposta dos consultores é que os agentes que possam informar as suas expectativas de quantidade entregue em um primeiro momento sejam as termelétricas (disponibilidade e inflexibilidade como submetidas hoje), as diferentes ofertas de importação e exportação e a resposta da demanda (também como submetidas hoje), e os geradores renováveis.

Entre **10h e 12h** o Operador validará as declarações (como indicado na seção 4.2.3, a abrangência deste processo de validação merece alguma discussão adicional). Previsões centralizadas, FCF, intervenções e restrições hidráulicas e elétricas são incorporadas nessa etapa. Até o horário limite de **20h** o PLD *ex ante* e os compromissos de despacho são publicados, sendo que até esse período as equipes do ONS e CCEE realizam todas as ajustes nas simulações.

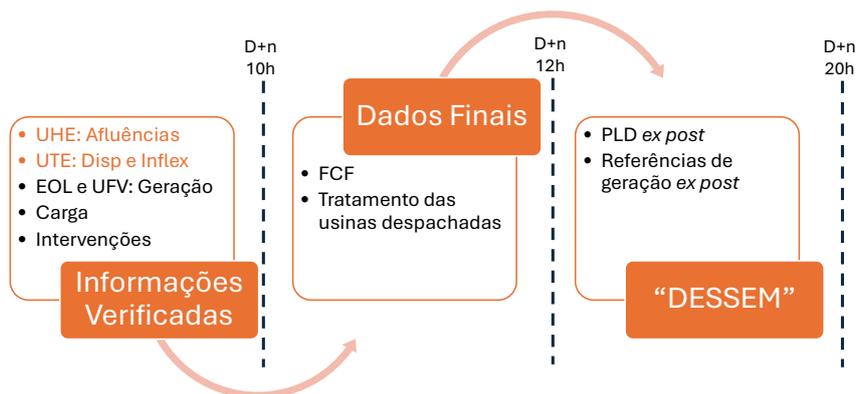
Figura 4: Fluxograma para a liquidação ex ante.



LIQUIDAÇÃO EX POST:

No cálculo *ex post*, é necessário aguardar certo tempo para obter os dados efetivamente verificados que serão introduzidos nessa nova liquidação. Na primeira etapa, definida para ser concluída **até às 10h do dia D+n**, os dados verificados devem ser disponibilizados, cabendo um destaque para os dados de afluência (UHE) e disponibilidade das usinas despachadas que serão devidamente tratados na segunda etapa, prevista para se encerrar **às 12h**. Por fim, até o horário limite de 20h, espera-se que as equipes consolidem as simulações publicando os resultados de PLD *ex post* e as referências de geração *ex post*.

Figura 5: Fluxograma para a liquidação ex post.



4.4.3. OPERAÇÃO SOMBRA E “GAMIFICAÇÃO”

Uma componente importante, para dar segurança a todos a respeito dos procedimentos envolvidos na implementação do novo modelo, seria um período de “operação sombra” em que os processos envolvidos no que seria posteriormente o procedimento da liquidação dupla são executados na sua integralidade e os seus resultados são publicados – porém ainda sem ter consequências para o despacho, formação de preço, ou liquidações financeiras dos agentes.

Esta etapa certamente envolveria um esforço grande das instituições, já que seria necessário rodar duas instâncias do modelo de formação de preços diariamente (uma instância *ex ante* para a formação do preço de mercado do dia seguinte e uma instância *ex post* para a formação do preço de mercado de balanço). A contabilização financeira feita pela CCEE também se tornaria um pouco mais complexa, já que envolveria duas liquidações diárias no lugar de uma única. E seria necessário criar novos procedimentos e automações para a coleta dos dados de medição e de mercado para inseri-los no modelo de formação de preço *ex post*. Estes desafios são significativos e quase certamente exigiriam investimento em equipe, mas o resultado de uma operação sombra bem-feita é que as instituições já estariam prontas para a implementação do mercado na prática, sem a necessidade de um esforço grande na transição para a etapa seguinte de realização plena do mercado.

Um elemento interessante que pode ser explorado nesta etapa de operação sombra, fazendo a ponte com considerações apresentadas na seção 0, é o elemento de “gamificação”. Para isto, é necessário criar uma infraestrutura adicional envolvendo uma plataforma on-line (que pode ter algumas similaridades com a plataforma de submissão de ofertas que seria efetivamente utilizada pelos agentes de mercado) que permitisse como principais funcionalidades:

- a identificação de um agente “apostador” (que poderia fazer apostas sobre a sua expectativa no que diz respeito ao preço *ex ante* VS o preço *ex post*),

- a submissão de uma “aposta” pelo agente apostador, que teria essencialmente as mesmas características das ofertas de “ofertantes virtuais” introduzidas na seção 4.2.4 (com a distinção de que suas ofertas não seriam utilizadas para afetar o mercado),
- o registro do “saldo” acumulado de todas as apostas feitas pelo agente apostador ao longo do tempo (permitindo que os melhores apostadores acumulem reputação),
- a visualização (por qualquer agente) da lista dos apostadores mais bem-sucedidos, possivelmente com a introdução de incentivos adicionais (prêmios ou páginas pessoais de divulgação) para os melhores apostadores.

Além de gerar um interesse maior no tema da liquidação dupla, este exercício permitiria que agentes e instituições se familiarizem com o mecanismo de forma mais gradual e identifiquem oportunidades de melhoria com base em experiências práticas vividas.

Nota-se que, considerando o elemento da gamificação e o aprendizados relacionados à mudança nos procedimentos internos das instituições, pode ser interessante implementar a operação sombra ainda que nenhum agente tenha a possibilidade de submeter ofertas na liquidação *ex ante* (já que, como indicado na seção 4.4.1, o esforço regulatório para viabilizar a submissão de ofertas pode ser separado do esforço para implementar a liquidação dupla em si).

5. Aprimoramentos na modelagem

Ao longo dos capítulos anteriores foram discutidos diversos temas associados ao arcabouço regulatório, governança e processos da formação de preços, bem como uma alternativa de introdução de mecanismos “parcialmente por oferta”. Entretanto, até o momento não se entrou em maiores detalhes do atual modelo de despacho por custo.

Neste capítulo pretende-se abarcar aprimoramentos específicos do modelo de despacho, considerando os avanços recentes e como esse modelo pode se preparar para uma contínua e ágil evolução.

Inicialmente, são abordadas as principais considerações a serem feitas sobre as diferenças entre a modelagem e a realidade operativa, discutindo-se quais simplificações podem ser aceitáveis e quais podem ser reduzidas e seus principais motivos.

Embora este capítulo não tenha como principal objetivo elencar novas implementações a serem realizadas no atual modelo, são discutidos dois pontos de destaque muito importantes para serem aprimorados referentes a representação da incerteza das fontes (hidráulica, eólica e fotovoltaica) e as restrições hidrelétricas, incluindo aquelas associadas ao *unit commitment*.

O tema deste capítulo refere-se a importância de se discutir uma implementação modular da ferramenta computacional, capaz de propiciar desenvolvimentos mais ágeis, contribuições tecnológicas da comunidade, além de interface de dados que fomentem a transparência e permitem que os usuários desenvolvam análises e estudos cada vez mais sofisticados.

Ao final, o capítulo apresenta uma síntese das principais conclusões e recomendações.

5.1. DIFERENÇAS ENTRE A MODELAGEM E A REALIDADE OPERATIVA

Há sempre oportunidades para uma série de iniciativas para melhorias no mecanismo de formação de preço, pois o modelo é uma representação aproximada da realidade, mas espera-se que as simplificações não sejam críticas e que a representação permaneça útil (aderente ao que ocorre no sistema físico e, portanto, envolvendo sinais de preço coerentes).

No modelo por custo, as oportunidades de melhoria na modelagem são centralizadas e dependem do operador. No modelo por ofertas, muitas oportunidades de melhoria são descentralizadas (desde que sigam o protocolo pré-estabelecido de comunicação com o operador), embora ainda seja executado um modelo centralizado que pode necessitar de desenvolvimentos específicos, como representações explícitas de rampas, parâmetros de *unit commitment*, restrições elétricas e hídricas. De um modo geral, o nível de detalhamento do problema de “fechamento de mercado” depende do quanto se deseja que tais informações sejam implícitas ou não nas ofertas.

O objetivo deste capítulo não é fazer uma lista exaustiva de todas as melhorias – muitas das quais já estão sendo investigadas e/ou implementadas –, e sim sinalizar áreas em que há oportunidades mais significativas de melhoria nas práticas atuais do mercado brasileiro, sendo que serão apresentados alguns exemplos de soluções específicas que podem aprimorar representação operativa.

5.2. MODELOS FLEXÍVEIS E MODULARES

Atualmente a cadeia de modelos restringe muito a possibilidade de se empregar formatos de dados ou funcionalidades distintas da parametrização oficial. Entende-se que para se alcançar ganhos de escala no desenvolvimento de novas funcionalidades é importante que os modelos da cadeia sejam capazes

de receber dados e parâmetros a partir de outras aplicações via estruturas computacionais modernas como APIs e protocolos de comunicação de serviços, como REST¹⁴ e SOAP¹⁵.

Nesse contexto, é importante que haja uma segregação entre o modelo de otimização que deve empregar as melhores ferramentas de programação matemática com o objetivo de aumentar a eficiência computacional para os cálculos e manipulações necessárias, e a aplicação que se comunica com as distintas fontes de dados e de representação do sistema. A comunicação entre essas duas macro-aplicações deve ser feita com as estruturas modernas mencionadas acima, garantindo a máxima eficiência do processo, no qual obtém-se ganhos em tempo computacional e facilidade na implementação de novas entradas de dados e na capacidade do usuário de manipulá-los e compreendê-los. Essa segregação também permitiria que os códigos que exijam maior nível de proteção intelectual, como os algoritmos de otimização matemática, permaneçam fechados, enquanto códigos mais simples de manipulação de dados possam ser disponibilizados no formato aberto.

Na medida do possível é importante que mesmo as duas macro-aplicações sejam desenvolvidas em módulos, com camadas intermediárias entre eles, sendo possível manter módulos isolados e permitir atualizações e modificações independentes. Desta forma, diversos componentes podem ser atualizados ou substituídos do modo mais independente possível.

Quanto a aplicação de manipulação e entrada de dados, é importante que sejam utilizadas abordagens e tecnologias mais modernas possíveis, incluindo *frameworks* e padrões de desenvolvimento, destacando-se:

- Linguagem de programação: deverá ser de fácil aprendizado e alta performance.
- Bibliotecas.
- Controle de versão: ferramenta Git ou similar.
- Padrões de integração contínua e entrega contínua de software.
- Bases de dado: tecnologias de integração e conexão com bases de dados dos usuários.
- Protocolos de comunicação.
- Aptidão para infraestrutura em nuvem.

Entende-se que uma arquitetura modular irá permitir uma maior profusão de tecnologias, especialmente aproveitando conteúdos de projetos de P&D ANEEL e outras iniciativas de empresas, centros de pesquisa e universidades. De um modo geral, este princípio de arquitetura de mercado deve ser uma preocupação que deveria permear todas as iniciativas e recomendações no sentido de aprimoramentos de modelagem.

5.3. REPRESENTAÇÃO DAS VAZÕES E RECURSOS RENOVÁVEIS

A vazão afluyente é uma das principais variáveis capazes de afetar o processo de formação de preços no Brasil. Devido a isso, a modelagem das vazões compreende um dos procedimentos mais avançados quando se trata da projeção de dados de entrada a serem inseridos nos modelos computacionais para as simulações de despacho.

¹⁴ REST – Transferência de Estado Relacional – é uma arquitetura de bibliotecas que permite que propicia a troca de mensagens entre aplicações de forma independente, sua adoção permite desenvolver aplicações independentes de forma mais flexível e escalável.

¹⁵ SOAP – Protocolo Simples de Acesso a Objetos – é um protocolo para troca de informações estruturadas em ambientes computacionais descentralizados.

Atualmente, existem três diferentes horizontes no que tange a modelagem das vazões: o primeiro compreende a previsão determinística para a semana operativa vigente¹⁶ (DESSEM), o segundo correspondente à semana operativa vigente até o último dia do mês seguinte (DECOMP) – utilizando abordagem mista de previsão determinística para o mês vigente e abertura em cenários no mês seguinte – e o terceiro compreende a projeção das vazões no horizonte de médio prazo, ou seja, com cenários para meses futuros até dezembro do quinto ano a frente.

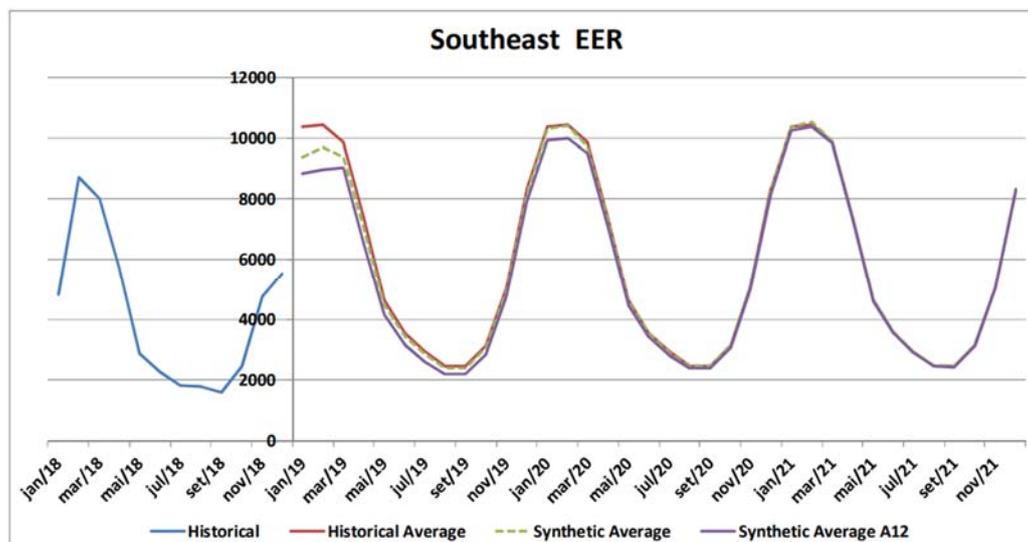
Apesar de ser uma das formas de modelagem mais avançadas para a inserção de dados de entrada, ainda existem alguns pontos a serem tratados, que podem afetar nos resultados da formação de preços.

Dentro desses fatores, pode-se citar que na modelagem das vazões afluentes de médio prazo, consideram-se cenários de vazões provenientes de modelos estáticos que convergem para a média histórica, trazendo um cenário otimista. Nesse caso, é efetuada uma regressão à média de longo-termo, por meio de um modelo autorregressivo que tem gerado projeções otimistas para as vazões afluentes. Um claro exemplo disso é o fato de o SIN ter realizações de vazões abaixo da média histórica em oito dos últimos dez anos. O modelo estatístico atualmente empregado é o autorregressivo periódico de ordem “p” com componente anual denominado PAR(p)-A[7].

Para gerar os cenários de vazões afluentes no médio prazo, é feito um processo estatístico no qual a média do conjunto de cenários criados tende a convergir para a média do histórico realizado, que se inicia em janeiro de 1931. Sendo assim, em determinados anos e meses futuros, para todo e cada posto para o qual sejam criados cenários de vazões afluentes, serão encontradas médias próximas daquelas observadas no histórico. Por outro lado, as vazões afluentes dos primeiros meses da simulação serão condicionadas por valores observados nos doze meses mais recentes. Neste ponto é importante salientar que o modelo PAR(p)-A representa uma evolução significativa em relação a seu predecessor, o modelo PAR(p), pois introduziu a componente relacionada a vazão média dos últimos doze meses. Essa evolução permitiu aumentar a memória recente do modelo, sendo que os estudos que avaliaram essa nova abordagem indicaram um aumento desse tempo de memória para até 2 anos, conforme ilustrado na Figura 6.

¹⁶ No setor elétrico brasileiro utiliza-se o conceito de semana operativa, que sempre se inicia no sábado e se encerra na sexta-feira seguinte. Quando se diz que o horizonte é a semana operativa vigente, independentemente do dia em que ele se inicia, sempre se encerra na próxima sexta-feira, exemplos: para a execução do modelo em uma terça-feira o horizonte é de terça a sexta, para a execução de sexta-feira o horizonte compreende este único dia.

Figura 6: Médias mensais do registro histórico de afluência e dos cenários sintéticos gerados pelos modelos PAR(p) e PAR(p)-A. Fonte [7].



O histórico recente de vazões afluentes também impacta significativamente na formação dos preços de curto prazo, uma vez que são condicionados a valores mais recentes e que a FCF utilizada pelos modelos NEWAVE e DECOMP possuem parcelas associadas às vazões afluentes passadas. Dessa forma, quando são feitas simulações nesses modelos, ao se atualizar o histórico das vazões, os valores de vazões projetados para o futuro se alteram, assim como a parcela da função de custo futuro relativa às vazões passadas. Por isso, podem ocorrer variações nos preços de curto-prazo próximo às transições entre meses, mesmo sem afetar as condições de suprimento.

Como sugestão para contornar os problemas listados, existem duas possíveis alternativas. A primeira alternativa seria a utilização de uma nova referência de hidrologia a partir dos anos recentes do histórico de vazões do modelo PAR(p)-A. Ou seja, para o modelo estocástico de vazões, os parâmetros que definem o modelo autorregressivo periódico seriam obtidos utilizando como referência a hidrologia recente para projetar a hidrologia futura. Uma abordagem nesta linha foi utilizada para o cenário de baixa hidrologia no relatório sobre clima e desenvolvimento para o país, publicado pelo Banco Mundial [8]. Essa abordagem é semelhante à que foi introduzida nos anos recentes quando se implementou no modelo NEWAVE o modelo PAR(p)-A: entretanto, com essa mudança na referência, consegue-se perpetuar essa tendência para prazos mais estendidos. Por fim, é importante destacar que a abordagem se mostrou adequada para o estudo supracitado, que avaliou diversos cenários de futuro. A aplicação desta metodologia diretamente no processo de formação de preços deve, entretanto, ser avaliada de forma a não incorporar um viés de redução das afluências. É importante contemplar diversidade suficiente nos cenários, inclusive aqueles em que no longo prazo a tendência de redução não se confirme e as vazões retornem a suas medidas de longo termo.

A segunda possibilidade seria permitir o uso de cenários de vazões provenientes de diferentes fontes no médio-prazo, tanto no modelo NEWAVE, quanto no segundo mês do modelo DECOMP. Assim, esses cenários poderiam ser utilizados para as simulações e para o cálculo da FCF. Existe uma dificuldade atrelada ao cálculo da função de custo futuro, pois as vazões utilizadas para uma certa etapa possuem relação com as vazões de etapas passadas. Com isso, as vazões passadas deveriam estar representadas no estado do problema de otimização, já que são variáveis que explicam o comportamento futuro do sistema. Com isso, deveriam ser representados termos relacionados com as vazões observadas em etapas passadas e, além disso, termos que explicassem a relação das vazões da etapa vigente com as observadas no passado.

Outra questão a ser levantada é a representação da geração renovável nos modelos, que é feita de modo determinístico, com um cenário único. Com a crescente participação dessas fontes na matriz de geração, unida com o aumento da geração distribuída e com a mudança no perfil de carga de energia nos últimos anos (que agora possui picos motivados pelo uso aparelhos de climatização), a representação determinística se torna inapropriada, uma vez que limita o processo de formação de preços. É importante destacar uma iniciativa do GT Geração Eólica do CT PMO/PLD e da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP, que avaliou alternativas de introdução da incerteza da geração eólica no modelo NEWAVE. Após essas avaliações, entretanto, a CPAMP deliberou pela não aprovação da metodologia, ante a resultados que não ofereceram ganhos de resultados expressivos, e frente aos pedidos de análises complementares solicitados pelos agentes [9]. Apesar dessa decisão, é importante continuar avaliando abordagens alternativas, que porventura não aumentem significativamente o tempo computacional e agreguem qualidade para a solução e permitam avaliações probabilísticas adequadas frente às incertezas na oferta de energia do sistema. A título de exemplo, tem-se as funcionalidades que permitem empregar cenários correlacionados entre vazão e fontes renováveis, baseadas em redes Bayesianas, que são aplicadas de forma nativa no algoritmo de geração de cenários utilizado pelo modelo comercial SDDP, geradas a partir do software TSL [10].

Nesta mesma linha, seria interessante uma representação probabilística da geração não simulada individualmente, pois assim seriam utilizados diferentes cenários para as simulações, em todos os horizontes (incluindo o curtíssimo prazo) [10]. No curtíssimo prazo, são gerados novos decks para a formação de preços todos os dias, com horizonte de até uma semana, que possuem o cenário de geração de usinas não simuladas individualmente atualizado a cada dia, resultante ou de um modelo do ONS (no caso de eólicas e fotovoltaicas) ou de estimativas usando as médias realizadas em dias anteriores (para outras fontes – PCH, PCT etc.). Por outro lado, para implementar esta inovação precisaria ser definida a forma com a qual isso seria feito. Uma forma seria incentivar um processo de concorrência entre diferentes proponentes para que estes apresentassem propostas de metodologias de geração renováveis. A partir disto, a metodologia considerada mais adequada pelas instituições poderia ser implementada.

Nesse contexto, é importante destacar o problema da crescente penetração da geração distribuída no país, especialmente solar fotovoltaica. Isto eleva muito a complexidade para representar as diferenças entre a geração renovável nas etapas de médio-prazo, curto-prazo e curtíssimo-prazo. O resultado é que os processos atualmente utilizados para a projeção de carga e geração renovável no curtíssimo-prazo têm baixa acurácia, pois não é possível acertar com antecedência o cenário determinístico exato que será empregado para a simulação com o DESSEM. A princípio, essa representação por múltiplos cenários pode não ser aplicável para problemas de despacho de dia seguinte, porém técnicas que empregam regras lineares de decisão (por exemplo) podem contribuir significativamente para aumentar eficiência computacional e permitir avaliar diversos cenários nas decisões de despacho [11].

5.4. REPRESENTAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS

A operação dos reservatórios hidráulicos acontece de forma coordenada e é controlada e supervisionada pelo ONS, em conjunto com a execução dos agentes de geração. As restrições hidráulicas também estão incluídas nos dados de entrada utilizados para a formulação do PMO, suas revisões e para a formação de preços.

Essas restrições são provenientes do Formulário de Solicitação e Atualização de Restrições Hidráulicas, também denominado FSAR-H, que é cadastrado pelo agente gerador como instrumento para formalizar e atualizar as restrições hidráulicas. Não existe um prazo para o cadastro dos FSAR-H, mas, quando o

formulário é cadastrado, o operador o verifica e imediatamente utiliza as restrições nas suas simulações, dependendo da data da declaração. Contudo, um ponto a ser levantado é que não existe um critério claro no que concerne ao julgamento de quando a informação cadastrada deve ou não ser usada.

No curtíssimo prazo, tem-se como objetivo que os resultados obtidos pelos modelos computacionais se aproximem da operação realizada. Para isso, considerando que a matriz elétrica brasileira é majoritariamente composta por hidrelétricas, precisa-se representar as restrições hidráulicas de forma adequada.

A não representação dessas restrições torna complicada a elaboração de um cronograma inicial de geração para as hidrelétricas no dia seguinte. Com isso, a melhoria neste quesito traria resultados mais coerentes com a realidade operativa e permitiria que os resultados do modelo DESSEM fossem, de fato, usados como um cronograma inicial de operação para os geradores hidrelétricos.

Algumas medidas poderiam ser tomadas para aproximar os resultados dos modelos com a operação realizada, como:

- Representação desagregada das usinas hidrelétricas: atualmente, os modelos de curto prazo (DECOMP) e curtíssimo prazo (DESSEM) representam cada hidrelétrica como um único gerador, conforme a altura da queda e os limites associados para geração, como vazão vertida, vazão defluente, entre outros fatores. Contudo, ainda existem restrições técnicas relativas aos geradores que ainda não são representadas, o que eventualmente acaba afastando os resultados do modelo da operação praticada;
- O modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) também não apresenta restrições de *unit commitment* hidráulico, o que também contribui para reduzir a eficiência ao longo do processo de formação de preços. Essas restrições estão associadas a níveis mínimos para partida dos geradores hidrelétricos, sua importância é fundamental para a correta representação da reserva operativa girante (em que unidades devem estar ligadas para atender os requisitos), bem como restrições elétricas que reduzem limites de transmissão conforme se diminui o número de unidades geradoras sincronizadas em determinados pontos geoelétricos;
- Uso/aprimoramento das taxas de variação: o modelo DESSEM consegue representar a taxa de variação de determinadas variáveis associadas às hidrelétricas, entretanto não são passíveis de representação quando essas taxas ou mesmo os limites estão associados a janelas de tempo (médias semanais ou mensais ou janelas móveis de horas ou dias). Desta forma, esse importante aprimoramento da modelagem tornaria melhor a representação das características desses geradores;
- Limites de defluência condicionados aos níveis dos reservatórios: é comum que restrições de uso de recursos hídricos, seja por razões ambientais ou por usos consuntivos, assim como restrições de defluência, sejam representadas em formato de tabela, condicionando seus valores aos níveis dos reservatórios. Para uma representação mais precisa dessas restrições, seria interessante considerar a inserção dessas limitações de forma linearizada nos modelos. Embora essa abordagem já tenha sido testada pelo Grupo de Trabalho de Restrições Hidráulicas, sem apresentar ganhos significativos [22], o tema permanece altamente relevante, especialmente devido ao aumento da importância dos reservatórios tanto para o atendimento das necessidades do SIN quanto para usos múltiplos. Portanto, é válido explorar técnicas que utilizem variáveis inteiras para representar essas regras de maneira mais literal, incorporando

alternativas de representação no algoritmo PDDE¹⁷ [12].

Atualmente, após a publicação dos resultados do DESSEM, os geradores informam suas próprias restrições, de acordo com a possibilidade de realizar ou não o que foi programado pelo operador. Esse problema é contornado pelo ONS quando é realizada a programação da geração para o dia seguinte, o que faz com que, constantemente, a geração apresentada pelos resultados do modelo seja diferente da realidade operativa. Com isso, a não representação do *unit commitment* hidráulico na modelagem atual pode fazer com que o DESSEM tome decisões subótimas de despacho, que não reflitam o real custo marginal de operação do sistema.

Outra questão relativa ao procedimento que ocorre atualmente é a possível abertura de espaço para que ocorra manipulação do mercado, uma vez que os agentes hidrelétricos acionados pelo DESSEM podem apontar incompatibilidade entre os resultados do modelo e suas reais restrições físicas (em analogia aos argumentos colocados no capítulo 2). Assim, eles encontram a possibilidade de gerar uma quantidade inferior à programada pelo modelo e podem potencialmente guardar água para momentos em que o preço seja maior.

Nesse sentido, apesar de ser uma implementação complexa, que possivelmente aumentaria o tempo computacional de execução do modelo, o *unit commitment* hidráulico tornaria possível uma redução dos custos operativos, aumentaria a eficiência no processo de formação de preços e reduziria eventuais de exercício de poder de mercado. Nesse sentido, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP promoveu, em junho de 2022, o Webinar UCH, apresentando algumas propostas específicas, bem como uma revisão bibliográfica geral das soluções disponíveis, destacando-se que ainda é necessário desafio da eficiência computacional para garantir que o tempo computacional seja adequado para os atuais processos diários de programação da operação e formação de preços [13]. O uso de outras ferramentas comerciais de otimização (como explorado na seção 5.6) também pode ser uma rota a ser explorada, já que estas implementações podem ter encontrado formas eficientes de se reduzir o tempo computacional.

5.5. POSSÍVEL INCORPORAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES

Na literatura de mercados elétricos, “serviços ancilares” representam um termo guarda-chuva para uma série de serviços (valiosos e importantes para o sistema) que podem ser prestados pelos agentes conectados à rede. Existe uma diversidade muito grande tanto em termos da forma de se listar e classificar esses serviços ancilares quanto em termos do tratamento destes serviços pelo regulador e pelo operador do sistema.

Uma forma de se classificar os serviços em algumas categorias é apresentada a seguir:

- **Serviços relacionados à potência ativa** têm relação íntima com o “produto energia” comercializado em mercados elétricos –, e, portanto, de um modo geral estão mais próximos aos mecanismos de mercado e formação de preços clássicos.
 - Uma subclasse importante são os **serviços de flexibilidade**, que envolvem não apenas a entrega de potência propriamente, como também uma regra de acionamento rápido em resposta a perturbações para garantir a estabilidade do sistema. Estes produtos de flexibilidade, também denominados de produtos reserva, são tipicamente segmentados

¹⁷ É possível representar as variáveis inteiras apenas na simulação *forward* do algoritmo PDDE e assim, refinar a FCF em regiões de validade das regras operativas.

- por escala de tempo (por exemplo, reserva primária, secundária, e terciária e suas subdivisões), e às vezes também pela direção (reserva “para cima” VS “para baixo”) ou pelo critério de acionamento (acionamento “automático”, como é o caso da reserva de regulação de frequência, ou acionamento “manual” por instrução explícita do operador).
- **Outros serviços de potência ativa** que não têm a característica de despacho rápido dos serviços de flexibilidade nem sempre são classificados como serviços ancilares (já que pode-se argumentar que um produto energia ou produto lastro seria uma representação mais adequada), mas alguns autores listam o atendimento à ponta, o alívio de congestão, e/ou a resposta da demanda como membros deste grupo. Na prática, entretanto, estes serviços quase nunca são contemplados como parte dos mercados de curto prazo.
 - **Serviços não relacionados à potência ativa** representam um termo guarda-chuva para qualquer serviço ancilar que não esteja relacionado à potência ativa – e que possuem, de um modo geral, iniciativas de mercado menos maduras.
 - **Serviços relacionados à potência reativa** fazem um paralelo com a primeira categoria, e podem ser tanto serviços de entrega “estável” (potência reativa consumida ou entregue por determinado agente ao longo de determinado período) ou serviços de “flexibilidade de potência reativa” (como é o caso dos serviços de controle de tensão). Ao menos em teoria, é possível integrar os serviços de potência reativa aos serviços de potência ativa em um mercado, devido às equações de rede elétrica que interconectam esses dois “produtos” – embora isto não seja implementado na prática na maior parte dos mercados elétricos internacionais. A título ilustrativo, nenhum dos países mapeados nos relatórios e.2.r1 e e.3.r deste trabalho aplica um produto de potência reativa como parte do seu desenho de mercado.
 - Finalmente, temos uma última classe de “outros” serviços, que não se encaixam em nenhuma das categorias anteriores – e para os quais, de um modo geral, não há uma forma muito clara de integrá-los à formação de preço de curto prazo. Talvez o serviço ancilar mais importante desta categoria seja o serviço de **restabelecimento** (ou *black-start*).

A partir deste mapeamento, nota-se que a classe de serviços ancilares mais promissora para a integração com os mercados de curto prazo e formação de preços são os serviços de flexibilidade – e efetivamente, a variedade de experiências de implementação em mercados internacionais neste espaço é muito ampla. Em particular, a *cootimização* da alocação de energia e de um ou mais produtos flexibilidade é uma estratégia que tem bastante mérito, sendo implementada por exemplo nos sistemas da Califórnia, Nova Zelândia e México (vide relatórios e.2.r1 e e.3.r). Nestes países, diferentes produtos flexibilidade (com diferentes tempos de resposta) são contratados pela sua “disponibilidade”, e devem responder aos requisitos do operador segundo as características do produto comprometido. Em geral, os agentes recebem um pagamento fixo pela sua “disponibilidade”, e em alguns casos podem receber também um pagamento variável dependente de como foram efetivamente acionados pelo operador do sistema.

Certamente, a representação explícita de produtos reserva nos modelos de otimização do sistema elétrico brasileiro é algo que poderia ser explorado e avaliado. Entretanto, há algumas escolhas de desenho a se fazer, já que diferentes implementações podem diferir no número de produtos reserva representados e na forma de se determinar a demanda por reserva (de cada tipo). De um modo geral, o cálculo de reserva operativa deve ser influenciado em particular por variações e incertezas nas fontes renováveis – e existem abordagens interessantes que envolvem considerar variações intradiárias das previsões e seus respectivos erros para o dimensionamento dessa reserva [14].

Como explorado no relatório e.4.r, o tema do produto reserva, embora tenha característica “prioritária”

na opinião da maior parte dos expertos entrevistados, não é “imprescindível” para o bom funcionamento do mecanismo de formação de preços, e, portanto, pode ser tratado de forma separada do objeto central deste projeto. Ainda que as explorações apresentadas neste relatório e em relatórios anteriores possam ser um insumo importante para uma possível introdução de um produto reserva no mercado brasileiro (seja em um contexto por custos ou por ofertas), os pesquisadores recomendam para fazer jus à complexidade do tema que este tema seja objeto de uma iniciativa de desenho paralela, que poderá endereçar de forma mais aprofundada os diferentes elementos que compõem o desenho do mecanismo de remuneração de serviços ancilares.

5.6. LEVANTAMENTO DE POSSÍVEIS FORNECEDORES ALTERNATIVOS

A Resolução CNPE nº 1/2024 em seu artigo 5º, parágrafo único, deu diretrizes para que CCEE, ONS e EPE possam avaliar alternativas para os modelos e programas computacionais atualmente utilizados por essas instituições. Neste sentido, e, como previsto no termo de referência deste projeto, a presente seção apresenta um levantamento geral das principais soluções tecnológicas empregadas por países que utilizam modelos de despacho e formação de preços, considerando o paradigma de preços por custos.

Um importante fornecedor no mercado global é a N-SIDE, que desenvolve o PCR EUPHEMIA (*Pan European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*)¹⁸. Esta ferramenta, utilizando técnicas de otimização matemática, é capaz de solucionar problemas complexos que envolvem mecanismos avançados de ofertas de preços e quantidades, além de restrições de rede. O modelo também soluciona problemas de otimização com restrições não lineares e variáveis binárias. Esta ferramenta é utilizada em caráter oficial para o mercado europeu de maneira geral e sua documentação encontra-se disponível em detalhes pelo NEMO (Nominated Electricity Market Operators)¹⁹.

Outro fornecedor global que adota técnicas avançadas de otimização matemática para solucionar problemas de despacho e formação de preços é a Energy Exemplar, com a ferramenta PLEXOS²⁰, que consegue tratar desde problemas de *unit commitment*, a fluxos de transmissão e despacho da rede gás.

A PSR também fornece modelos computacionais, que são ou já foram empregados em mais de 70 países, apresenta como solução para a cadeia de formação de preços e planejamento e programação da operação, os *softwares* SDDP e NCP. Atualmente são utilizados amplamente em países da América Central, com destaque para o Ente Operador Regional (EOR)²¹.

Além de fornecedores de software no formato comercial, é interessante destacar o caso chileno, onde é empregada uma cadeia de modelos de código fonte aberto, sendo o PLP, para construção da política operativa dos reservatórios e o PCP para o despacho de dia seguinte e formação de preços²².

Por fim, alguns países adotam sistemas internos, sendo aplicado em casos específicos em que é necessário basicamente o fechamento ao balanço entre carga e geração e poucas restrições. Como

¹⁸ <https://energy.n-side.com/resources/case-studies/euphemia>

¹⁹ <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/euphemia-public-description.pdf>

²⁰ <https://www.energyexemplar.com/>

²¹ <https://www.enteoperador.org/>

²² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion-modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion/>

exemplo desta categoria pode-se citar o mercado colombiano.

5.7.SÍNTESE DAS RECOMENDAÇÕES

A partir dos aprimoramentos avaliados ao longo deste capítulo é possível destacar as seguintes recomendações:

- É importante manter e fortalecer o processo já vigente de melhoria contínua das representações no modelo, visando uma representação cada vez mais realista da realidade operativa. Foram destacados ao longo deste capítulo algumas das principais iniciativas que poderiam ter resultados positivos, das quais se destacam: (i) os mecanismos de previsão, que em particular dialogam com os elementos “parcialmente por oferta” explorados no capítulo 4, (ii) a representação de restrições hidráulicas (inclusive *unit commitment* hidráulico), que em particular foi um tema considerado de importância elevada nas entrevistas realizadas no âmbito do relatório e.4.r, e (iii) a representação da alocação de serviços de reserva como variável de otimização adicional no modelo, com fins de cootimização (levando assim a um melhor uso do recurso disponível)..
- De forma a fomentar desenvolvimentos mais ágeis, além de soluções tecnológicas advindas de projetos de P&D ANEEL, centros de pesquisa e universidade, e aprimorar experiência do usuário, é necessário criar uma infraestrutura para que componentes dos modelos sejam mais modulares e permitir uma segregação entre os algoritmos matemáticos e aplicação de manipulação de dados e representação do sistema. Como um exemplo interessante desse tipo de arquitetura aplicada a modelos de otimização energética, é o desenvolvimento pelo Cepel do novo ambiente computacional, denominado Libs²³, essa arquitetura permite que cada modelo não funcione como uma aplicação monolítica²⁴, mas sim, como uma composição de bibliotecas configuradas de acordo com a necessidade do usuário. Uma vez que essa arquitetura já foi concebida para funcionar em ambiente distribuído, seria importante que os protocolos de comunicação fossem disponibilizados e o ambiente possa empregar bibliotecas de terceiros e alcançar os objetivos aqui apresentados, ressaltando-se que esta abordagem não necessita de abertura de códigos fontes ou transferência de propriedade intelectual.

²³ <https://see.cepel.br/manual/libs/latest/index.html>

²⁴ Uma aplicação monolítica é uma única aplicação de software no qual a interface de usuário e algoritmos são combinados em um único programa a partir de uma única plataforma.

6. Conclusões

Este relatório explorou em detalhe o atual mecanismo de formação de preço e despacho por custo no setor elétrico brasileiro, abordando o arcabouço regulatório e a estrutura de governança, além de oportunidades de aprimoramento seja via introdução de elementos “parcialmente por oferta” ou por aprimoramentos técnicos na modelagem computacional.

Ao longo do capítulo 2 foi possível explorar os principais fundamentos e as condições de contorno da regulação da formação de preços no Brasil, detalhando os principais instrumentos normativos e, a partir daí, apresentar uma análise crítica das principais distorções do sinal de preço atuais, especialmente quanto aos agentes que não “enxergam” o preço, os limites mínimo e máximo do PLD e como a precificação *ex ante* e as quantidades transacionadas definidas *ex post* emitem sinais distorcidos, com resultados indesejados para os agentes de mercado. Tais distorções são especialmente críticas num possível ambiente de maior participação desses agentes, seja com fornecimento de informações (ex.: previsões) ou como reação a preços em tempo real (deslocamento do consumo ou da geração)

O relatório também aborda como a atual estrutura de governança está dividida entre as instituições e comissões e comitês específicos, com destaque para o CMSE e o novo Comitê de Governança, a ser implementado segundo a Resolução CNPE 01/2024. No capítulo 3 foram apresentadas sugestões no sentido de definir papéis mais claros entre esses atores e ao final foi feita uma discussão sobre as diferenças entre publicidade e transparência. Nesse sentido foram propostas medidas adicionais para garantir maior transparência nas informações e redução de assimetria entre os agentes. Por fim, discutiu-se como as informações submetidas pelos agentes podem agregar efeitos indesejáveis na formação de preços e como algumas soluções podem ser implementadas via responsabilização dos agentes diante de desvios nessas declarações e os valores observados.

Outro tema de bastante destaque que pode alavancar importantes aprimoramentos no modelo de despacho por custo é a introdução de elementos “parcialmente por oferta”. Neste ponto, vale destacar o diálogo entre as propostas deste relatório e.2.r2 (particularmente as apresentadas no capítulo 4) e as propostas que serão apresentadas futuramente com o relatório e.6.r: em linha com as recomendações extraídas no relatório e.4.r, o presente relatório e.2.r2 foca em propostas de desenho conceitual de mecanismos “por custos adaptados” (com elementos híbridos “por oferta”), e o relatório e.6.r focará em propostas de desenho conceitual de mecanismos “por ofertas adaptados” (com elementos híbridos “por custo”).

De um modo geral, as ações recomendadas ao longo do relatório podem ser classificadas em três principais grupos, como sintetizado na Figura 7.

Figura 7: Categorias de recomendação apresentadas



As recomendações de *conscientização* envolvem pouco esforço imediato das instituições, e em vez disso focam em disseminar e reforçar boas práticas e bons princípios. Cabe destacar que muitos destes princípios já fazem parte em alguma medida da agenda das instituições (como observado em exemplos ao longo do relatório), embora de um modo geral o grau de influência destas boas ideias sempre possa ser ampliado. São parte desta classe de esforços:

- Os princípios gerais da importância da transparência e isonomia da informação que devem guiar iniciativas de governança das instituições, como sintetizado na seção 3.4.1;
- A noção de que há algumas fragilidades e distorções nos incentivos aos agentes induzidos pela regulamentação atual, ainda que a recomendação (devido à complexidade dos temas) seja simplesmente monitorar os potenciais impactos negativos (vide seção 2.6.2);
- A ideia de que é desejável que os mecanismos desenhados sejam neutros à tecnologia tanto quanto possível (vide seção 4.3.3);
- A ideia de que pode ser desejável que mecanismos regulatórios sejam criados de forma mais flexível para que possam ser adaptados e estendidos posteriormente (vide seções 2.6.3 e 4.3.4);
- O princípio de modularidade e extensibilidade para os desenvolvimentos adicionais necessários para os *softwares* de despacho e formação de preço (vide seção 5.2).

As recomendações de *esforço regulatório* envolvem um papel das instituições em discutir e chegar a consensos a respeito de elementos que devem ser inseridos na regulação, além do esforço de escrever uma versão inicial do texto da regulamentação em si e envolver as instâncias de decisão pertinentes (como consultas públicas e, se necessário, diálogo com outros setores da sociedade). Desta classe de esforços, destacam-se:

- As recomendações de revisão regulatória apresentadas na seção 2.6.1 devido ao seu elevado potencial distorcivo, envolvendo em particular um ajuste da menção ao “preço *ex ante*” no Decreto nº 5.163/2004;
- A recomendação de se construir um arcabouço regulatório inicial para a liquidação dupla, como apresentado na seção 4.4.1 (e com uma sinergia evidente com o elemento de ajuste regulatório acima);
- A recomendação de se criar regulação suplementar permitindo flexibilidade de oferta de alguns agentes dentro do arcabouço regulatório da liquidação dupla – como indicado na seção 4.4, a separação dessas duas iniciativas maximiza as chances de que a regulamentação da liquidação dupla será a mais ampla e neutra à tecnologia possível, criando uma base mais sólida para o

futuro;

- A recomendação de se sistematizar e codificar alguns dos principais elementos de governança e transparência identificados pelas instituições, como indicado na seção 3.4.2.

Finalmente, temos as recomendações de *implementação*, envolvendo esforço de implementação de *software* e/ou dedicação de equipes das instituições para viabilizar a materialização destas iniciativas. Desta categoria, podemos destacar:

- Uma plataforma (ou aprimoramentos à plataforma SINtegre) para a gestão de informações, garantindo o compartilhamento mais eficiente da informação entre as instituições e um maior grau de transparência aos agentes (como apresentado na seção 3.4.3);
- O conjunto de esforços correspondendo a potenciais aprimoramentos e explorações nos modelos de despacho e formação de preços atuais – envolvendo temas como a representação das incertezas, das restrições hídricas, e das restrições de reserva (como sintetizado na seção 5.7);
- A iniciativa de implementação efetiva do mecanismo de liquidação dupla, como indicado na seção 4.4.3 – com um enfoque particular nos impactos sobre as instituições e elementos que poderiam ser parte do período de operação sombra.

A possibilidade de implementação do mecanismo de liquidação dupla é uma componente importante do conjunto de recomendações apresentado, e mesmo cientes do esforço de implementação demandado às instituições, a opinião dos autores (por todos os elementos explorados no capítulo 4) é que este aprimoramento se justifica e que pode trazer muito mais dinamismo e eficiência à operação e coerência da operação com a formação de preço. A introdução desses mecanismos tende a criar incentivos para a declaração de informações por parte dos agentes e tem o potencial de tornar as previsões mais acuradas – e, portanto, as decisões de despacho mais aderentes à realidade.

7. Referências

- [1] C. de C. de E. Elétrica, “Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).” [Online]. Available: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2024.1.0%20-%20\(jan-24\).pdf/c641e2f1-9ee1-92ca-00e3-6db1027429b6](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2024.1.0%20-%20(jan-24).pdf/c641e2f1-9ee1-92ca-00e3-6db1027429b6)
- [2] Comitê de Revitalização, “Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Dificuldades na Contabilização do MAE,” 2002.
- [3] CPAMP, “Representação Hidrológica: Geração de cenários - Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº05-2019,” 2019. [Online]. Available: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=eb771c61-2984-6775-b7f0-20cc9e0542d4&groupId=36070
- [4] E. de P. E. EPE and M. de M. e E. MME, “Relatório do Grupo Temático – Aprimoramento do MRE,” 2019. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf>
- [5] K. Kapp, *The Gamification of learning and instruction: Game-Based Methods and Strategies for Training and Education*. 2012.
- [6] Servan-Schreiber *et al.*, “Prediction Markets: Does Money Matter?,” *Electronic Markets*, vol. 14, pp. 243-, Sep. 2004, doi: 10.1080/1019678042000245254.
- [7] C. de P. em E. E.- Cepel, “Proposta Metodológica para o Aprimoramento da Memória de Modelos Auto-Regressivos Periódicos,” 2020. [Online]. Available: <https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>
- [8] B. I. para R. e D. Mundial, “Relatório sobre o Clima e Desenvolvimento para o País,” 2023. [Online]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/a713713d-0b47-4eb3-a162-be9a383c341b>
- [9] E. de T. T. da CPAMP, “29º Workshop,” 2023. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2023/apresentacao-29o-workshop-da-cpamp-10-08-2023.pdf/view>
- [10] J. A. Dias, G. Machado, A. Soares, and J. D. Garcia, “Modeling Multiscale Variable Renewable Energy and Inflow Scenarios in Very Large Regions with Nonparametric Bayesian Networks,” *Arxiv*, 2020.
- [11] G. P. F. MACHADO *et al.*, “REGRAS LINEARES DE DECISÃO APLICADAS AO DESPACHO HIDROTÉRMICO SOB INCERTEZA,” *XXVI SNPTEE*, 2022.

- [12] L. R. Lopes, T. C. César, and L. C. da C. Jr, “Piecewise Linear Functions Applied to Reservoir Operation Rules for Power System Planning,” in *LV SBPO*, 2023.
- [13] Cepel, “Restrições de Unit Commitment Hidráulico no Problema de Programação Diária da Operação - Revisão Bibliográfica e Conceituação Geral,” 2022.
- [14] A. Soares, R. Perez, W. Morais, and S. Binato, “Addressing the Time-Varying Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Method on Generation and Transmission Investment Planning Decisions,” *Arxiv*, 2019, doi: 10.48550/arxiv.1910.00454.
- [15] R. Forsythe, F. Nelson, G. R. Neumann, and J. Wright, “Anatomy of an Experimental Political Stock Market,” *American Economic Review*, vol. 82, no. 5, pp. 1142–61, 1992, [Online]. Available: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:aea:aecrev:v:82:y:1992:i:5:p:1142-61>
- [16] E. Snowberg, J. Wolfers, and E. Zitzewitz, “Chapter 11 - Prediction Markets for Economic Forecasting,” in *Handbook of Economic Forecasting*, vol. 2, [“Graham Elliott and Allan Timmermann”], Ed., in *Handbook of Economic Forecasting*, vol. 2. , Elsevier, pp. 657–687. doi: 10.1016/b978-0-444-53683-9.00011-6.
- [17] T. Peeters, “Testing the Wisdom of Crowds in the field: Transfermarkt valuations and international soccer results,” *International Journal of Forecasting*, vol. 34, no. 1, pp. 17–29, 2018, doi: 10.1016/j.ijforecast.2017.08.002.
- [18] P. J. Healy, S. Linardi, J. R. Lowery, and J. O. Ledyard, “Prediction Markets: Alternative Mechanisms for Complex Environments with Few Traders,” *Management Science*, vol. 56, no. 11, pp. 1977–1996, 2010, doi: 10.1287/mnsc.1100.1226.
- [19] O. Strijbis and S. Arnesen, “Explaining variance in the accuracy of prediction markets,” *International Journal of Forecasting*, vol. 35, no. 1, pp. 408–419, 2019, doi: 10.1016/j.ijforecast.2018.
- [20] T. Gneiting and A. E. Raftery, “Strictly Proper Scoring Rules, Prediction, and Estimation,” *Journal of the American Statistical Association*, vol. 102, no. 477, pp. 359–378, 2007, doi: 10.1198/016214506000001437.
- [21] P. Atanasov *et al.*, “Distilling the Wisdom of Crowds: Prediction Markets vs. Prediction Polls,” *Management Science*, vol. 63, Mar. 2017, doi: 10.5465/ambpp.2015.15192abstract.
- [22] D. Rothschild and J. Wolfers, “Forecasting Elections: Voter Intentions Versus Expectations,” *SSRN Electronic Journal*, Jul. 2011, doi: 10.2139/ssrn.1884644.
- [23] W. Newell, “Waze: Traffic from the Crowd.” Accessed: Apr. 10, 2024. [Online]. Available: <https://d3.harvard.edu/platform-digit/submission/waze-traffic-from-the-crowd/>

8. Anexo: Conceitos relevantes para os incentivos diretos à previsão

8.1. MERCADOS DE PREVISÃO

Num mercado de previsão idealizado, os *traders* são motivados pelos lucros do mercado para comprar e vender ações de contratos sobre eventos futuros. Se e quando obtêm informações relevantes, atuam rapidamente no mercado. O conhecimento é continuamente atualizado e agregado, tornando os preços geralmente boas estimativas das chances de eventos futuros.

Num mercado de previsão, os *traders* compram e vendem contratos futuros que pagam se o resultado do evento correspondente ocorrer. O processo de adivinhar as apostas uns dos outros produz preços de mercado que correspondem a previsões probabilísticas. Por exemplo, num mercado de previsão de resultados binários para as eleições presidenciais dos EUA, o contrato correspondente ao candidato republicano pode pagar 1 dólar se o candidato vencer e 0 dólares caso contrário. Se o preço de mercado atual for de US\$ 0,30, isso corresponderia a uma probabilidade de aproximadamente 30% de vitória do candidato republicano

Os mercados de previsão são conceitualmente baseados na hipótese do mercado eficiente, e neste caso nenhuma informação adicional deverá ser capaz de melhorar a precisão do último preço. A hipótese do *trader* marginal [15] estipula ainda que um mercado com “um número suficiente” de *traders* tende a produzir estimativas imparciais, mesmo quando a maioria dos indivíduos é tendenciosa. Snowberg et al. [16] argumentam que mercados bem concebidos podem gerar previsões precisas para uma ampla gama de eventos futuros, incluindo dados macroeconômicos, e ainda resultados esportivos, segundo Peeters [17], e resultados eleitorais, segundo Forsythe et al. [15].

Os mercados de previsão clássicos são configurados como CDAs (*Continuous Double Auction*) e, como tal, espera-se geralmente que tenham melhor desempenho em ambientes de elevada liquidez, com muitos *traders* de competências variadas [15].

Nos mercados de previsão, o último preço é tratado como a melhor estimativa da multidão. Nos mercados de CDAs, dois negociantes marginais produzem o preço: o mais recente licitante com lance mais alto e o vendedor com preço mais baixo, embora, em mercados altamente líquidos, esses dois indivíduos tenham capacidade limitada de influenciar o preço. Se os *traders* tivessem optado por transacionar a preços diferentes, outros poderiam ter intervindo para definir o preço. A disponibilidade do histórico de preços e a profundidade da carteira de pedidos facilitam a manutenção da estabilidade dos preços.

Por outro lado, há testes empíricos que indicam que os mercados podem operar eficazmente mesmo sem incentivos monetários reais [6] e com um número limitado de analistas [18]. Strijbis e Arnesen [19] argumentam ainda que o desempenho preditivo dos mercados depende mais da configuração do mercado e menos da composição do *pool* de *traders*.

Aprofundando a discussão a respeito do trabalho de Servan-Schreiber et al. [6], os autores procuram responder a seguinte pergunta: “quanta precisão de previsão se perde quando se opera mercados de previsão com dinheiro fictício em vez de dinheiro real?”, sendo a grande diferença se é necessário que os *traders* assumam ou não um risco financeiro pessoal. Se a alternativa do dinheiro fictício não obrigar a comprometer demasiada precisão, então a facilidade de implementação deverá ajudar a tecnologia de

previsão do mercado a encontrar utilizações mais amplas em políticas públicas, previsões empresariais e investigação de produtos. A teoria sugere que o dinheiro real pode motivar melhor a descoberta de informação, enquanto nos mercados de dinheiro fictício aqueles com riqueza substancial são aqueles com um histórico de previsões bem-sucedidas, sugerindo potencial para uma ponderação mais eficiente das opiniões individuais.

Os autores compararam as previsões de dois sites populares de negociação esportiva, um que opera mercados de dinheiro fictício do tipo que pode ser facilmente implementado em ambientes corporativos ou de acordo com legislação antijogo rigorosa (NewsFutures.com), e outra que funciona como uma sofisticada operação de apostas (TradeSports.com). Descobriram que nenhum tipo de mercado era sistematicamente mais preciso que o outro em 208 jogos. Em outras palavras, os mercados de previsão baseados em dinheiro fictício podem ser tão precisos quanto aqueles baseados em dinheiro real. Neste caso, o dinheiro (real) não importa.

O ingrediente essencial parece ser uma comunidade de *traders* motivada e bem-informada, e o dinheiro é apenas uma entre muitas formas práticas de atrair esses *traders*.

8.2. SONDAGENS DE PREVISÃO

Reforçado pelos resultados desse estudo [6], aumenta o interesse deste trabalho em pesquisas de previsão, também chamadas de grupos de opinião ou métodos de elicitación de especialistas, e muitas vezes usadas como sinônimos de torneios de previsão - um sistema alternativo de previsão de multidões que se baseia na obtenção direta de estimativas de probabilidade dos previsores, fornecendo *feedback* de pontuação adequada sobre seu desempenho individual [20]. Essas estimativas individuais podem ainda serem agregadas estatisticamente [21], por exemplo, um analista numa sondagem de previsão pode submeter uma estimativa de probabilidade de 40% enquanto outro submete uma estimativa de apenas 10%. Estas previsões seriam combinadas por um algoritmo de agregação, como uma média ponderada ou um modelo estatístico mais complexo, e uma vez resolvida a questão, os analistas receberiam uma pontuação de precisão com base nas suas previsões individuais e no resultado que se materializou.

Ressalta-se que as pesquisas de previsão não devem ser confundidas com pesquisas de opinião. Nas pesquisas de opinião, os entrevistados são normalmente questionados sobre suas preferências ou intenções pessoais, em uma única ocasião. Nas pesquisas de previsão, os entrevistados fazem previsões sobre eventos futuros, visando a precisão. Pesquisas anteriores mostram que as previsões dos participantes sobre os resultados eleitorais fornecem estimativas mais precisas do que as preferências declaradas dos participantes sobre os resultados eleitorais [22].

Existem duas distinções importantes entre sondagens de previsão e outras sondagens ou inquéritos. Primeiro, nas pesquisas de previsão, são solicitadas aos participantes previsões probabilísticas, em vez de preferências ou intenções de voto. As previsões são obtidas em um contexto dinâmico. Os meteorologistas atualizam suas previsões sempre que desejam e o *feedback* é fornecido quando os eventos são resolvidos. Em segundo lugar, os previsores competem com outros previsores. Terceiro, as pesquisas de previsão baseiam-se em multidões de dezenas, centenas ou milhares de indivíduos, que podem ter conhecimento, mas não são necessariamente especialistas no assunto, o que distingue as pesquisas das técnicas de obtenção de informações especializadas.

Nas pesquisas de previsão, os analistas têm incentivos para atualizar as suas previsões, mas nem todos eles atualizam ao mesmo tempo. Uma média simples de todo histórico de previsões atribuiria um peso exagerado a previsões mais antigas, tornando-a indiferente a novos desenvolvimentos. Uma solução é

o desconto exponencial, em que o peso de cada estimativa depende do período desde a última atualização. Esta abordagem é uma média móvel de um número (ou proporção) predefinido das previsões mais recentes.

8.3. ESTUDO DE CASO DE GAMIFICAÇÃO: APLICATIVO WAZE

Para um melhor entendimento reproduzimos aqui o case famoso do aplicativo de mapeamento de rotas e navegador GPS *Waze* [23].

Quando se trata de coletar dados do usuário, o *Waze* faz isso de duas maneiras, passivamente e manualmente. Os dados passivos são coletados sem a necessidade de entrada do usuário, por exemplo, o *Waze* pode detectar a velocidade com que você está viajando, juntamente com qualquer outra pessoa que esteja viajando na mesma direção na mesma via. Se você e outros usuários, conhecidos como *Wazers*, estão diminuindo a velocidade abaixo do limite de velocidade registrado na rota, o aplicativo rastreia automaticamente e cria atualizações de tráfego ao vivo e tempos de deslocamento para todos os usuários. É simples, eficiente e feito sem qualquer intervenção do usuário.

No lado manual, os usuários podem sinalizar e enviar vários perigos e chamadas que variam de carros parados na estrada, a animais mortos, policiamento e colisões. A entrada desses alertas é feita em alguns simples toques na tela, com botões grandes e fáceis de ver para tornar a condução o mais segura possível. Os alertas são então compartilhados ao vivo com todos os outros usuários na área geográfica. Esses dados específicos do contexto são a essência do sucesso do *Waze* e sua funcionalidade mais única em comparação com todos os outros navegadores GPS. Convencer os usuários a enviarem informações livre e manualmente é tão fácil quanto estimulante. Agora imagine o quão difícil é, quando esse usuário está focado na direção.

O *Waze* utiliza muitos sistemas de *design* e mecânicas de videogame para transformar seus Usuários em Contribuidores – utilizando a gamificação para incentivar os usuários a enviarem dados, rompendo as barreiras usuais.

Reconhecimentos de Alerta

O reforço positivo é a primeira camada que o *Waze* usa para incentivar as contribuições. Quando um usuário envia um alerta, ele é imediatamente informado de quantos *Wazers* na área foram ajudados com os dados. Ao receber alertas de outros *Wazers*, você pode "curtir" o alerta com a simples pressão de um toque.

Classificações: Criando Competição

Uma das maneiras mais eficazes de criar super contribuidores que continuamente se envolvem e enviam dados é criar uma pequena competição saudável. As classificações fazem exatamente isso, colocando os principais contribuidores uns contra os outros. Qualquer e todas as ações que melhoram o aplicativo *Waze* ganham pontos para uso na Classificação. Os pontos são tabulados e contabilizados para posicionar os usuários de forma descendente. Os 50 principais usuários são exibidos junto com sua própria classificação individual, caso você não esteja entre os 50 primeiros.

As classificações são divididas por geolocalização (estado ou todos os estados) e são ainda mais divididas por semana e líderes de todos os tempos. A classificação semanal atualizada é de particular importância, pois permite que até mesmo novos usuários tentem competir, ao contrário da categoria "todos os tempos", em que a competição pode parecer assustadoramente desafiadores. A competição de classificação não é o único sistema de progressão e objetivo gamificado, embora o *Waze* também

apresente um sistema básico de pontos de experiência e nível.

Crowd Sourcing

Como usuário do *Waze*, você contribui com dados de tráfego simplesmente dirigindo e relatando tráfego, perigos, acidentes e muito mais. Essas informações são imediatamente disponibilizadas para outros usuários do *Waze* ao seu redor. O sistema de navegação então leva em consideração todos os dados fornecidos pela multidão de todos os usuários do *Waze* para ajudá-lo a encontrar a rota mais rápida para o seu destino. Os dados do mapa também são coletados da comunidade, o que garante que os mapas estejam sempre atualizados

Gamificação

O *Waze* tem um sistema de pontuação que permite ganhar pontos enquanto dirige e relata. À medida que você ganha mais pontos, você "sobe de nível" e suas permissões de relatório crescem enquanto seus relatórios têm maior influência no roteamento em tempo real. Você também pode ver sua classificação em relação a outros usuários do *Waze* em seu país e globalmente.

O resultado final é uma navegação relevante para qualquer pessoa que viaje no horário de pico, extremamente eficaz (pergunte a qualquer usuário do *Waze* que tenha economizado horas evitando o trânsito) e divertida de usar.

Outro aplicativo que influencia as decisões de mobilidade urbana e comportamento de viagens pessoais é a *Metropia*. É uma plataforma avançada que permite aos viajantes descobrirem possibilidades de mobilidade para otimizar suas viagens. A *Metropia* usa tecnologia móvel, dados em tempo real e algoritmos preditivos de *back-end* para prever o tráfego e fornecer a melhor rota. Estratégias de economia comportamental e elementos de gamificação são usados para incentivar e recompensar os motoristas a mudar suas viagens para horários fora de pico, pegar corredores subutilizados e optar por modos alternativos de transporte. Incentiva os motoristas a ganharem recompensas, economizar tempo e combustível, ou reduzir as emissões de CO₂.

Outras plataformas que usam tecnologias de geoinformação e técnicas de gamificação na transformação de sistemas de transporte urbano são: software de gerenciamento de deslocamento *RideAmigos*; *TravelWise Tracker* - um site que ajuda as pessoas a combaterem a poluição com viagens que economizam energia, como caronas, caminhadas e ciclismo.