

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.10.r

Impactos regulatórios e legados

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

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



BANCO MUNDIAL
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL



Índice de conteúdo

1.	Glossário	3
2.	Introdução	5
2.1.	Motivação	5
2.2.	Objetivos do projeto	6
2.3.	Objetivos deste relatório	7
2.4.	Estrutura deste relatório	7
3.	Arcabouço legal e regulatório	9
3.1.	Rito legal e regulatório	9
3.2.	Base Legal do Marco Regulatório	11
3.3.	Instituições e Atribuições	13
4.	Frentes de Implementação	20
4.1.	Frente elementos mínimos	20
4.2.	Frente Reservatórios Virtuais	27
4.3.	Frente sistematização	36
5.	Tratamento dos Legados	48
5.1.	Elementos centrais	48
5.2.	Agentes blindados de risco	51
5.3.	Transição	60
6.	Conclusões	62
6.1.	Síntese de recomendações	62
6.2.	Matriz de risco	63
7.	Referências	68

1. Glossário

ANA	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCRBТ	Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
CFURH	Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas de Computação no Setor Elétrico
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
FTR	<i>Financial Transmission Rights</i> (direitos financeiros de transmissão)
GAG	Custo da Gestão dos Ativos de Geração
GNL	Gás natural liquefeito
GW	Gigawatt (corresponde a 1000 MW, ver abaixo)
GWh	Gigawatt-hora (corresponde a 1000 MWh, ver abaixo)
MAE	Mercado Atacadista de Energia (hoje extinto)
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia

MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt (unidade de potência)
MWh	Megawatt-hora (unidade de energia)
NEWAVE	Software usado no Brasil para o planejamento de médio e longo prazo
Nordpool	Bolsa de energia que opera em parte dos países europeus
O&M	Operação e manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena central hidrelétrica
PDP	Programa Diário de Produção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PJM	Operador do sistema elétrico da região leste dos Estados Unidos
PL	Projeto de Lei
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
RAG	Receita Anual de Geração
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
Sisol	Sistema Isolado

2. Introdução

2.1. 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 “líquidadas” todas as transações de energia de curto prazo do SIN realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este preço é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é baseado no despacho definido pelos modelos computacionais em um processo *ex ante*, ou seja, é apurado com as informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e a demanda prevista para cada submercado.

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

2.2. 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.

2.3. OBJETIVOS DESTE RELATÓRIO

Este relatório tem como objetivo mapear os impactos qualitativos decorrentes da transição para um modelo de formação de preços baseado em ofertas, bem como avaliar as alterações necessárias na estrutura legal e regulatória, tendo em vista as propostas detalhadas nos Relatórios 6 (entregável e.6.r)[1] , 7 (entregável e.7.r) [2] e 8 (entregável e.8.r) [3] deste Projeto. Nesse sentido, o documento busca oferecer um detalhamento do arcabouço vigente no Brasil, incluindo informações sobre o funcionamento do rito legal e regulatório, as instituições estabelecidas no setor elétrico e suas principais atribuições.

Este entregável concentra-se na análise qualitativa dos impactos regulatórios, comerciais, processuais e financeiros decorrentes da transição para um mercado baseado em ofertas. Sua finalidade é apresentar propostas de adaptação para algumas tipologias de contratos vigentes, assegurando a estabilidade jurídica e a segurança regulatória, e mitigando possíveis fontes de litígio que possam emergir ao longo do processo. Ressalta-se que o objetivo não é promover alterações nos contratos existentes, mesmo que a mudança nas regras de contabilização de mercado possa implicar variações no perfil de risco de, pelo menos, uma das partes envolvidas. Para algumas tipologias de contratos de natureza específica, como por exemplo contratos de Energia de Reserva e Cotas de Garantia Física, pode ser necessário um cuidado adicional, e estes casos serão avaliados individualmente. Esta avaliação estará centrada menos na representação dos contratos em si e mais nas categorias de agentes blindados de risco pelos termos legados destes contratos, visto que um agente blindado de risco não tem os incentivos corretos para participar de um mercado baseado em ofertas.

Neste relatório, são propostas regras de transição, divididas em três Frentes de implementação, de modo a assegurar o adequado funcionamento do processo de formação de preços, com a identificação sobre as adaptações necessárias às distintas categorias de agentes. São avaliados possíveis tratamentos aos contratos legados, destacando a possibilidade de que os agentes optem por uma transição voluntária ao novo mecanismo. Para isso, foi realizado um mapeamento sobre os elementos mais concretos sobre o que precisaria ser revisado e alterado em termos de normas e legislação, além de dar destaque para os possíveis riscos e obstáculos, ou seja, desafios regulatórios a serem tratados para a implementação de um novo paradigma de formação de preços para o Brasil.

2.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

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

- O Capítulo 3 introduz a forma como está estruturado o arcabouço legal e regulatório vigente e atribuições das principais instituições do setor.
- O Capítulo 4 explora três Frentes de Implementação para o estabelecimento da formação de preços com elementos por ofertas no Brasil;

- O Capítulo 5 detalha o tratamento aos contratos Legados, tendo em vista a transição para o modelo de formação de preços com elementos por ofertas e apresenta considerações sobre a implementação de uma operação sombra;
- O Capítulo 6 conclui o relatório, apresentando uma síntese do caminho a ser percorrido para possibilitar o paradigma de preços com elementos por ofertas no Brasil, incluindo a atualização da matriz de risco associada à reforma.

3. Arcabouço legal e regulatório

Nos anos 90, o setor elétrico brasileiro passou por uma importante reforma, que levou à desverticalização do setor e teve como objetivo criar um ambiente competitivo para estimular novos investimentos na expansão da oferta de energia e garantir eficiência econômica. Essa transformação aconteceu através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) e a reforma promovida resultou na criação de novas funções institucionais, exigindo a criação de novas entidades, como o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Entre as funções do antigo MAE, atual CCEE, estão a contabilização das transações de compra e venda de energia elétrica, bem como a liquidação das diferenças entre os valores contratados e os valores medidos. É interessante observar que, já nesta ocasião, um dos temas discutidos era a forma de liquidação financeira a ser utilizada, inclusive tendo sido considerada a possibilidade de adoção do mecanismo de liquidação dupla, recomendado no âmbito deste projeto [4].

Em 2001, como resposta ao período de racionamento de energia, foi publicada a Resolução nº 18 de 22 de junho de 2001 [5] pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Essa resolução criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com o objetivo de reavaliar os resultados da reforma do setor elétrico realizada na década de 90. No ano de 2004 ocorreu a segunda reforma estrutural do setor elétrico brasileiro, denominada Novo Modelo do Setor Elétrico (MSEB-2004), sendo a Lei nº 10.848/2004 [6] responsável por alterar significativamente o marco legal e regulatório do setor elétrico brasileiro. Esta reestruturação teve como principais fundamentos a modicidade tarifária, a segurança no fornecimento de energia elétrica e a inclusão social, através de iniciativas que buscavam ampliar o acesso universal à energia.

Em 2019, foi criado o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM), com a missão de propor e implementar ações de curto, médio e longo prazo para a modernização do setor. Entre suas principais iniciativas, destaca-se a melhoria dos mecanismos de formação de preços, visando refletir de forma mais precisa as condições de oferta e demanda.

3.1. RITO LEGAL E REGULATÓRIO

A base legal do setor elétrico foi construída com o intuito de estabelecer as diretrizes de política energética que norteiam a operação e expansão do setor, bem como definir as bases da estrutura do mercado e seus elementos de desenho. Usualmente, o instrumento legal apresenta regras gerais com atribuição sobre a responsabilidade acerca de seu detalhamento e aplicação. Por isso, a partir da promulgação de uma lei, há o início do processo de regulamentação infralegal, ou seja, o desenvolvimento do arcabouço regulatório, contendo o detalhamento das definições legais, metodologias e responsabilidades específicas a cerca de aplicação e fiscalização de regras.

O processo de regulamentação de uma lei no Brasil é de responsabilidade do Poder Executivo, e envolve diversas partes e instituições, com o objetivo de detalhar aspectos que, usualmente, não fazem parte do texto legal, partindo das diretrizes gerais estabelecidas na própria lei. A regulamentação deve, então, seguir as regras gerais introduzidas pela lei, especialmente quando esta for específica em suas determinações ou, ainda, atribuir responsabilidades diretas a determinados órgãos ou agentes. Neste contexto, a regulamentação se torna mais restrita, reduzindo o espaço para atuação discricionária por parte do Poder Executivo.

O rito de regulamentação mais comum inicia-se com a Presidência da República, que emite diretrizes e atribuições adicionais relacionadas às determinações de uma lei, por meio de Decreto Presidencial. A função de um Decreto Presidencial é estabelecer regras, diretrizes e detalhamentos necessários para a implementação e execução de uma lei, complementando suas disposições e orientando a atuação dos órgãos públicos. Além disso, o Decreto pode interpretar aspectos da legislação para facilitar sua aplicação prática, garantir a precisão na execução de políticas públicas e organizar procedimentos administrativos, sempre respeitando os limites estabelecidos pelo ordenamento jurídico.

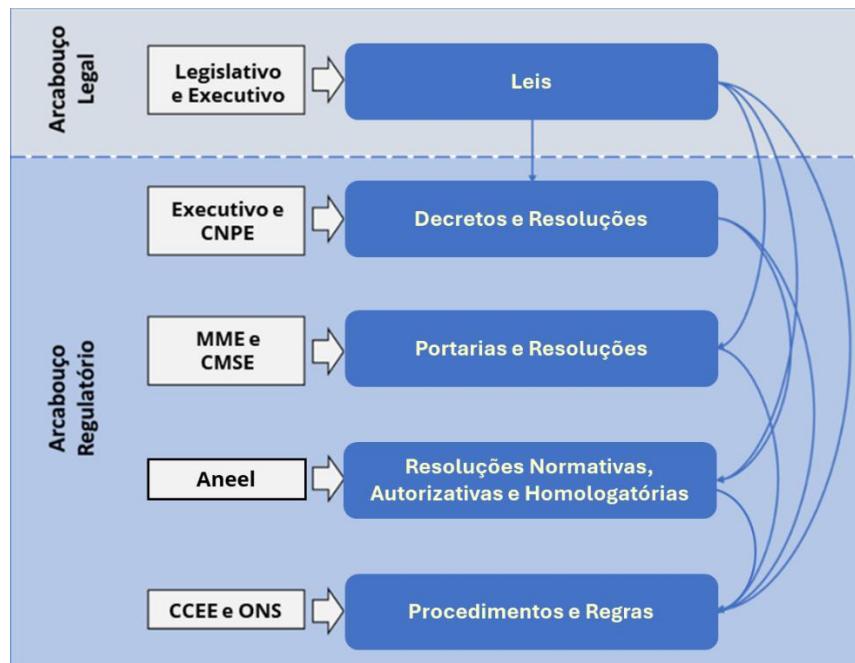
A função do Decreto exerce grande influência no futuro do arcabouço regulatório, pois reduz as possibilidades de interpretações divergentes ou ambiguidades que possam surgir fruto da aplicação da Lei, especialmente considerando que as Leis geralmente possuem menor nível de detalhamento quando comparadas aos Decretos. Contudo, é importante destacar que um Decreto nunca pode alterar ou contrariar as determinações estabelecidas na lei de origem, devendo, sempre, respeitar os limites jurídicos.

Outro instrumento com a capacidade de estabelecer diretrizes e responsabilidades adicionais, são as resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Este órgão é responsável pelo assessoramento ao Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes energéticas,. No entanto, suas decisões devem estar sempre fundamentadas nas competências e determinações legais já aprovadas pelo Congresso Nacional. Ressalta-se que não é necessária a promulgação de uma nova Lei para que seja emitido um Decreto Presidencial ou uma Resolução do CNPE. No entanto, estes instrumentos sempre se baseiam em competências e determinações válidas e vigentes, conferidas em Lei.

O Ministério de Minas e Energia (MME) possui prerrogativa de emitir Portarias, que usualmente apresentam um conteúdo mais técnico sobre os temas a serem regulamentados. As Portarias do MME podem, também, atribuir responsabilidades a agentes do setor, respeitadas as competências vigentes proferidas por Leis, Decretos e Resoluções. Ressalta-se que estes instrumentos podem diretamente determinar o seguimento do processo de regulamentação à ANEEL a partir das diretrizes determinadas específicas.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é também um relevante órgão setorial, e possui a competência, dentre outras, de acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados, avaliando as condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados. Realiza análises integradas de segurança do abastecimento e do mercado energético, considerando fatores como demanda, oferta, configuração dos sistemas e interconexões e pode elaborar propostas associadas à manutenção da segurança de suprimento.

A Figura 1 abaixo apresenta o fluxograma institucional dos processos de regulamentação existentes no Brasil.

Figura 1 – Processo de regulamentação

3.2. BASE LEGAL DO MARCO REGULATÓRIO

Esta seção apresenta um resumo da trajetória da base legal que sustenta o marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro desde sua reformulação em 2004. Ao longo dos anos, este arcabouço foi contribuindo para a estruturação e o funcionamento do setor, refletindo os avanços e desafios enfrentados ao longo do tempo. Ressalta-se que a implementação de um novo paradigma de formação de preços com elementos por oferta poderá demandar alterações nesse quadro legal, visando garantir sua adequação às novidades e às exigências de um novo mercado, sempre buscando alinhar as condições econômicas e operacionais atuais.

Em 2004, foi implementada a segunda reforma institucional do setor elétrico, conhecida como Novo Modelo do Setor Elétrico (MSEB-2004). Esse novo modelo teve como fundamentos principais a promoção da modicidade tarifária, a garantia de segurança no suprimento de energia elétrica e a inclusão social por meio de programas de universalização do acesso à energia. A Lei nº 10.848/2004 [6], de 15 de março, promoveu mudanças profundas no marco regulatório do setor elétrico brasileiro, incluindo:

- A criação de dois ambientes de contratação: regulado (ACR) e livre (ACL);
- A instalação da CCEE, que substituiu o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE);
- A regulamentação de que o processo de comercialização é registrado na CCEE, estando sob a regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Esta Lei é reconhecida como o marco regulatório do setor elétrico no que tange à comercialização de energia. Entre suas disposições, trata dos processos de estabelecimento de preços, bem como das condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, estabelecendo diretrizes essenciais para o funcionamento e a regulação do setor elétrico. Destacam-se os seguintes trechos:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema

Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

(...)

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

(...)

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços anciliares de energia elétrica.

A Lei nº 10.848/2004 [6] foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004 [7], que constitui parte da base legal para a comercialização e liquidação de energia no Brasil. Este Decreto estabelece os critérios para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), incluindo seus limites mínimo e máximo, bem como os elementos que devem ser considerados na sua determinação, conforme Art. 57 do referido Decreto, abaixo transcrito.

"Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD. ([Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017](#))

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - 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;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica." (Grifo nosso)

Como se pode observar no trecho transcrito acima do Decreto nº 5.163/2004 [7], este ato administrativo de natureza regulamentar estabelece as diretrizes para a comercialização de energia elétrica no Brasil. Assim, é determinado que a contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas

com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a ser publicado pela CCEE. Ainda, o texto do Decreto define que o PLD deverá ser calculado de maneira antecipada, com base no custo marginal de operação do sistema, limitado por preços mínimo e máximo.

Ainda no Art. 1º, a Lei nº 10.848/2004 [6] apresenta definição sobre alocação dos custos envolvidos na provisão de eletricidade que não são recuperados pelo mercado de energia, os quais são arcados via encargo e, no caso do setor elétrico, trata-se do atual Encargo de Serviços do Sistema, que é responsável por cobrir os custos abaixo transcritos, assim como as diferenças entre o CVU e o PLD das usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito.

§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços aniliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

III - a reserva de capacidade, em MVA, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador nos Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

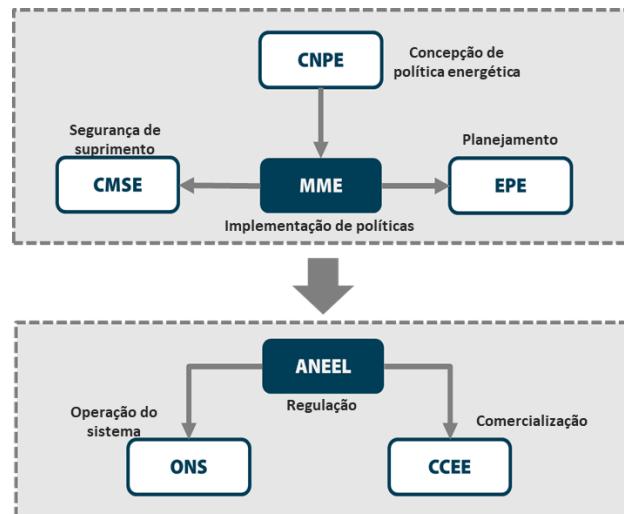
IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e de alívio de cargas; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

V - o deslocamento da geração hidroelétrica de que trata o art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

A base legal para operação e despacho do Sistema Interligado Nacional (SIN) está definida no âmbito da Lei nº 9.648/1998 [8]. Essa lei atribui ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a responsabilidade pela coordenação e controle das atividades relacionadas à geração e transmissão de energia elétrica no SIN, incluindo também a previsão de carga, o planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) e outras atribuições essenciais para a gestão eficiente e segura do sistema.

3.3. INSTITUIÇÕES E ATRIBUIÇÕES

Esta seção tem como objetivo delinear a estrutura institucional atual do setor elétrico, destacando os principais agentes e suas respectivas atribuições, como resumido na Figura 2 abaixo. A implementação de um modelo de formação de preços por ofertas poderá alterar os processos das instituições mais diretamente envolvidas no despacho e na definição de preços de curto prazo, introduzindo a necessidade de estabelecer novos procedimentos para lidar com as particularidades do novo paradigma.

Figura 2 – Arranjo institucional do Setor Elétrico

3.3.1. CNPE

A Lei nº 9.478/1997 [9] além de dispor sobre a política energética nacional, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), entre outros. O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, e composto por Ministros de Estado de diversas pastas setoriais, além do presidente da Empresa de Pesquisa Energética, bem como por representantes indicados conforme previsão regulamentar. Sua atuação se relaciona à formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas, dentre outras, à promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País.

A Lei nº 10.848/2004 [6] apresenta outras atribuições do CNPE, como o estabelecimento de critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, e, ainda, definição de diretrizes para a previsão de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível considerando as características específicas de cada fonte energética. Ainda, o Decreto nº 3.520/2000 [10] dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do CNPE e a Resolução CNPE nº 14/2019 [11] aprova seu Regimento Interno.

O CNPE possui papel estratégico na definição de políticas que interferem diretamente na formação de preços do setor. Ressalta-se que, em 2024 foi publicada a Resolução CNPE nº 1/2024, modificando as diretrizes a respeito da política atinente à integração entre as temáticas de dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais do setor elétrico, com destaque à desconstituição da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP). Nessa oportunidade, foi atribuído à ANEEL a responsabilidade de criar, organizar e supervisionar um comitê de governança específico, com a finalidade de avaliar melhorias nos parâmetros, metodologias e modelos computacionais utilizados nas atividades de planejamento e programação da operação e formação de preços de curto prazo.

Importa destacar que a Resolução CNPE nº 1/2024 trata das diretrizes para garantir a coerência e a integração dos dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e pela CCEE, incluindo as metodologias utilizadas para a planejamento da expansão, planejamento e programação da operação e formação de preços no setor de energia elétrica.

3.3.2.

MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado pelas Leis nº 3.782/1960 [12] e nº 8.422/1992 [13] e sua missão institucional é formular e garantir a implementação de Políticas Públicas que promovam a gestão sustentável dos recursos energéticos e minerais, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico do país, observadas as diretrizes aprovadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Além disso, o MME é responsável pelo planejamento do setor energético e atua como autoridade concedente do governo com relação às concessões para usinas hidrelétricas, bem como para a prestação de serviços públicos, incluindo transmissão e distribuição de energia.

O Ministério de Minas e Energia (MME) também tem a responsabilidade de indicar membros para a diretoria do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), inclusive os dirigentes máximos, sendo partícipe, portanto, do processo de estruturação do corpo gestor dessas importantes entidades do setor elétrico.

3.3.3.

EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), autorizada pela Lei nº 10.847/2004 [14] e criada pelo Decreto nº 5.184/2004 [15], tem como responsabilidade fornecer suporte técnico ao Ministério de Minas e Energia (MME) em estudos e pesquisas que subsidiem o planejamento energético nacional. No âmbito da transmissão, com base em estudos da EPE e observadas as contribuições do ONS e da ANEEL, há a emissão, pelo MME, dos Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica, que possuem caráter determinativo e que balizam a realização dos leilões para a implantação dos empreendimentos. Por outro lado, os planos de expansão da geração adotam uma abordagem indicativa, sendo que a definição sobre expansão do parque gerador, como sua localização e cronograma, depende principalmente de resultados de leilões e de iniciativas de agentes atuantes no mercado livre de energia.

Os estudos de planejamento da expansão da geração têm como finalidade fornecer ao governo e aos agentes do setor uma visão prospectiva do cenário energético futuro, identificando as necessidades de expansão e os investimentos necessários. Nesse contexto, a EPE possui, dentre suas principais responsabilidades, a realização de análises técnicas que apoiam a tomada de decisão e o planejamento de longo prazo no setor energético. A EPE tem, dentre outras, as seguintes responsabilidades:

- Formular estudos para a definição da matriz energética, com indicação de estratégias a serem perseguidas e metas a serem atingidas no longo prazo;
- Realizar estudos técnicos para (novos) leilões de expansão da oferta de energia, incluindo o cálculo das Garantias Físicas;
- Realizar estudos para planejamento integrado de recursos energéticos;
- Preparar estudos de expansão do sistema (geração e transmissão)¹, incluindo os planos de expansão de 10 anos da geração e transmissão (Plano Decenal de Expansão – PDE);
- Promover estudos de potencial energético, incluindo estudos de viabilidade de bacias hidrográficas;

¹ A expansão do sistema de distribuição é de responsabilidade de cada distribuidora. De acordo com a regulamentação atual, os investimentos feitos pelas distribuidoras para atender às necessidades de expansão são auditados pela ANEEL (durante a revisão tarifária) para avaliação sobre sua real necessidade.

- Obter a licença ambiental prévia necessária para os leilões de novos projetos de transmissão e hidrelétricos e, no caso dos últimos, também a declaração de disponibilidade hidráulica;
- Verificar a solidez técnica dos projetos de geração, a fim de habilitá-los a participar dos leilões regulados para o mercado cativo.

3.3.4.

CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), instituído pela Lei nº 10.848/2004 [6] e pelo Decreto nº 5.175/2004 [16], é um órgão consultivo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (MME) que possui como objetivo acompanhar e avaliar, de forma permanente, a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético no Brasil. O CMSE é composto por quatro representantes do Ministério de Minas e Energia (MME) e os titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo (ANP), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A principal função do CMSE é acompanhar a confiabilidade do fornecimento de energia a curto prazo, identificando de forma antecipada eventuais problemas de abastecimento, tais como atrasos na implementação de novas usinas de geração, contribuindo para ações preventivas que garantam a estabilidade e a segurança do sistema elétrico nacional.

O CMSE é responsável por acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados, avaliando as condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados. Sua atuação inclui a realização de análises integradas de segurança do abastecimento e do mercado energético, considerando fatores como demanda, oferta, configuração dos sistemas e interconexões.

Ademais, destaca-se a atribuição do Comitê, em caráter extraordinário e devidamente respaldado por estudo do ONS, com vistas a garantir o suprimento energético, autorizar o ONS a despachar, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados.

O CMSE, ao autorizar a adoção de medidas excepcionais com o objetivo de garantir a segurança do suprimento, deve manter seu papel de monitoramento contínuo e cauteloso, assegurando que qualquer atuação seja realizada de forma parcimoniosa e altamente justificada. Essa abordagem visa evitar distorções nos incentivos dos agentes do setor.

De forma complementar, a Resolução CNPE nº 1/2024 [17], em seu Art. 4º, apresenta atribuições ao CMSE, como transcrito abaixo:

Art. 4º A avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco a ser utilizado nos modelos computacionais competirá ao CMSE, observado o disposto no § 3º do art. 3º.

§ 1º Na avaliação de que trata o caput, deverá ser buscada a aderência ao nível de aversão ao risco adotado na política operativa, considerando inclusive as medidas adicionais eventualmente utilizadas com vistas à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

§ 2º Caberá ao CMSE a definição e divulgação dos critérios, dos ritos e prazos próprios para o desenvolvimento das atividades do caput, inclusive quanto às referências a serem consideradas para a caracterização de alteração ou manutenção do nível de aversão ao risco, observada a transparência e a participação social.

3.3.5.

ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei nº 9.427/1996 [18] e pelo Decreto nº 2.335/1997 [19], atua como órgão regulador e supervisor do setor elétrico. Sua missão compreende regular e fiscalizar as atividades do setor, garantindo o equilíbrio entre agentes, a qualidade do serviço e a eficiência econômica. Em particular, a ANEEL é responsável por:

- Cálculo e revisão de tarifas de distribuição, transmissão e geração (para as usinas cuja energia possui preço regulado);
- Estabelecimento de condições gerais para a contratação de acesso e uso das instalações de transmissão e distribuição por concessionárias e consumidores;
- Gestão dos contratos de concessão ou permissão de serviços públicos de energia elétrica, incluindo a supervisão de todas as instalações do sistema;
- Definição de regras de participação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e autorização das atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As decisões da ANEEL são tomadas por uma diretoria composta por cinco diretores, cujos mandatos têm duração de cinco anos e são de mandato não coincidente, garantindo maior autonomia e estabilidade às suas deliberações. Os diretores são nomeados pelo Presidente da República condicionados à prévia aprovação do Senado Federal. Além disso, a ANEEL possui a capacidade de estabelecer acordos com agências reguladoras estaduais, para delegar certas atribuições regulatórias, promovendo maior eficiência na atuação conjunta. Os procedimentos adotados pela ANEEL são extremamente transparentes, sendo que as sessões de sua diretoria (reuniões de diretoria) são transmitidas ao vivo pela internet, assegurando acessibilidade e participação pública.[18]

3.3.6.

ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado pela Lei nº 9.648/1998 [8], posteriormente alterada pela Lei nº 10.848/2004 [6], e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004 [20]. A aprovação do seu Estatuto Social é de competência da ANEEL, tendo sido realizada por meio da Resolução Autorizativa nº 328/2004 [21]. O ONS é uma instituição privada, sem fins lucrativos, que atua por autorização e sob supervisão da ANEEL. Sua responsabilidade inclui a determinação e supervisão do despacho físico do sistema elétrico, além de fornecer os dados necessários para o despacho comercial, utilizado na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

O ONS possui diversas funções essenciais para o funcionamento do sistema elétrico, incluindo o planejamento operacional, a programação e o despacho da geração, buscando otimizar o uso dos recursos para garantir a confiabilidade do sistema. Além disso, mantém centros de controle para supervisionar e coordenar a operação do sistema elétrico nacional interligado e suas interconexões com países vizinhos. É responsável por gerir os serviços de transmissão de energia, incluindo os serviços aniliares e as condições de acesso. O ONS também propõe melhorias na rede básica, incluindo reforços nas instalações existentes, e define as regras operacionais para as instalações de transmissão, as quais devem ser aprovadas pela ANEEL.

A Lei 9.648/1998 [8] em seu Artigo 13, parágrafo único, estabelece as atribuições do ONS, abaixo transcritas:

"Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS: [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a

- otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;*
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;*
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;*
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços anciários;*
- e) 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; [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)*
- f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. [\(Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)*
- g) a partir de 1º de maio de 2017, a previsão de carga e o planejamento da operação do Sisol. [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)"*

3.3.7.

CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela Lei nº 10.848/2004 [6] , conforme Art. 4 transscrito abaixo, com sua organização, atribuições e funcionamento dispostos pelo Decreto nº 5.177/2004 [22], que foi posteriormente alterado pelo Decreto nº 11.835 de 20 de dezembro de 2023[23] . De maneira complementar o Decreto nº 5.163/2004, que entre outras funções, regulamenta a comercialização de energia elétrica, também trata de atribuições sob responsabilidade da Câmara. Ainda, a Resolução Normativa Aneel nº 957/2021 [24] institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE.

"Art. 4º Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei. [Regulamento](#)

§ 1º A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores de que tratam os [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. [\(Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

§ 2º A regulamentação deste artigo pelo Poder Concedente deverá abranger, dentre outras matérias, a definição das regras de funcionamento e organização da CCEE, bem como a forma de participação dos agentes do setor elétrico nessa Câmara.

§ 3º O Conselho de Administração da CCEE será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.

§ 4º Os custeios administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

§ 5º As regras para a resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes da CCEE serão estabelecidas na convenção de comercialização e em seu estatuto social, que deverão tratar do mecanismo e da convenção de arbitragem, nos termos da [Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996](#).

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão, permissão e autorização, ficam autorizadas a integrar a CCEE e a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem previstos no § 5º deste artigo.

§ 7º Consideram-se disponíveis os direitos relativos a créditos e débitos decorrentes das operações realizadas no âmbito da CCEE.

§ 8º O desligamento dos integrantes da CCEE, observado o disposto em regulamento da Aneel, poderá ocorrer, entre outras hipóteses: [\(Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

I - de forma compulsória; [\(Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

II - por solicitação do agente; e [\(Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

III - por descumprimento de obrigação no âmbito da CCEE. [\(Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

§ 9º O desligamento da CCEE de consumidores de que tratam os [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e o [§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), ensejará a suspensão do fornecimento de energia elétrica a todas as unidades consumidoras modeladas na CCEE. [\(Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)"

A CCEE é uma entidade privada, sem fins lucrativos, que atua de forma independente da ANEEL, embora esteja sujeita à sua regulação e fiscalização. Entre suas principais funções estão a gestão da comercialização de energia, a realização de leilões de compra de energia por delegação da ANEEL, bem como a condução da contabilização e da liquidação financeira nos ambientes de negociação livre e regulado.

4. Frentes de Implementação

A incorporação de elementos por ofertas na formação de preços no Brasil ensejará em ajustes na legislação e regulamentação vigente, bem como a criação de novas atribuições para as instituições existentes. Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais alterações necessárias, estruturadas em três frentes de implementação, de modo a assegurar o adequado funcionamento do processo de formação de preços, levando em consideração os elementos relacionados às ofertas de preços.

A primeira frente trata dos “Elementos Mínimos” para estabelecer no Brasil um mecanismo de formação de preços híbrido, com elementos por custo e por oferta. Nesta frente, serão abordadas as alterações necessárias ao arcabouço legal e regulatório vigente para estabelecimento da dupla contabilização e a redefinição dos preços mínimo e máximos para o Brasil, elementos identificados como imprescindíveis já no contexto atual, com formação de preços por custos.

A segunda frente, “Reservatórios Virtuais”, apresenta as alterações necessárias para a reforma do MRE e incorporação do mecanismo de reservatórios virtuais, assim como a implementação do mecanismo de ofertas de segurança, visando garantir a segurança de suprimento, associada à possibilidade de que as ofertas de reservatório virtual dos diferentes agentes possam levar a uma redução do nível de armazenamento de forma não otimizada, justificando a atuação do Operador de Mercado.

Por fim, é apresentada a frente de “Sistematização”, que identifica os aprimoramentos necessários para a implementação de elementos por oferta destinados às diferentes tecnologias fora do MRE, incluindo o desenvolvimento de uma normativa específica para o mecanismo de validação de ofertas. Além disso, essa frente abordará a evolução das regras para os agentes que, já no atual arcabouço, possuem a prerrogativa de submeter ofertas, como os agentes de Resposta da Demanda e Usinas Termelétricas, especialmente no que diz respeito ao atendimento de potência. É importante destacar que as discussões e revisões legais e regulatórias relacionadas às três Frentes podem ocorrer de forma simultânea, desde que a frente de “Elementos Mínimos” seja implementada antes da finalização das demais.

Destaca-se, ainda, que as alterações descritas neste capítulo levarão à necessidade de tratamento específico aos agentes legados, estabelecidos sob a ótica da regulamentação atual, tema que será discutido e aprofundado no Capítulo 5, com propostas associadas ao tratamento do Legados.

4.1. FRENTE ELEMENTOS MÍNIMOS

Neste capítulo, é descrito o arcabouço legal e regulatório que deverá ser adequado para implementação de elementos mínimos aderentes a um paradigma de formação de preços com elementos por ofertas, que inclui a implementação da dupla contabilização e a reforma dos limites de preços no Brasil.

4.1.1. DUPLA CONTABILIZAÇÃO

No Brasil, o processo de contabilização de energia elétrica envolve o registro detalhado de todas as transações entre os agentes do mercado, enquanto a liquidação financeira consiste no pagamento ou recebimento de valores resultantes de créditos e débitos dos participantes do mercado, fruto da contabilização. Ambos os processos são realizados pela CCEE e refletem as diferenças entre os compromissos contratuais assumidos e o comportamento de geração ou consumo dos agentes, em tempo real. No mecanismo de formação de preços adotado no Brasil, o preço de curto prazo da energia é calculado de maneira *ex ante*, com base em informações previstas com liquidação financeira única,

realizada com base nas quantidades consumidas ou produzidas efetivamente observadas *ex post*.

O modelo de contabilização única compromete a promoção da eficiência e a implementação de incentivos adequados aos agentes do setor. Essas distorções resultam em uma contabilização da oferta e da demanda a preços de mercado que não refletem o valor real da eletricidade no período, especialmente em um contexto de formação de preços por ofertas. Nesse sentido, uma mudança fundamental para o Brasil é a implementação de um sistema de contabilização dupla, capaz de mitigar essas distorções e promover maior eficiência no setor.

A dupla contabilização não é um assunto novo para o setor elétrico brasileiro, com discussões sobre o tema tendo sido iniciadas já nos anos 90, no contexto do Mercado Atacadista de Energia fruto do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). A Audiência Pública (AP) nº 002/2000 [25], instaurada com intuito de coletar subsídios e informações adicionais para o aprimoramento das Regras do MAE, por exemplo, apresentou como recomendação a adoção de um mecanismo de dupla contabilização, com base nas seguintes justificativas²:

- a. *O preço ex post fornecerá um preço mais preciso. O preço ex post garante um resultado que reflete a melhor aproximação das condições reais do sistema;*
- b. *O preço ex post reduz a possibilidade de manipulação (gaming). O preço ex post evita declarações de disponibilidades que levem a um aumento do preço do MAE do dia seguinte, e consequentemente da receita dos geradores.*
- c. *O encargo de serviço do sistema será menor. O preço do MAE determinado ex post, refletirá as variações reais do consumo e de disponibilidade, aproximando-se o despacho real do despacho previsto.*

A Resolução ANEEL nº 290 de 03 de agosto de 2000 [26] foi publicada como resultado da AP 002/2000, com a definição sobre adoção do mecanismo de liquidação única de forma inicial, por meio do preço de energia calculado *ex ante* em base mensal ou semanal. Contudo, um cronograma prevendo a inserção da dupla contabilização foi definido, para adoção de preços e quantidades calculados *ex ante* e *ex post*. O cronograma estabelecido não foi cumprido e, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico o tema voltou a ser pauta e, por meio da Resolução ANEEL nº 446 de 22 de agosto de 2002 [27] um novo prazo para inserção da dupla contabilização foi estabelecido, posteriormente prorrogado Resolução ANEEL nº 237 de 21 de maio de 2003 [28], que nunca chegou a ser atendido.

No ano seguinte, foi publicado o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 [7] que, entre outros temas, manteve a metodologia de contabilização única. O Capítulo IV, que trata da "DA CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS NO MERCADO DE CURTO PRAZO", apresenta, em seu Art. 57 § 1º:

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD. (Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017)

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, (...).

De forma adicional, a Resolução Normativa nº 957/2021 [24] traz os seguintes trechos de interesse do mecanismo em face:

CAPÍTULO II

² Documentos da 2ª fase da AP 002/2000 - Justificativa para a Determinação dos Preços do MAE *ex post*

DO PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO NO ÂMBITO DA CCEE

Art. 76. A CCEE identificará os montantes de energia comercializados pelos Agentes no MCP, por intermédio do processo de Contabilização, considerando os dados verificados de geração, de consumo e os montantes de energia elétrica contratados e registrados.

Art. 77. Conforme disciplina o art. 57 do Decreto nº 5.163, de 2004, a Contabilização e a Liquidação Financeira no MCP serão realizadas com base no PLD.

rt. 78. O PLD a ser divulgado pela CCEE será calculado antecipadamente, terá como base o Custo Marginal de Operação, será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto nos incisos I a VII do § 1º e no § 6º do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 2004, e regulamentação da ANEEL.

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

A forma de contabilização no Brasil, desde sua instauração não foi alterada, permanecendo o mecanismo de contabilização única. A principal mudança ocorrida ao longo desse período foi o horizonte de cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que, partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ter granularidade temporal horária, definido com um dia de antecedência. Contudo, importa destacar que a Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025 [29], entre outras alterações, propôs modificação à redação do § 5º do Art. 1º da Lei nº 10.848/2004 [6] destacada no item 0, introduzindo a possibilidade de contabilização dupla, conforme destacado a seguir.

"§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, ~~serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos~~ que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

§ 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 previamente estabelecidos e preços~~ que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observados, inclusive, os seguintes fatores: (Redação dada pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; (Redação dada pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)

III - o tratamento para os serviços anciliares de energia elétrica.

III - o tratamento para os serviços anciliares de energia elétrica; e (Redação dada pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)

IV - os limites de preços mínimo e máximo. (Incluído pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)"

Destaca-se que o prazo final para sua vigência foi 19 de setembro de 2025, e, os trechos acima não foram aprovados pelo congresso, não sendo convertidos em Lei. Muitas das propostas inseridas na MP 1.300/2025 [29] que não foram convertidas em Lei foram introduzidas no âmbito da tramitação da Medida Provisória 1.304/2025 [30], no formato de emendas parlamentares, incluindo a dupla contabilização. Esta foi aprovada na forma de Projeto de Lei de Conversão, remetida à sanção

presidencial³.

Contudo, até o momento, o modelo de liquidação e contabilização atualmente vigente no Brasil mantém-se no formato em que os preços são estabelecidos de forma *ex-ante*, ou seja, previamente à operação do sistema, com contabilização única.

4.1.1.1.ELEMENTOS DA BASE LEGAL E REGULATÓRIA A EQUACIONAR

Como introduzido no item 4.1.1, a Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025 [29] buscou trazer inovação relevante para o setor, incluindo a possibilidade de dupla contabilização, por meio da alteração da redação do § 5º do Art. 1º da Lei nº 10.848/2004 [6]. Este trecho específico da MP 1.300/2025 [29] não foi aprovado para conversão em Lei, porém incluído no Projeto de Lei de conversão da Medida Provisória nº 1.304 de 2025 [30], atualmente remetido para Sanção Presidencial, como exposto abaixo.

*§ 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 **previamente estabelecidos** e **escalas de preços previamente estabelecidos** que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:*

Ressalta-se que, considerando as alterações necessárias à Lei 10.848/2004 [6], o Decreto 5.163/2004 [7], também deverá ser ajustado, como abaixo proposto:

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

*§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado **de forma ex ante e ex post, considerando o previsto no inciso VIII, antecipadamente** como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:*

(..)

*VII - os intervalos de tempo **previamente estabelecidos** e **escalas de preços previamente estabelecidos** que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica; e,*

VIII - as quantidades declaradas e aquelas efetivamente entregues ou demandadas pelos agentes.

Além desta modificação, considerando que os processos de Contabilização e Liquidação Financeira possuem natureza específica e procedural, haverá necessidade de detalhamento por meio de arcabouço infralegal. Nesse sentido, o processo de dupla contabilização deverá ser formalizado e detalhado por meio de Resolução Normativa da ANEEL, a qual deverá alterar ou substituir a Resolução Normativa nº 957/2021 [24] .

CAPÍTULO II DO PROCESSO DE CONTABILIZAÇÃO NO ÂMBITO DA CCEE

*Art. 76. A CCEE identificará os montantes de energia comercializados pelos Agentes no MCP, por intermédio do processo de Contabilização, considerando os dados **informados e verificados de geração, de consumo e os montantes de energia elétrica contratados e registrados**.*

*Art. 77. Conforme disciplina o art. 57 do Decreto nº 5.163, de 2004, a Contabilização e a Liquidação Financeira no MCP serão realizadas **com base no PLD de forma dupla, considerando quantidades e PLD ex ante e ex post**.*

*Art. 78. O PLD a ser divulgado pela CCEE será calculado **ex ante e ex post antecipadamente**, terá como*

³ O prazo para Veto ou Sanção Presidencial do Projeto de Lei de conversão é até 24 de novembro de 2025.

base o Custo Marginal de Operação, será limitado por preços mínimo e máximo e deverá observar o disposto nos incisos I a VII do § 1º e no § 6º do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 2004, e regulamentação da ANEEL.

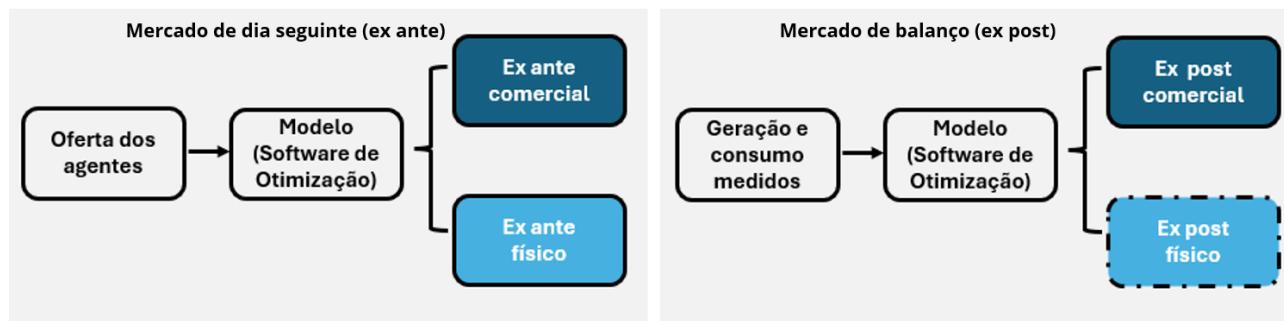
Esta resolução deverá definir as diretrizes para a dupla contabilização, incluindo a alocação de custos referentes às diferenças entre a contabilização ex-ante, com base na declaração dos agentes e a contabilização ex-post, efetuada com base nos dados do mercado em tempo real, ou seja, geração e consumo efetivo dos agentes. A partir dessas diretrizes, as regras e procedimentos de comercialização deverão ser ajustados para garantir conformidade com a nova norma.

4.1.1.2. DIÁLOGO ENTRE OS CONTRATOS E OS MERCADOS EX ANTE E EX POST

A introdução da dupla contabilização 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, no qual os agentes passaram a estar expostos às diferenças de preço spot para cada hora do dia no mercado de curto prazo. Contudo, a migração para um modelo de formação de preços “híbrido”, com elementos por oferta, poderá exigir a realização de acordos que compatibilizem os atuais contratos com a operação deste novo mercado, incluindo os riscos e oportunidades associados.

Para melhor compreender a natureza desta alteração é preciso lembrar que a dupla contabilização é composta por duas etapas fundamentais, ou seja, o despacho, de natureza física, e a formação de preços, de natureza comercial, são realizados em duas fases, no mercado *ex ante* (do dia seguinte) e no mercado *ex post* (de balanço), representados na Figura 1 abaixo.

Figura 1 – Etapas do despacho



Para fins de contabilização de receita, o cálculo a ser realizado no mercado de dia seguinte se dá por meio do produto entre o preço *ex-ante* (resultado da simulação comercial *ex ante*) e o indicativo de despacho (resultado da simulação física *ex ante*), representado pela Eq. 1, sendo R^1 a receita no mercado do dia seguinte, p^1 o preço no mercado do dia seguinte e q^1 a quantidade no mercado do dia seguinte.

$$R^1 = p^1 \cdot q^1 \quad \text{Eq. 1}$$

No mercado *ex-post* (também conhecido em algumas jurisdições por “mercado em tempo real” ou “mercado de balanço”), as quantidades efetivamente geradas e consumidas serão utilizadas para realização de uma segunda rodada do modelo (*software de otimização*), a qual será utilizada apenas para fins financeiros, de forma a definir um novo preço de curto prazo de equilíbrio, chamado de *ex post*. Nesse sentido, a receita do mercado de balanço R^2 , representado pela Eq. 2, será o produto do preço do mercado de balanço p^2 pela diferença entre a quantidade efetivamente gerada ou consumida no mercado de balanço q^2 e a quantidade considerada no mercado de dia seguinte q^1 , ou seja, $q^2 - q^1$.

$$R^2 = p^2 \cdot (q^2 - q^1)$$

Eq. 2

É importante observar que, ao adicionar contratos de longo prazo à estrutura base indicada na Figura 1, o que ocorre é a adição de uma nova componente de liquidação, ou seja, contrato inclui um elemento de receita, aqui tratado como R^{contr} e representado pela Eq. 3, que é o produto do preço de contrato pela quantidade contratada.

$$R^{contr} = p^{contr} \cdot q^{contr}$$

Eq. 3

A liquidação financeira *ex ante*, R^1 , passa a representar, além da liquidação do contrato em si, uma liquidação de diferenças, levando em consideração a diferença entre $q^1 - q^{contr}$, representados na Eq. 4. Já a liquidação financeira *ex post*, pode ser escrita como segundo Eq. 5, deve levar em conta tanto a diferença entre $q^1 - q^{contr}$ quanto $q^2 - q^{contr}$, de forma que liquidação *ex post* não é afetada pelos contratos firmados, ou seja, segue proporcional à diferença $q^2 - q^1$, como descrita na Eq. 2.

$$R^1 = p^{contr} \cdot q^{contr} + p^1 \cdot (q^1 - q^{contr})$$

Eq. 4

$$R^2 = p^2 \cdot \{(q^2 - q^{contr}) - (q^1 - q^{contr})\}$$

Eq. 5

Os agentes com contratos deverão assumir 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. Importa ressaltar que a implementação da dupla contabilização pode ocorrer, inclusive, antes da implementação de um paradigma por ofertas. Contudo, com a adoção de elementos por ofertas, a quantidade considerada no mercado de dia seguinte q^1 seria referente às ofertas submetidas pelos agentes não blindados de risco. Isto pois, no âmbito do paradigma de formação de preços por ofertas, a premissa fundamental é de que só podem submeter ofertas aqueles agentes não blindados ao risco, ou seja, agentes que não possuem algum tipo de contrato legado que os torna indiferentes ao mercado de curto prazo e assim, possuem incentivos econômicos adequados para submeterem ofertas eficientes.

O tratamento padrão, portanto, é que os contratos não protegem os distintos agentes dos riscos de descasamento atrelados as diferenças entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço, sendo a receita contratual considerada como um componente da receita total, onde os próprios agentes são responsáveis por submeter suas ofertas de preço e quantidade (gerada ou consumida) no mercado. A receita total dos agentes, portanto, é a somatória das receitas R^1 e R^2 , representada pela Eq. 6 abaixo.

$$R^{tot} = p^{contr} \cdot q^{contr} + p^1 \cdot (q^1 - q^{contr}) + p^2 \cdot (q^2 - q^1)$$

Eq. 7

4.1.2.

LIMITES DE PREÇO

Como já apresentado no Relatório 6 (entregável e.6.r.) [1], a introdução de limitadores máximo e mínimo de preços em um ambiente de formação de preços por ofertas é questão de grande importância, contudo, a calibração do quanto baixo deve ser o preço-piso e quanto alto deve ser o preço-teto é elemento sensível e capaz de alterar o equilíbrio do sistema. Os Relatórios 2.1 e 2.2 (entregáveis e.2.r1 e e.2.r2)[31] [32] desse projeto explorou alternativas para endereçar a questão regulatória para o preço piso, que poderiam ser consideradas em um ambiente de formação de preços por ofertas, reproduzidas abaixo:

"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). [...]

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."

Por outro lado, com relação ao preço teto, é desejável que este seja elevado o suficiente para representar o custo da escassez da energia, garantindo uma sinalização econômica adequada. A implementação de um sistema de formação de preços por oferta conversa diretamente com a necessidade de redução do preço-piso e aumento do preço-teto atualmente estabelecidos no Brasil, e, para isso, a regulamentação aderente ao tema precisa ser adequada.

O valor do PLD é determinado diariamente, por submercado, com granularidade horária, limitado por valores máximos e mínimo. Com relação ao limite máximo, a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.032/2022[33] define o (i) limite máximo estrutural, que corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, e (ii) limite máximo horário, que deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO).

Já com relação ao PLD mínimo, este é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre (i) Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOltaipu) e (ii) a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional. No cálculo da TEOltaipu devem ser consideradas as parcelas referentes ao pagamento da cessão da energia do Paraguai, aos *royalties*, e à administração da usina pela Eletrobras e as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte serão fornecidas pela Itaipu Binacional.

4.1.2.1.ELEMENTOS DA BASE LEGAL E REGULATÓRIA A EQUACIONAR

O Art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 [7] prevê o estabelecimento de limites de preços para o mercado a partir da previsão dos custos de operação das usinas termelétricas e hidrelétricas:

*"Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.
(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017)*

[...]

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

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos

de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.”

Os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) estão consolidados na Resolução Normativa nº 1.032/2022 [34], incluindo a definição de um limite máximo horário e um limite máximo estrutural, este último com o intuito de proteger o mercado de possíveis desajustes financeiros causados por períodos prolongados do PLD a um valor elevado. Especificamente para o ano de 2025, o Despacho nº 3.625/2024 [35] determinou o limite mínimo em R\$58,60/MWh, o limite máximo estrutural em R\$751,73/MWh e o limite máximo horário em R\$ 1.542,23/MWh.

Tendo vista o exposto, a alteração nos limites de preços dependerá da alteração de uma série de normativos legais e regulatórios, aqui listados. Caso a alteração dos limites altere o formato de cálculo, desassociando, por exemplo, o valor do PLD mínimo dos custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, então o Decreto nº 5.163/2004 [7] deverá ser alterado por meio de novo Decreto. Em todo caso, alterações no formato de cálculo nos limites de PLD ensejarão revisões à Resolução Normativa nº 1.032/2022 [34].

Vale ressaltar que atualmente a Agenda Regulatória ANEEL⁴ já prevê a realização das atividades abaixo elencadas, com previsão de conclusão em 2026:

- Avaliação das metodologias de cálculo do PLD mínimo e de definição da Tarifa de Energia de Otimização – TEO.
- Atualização da metodologia de cálculo dos limites máximos do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

4.2. FRENTE RESERVATÓRIOS VIRTUAIS

Esta seção aborda a Frente Reservatórios Virtuais, mecanismo que é elemento central na transição para um paradigma de formação de preços com elementos por ofertas no Brasil, a partir da evolução do atual Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Além disso, discute a necessidade de desenvolver regras específicas para o gerenciamento do risco à segurança de suprimento no contexto de ofertas de preços, por meio da definição de um mecanismo de ofertas de segurança. Em termos que cronograma de implementação, relembra-se que a conclusão desta Frente é condicionada à finalização da Frente Elementos Mínimos, tratada no item 4.1.

4.2.1. O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DA ENERGIA (MRE) VIGENTE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um sistema de compartilhamento de risco hidrológico implementado no Brasil, cuja estrutura leva em conta que o sistema hidrelétrico é composto por 12 bacias hidrelétricas com regimes de produção parcialmente complementares e utilizações em cascata. Diante dessa configuração, o MRE pode ser compreendido como um instrumento contábil destinado a distribuir a produção hidrelétrica entre as usinas participantes, reconhecendo que a operação das usinas é de natureza cooperativa.

As usinas do MRE não se apropriam de sua produção individual, mas de uma fração da produção total, proporcional às suas respectivas garantias físicas, sendo a operação hidrelétrica responsabilidade do

⁴ Ver

<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/agendaRegulatoria/CronogramaReferencialRealizacaoAtividadesRegulatorias>

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O MRE foi concebido para facilitar o compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas hidráulicas despachadas de forma centralizada e otimizada pelo ONS, promovendo um mecanismo de repartição dos riscos financeiros associados à comercialização de energia, dado o cenário em que várias usinas operam de maneira integrada em cascata. Ressalta-se que o funcionamento do mecanismo desestimula que as diferentes usinas busquem produzir mais energia em horas que o sistema mais precisa,

A configuração atual do MRE é aderente ao paradigma de formação de preços e despacho baseado em custos, modelo em que compete ao ONS calcular o valor da água em cada reservatório, permitindo-lhe estabelecer a sua posição na ordem de mérito para o despacho. O cálculo do valor da água se dá a partir de um conjunto de programas computacionais que utilizam parâmetros e procedimentos regulamentados de forma específica. Por outro lado, o PLD é calculado pela CCEE, empregando os mesmos programas, também com parâmetros e procedimentos regulatórios que, em geral, são idênticos aos utilizados pelo ONS. Para fins de despacho, ressalta-se que decisões do CMSE podem ser incorporadas para a segurança energética, o que pode resultar em alteração na posição das usinas hidrelétricas na ordem de mérito, sem explicitação nos preços.

O funcionamento do MRE tem como base a geração total das usinas participantes do mecanismo que, por sua vez, para efeitos do mercado de curto prazo, é redistribuída entre os participantes do mecanismo de maneira proporcional às garantias físicas das usinas. O processo de alocação de garantia física envolve uma série de elementos, dentre eles a própria sazonalização das garantias físicas.

A remuneração da geração física das usinas do MRE está atrelada Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que cobre os custos incrementais de operação e manutenção decorrentes da geração física das usinas e o pagamento da Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos (CFURH). Essa tarifa serve para que as usinas que geram menos energia do que a sua alocação pelo MRE compense as usinas que produzem mais, por meio de um valor padronizado em R\$/MWh. O valor da TEO é idêntico para todas as usinas participantes do MRE, a exceção de Itaipu, que possui uma tarifa específica, denominada TEO_{Itaipu}.

A existência de distintos submercados no Brasil gera a possibilidade de diferenças de preços em cada submercado. No entanto, o MRE, enquanto mecanismo de âmbito nacional, exige a alocação de algumas usinas em submercados diferentes daqueles onde estão localizadas, o que pode expor tais usinas a diferenças de preços entre esses submercados. Atualmente, essa questão é resolvida por meio da alocação do excedente financeiro da transmissão, uma vez que as usinas do MRE têm prioridade nesse processo.

4.2.2. INTRODUÇÃO DO MECANISMO DE RESERVATÓRIOS VIRTUAIS

A premissa fundamental para implementação do mecanismo de reservatórios virtuais é de que a adesão dos atuais participantes do MRE às novas regras terá caráter voluntário. Para isso, precisarão ser desenhadas regras para convivência entre usinas sob regime atual e usinas sob o regime futuro, uma vez que nenhum agente será obrigado a migrar para o mecanismo de Reservatórios Virtuais. Contudo, uma premissa fundamental para o adequado funcionamento do mecanismo de RV é que só os agentes que aceitarem migrar passarão a ter autonomia para realizar ofertas, sendo necessário indicar um tratamento para os agentes legados que permanecerem sob contexto contratual do MRE, como abordado no Capítulo 5.

O mecanismo de reservatórios virtuais foi detalhado no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r) [36] e mantém a lógica de compartilhamento do risco hidrológico. A principal diferença entre os mecanismos

reside na forma de partilha do risco hidrológico, dado que no MRE a redistribuição ocorre com base na geração enquanto no RV essa partilha passa a ocorrer em nível de energia afluente ao sistema.

Se considerássemos que a partir de uma data específica todos os agentes participantes do MRE atual decidissem por migrar ao mecanismo de RV, o primeiro passo seria uma alocação inicial das cotas de RV aos distintos agentes, ou seja, o volume armazenado físico do sistema deverá ser convertido em créditos de Reservatório Virtual e transferidos aos agentes participantes. Relembra-se aqui a discussão introduzida no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r) [31] sobre quão agregados devem ser os Reservatórios Virtuais do sistema. A título de simplificação, consideraremos um Reservatório Virtual por submercado, parametrização que pode ser aperfeiçoada.

Desta forma, os distintos agentes terão saldos em suas contas de reservatórios virtuais, e a soma destes saldos será sempre igual ao volume armazenado em cada RV. Com isso, os agentes poderão submeter ofertas de RV, que serão despachadas, ou não, com base no despacho ótimo realizado pelo operador de mercado. É importante ressaltar que este projeto buscou desenvolver o arcabouço fundamental do mecanismo de RV, porém, há detalhamentos e parametrizações pendentes que deverão ser respaldados por estudos e simulações adicionais, os quais serão discutidos no item 4.2.2.2.

4.2.2.1. ELEMENTOS DA BASE LEGAL E REGULATÓRIA A EQUACIONAR

Originalmente, o arcabouço legal que estabeleceu o MRE foi introduzido pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998⁵ e regulamentado por meio Decreto nº 2.655/1998, como transcreto abaixo:

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

Art. 20. As regras do MAE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos. (Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000)

§ 1º A critério do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, as usinas hidrelétricas de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW serão despachadas centralizadamente, ou não.

§ 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS avaliará, mediante critérios aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quais as usinas que deverão ser despachadas centralizadamente. (Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000)

§ 2º O MRE abrangerá a parcela de cada empresa, na proporção da cota parte, da energia gerada pela Itaipu Binacional destinada ao sistema brasileiro.

§ 2º O MRE abrangerá a parcela de cada empresa, na proporção da respectiva quota, da energia vinculada à potência contratada com a Itaipu Binacional. (Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000) (Parágrafo revogado pelo Decreto nº 4.550, de 30.12.2002)

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

Art. 21. A cada usina hidrelétrica despachada centralizadamente corresponderá um montante de

⁵ Importa ressaltar que a criação do MRE se deu por meio do § 1º, inciso b, do Art. 14º da Lei nº 9.648 de 1998. Contudo, este artigo foi revogado e, de certa forma, o tema foi incorporado na Lei 10.848/2004, tendo seu regulamento permanecido no âmbito do Decreto nº 2.655/1998.

~~energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.~~

Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada. [\(Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000\)](#)

~~§ 1º Considera-se energia assegurada do sistema aquela que pode ser obtida, a risco de déficit pré-estabelecido, conforme regras aprovadas pela ANEEL.~~

~~§ 1º Considera-se energia assegurada aquela que pode ser obtida conforme regras aprovadas pela ANEEL. [\(Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000\)](#) [\(Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004\)](#)~~

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

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

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

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

~~§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL. [\(Revogado pelo Decreto nº 10.798, de 2021\)](#)~~

Art 22. As transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, visando a alocação de que trata o artigo anterior, estarão sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Art 23. O MRE incluirá regras para a alocação, entre os seus membros, da energia efetivamente gerada, as quais levarão em conta as perdas de transmissão e deverão se basear em um ou mais dos seguintes parâmetros:

- I - energia assegurada da usina;
- II - capacidade instalada da usina;
- III - geração efetiva de energia de cada usina.

Art 24. Os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

É relevante ressaltar que há uma variedade de Leis que tratam sobre o assunto, desde sua concepção às mudanças que foram introduzidas ao longo do tempo, como a Lei 12.783 de 2013 [37], a Lei nº 13.203/2015 [38] e a Lei nº 13.360 de 2016 [39]. A Lei nº 10.848/2004 [6] cita, em seu Art. 1º, que regulamento específico deverá tratar do MRE para mitigação do risco hidrológico e que este deverá

integrar processo de formação de preços, sem aprofundar sobre definições específicas.

O estabelecimento do mecanismo de reservatórios virtuais (RV) em um paradigma de formação de preços por ofertas pode ser encarado como uma evolução do MRE, sendo necessário que se ajuste o instrumento legal e regulatório vigente, permitindo uma transição segura entre os mecanismos. Ressalta-se que uma das mudanças fundamentais de partida será o fato de que o mecanismo de RV trata de ofertas com base na energia afluente, e não a geração física.

Sugere-se que o Decreto nº 2.655/1998 seja revogado, uma vez que os objetivos do MRE devem ser contemplados pelo novo mecanismo de reservatórios virtuais, ou que esse decreto seja alterado para que suas disposições sejam compatíveis com o contexto operacional do novo sistema. Preferencialmente, o Decreto presidencial responsável por detalhar o funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais já deve atribuir responsabilidades e estabelecer procedimentos relacionados ao mecanismo de RV.

De forma complementar, dado que a Lei nº 10.848/2004 [6] traz menção expressa ao MRE, será importante:

- **Opção 1** - Adicionar de maneira expressa definição de que o mecanismo de mitigação de risco hidrológico pode ser baseado em energias afluentes, como abaixo sugerido:

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

(...)

*VIII - mecanismo ~~de realocação de energia~~ para mitigação do risco hidrológico **com base na energia afluente**;*

- **Opção 2** - Buscar deixar o texto o mais genérico possível, como abaixo sugerido:

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

(...)

*VIII - mecanismo ~~de realocação de energia~~ para mitigação do risco hidrológico **e correção das externalidades das cascatas hidrelétricas**;*

Por fim, é interessante que sejam revogados os trechos das Leis nº 12.783/2013 [37], nº 13.203/2015 [38] e nº 13.360/2016 [39] que dão a entender que o MRE esteja necessariamente atrelado à energia gerada, assim como revogação do Decreto nº 2.655/1998 [40] e edição de um novo Decreto para regulamentação do mecanismo de Reservatórios Virtuais.

A implementação do mecanismo de Reservatórios Virtuais (RV) possibilita uma gestão descentralizada dos reservatórios, conferindo aos agentes hidrelétricos maior autonomia sobre o volume armazenado. Essa autonomia permite que suas estratégias de oferta de RV reflitam de forma mais precisa suas

avaliações de risco e suas oportunidades de mercado.

Embora essa nova oportunidade traga benefícios, ela também expõe os agentes ao risco de que seus volumes armazenados não sejam suficientes para honrar seus contratos. Ao contrário do MRE, que distribui o impacto de cenários desfavoráveis de forma igualitária entre todos os participantes, o mecanismo de RV individualiza o risco, penalizando mais severamente aqueles que optaram por estratégias mais arrojadas e frustradas.

A implementação do mecanismo de RV tornará mais transparente a forma como os agentes hidrelétricos assumem os riscos associados às restrições que limitam a capacidade ou a variação do armazenamento dos reservatórios, como limites de vazões mínimas e máximas. Esses riscos, embora não sejam novos, deverão ser explicitamente considerados nas decisões dos agentes.

4.2.2.2.CALIBRAÇÕES ANTES DA IMPLEMENTAÇÃO

Com o objetivo de implementar a formação de preços por ofertas no Brasil, este projeto buscou estabelecer as regras da estrutura fundamental para o desenvolvimento do mecanismo de Reservatórios Virtuais. Contudo, cabe ressaltar que a efetiva implementação carece de detalhamentos e parametrizações pendentes que deverão ser respaldados por estudos e simulações adicionais.

Por exemplo, ao planejar a implementação de um mecanismo de reservatórios virtuais, uma questão central refere-se ao nível de agregação dos reservatórios virtuais que serão criados. Em termos práticos, os reservatórios virtuais representam agrupamentos fictícios de diversos reservatórios físicos, e diferentes aspectos dessa questão foram discutidos no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r) [36].

Nesse contexto, abordou-se um espectro de possibilidades, desde estabelecer um único reservatório virtual para todo o sistema até, no limite oposto, definir um reservatório virtual individual para cada reservatório físico, refletindo diferentes graus de agregação. Para fins de implementação, foi proposto trabalhar inicialmente com o paradigma de um reservatório virtual para cada submercado.

Nesta linha, surge também a necessidade de definição sobre como se dará a alocação das cotas de afluência entre os agentes participantes do mecanismo. Atualmente, no MRE o compartilhamento do risco hidrológico se dá por meio da alocação da geração com base nas garantias físicas das usinas. A mesma lógica poderia ser reproduzida para o mecanismo de reservatórios virtuais, mas esta definição precisará passar por estudos.

De forma complementar, dada a possibilidade de que um único reservatório virtual possa representar múltiplas usinas que tenham o mesmo custo de O&M, é relevante que exista algum tipo de função “curva-guia” que aplique um critério de “desempate” a ser utilizada pelo ONS no problema de otimização, para direcionar a operação entre estes reservatórios. Esta também é uma calibração que deverá ser concluída antes da implementação.



4.2.3.

NORMATIVA PARA O MECANISMO DE OFERTAS DE SEGURANÇA

O mecanismo de ofertas de segurança foi apresentado no âmbito do Relatório 8 (entregável e.8.r) [3] que abordou os mecanismos para mitigação do risco de segurança de suprimento no contexto do paradigma de oferta de preços e adoção mecanismo de reservatório virtual. No Brasil, a predominância de usinas hidrelétricas em cascata torna a segurança de abastecimento uma questão fundamental e, neste sentido, foi desenvolvida uma proposta de *mecanismo de ofertas de segurança*, que introduz a possibilidade de que o operador de mercado seja gestor de uma conta de reservatório virtual, para que este tenha a possibilidade de atuar diante da possibilidade de que as ofertas de reservatório virtual dos diferentes agentes levem a uma redução do nível de armazenamento de forma não otimizada.

Para isso, será necessária edição de um normativo com as regras associadas ao mecanismo de ofertas de segurança, com o detalhamento de funcionamento e a responsabilidade associada ao Operador de Mercado, refletindo também a institucionalização deste papel. Neste normativo, deverão estar descritos:

- Regras de governança para atuação do Operador de Mercado no âmbito do mecanismo de Ofertas de Segurança;
- Parâmetros para definição da curva de referência pelo CMSE;
- Operacionalização Financeira do mecanismo (repasse por encargos) pelo Operador de Mercado;
- Regras para acompanhamento e divulgação de informações relevantes para fins de transparência e prestação de contas;

Considerando o mecanismo de Ofertas de Segurança como um mecanismo atrelado à segurança do sistema, pode-se considerar que este estaria englobado na disposição do item III do § 1º do Artigo 57 do Decreto nº 5.163/2004 [7], como ressaltado abaixo, sem vital necessidade de menção explícita:

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD. [\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - 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;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

*VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.” (**Grifo nosso**)*

De forma complementar, vale trazer à luz a discussão sobre aplicação de encargos, que, com o desenho adequado das regras de governança e definição dos parâmetros, é de se esperar que o mecanismo de ofertas de segurança tenha um impacto *menor* em termos de encargos do que a regra atual, já que os critérios de segurança de suprimento já seriam internalizados na formação de preços. Quanto mais eficiente for a atuação do operador (“comprando energia barata” e “vendendo energia cara” na gestão do reservatório virtual), menor será o encargo, podendo inclusive ser *negativo* caso o operador seja mais eficiente que os agentes de mercado.

Eventuais custos financeiros atrelados à gestão das ofertas de segurança deverão ser cobertos, e poderão ser operacionalizados no mesmo formato do encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, tratados pelo §10 do Art. 1º da Lei 10.848/2004 [6] e pelo Artigo 59 do Decreto nº 5.163/2004 [7], que possuem o mesmo texto e ambos deverão ser ajustados.

§10 do Art. 1º da Lei 10.848/2004 [6]:

§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços aniliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

III - a reserva de capacidade, em MVA, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador nos Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e de alívio de cargas; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

V - o deslocamento da geração hidroelétrica de que trata o art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

VI - custos financeiros atrelados à gestão das ofertas de segurança.

Artigo 59 do Decreto nº 5.163/2004 [7]:

Art. 59. As regras e os procedimentos de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive dos serviços anciliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: [\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão em cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada aos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados; [\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

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

III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária à operação do sistema de transmissão; [\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas; e- [\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

V - o deslocamento da geração hidrelétrica de que trata o art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e; [\(Incluído pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

VI - custos financeiros atrelados à gestão das ofertas de segurança

Outros instrumentos que poderão requerer ajustes:

- Resolução CNPE nº 29 de 2019, que “Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências”
- Resolução CNPE nº 1 de 2024, que “Estabelece diretrizes visando garantir a coerência e a integração dos dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e dá outras providências”

Em linha com o § 2º do Art. 4º da Resolução CNPE nº 1/2024 [17], recomenda-se que a definição dos critérios para o cálculo da curva de referência seja liderada pelo CMSE, com proposição técnica pela EPE, ONS e CCEE, instituições com as atribuições detalhadas nos itens 3.3.3, 3.3.6 e 3.3.7 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, respectivamente.

Ressalta-se que a função de Operador de Mercado deve ser incorporada às atribuições da CCEE, e suas respectivas atividades contempladas no rol de competências da Câmara. Para isso, a Resolução Normativa ANEEL nº 957/2021 [24] deverá ser ajustada, reforçando o papel da CCEE como responsável pelo funcionamento e monitoramento do mercado, promovendo maior integração e eficiência na gestão das atividades de comercialização. O processo específico relativo ao Monitor de Mercado será aprofundado no item 4.3.3.

4.3. FRENTE SISTEMATIZAÇÃO

Na transição para um modelo de formação de preços com a inclusão de elementos por oferta, será necessário definir quais agentes serão responsáveis por realizar ofertas e como essas ofertas deverão ser estruturadas. Atualmente, os agentes de mercado possuem pouca ou quase nenhuma participação no processo de formação de preços, principalmente devido à ausência de incentivos econômicos para realização de projeções precisas de geração ou consumo.

A transição para um paradigma baseado em ofertas coexistirá com os agentes legados, e o tratamento das tipologias de contratos existentes será abordado em detalhes no Capítulo 5. Neste Capítulo, especificamente, serão abordados os possíveis caminhos a serem percorridos pela regulação, de forma a estabelecer uma estrutura de mercado orientada à formulação de ofertas de preço e quantidade, promovendo a correta alocação de riscos e vinculando os custos e benefícios aos agentes envolvidos.

Desta forma, importa ressaltar que o cronograma de implementação de uma regra geral que permita a aplicação de um modelo de formação de preços por ofertas no Brasil dependerá do progresso das alterações legais e regulatórias, podendo seguir duas abordagens: aguardar uma reforma completa (“reforma plena”) condicionada ao processo de revisão completa do marco vigente ou, alternativamente, iniciar uma transição gradual, com uma reforma de caráter emergencial (“reforma de urgência”), permitindo que alguns agentes começem a submeter ofertas de forma progressiva.

4.3.1. INCORPORAÇÃO DA LINGUAGEM POR OFERTAS NA REGRA DE MERCADO

O principal benefício para os agentes em um modelo de despacho por ofertas é o maior controle sobre a operação de seus ativos, permitindo que declarem diariamente, por meio das ofertas apresentadas ao operador, seus custos e capacidades disponíveis, levando em conta suas próprias projeções de mercado e critérios de gestão de risco considerados adequados. É importante ressaltar que o formato das ofertas pode variar, cabendo ao processo de definição das regras esta decisão.

Neste sentido, será necessário que se estabeleça uma regra geral que detalhe a submissão de ofertas pelos distintos agentes, considerando as especificidades técnicas do processo, estabelecendo os procedimentos que os agentes de mercado deverão seguir. Normalmente, esse tipo de processo no setor elétrico é antecedido por discussões oportunizadas por meio de mecanismos de participação social, como Consultas Públicas, e as alterações resultantes deverão estar refletidas nas Regras e Procedimentos de Comercialização e nos Procedimentos de Rede, exigindo uma revisão do arcabouço vigente.

A declaração diária de ofertas de preço e quantidade permite que os geradores se adaptem rapidamente às mudanças associadas às dinâmicas do mercado. Por exemplo, a assinatura de novos contratos de compra de combustível ou alterações na situação macroeconômica, como a taxa de juros, podem ser refletidas quase que imediatamente nas ofertas dos agentes, impactando diretamente a disponibilidade e estratégias de ofertas.

De forma complementar, com a adoção de ofertas de preços, poderá haver uma internalização das restrições de geração aos modelos oficiais de despacho, que hoje não são contempladas. Assim, os modelos de despacho e formação de preços poderão refletir de maneira mais precisa a realidade operativa e as estratégias dos agentes. Nesta linha, destaca-se também que a definição dos critérios de aversão ao risco deixa de ser uma prerrogativa exclusiva do operador, permitindo que agentes com maior apetite ao risco o assumam e sejam recompensados por isso.

Proprietários de ativos renováveis, por exemplo, terão mais autonomia para ofertar com base em suas próprias projeções de geração, mesmo que estas divirjam das estimativas do Operador. Uma maior precisão dessas projeções poderá se traduzir em ganhos econômicos para o gerador e em maior eficiência para o sistema como um todo. Analogamente, distribuidoras, comercializadoras e outros agentes de demanda poderão realizar suas próprias projeções de consumo, buscando potenciais ganhos econômicos.

O Relatório 6 (entregável e.6.r) [36] discutiu amplamente duas tipologias de ofertas, as ofertas independentes⁶ e ofertas de perfil⁷. Estas duas tipologias oferecem um arcabouço flexível para representar uma ampla gama de agentes, mantendo o princípio de neutralidade tecnológica, e a incorporação da linguagem por ofertas na regra de mercado no Brasil poderia seguir essa abordagem. Ainda, pode-se decidir por estabelecer um formato de ofertas em que os dados submetidos pelos agentes representam os parâmetros técnicos dos agentes, com maior detalhamento da curva preço-quantidade e das restrições operativas das usinas.

É importante ressaltar que o adequado funcionamento do modelo de formação de preços por ofertas implica que os riscos devem ser alocados aos agentes que realizam as ofertas, e isto deve ser explícito nas regras. Os ativos de geração deverão assumir os desvios de previsão de geração entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço, assumindo riscos associados falhas de seus equipamentos, ou ainda relacionados à estocasticidade dos recursos naturais, no caso específico de geradores renováveis. No caso dos geradores hidrelétricos participantes do mecanismo de reservatórios virtuais, como já detalhado no item 4.2, deverão gerir o risco hidrológico.

No lado da demanda, distribuidoras e comercializadoras, na qualidade de representantes dos consumidores regulados e livres, respectivamente, assim como os próprios consumidores livres (autorrepresentados), terão a responsabilidade de gerenciar o risco de demanda, assumindo também os ônus decorrentes de erros de previsão entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço. Estes riscos estão resumidos na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Tipos de agentes e os riscos associados

TIPO DE AGENTE	RISCOS ASSOCIADOS
Renováveis (eólica, solar e biomassa)	Erros de previsão (devido à estocasticidade do recurso ou falha de equipamento)
Termelétricas	Erros de previsão (falha de equipamento)
Resposta da demanda	Erros de previsão
Demandas do ACL	Erros de previsão
Demandas do ACR (Distribuidoras)	Erros de previsão
Ofertas de importação/exportação	Erros de previsão

⁶ Ofertas independentes: Dados (preço e quantidade) para cada intervalo (horário ou sub-horário) separadamente, de forma que a decisão de acionamento é independente para cada intervalo ofertado.

⁷ Ofertas de perfil: Dados (preço e quantidade) representam um perfil englobando todos os intervalos, de forma que a decisão de acionamento é para o perfil como um todo

Hidrelétricas participantes de RV	Erros de previsão, Risco Hidrológico
Recursos energéticos distribuídos (REDs)	Erros de previsão (devido à estocasticidade do recurso ou falha de equipamento)
Armazenamento (ex: bateria ou hidrelétrica reversível)	Erros de previsão (devido à estocasticidade do recurso ou falha de equipamento)

Ainda, é preciso que as regras estabeleçam que os agentes passarão a estar sujeitos a regras de mitigação e monitoramento do poder de mercado, podendo, ocasionalmente, ter suas ofertas anuladas, desde que haja justificativa fundamentada e transparência no procedimento, como será discutido no item 4.3.5.

Destaca-se que os agentes de mercado poderão buscar se proteger parcial ou totalmente desses riscos por meio de contratos privados com outros participantes do mercado ou com entidades externas, como instituições financeiras. Contudo, será responsabilidade dos agentes buscar contrapartes interessadas em estabelecer contratos de "seguro" desse tipo, como parte de suas estratégias de mitigação de risco

De forma complementar, a regra geral precisará também considerar qual será o tratamento regulatório dado aos custos e excedentes financeiros resultantes das diferenças de preços entre submercados, em conformidade com adoção do novo mecanismo de formação de preços.

4.3.1.1.ELEMENTOS DA BASE LEGAL E REGULATÓRIA A EQUACIONAR

A transição para um paradigma de formação de preços com elementos por ofertas, é compatível com o arcabouço vigente, consubstanciado pelos regulamentos que incorporam alguns dos mecanismos por ofertas atualmente em vigor, tratados no item 4.3.2.

A Lei nº 10.848/2004 [6] trata, em seu Art. 1º, sobre o processo de comercialização de energia elétrica entre os agentes de mercado, incluindo o processo de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, além dos critérios a serem considerados na operação do Sistema Interligado Nacional, entre outros. O mecanismo de formação de preços é especificado de maneira infralegal, dado que seu Art. 1º confere esta competência também ao processo de regulamentação.

Destaca-se que a redação da Lei não veda o cálculo de preços com base em ofertas, nem tampouco obriga o cálculo de preços com base em custos. Ainda assim, caso se entenda relevante adicionar de maneira expressa item que disponha sobre a possibilidade de despacho por oferta de preços, apresenta-se uma sugestão a seguir, a partir da inclusão de um §5º-A.

De toda maneira, destaca-se que a adoção de preços por oferta enseja a implementação de um mecanismo de monitoramento de mercado para prevenção de práticas anticoncorrenciais. Neste sentido, caso se entenda que a inclusão do §5º-A não é mandatória, sugere-se a inclusão de um inciso adicional no §5º fazendo menção a este mecanismo de monitoramento de mercado.

Desta forma consta disposto abaixo Art. 1º Lei nº 10.848/2004 [6] com proposta de alteração

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

dispor sobre:

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

II - condições de contratação livre;

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

IV - instituição da convenção de comercialização;

V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;

VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo;

VII - tratamento para os serviços aniliares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;

VIII - mecanismo ~~de realocação de energia~~ para mitigação do risco hidrológico e ~~correção das externalidades das cascatas hidrelétricas~~;

IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 1º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre.

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei.

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

I - 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; (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de

energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do déficit de energia; e

VI - as interligações internacionais.

*§ 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 **previamente definidos** e **escalas de preços previamente estabelecidos** que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:*

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

*II - o mecanismo **de realocação de energia** para mitigação do risco hidrológico **e correção das externalidades das cascatas hidrelétricas**; e*

III - o tratamento para os serviços aniliares de energia elétrica.

§ 5º-A A definição dos preços de que trata o § 5º poderá se dar por meio de:

I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou

II - ofertas de preço e quantidade feitas por agentes de mercado que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado a serem estabelecidas em regramento específico.

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

I - as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;

II - as garantias financeiras;

III - as penalidades; e

IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

§ 8º A comercialização de energia elétrica de que trata este artigo será feita com a observância de mecanismos de proteção aos consumidores, incluindo os limites de repasses de custo de aquisição de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei.

§ 9º As regras de comercialização previstas nesta Lei aplicam-se às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal.

§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços aniliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)

I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

III - a reserva de capacidade, em MVA, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador nos Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e de alívio de cargas; [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

V - o deslocamento da geração hidroelétrica de que trata o [art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.](#) [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)"

Tendo em vista que o processo de regulamentação deste tópico se inicia pelo Decreto nº 5.163/2004 [7] que, em seu Artigo 57, apresenta as diretrizes para o cálculo do preço de energia no mercado de curto prazo, também será necessário adaptar este Decreto. As alterações necessárias foram já introduzidas no âmbito da Frente elementos mínimos (item 4.1.1.1), para possibilitar a implementação da dupla contabilização, e se aplicam também para esta Frente de Sistematização, como abaixo replicado.

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

*§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado **de forma ex ante e ex post, considerando o previsto no inciso VIII, antecipadamente** como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:*

(..)

*VII - os intervalos de tempo **previamente estabelecidos** e escalas de preços **previamente estabelecidos** que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica; e,*

VIII - as quantidades declaradas e aquelas efetivamente entregues ou demandadas pelos agentes.

A Lei nº 9.648/1998 [8], que criou o ONS também prevê diretrizes relacionadas aos mecanismos de despacho no SIN e pode ser relevante análise jurídica detalhada para avaliação sobre revogação de todos os trechos que abra margem para uma leitura desfavorável a implementação do despacho por oferta de preços, como o Art. 13 abaixo transcrito.

"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela Aneel e integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e que sejam conectados à rede básica. [\(Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#) [\(Regulamento\)](#)

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, e observado o disposto no §5º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, constituirão atribuições

do ONS: (*Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004*)

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
 - b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
 - c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
 - d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços anciliares;
- (...)"

Adicionalmente, destacam-se que a Resolução Normativa nº 957/2021 [24], que estabelece a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e apresenta determinações acerca das Regras de Comercialização, deverá ser ajustada, a partir da definição de como o processo de submissão de ofertas, assim como a estrutura das ofertas for definido. De forma complementar, a Resolução Normativa nº 1.032/2022 [34], que consolida os atos regulatórios relativos à elaboração do Programa Mensal da Operação Energética (PMO), e para a formação do Custo Marginal da Operação (CMO) e do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), também deverá ser ajustada, incorporando a esses processos toda a estrutura do paradigma de formação de preços com base em ofertas de preço e quantidade, submetidas pelos diferentes agentes.

4.3.2. TRATAMENTO VIA “REFORMA DE URGÊNCIA”

Tendo em vista os elementos da base legal a serem equacionados para implementação das distintas frentes tratadas no âmbito deste relatório, é natural esperar que as alterações necessárias para implementação de um modelo de formação de preços por ofertas demandem tempo. Neste sentido, a reforma no arcabouço vigente pode não ser factível, de forma plena, no curto prazo, o que nos leva à situação de explorar quais são as possibilidades de reforma parcial, a serem implementadas de forma “urgente”, no curto prazo.

No curto prazo, pode-se optar por manter o cenário atual, aguardando a implementação da reforma plena e de todas as mudanças legais e regulatórias associadas, especialmente considerando que, enquanto o novo paradigma de ofertas não estiver completamente estabelecido, os agentes não deverão realizar ofertas. Além disso, dado que o arcabouço vigente de formação de preços por custos já incorpora alguns elementos relacionados às ofertas, essa estrutura pode ser considerada suficiente para esse período, não sendo necessário promover alterações. A seguir, apresenta-se uma lista dos principais regulamentos existentes, divididos entre aqueles que influenciam no cálculo do PLD e aqueles cuja aplicação não altera esse procedimento.

Ofertas incluídas no processo de cálculo do PLD:

- Declaração de disponibilidade, inflexibilidade e restrições operativas – Resolução Normativa Aneel Nº 1.032, de 26 de julho de 2022.
- Declaração de CVU mais baixo – Resolução Normativa Aneel Nº 1.032, de 26 de julho de 2022.
- Importação de energia elétrica, a partir da República do Paraguai – Portaria Normativa GM/MME nº 87, de 30 de outubro de 2024.

Ofertas para a programação da operação (D-1) mas que não interferem no processo do PLD:

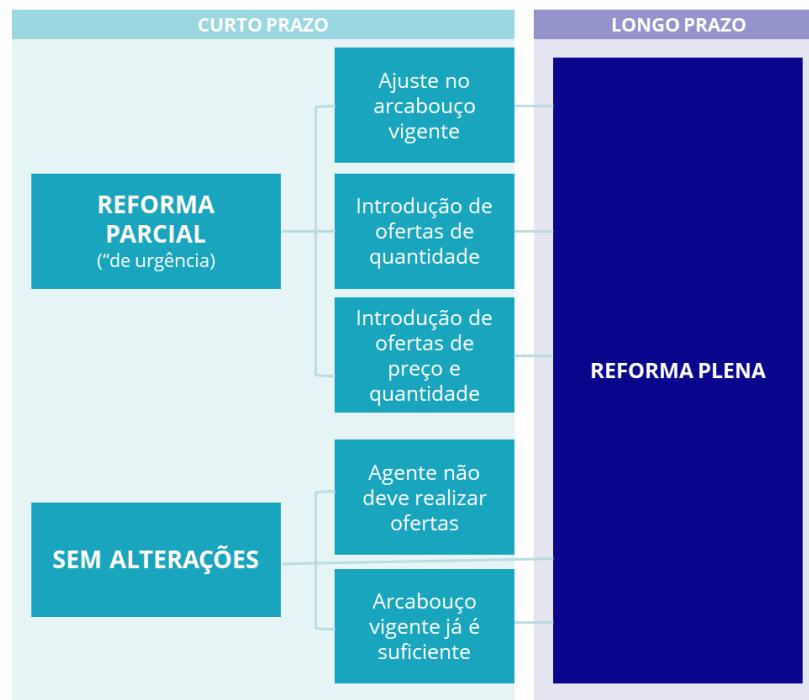
- Resposta da Demanda – Resolução Normativa Aneel nº 1.030, de 26 de julho de 2022.
- Declaração de até 130% do CVU para recomposição de reserva operativa – Resolução Normativa Aneel N° 1.030, de 26 de julho de 2022.
- Importação/exportação de energia - Portaria Normativa Nº 60/GM/MME, de 29 de dezembro de 2022, Portaria Normativa Nº 49/GM/MME, de 22 de setembro de 2022 e Portaria Normativa Nº GM/MME nº 86, de 21 de outubro de 2024.
- Oferta de UTEs com maior flexibilidade operativa para atender a ponta - Portaria Normativa GM/MME Nº 88, de 31 de outubro de 2024

De forma contrária, pode-se decidir seguir por um caminho de reforma parcial, que contempla três possibilidades principais, descritas a seguir:

- (i) Aperfeiçoamento do arcabouço atual de formação de preços por custos, que já permite elementos por ofertas a alguns agentes específicos, ampliando o escopo existente relativo às ofertas.
- (ii) Introdução de ofertas de quantidade para agentes específicos.
- (iii) Implementação de ofertas tanto de preço quanto de quantidade para agentes específicos.

É fundamental destacar que, caso se decida por uma reforma parcial, deve estar alinhada aos objetivos de uma reforma plena, assegurando coerência com o arcabouço regulatório completo que se pretende implementar. As opções descritas acima estão representadas na Figura 3 abaixo:

Figura 3 - Possíveis caminhos a serem percorridos



4.3.3.

MONITOR DE MERCADO

O monitor de mercado deve ser uma entidade dotada de capacidade técnica suficiente para identificar potenciais problemas ou falhas na operação do mercado elétrico, além de possuir um grau de empoderamento e independência que possibilite a divulgação clara dessas falhas durante o processo de monitoramento. Conforme abordado no Relatório 7 (entregável e.7.r) [2], a literatura aponta duas

principais abordagens para a implementação do monitor de mercado:

- (i) Monitor "interno", geralmente constituído por um departamento do operador do sistema, do operador do mercado elétrico ou da agência reguladora; e
- (ii) Monitor "externo", que normalmente envolve um grupo de especialistas ou uma empresa especializada na área.

Para o contexto brasileiro, recomendou-se a adoção de um monitor de mercado interno às instituições existentes, sendo bastante natural que tal atividade esteja vinculada às funções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse sentido, será necessário estruturar essa atividade de monitoramento, incluindo a avaliação da necessidade de ampliar a equipe da CCEE e, possivelmente, de criar departamentos específicos voltados a essa função, garantindo uma capacidade adequada de coleta, análise e acompanhamento de índices relacionados ao funcionamento do mercado. Esta estruturação demandará ajustes à Lei nº 10.848/2004 [6], assim como ao Decreto nº 5.177/2004 [22] e Resolução Normativa nº 957/2021 [24].

O monitor de mercado deverá possuir todas as competências necessárias para conduzir de forma eficiente o processo de coleta e análise dos índices aplicáveis, permitindo ações corretivas e preventivas com base nos resultados obtidos, elementos associados ao mecanismo de validação de ofertas que venha a ser estabelecido (item 4.3.5). Os detalhes operacionais dessa atividade, incluindo a definição da lista de índices a serem monitorados, dependem de uma decisão das próprias instituições brasileiras, que deverá especificar os parâmetros de análise.

Em uma etapa posterior, poderá ser avaliada a contratação de um monitor externo, responsável por realizar análises adicionais, independentes e complementares às do monitor interno, contribuindo para um sistema de monitoramento mais robusto e confiável.

4.3.4. PLATAFORMA DE SUBMISSÃO DE OFERTAS

A implementação do paradigma por ofertas deverá contemplar o desenvolvimento de uma plataforma para que os agentes possam submeter suas ofertas, a serem utilizadas no despacho e na formação de preços. Esta plataforma deverá facilitar o formato de comunicação entre agentes e o Monitor de Mercado, e deverá incorporar métodos de criptografia avançados, devido à natureza sensível dos dados transmitidos.

Além de atender à função principal de comunicação entre os agentes e o operador, a plataforma de submissão pode, ainda, contar com a funcionalidade adicional de envio de sugestões de oferta por parte do operador aos agentes. Essas sugestões, ou recomendações de ofertas poderiam ajudar a reduzir uma das principais barreiras na implementação de um mecanismo baseado em ofertas, que é a possível crença por parte dos agentes quanto à complexidade do processo, diante da responsabilidade de elaboração de uma oferta, considerando o grande número de parâmetros e possibilidades disponíveis.

Tais sugestões deverão ser meramente indicativas, ou seja, caso os agentes optem por aceitá-las, quaisquer efeitos decorrentes da dupla contabilização serão de inteira responsabilidade dos próprios agentes, de forma que as sugestões do operador não representam compromisso vinculante. De forma complementar, a plataforma deverá contar com módulo de validação dessas ofertas, o qual será detalhado no item 4.3.5.

A plataforma deverá contar, então, com três funcionalidades principais: (i) comunicação dos agentes com o operador, por meio da submissão diária de ofertas, (ii) comunicação entre o operador e os agentes, especialmente para a disponibilização de recomendações de oferta, e (iii) sistema de validação de

ofertas. Cada uma dessas funcionalidades, assim como os módulos associados, deve ser rigorosamente testada de forma isolada e integrada, a fim de assegurar o funcionamento adequado e eficiente do mecanismo como um todo.

4.3.5. MECANISMO DE VALIDAÇÃO DE OFERTAS

No Relatório 7 (entregável e.7.r) [2] foi apresentada a necessidade de implementação de um mecanismo de monitoramento e mitigação de poder de mercado no âmbito do paradigma de formação de preços por ofertas. Para isso, algumas adaptações deverão ser desenvolvidas no arcabouço atual, com a implementação de monitor de mercado e criação de regras de validação das ofertas submetidas pelos agentes.

Com relação ao monitor de mercado, sugeriu-se que este possa ser instaurado dentro da própria CCEE, a partir implementação de nova equipe com as competências necessárias para construir indicadores, desenvolver análises críticas, monitoramento e validação das ofertas do mercado quando necessário. A decisão sobre qual instituição será responsável pela atividade de monitor de mercado poderá ser discutida, mas algumas premissas fundamentais são de os agentes devem reconhecer autoridade do monitor, as regras devem ser claras, consistentes e transparentes, garantindo um fluxo claro para o tratamento das ofertas submetidas pelos agentes.

Dentre as possibilidades para o estabelecimento de regras de monitoramento, destacam-se:

- **Monitoramento preventivo:** É realizado antes da liquidação de mercado, com foco em problemas potenciais e a partir de sistemas automatizados. Para isto, pode ser estabelecido um limite de oferta, a ser aplicado em uma etapa de validação das ofertas, que realiza a verificação e substituição de lances que estejam fora de padrões esperados, com base em critérios previamente definidos.
- **Monitoramento corretivo:** é realizado depois da liquidação, identificando práticas irregulares. Pode ser realizado por meio de relatórios periódicos ou investigações pontuais, acionadas quando há irregularidades.

O detalhamento do mecanismo proposto consta no Relatório 7 (entregável e.7.r)[2] e a alteração no arcabouço legal para definição de um mecanismo de mitigação de poder de mercado foi desenhado no item 4.3.1, com a inclusão de um §5º-A no Art. 1º Lei nº 10.848/2004 [6]. Além disso, a Resolução Normativa nº 957/2021 [24] que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica deverá ser ajustada, incluindo as novas funções a serem desenvolvidas pela CCEE.

Esse monitoramento será um pilar fundamental no aprimoramento do mecanismo de formação de preços, contribuindo para um mercado mais eficiente e transparente. Em uma fase subsequente, poderá ser considerada a contratação de um monitor externo, para complementar a análise do monitor interno e fornecer uma visão mais ampla e independente sobre o desempenho do mercado. A coexistência desses dois monitores pode equilibrar as vantagens e limitações de cada modelo, garantindo um acompanhamento mais abrangente e imparcial.

4.3.5.1. LIMITES DE OFERTAS

Como apresentado no Relatório 7 (entregável e.7.r) [2], considerando que o Brasil já opera hoje um mercado com características “majoritariamente por custos” seria natural estabelecer um mecanismo de validação de ofertas com base na informação de custos auditados que os operadores de mercado e do sistema já possuem sobre o parque gerador existente. Há, ainda, a possibilidade de que os agentes fornecam, voluntariamente, informações sobre os seus parâmetros operativos, e, neste sentido, é de se

esperar que a qualidade da informação disponível para o operador melhore (ainda que gradualmente).

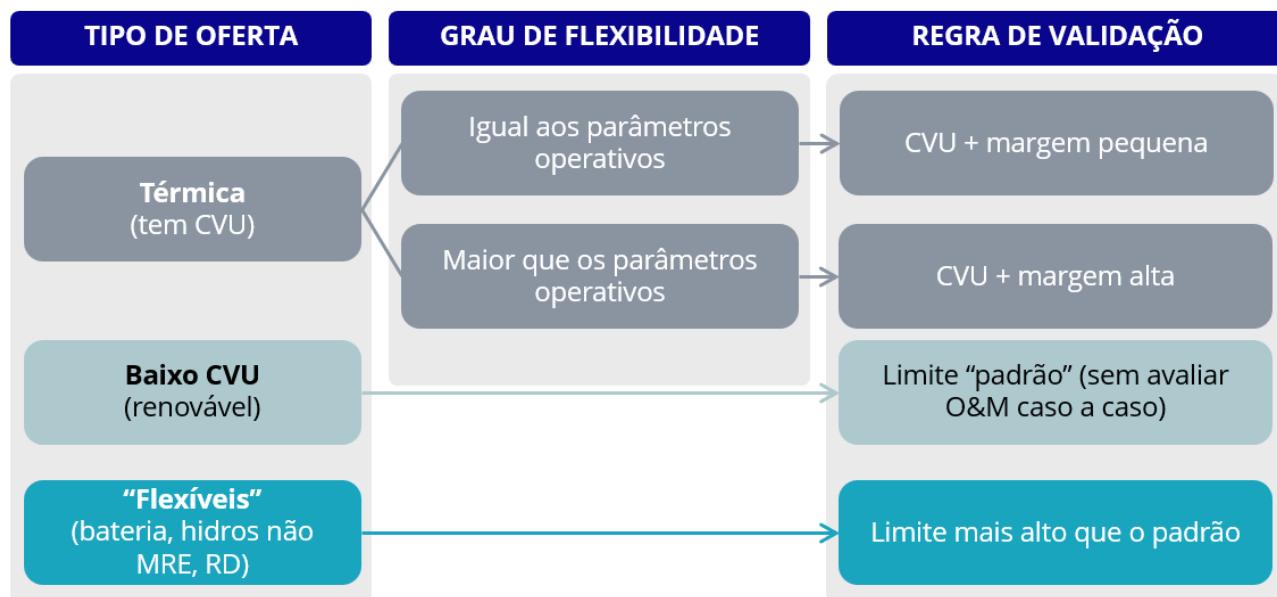
O principal mecanismo do modelo de monitoramento preventivo proposto consiste na definição de um limite superior relacionado à restrição ao exercício do poder de mercado, e de um limite inferior vinculado à limitação ao risco de segurança de suprimento para as ofertas. Para a maioria dos agentes geradores o limite superior da curva de referência pode ser estabelecido de forma direta e eficiente com base nas informações de custos auditados pelo operador, especialmente no caso de geradores termelétricos.

A validação deverá ser feita de forma automática pelo Monitor de Mercado, antes que as ofertas sejam incorporadas como um dado de entrada ao modelo de despacho. As regras para a rejeição ou ajuste de ofertas devem ser claras e previsíveis, evitando qualquer ambiguidade, de forma que a regulação pode estabelecer que, quando uma oferta não atender aos critérios de validação, esta deve ser substituída por uma oferta de referência calculada pelo Operador de Mercado.

Ressalta-se que há situações em que pode ser interessante permitir que a oferta do agente possa divergir do parâmetro calculado centralizadamente pelo operador de forma que os limites devem ser, por um lado, suficientemente amplos para que o mercado de ofertas tenha os incentivos adequados, mas garantindo eficácia do mecanismo. Desta forma, os limites poderão ser fixos ou depender das condições de mercado, ou seja, aumentar os limites para ofertas mais flexíveis pode ser algo interessante a depender da situação em que o mercado se encontre.

Ressalta-se que em um ambiente competitivo, mesmo que os limites sejam amplos, os agentes terão interesse em ofertar preços similares aos seus custos operativos reais, dado que esta seria a estratégia de maximização de lucros. A Figura 4 abaixo ilustra um exemplo de como poderia ser uma estruturação dos distintos graus de flexibilidade para os agentes ofertantes, a depender do tipo de oferta.

Figura 4 – Exemplo de flexibilidade a ser adotada



Por fim, destaca-se que, em um mercado com regras claras, onde comportamentos irregulares são detectados e punidos, e os preços refletem as reais condições de oferta e demanda, crescendo o potencial para atrair investimentos e gerar benefícios para toda a sociedade. Neste sentido, a regra de validação de ofertas, com base nos limites máximo e mínimo, deverão estar refletidas nas regras e procedimentos de comercialização, garantindo sua operacionalização de forma clara para os agentes

envolvidos.

5.Tratamento dos Legados

A adoção de um modelo de formação de preços e despacho híbrido com elementos por ofertas implica a criação de novos direitos e obrigações para os participantes do mercado, podendo demandar ajustes regulatórios e negociações adicionais para garantir a compatibilidade dos direitos adquiridos com as novas regras de mercado. Neste sentido, este capítulo tem como objetivo analisar algumas tipologias de contratos de natureza específica, com foco nas categorias de agentes que foram identificadas como blindados de risco, assim como as alternativas para sua alocação, considerando a estrutura contratual vigente.

Essa discussão é fundamental para a adequada transição para um modelo de formação de preços com elementos por ofertas, pois um agente blindado de risco não possui os incentivos adequados para atuar em um mercado baseado em ofertas, o que pode prejudicar sua participação e comprometer a eficiência do sistema como um todo. Ainda, de forma a garantir a segurança jurídica e regulatória, é importante que se discutam quais os caminhos podem ser seguidos pelos contratos legados, buscando soluções de consenso que alcancem um setor equilibrado e com preços transparentes que reflitam as reais condições do sistema.

5.1.ELEMENTOS CENTRAIS

A transição para um paradigma de preços com elementos por ofertas demandará acordos que garantam a compatibilidade da operação desse novo mercado com os contratos vigentes. De toda forma, é fundamental assegurar o cumprimento dos contratos já firmados, sem, contudo, permitir que tais compromissos assumidos inibam reformas e melhorias necessárias para o aprimoramento do funcionamento do mercado, buscando formas de convivência entre o novo paradigma e os contratos legados. O cenário ideal de transição considera que os agentes de mercado deverão ser responsáveis por submeter ofertas e, eventuais desvios de geração ou consumo entre o montante ofertado e aquele observado no tempo real deverão produzir efeitos sobre o próprio agente, que deverá buscar forma de mitigação deste risco.

Contudo, em alguns casos, identifica-se que a estrutura contratual atual acabaria por blindar alguns agentes contra os riscos atrelados ao processo de submissão de ofertas, ou seja, qualquer lucro ou prejuízo resultante de ofertas mais ou menos eficientes seria transferido para um outro agente, como é o caso de muitos contratos em que o risco está alocado ao consumidor regulado. Esta configuração impede que os agentes que devem submeter as ofertas, que na estrutura atual não possuem risco associado, tenham os incentivos econômicos necessários para apresentar as melhores ofertas, aprimorar seus modelos de previsão ou investir em iniciativas que aumentem sua produtividade.

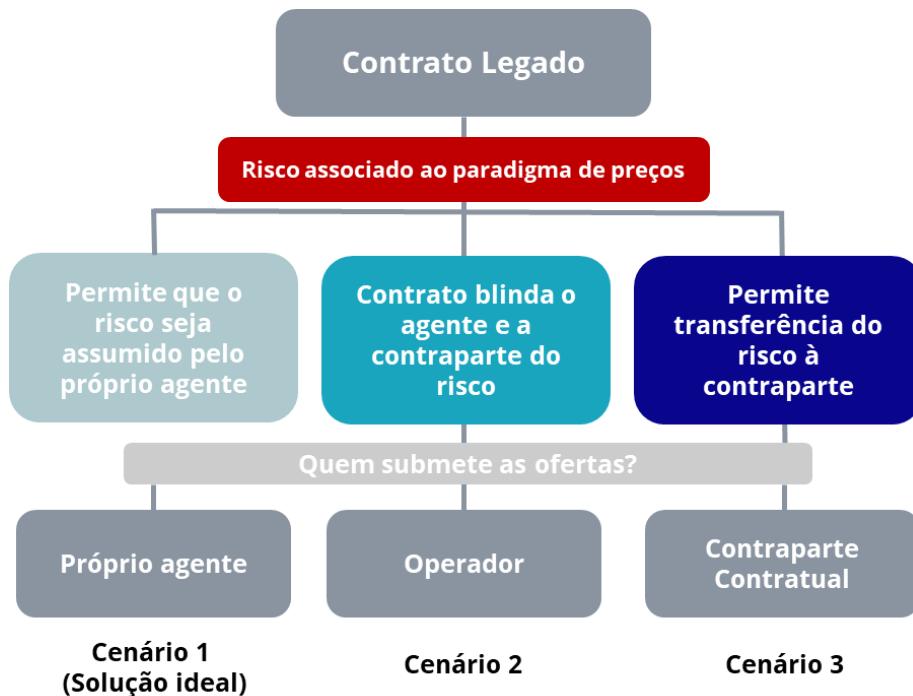
Para o adequado funcionamento do mercado, será necessário buscar entender quais são os contratos que blindam os agentes de riscos e quais permitem adequar-se à nova estrutura. A Figura 5 abaixo esquematiza a solução ideal e alguns cenários alternativos que podem ser exploradas, quais sejam:

- **Cenário 1 - solução ideal:** O contrato legado permite que risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas seja alocado ao próprio agente que, por isso, terá a responsabilidade de submeter ofertas de acordo com suas estratégias. Este é o cenário ideal, no qual o agente assume o risco e deverá submeter ofertas no mercado do dia seguinte.
- **Cenário 2:** O contrato legado blinda o agente, e sua contraparte, de qualquer risco associado à submissão de ofertas. Como ambas as partes do contrato estão blindadas de risco, o que ocorre é que a responsabilidade por submeter ofertas não poderá estar alocada a nenhuma das partes

contratuais. Neste caso, o que se propõe é que o Operador de Mercado assuma a responsabilidade por realizar ofertas, com os efeitos financeiros desta atividade sendo cobertas por encargo.

- **Cenário 3:** O contrato legado permite a alocação e/ou transferência do risco associado ao paradigma de preços por ofertas à contraparte contratual que, por sua vez, será a responsável por submeter ofertas de acordo com sua estratégia.

Figura 5 - Caminhos para alocação do risco referente aos contratos legados



Um exemplo do Cenário 1, por exemplo, são os contratos por quantidade, em que os agentes não estariam blindados de descasamentos entre o mercado ex ante e mercado ex post e, portanto, serão responsáveis por submeter ofertas.

Com relação ao Cenário 2, como o contrato legado blinda o agente e a contraparte do risco, a solução de contorno indicada é de que a responsabilidade por realizar ofertas esteja alocada no operador de mercado, alcançando um modelo similar ao que se tem hoje, ou seja, operação de ativos pertencentes a agentes blindados ao risco seria realizada centralizadamente e a receita financeira dos agentes se dará segundo a operação do Operador de Mercado. Esta alternativa, embora reduza os benefícios vislumbrados pela transição para um modelo de ofertas, pode ser considerada como o caso base para o tratamento dos agentes blindados ao risco. Ressalta-se que, neste caso, como a responsabilidade por realizar ofertas é do Operador de Mercado, o ônus e bônus das estratégias de oferta deverão ter tratamento via encargo, como já feito atualmente.

No Cenário 3 citado acima, explorou-se a condição específica de que o contrato legado permita a alocação ou transferência do risco à contraparte. Neste caso, o agente que transferiu o risco seguiria sendo remunerado nos termos do contrato legado, indiferente aos incentivos do mercado de curto prazo. Por outro lado, a contraparte contratual, por sua vez, seria liquidada em função da compra ou venda de energia, ou de reservatório virtual, fruto de suas estratégias de oferta que representam os ativos do agente blindado de risco. Esta situação será explorada em mais detalhes no item 5.1.1.

Pode-se pensar, ainda, em um cenário extra, como uma “variante” do Cenário 1, em que, apesar da estrutura contratual legada blindar o agente do risco associado à introdução do paradigma por ofertas, este, mediante acordo, aceite assumi-lo frente ao benefício esperado de poder realizar ofertas no mercado.

Cenário Extra (variante do Cenário 1): Mesmo tendo sido identificado que o contrato legado blindaria o agente do risco associado à introdução do paradigma de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o agente aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados a um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Tais acordos devem ser criteriosamente elaborados e estruturados com o objetivo de garantir que não haja o risco de judicialização por parte do agente.

De toda forma, a premissa fundamental que deve estar clara aos agentes de mercado é de que se há uma parte que é blindada de risco, esta não poderá realizar ofertas, de forma que, caso a opção desejada pelos agentes seja de transferência do risco, a responsabilidade por realizar ofertas no mercado spot também deverá ser transferida. Como já introduzido no item 4.1.1.2, o tratamento padrão (“regra geral”) para os agentes de mercado implica que os contratos não devem blindar os agentes (tanto comprador quanto vendedor) dos descasamentos entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço. Ou seja, os agentes são integralmente responsáveis por realizar ofertas e estão sujeitos às diferenças observadas nos mercados ex ante e ex post.

Contudo, com relação aos contratos legados, identificou-se que algumas tipologias específicas não podem ser encaixadas na “regra geral”, sendo necessário uma avaliação individual sobre qual cenário melhor se adapta à realidade específica do contrato. Este tema será aprofundado na seção 5.2, no qual são avaliados os caminhos para os Contratos de Cotas de Garantia Física, Repactuação do Risco Hidrológico, Contratos do PROINFA, Itaipu, Energia Nuclear, Energia de Reserva, Distribuidoras de Energia e outros contratos, como os de disponibilidade.

5.1.1. TRANSFERÊNCIA DO RISCO À CONTRAPARTE

Avalia-se, nesta seção, a possibilidade do contrato legado permitir a transferência da responsabilidade pela realização das ofertas à contraparte contratual, que assumirá a gestão do risco. Este agente será responsável por executar as ofertas relacionadas aos ativos do agente blindado de risco, permanecendo remunerado em conformidade com os acordos previamente estabelecidos. A transferência do risco à contraparte, introduzida no item anterior, é o caso natural, por exemplo, dos contratos estabelecidos entre comercializadores varejistas (vendedor) e pequenos consumidores ou entre comercializadores varejistas (comprador) e pequenos geradores.

Desta forma, a transferência de responsabilidade para submissão das ofertas à contraparte pode ser de dois tipos:

- I. Responsabilidade alocada ao vendedor: comprador transfere ao vendedor a responsabilidade (ônus e bônus) de fazer ofertas no mercado do dia seguinte (ex ante). Um exemplo deste tipo de possibilidade são os contratos entre pequenos consumidores com comercializador varejista, no qual o comercializador varejista seria responsável por realizar as ofertas para o mercado do dia seguinte.
- II. Responsabilidade alocada comprador: vendedor transfere ao comprador a responsabilidade (ônus e bônus) de fazer ofertas no mercado do dia seguinte (ex ante). Um exemplo deste tipo de possibilidade são os pequenos geradores com comercializador varejista no qual o

comercializador varejista seria responsável por realizar as ofertas para o mercado do dia seguinte.

Este entendimento sobre os contratos com Comercializadores Varejistas decorre do fato de que, atualmente, o Varejista é responsável pela gestão de seu portfólio e, por isso, responsável por eventuais exposições ao mercado de curto prazo. Por isso, entende-se que contratos deste tipo poderão ser incluídos no âmbito do Cenário 3, introduzidos no item 5.1.

Neste sentido, é interessante que a regulamentação estabeleça uma data a partir da qual todos os contratos registrados na CCEE devem necessariamente indicar explicitamente qual o agente responsável pela realização de ofertas, com a clareza de que a existência de um agente blindado de risco não elimina o risco associado, mas o transfere a outro agente (usualmente a contraparte contratual).

5.2. AGENTES BLINDADOS DE RISCO

A adoção de um modelo de formação de preços e despacho por oferta introduz novos direitos e obrigações, podendo exigir ajustes regulatórios e negociações específicas para adaptar os direitos já existentes às novas regras de funcionamento do mercado. Esta seção abordará algumas tipologias de contratos de natureza específica que deverão ter tratamento específico no âmbito de uma transição para um paradigma por ofertas, uma vez que a estrutura contratual os blinda do risco associado ao mercado de ofertas.

5.2.1.

REGIME DE COTAS DE GARANTIA FÍSICA

A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 [37] instituiu o regime de cotas de garantia física, no âmbito da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e permitiu que cotas de garantia física de usinas hidrelétricas fossem transferidas a concessionárias de distribuição. No regime de Cotas de Garantia Física as concessionárias de distribuição assumem o risco hidrológico, com a possibilidade de repassá-lo à tarifa do consumidor final. O repasse do risco hidrológico representa que, tanto as geradoras hidrelétricas no regime de cotas quanto as concessionárias de distribuição são blindadas ao risco hidrológico e, no âmbito do mercado de ofertas, caso um destes agentes tivesse o direito de realizar ofertas de reservatório virtual, o arranjo contratual atual não produziria os incentivos adequados para realizar ofertas eficientes.

Dentre as usinas afetadas pela Lei nº 12.783/13, há dois tipos de classificação com base na alocação da garantia física. A primeira delas refere-se às usinas com a totalidade da garantia física alocada no regime de cotas (mercado regulado), enquanto a segunda são as usinas comprometidas parcialmente, ou seja, a alocação da garantia física está dividida parte no mercado livre e parte no mercado regulado. O risco hidrológico repassado às distribuidoras refere-se exclusivamente à parcela regulada que, pode ser a totalidade da garantia física da usina, ou parte dela, a depender da classificação da usina, como explicitado anteriormente [41].

A premissa para o funcionamento adequado do paradigma de formação de preços por ofertas deve ser de alocação do ônus e bônus ao agente responsável por submeter as ofertas. No caso do regime de cotas, como o risco hidrológico (parcela regulada) é repassado ao consumidor final (de acordo com o exposto no parágrafo acima), nem os geradores cotistas nem as distribuidoras de energia elétrica possuiriam incentivos para submissão de ofertas eficientes. Desta forma, **o contrato legado de cotas acaba por blindar ambas as partes do contrato (gerador e distribuidoras) de qualquer risco associado à submissão de ofertas** e, por isso, o caso base é que, com a adoção de um paradigma por ofertas, o responsável por submeter ofertas de Reservatório Virtual deveria ser o Operador de Mercado,

segundo a lógica centralizada.

Haveria, entretanto, alternativas, que envolvem necessariamente que algum agente assuma este risco, ou seja, o risco de mercado correspondente às diferenças associadas à liquidação ao PLD ex ante e ao PLD ex post de montantes de geração hidrelétrica associados aos contratos de cotas. Este agente que assumir o risco deverá, portanto, assumir também a responsabilidade de realizar ofertas associadas a estes montantes.

Em linha com os cenários descritos no item 5.1, exploram-se abaixo as possibilidades para o caso específico do contrato de cotas.

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o gerador cotista.
- **Cenário 2:** tendo em vista que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, operador de mercado assume a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (contraparte - distribuidora) assume os riscos, a questão mais importante é assegurar que a distribuidora de fato tem exposição a estas liquidações no mercado spot sem repasse ao consumidor regulado, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual do regime de cotas de garantia física blindaria o gerador dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador cotista aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

Pode-se, ainda, explorar a possibilidade de que um outro agente (nem a contraparte vendedora nem a contraparte compradora) assume este papel de “intermediador financeiro” do contrato. Neste caso, seria necessário determinar o critério de escolha desta nova contraparte (possivelmente via mecanismo competitivo) e os termos de remuneração e risco associados.

Ressalta-se que a escolha do melhor caminho deverá ser antecedida por amplas discussões que possibilitem a participação social, a exemplo da realização de consulta pública, favorecendo a contribuição ativa dos distintos stakeholders do setor e visando a construção de uma solução estruturada.

5.2.2. ENERGIA NUCLEAR

A energia das usinas nucleares de Angra I e II, conforme estabelecido pela Lei nº 12.111/2009, é atualmente vendida ao mercado cativo, por meio de cotas, com tarifa estabelecida anualmente pela ANEEL, visando o equilíbrio econômico-financeiro das usinas, mas não considerando o custo (ou eventual receita) da exposição das usinas no mercado de curto prazo. Essa exposição é alocada nas distribuidoras de energia, que repassam ao consumidor final por meio de mecanismo denominado Conta de Compensação da Variação dos Itens da Parcela A (CVA).

Desta forma, assim como exposto no item 5.2.1 para os Contratos de Cotas de Garantia Física, o contrato legado de comercialização de energia Nuclear acaba por blindar ambas as partes do contrato (gerador e distribuidoras) de qualquer risco associado à submissão de ofertas e, por isso, surgem as possibilidades elencadas abaixo:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é

alocado ao próprio agente de geração.

- **Cenário 2:** tendo em vista que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, operador de mercado assume a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (distribuidora) assume os riscos, sendo a questão mais importante a ser endereçada a garantia de que a distribuidora de fato tem exposição a estas liquidações no mercado spot sem repasse ao consumidor regulado, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual legada de Energia Nuclear blindaria o gerador dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador nuclear aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

Aqui também pode-se explorar a possibilidade de que um outro agente (nem a contraparte vendedora nem a contraparte compradora) assuma este papel de “intermediador financeiro” do contrato. Neste caso, seria necessário determinar o critério de escolha desta nova contraparte (possivelmente via mecanismo competitivo) e os termos de remuneração e risco associados. Mais uma vez, a decisão sobre a direção a ser seguida deve, necessariamente, ser fruto de um processo de contribuição pública, garantindo a participação dos diversos agentes e a busca por uma solução de consenso.

Ressalta-se que a Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025 [42], fruto da conversão da MP 1.300 de 2025, determina que, a partir de 1º de janeiro de 2026, o custo e a energia das centrais nucleares de Angra 1 e 2 serão rateados entre todos os consumidores do SIN, exceto consumidores de baixa renda, conforme reproduzido abaixo:

Art. 2º A [Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#), passa a vigorar acrescida do seguinte art. 11-A:

[Art. 11-A.](#) A partir de 1º de janeiro de 2026, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração de energia de Angra 1 e Angra 2 será rateado entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de que trata o [art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#), exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, rateando-se os custos e a geração de energia proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, conforme regulação a ser estabelecida pela Aneel.”

5.2.3.

ITAIPI

Ainda se encontra em andamento o processo de revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, que diz respeito da parte financeira do tratado [47]. O prazo estabelecido no próprio Anexo C para a conclusão do processo era 2023⁸, entretanto, até a presente data apenas um acordo temporário foi anunciado, com disposições transitórias sobre o Custo dos Serviços de Eletricidade (CUSE) da usina e a intenção de que ambos os países, principalmente o Brasil, avançassem com as tratativas necessárias para que o Paraguai possa comercializar energia dentro do mercado brasileiro.

Neste contexto, seria ideal que a renegociação do Anexo C, bem como a destinação da energia produzida pela usina de Itaipu, considerasse desde já a possibilidade de implementar um modelo de despacho e

⁸ Tratado de Itaipu, Anexo C, Art. VI.

formação de preços que se adeque ao desenho de mercado que se está sendo proposto pelo presente projeto. Essa abordagem poderia estabelecer condições específicas de oferta e divisão de receitas, com potencial tratamento diferenciado para a parcela brasileira e a paraguaia da usina. Adiar esse tipo de discussão até o encerramento da revisão do Anexo C tornaria o processo mais complexo e aumentaria o risco de contestação, além de desperdiçar a oportunidade e os recursos já empenhados na atual renegociação.

A forma mais natural de tratamento comercial para a energia produzida pela usina de Itaipu seria designar algum agente específico como sendo responsável pelas cotas de Itaipu no mecanismo de reservatórios virtuais. Este agente receberia todos os ônus e bônus da sua estratégia de oferta (tendo incentivos, portanto, para ofertar da melhor forma possível). Neste caso, podemos seguir a mesma lógica apresentada para as Usinas de Cotas, ou seja:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o gerador ENBPar (Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional).
- **Cenário 2:** tendo em vista que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, operador de mercado assume a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (contraparte - distribuidora) assume os riscos, a questão mais importante é assegurar que a distribuidora de fato tem exposição a estas liquidações no mercado spot sem repasse ao consumidor regulado, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual legada de Itaipu blindaria o agente gerador ENBPar (Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional) dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

Pode-se, ainda, explorar a possibilidade de que outro agente (nem a contraparte vendedora nem a contraparte compradora) assuma o papel de “intermediador financeiro” do contrato. Neste caso, seria necessário determinar o critério de escolha desta nova contraparte (possivelmente via mecanismo competitivo) e os termos de remuneração e risco associados.

Com relação ao no Cenário 1, é preciso ressaltar que a ENBPar (Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional) precisará de uma equipe preparada para o processo de submissão de ofertas de reservatório virtual, assim como para gerenciar os níveis de armazenamento e compromissos contratuais da empresa. Destaca-se que a definição clara dos compromissos contratuais relacionados à energia de Itaipu é fundamental para avaliar a saúde financeira da empresa, sendo também um dos principais motivos para a importância de estabelecer as novas condições do Anexo C de Itaipu.

5.2.4. REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

A Resolução Normativa N° 684, de 11 de dezembro de 2015⁹ [43], estabeleceu o regime de repactuação de risco hidrológico, com intuito de proteger usinas hidráulicas do risco sistêmico. Esta normativa produziu o efeito de blindar do risco hidrológico, de forma total ou parcial, parcelas de usinas hidráulicas sob regime de repactuação. Este arcabouço cria um ambiente com pouco ou nenhum incentivo para que

⁹ A resolução em questão foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022 [43]

os agentes geradores submetam ofertas eficientes, uma vez que os efeitos decorrentes das ofertas são repassados a outros agentes.

Desta forma, pode-se aplicar, neste caso, a mesma sequência lógica apresentada para o Regime de Cotas de Garantia Física (item 5.2.1). Seleciona-se, assim, um agente para ser o responsável pela alocação de ofertas de reservatório virtual em nome da parcela da usina hidráulica assegurada pela repactuação:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o gerador hidrelétrico com repactuação.
- **Cenário 2:** tendo em vista que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, operador de mercado assume a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (contraparte - distribuidora) assume os riscos, a questão mais importante é assegurar que a distribuidora de fato tem exposição a estas liquidações no mercado spot sem repasse ao consumidor regulado, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual legada de repactuação do risco hidrológico blindaria o agente gerador dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

De forma análoga ao explorado no item 5.2.1, pode-se, ainda, explorar a possibilidade de que um outro agente (nem a contraparte vendedora nem a contraparte compradora) assuma este papel de “intermediador financeiro” do contrato. Neste caso, seria necessário determinar o critério de escolha desta nova contraparte (possivelmente via mecanismo competitivo) e os termos de remuneração e risco associados

Importa destacar que os montantes de garantia física não repactuados (não blindados de risco) deverão ser alocado ao próprio agente hidrelétrico, que teria liberdade para realizar ofertas. Ainda, sugere-se que a decisão sobre o caminho a ser adotado deverá resultar de um processo colaborativo e transparente, envolvendo a contribuição de diversos agentes, e principalmente aqueles afetados diretamente, promovendo o diálogo com o objetivo de alcançar uma solução de consenso.

5.2.5. PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) foi estabelecido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 [44] para incentivar a implementação de geração baseada nas fontes eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). A energia contratada no âmbito desse programa é de uso de consumidores cativos e livres, que pagam por esse custo através de um encargo setorial de mesmo nome. A contraparte compradora à época da assinatura dos contratos era a Eletrobrás, tendo sido esse papel transferido à ENBPar (Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional).

De maneira resumida, os contratos do Proinfa têm os volumes estabelecidos com base na chamada

Energia de Referência¹⁰, sendo que este volume pode ser anualmente reduzido¹¹ se a geração das usinas for menor que a Energia de Referência. Contudo, os desvios mensais entre a energia gerada e a contratada são arcados inicialmente pela ENBPar, que no ano seguinte repassa esses ajustes aos geradores, através de ajustes nos pagamentos mensais.

Há, porém, uma diferenciação entre o que são esses ajustes repassados pela ENBPar para os distintos agentes, com relação a risco de preços do mercado de curto prazo. Apenas para o caso das PCHs que, à época da assinatura dos contratos, tivessem optado por aderir ao MRE, o repasse é equivalente à exposição no mercado de curto prazo, absorvida inicialmente pela ENBPar. Para todas as demais fontes, esse repasse é calculado com base na diferença entre a energia gerada e contratada ao preço do próprio contrato. De forma que:

- Todo gerador no Proinfa tem uma receita mensal repassada pela ENBPar, que é composta por:
 - I. somatório de uma receita fixa, equivalente a um doze avos da energia contratada anual pelo preço do contrato;
 - II. uma receita variável;

A receita variável (II) muda conforme a fonte, de forma que para PCH no MRE é o resultado anual na CCEE (exposição no mercado de curto prazo) dividido por doze meses e para as outras usinas, corresponde a diferença anual entre energia contratada e gerada valorada pelo preço do contrato, também dividido por doze meses.

Em outras palavras, no caso do Proinfa, apenas as PCHs com contratos do tipo “participante do MRE” efetivamente arcaram com o risco da exposição ao mercado de curto prazo, ainda que com um certo descasamento temporal. Todas as demais fontes e PCHs fora do MRE não arcaram com essa exposição, pois as diferenças entre geração e contrato não são valoradas a PLD, e sim ao valor do próprio contrato. Desta forma, quem absorve, de fato, a exposição no MCP são todos os consumidores (livres e cativos).

Ainda que os contratos do Proinfa estejam em vias de expirar, cabe pontuar que a Lei nº 14.182/2021 autorizou sua prorrogação, por mais 20 anos, para os agentes geradores que manifestassem interesse. Essa prorrogação deve ser feita, segundo a Lei, revendo cláusulas de preço e de forma de reajuste. Porém não estavam previstas alterações na forma de revisão dos montantes contratuais ou do repasse da exposição ao mercado de curto prazo. Cabe pontuar que até a presente data essas prorrogações ainda não foram executadas e seria interessante que considerassem eventual alteração na formação de preços, antecipando a alocação do risco de descasamento entre os mercados ex ante e ex post já nos termos da renovação do contrato.

Como já apresentado, a premissa para o funcionamento adequado do paradigma de formação de preços por ofertas deve ser de alocação do ônus e bônus da estratégia de oferta ao agente responsável por submetê-las. Logo, vislumbra-se a possibilidade de que as usinas com contratos do tipo “participante do MRE” possam ser efetivamente responsáveis por suas ofertas e pelos riscos associados às diferenças entre mercado do dia seguinte e mercado de balanço (**Cenário 1 – Solução ideal**). Para os demais, estão

¹⁰ Já que, na época, ainda não existia o conceito de Garantia Física, apenas o de Energia Assegurada, aplicável as usinas de fonte hidrelétrica.

¹¹ Exceto no caso das PCHs, onde a redução deve observar a revisão de Garantia Física. Destaca-se também que essa revisão do montante contratado ocorrerá apenas em caso de geração abaixo do montante contratado e não há previsão de revisão caso a performance de geração seja superior ao compromisso contratual.

abaixo descritas as possibilidades a serem avaliadas:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o agente gerador do PROINFA.
- **Cenário 2:** para os geradores do PROINFA que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, operador de mercado assume a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (contraparte - ENBPar) assume os riscos, a questão mais importante é assegurar que este agente de fato tenha exposição a estas liquidações no mercado spot, sem repasse ao consumidor final, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual blindaria o agente gerador do PROINFA (aqueles que atualmente não estão expostos à variação do mercado de curto prazo) dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

5.2.6.

ENERGIA DE RESERVA

No âmbito da Frente Sistematização, abordada no item 4.3, foi discutida a importância de que, em uma reforma plena, todos os agentes do setor tenham a responsabilidade de realizar ofertas preço e quantidade. Contudo, é importante avaliar alguns perfis de contrato que podem, inicialmente, não ser compatíveis com este novo paradigma, requerendo adaptações. Destacam-se aqui os contratos em que a quantidade comprometida está diretamente vinculada à geração efetiva da usina, especificamente os contratos de reserva.

O Art. 3º da Lei nº 10.848/2004 [6], abaixo transcreto, apresenta as definições sobre a contratação de energia elétrica ou de reserva de capacidade, tema que foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008 [45].

"Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021) (Regulamento)"

A contratação de energia de reserva é realizada por meio de Leilões Regulados, a partir da contratação de empreendimentos novos ou existentes, e tem o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Toda a energia produzida pelas usinas envolvidas nesse compromisso é liquidadada no Mercado de Curto Prazo (MCP), e as receitas provenientes dessas operações são transferidas para a Conta de Energia de Reserva (CONER). Esses recursos compõem o montante financeiro necessário à cobertura dos custos associados à contratação de Energia de Reserva [46].

Para cobrir os custos associados à contratação da Energia de Reserva, foi instituído um encargo específico, o Encargo de Energia de Reserva. Esse encargo engloba as despesas administrativas, financeiras e tributárias, bem como a remuneração da CCEE pela gestão do encargo e da CONER. Sua arrecadação é aplicada a todos os agentes da CCEE que se enquadram como Usuários de Energia de Reserva.

Com a inserção da dupla contabilização e transição para o paradigma de formação de preços por ofertas, seria natural considerar que a responsabilidade pela realização de ofertas deveria ser alocada ao próprio

agente gerador, provendo os incentivos necessários para melhorar a qualidade das previsões no mercado do dia seguinte. **Contudo, tendo em vista a estrutura do mecanismo de contratação de Energia de Reserva, entende-se esta tipologia de contrato está alocada ao caso citado no item 5.1 em que o contrato legado blinda o agente, e sua contraparte, de qualquer risco associado à submissão de ofertas, ou seja, tanto os geradores quanto à própria CCEE.**

Desta forma, avaliam-se os cenários abaixo:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o agente gerador de reserva.
- **Cenário 2:** tendo em vista que o contrato blinda o agente e a contraparte do risco, uma solução de contorno é que o operador de mercado assuma a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** como a contraparte contratual neste caso é a CCEE, entende-se que não há que se explorar o cenário 3, uma vez que seria similar ao Cenário 2, visto que se propõe que o operador de mercado seja função atrelada à CCEE.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo tendo sido identificado que a estrutura contratual legada de reserva blindaria o gerador dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador nuclear aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco) quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados à um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

Ressalta-se entendimento que, no Cenário 2, enquanto existirem estes contratos, a submissão de quantidades para o mercado do dia seguinte deverá ser realizada pelo Operador de mercado, e eventuais descasamentos entre o mercado ex ante e ex post poderia seguir cobertos via encargo de Energia de Reserva, seguindo a estrutura atual.

5.2.7.

DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA

Como já introduzido neste capítulo, alguns agentes no mercado brasileiro possuem, atualmente, uma estrutura de contrato que garante o repasse do risco a outros agentes (usualmente o consumidor final de energia elétrica). Este é o caso das distribuidoras de energia elétrica, que, atualmente, sob condições específicas regulamentadas pelo Decreto nº 5.163/2004 de 30 de julho de 2004 [7] e previstas em seus contratos de concessão, têm a prerrogativa de transferir determinados custos e riscos relacionados à aquisição de energia no mercado de curto prazo para a tarifa final de energia, até um limite estabelecido.

No âmbito da Frente Sistematização, abordada no item 4.3, foi discutida a importância de que, em uma reforma plena, todos os agentes do setor, ou agentes que os representem, realizem ofertas no mercado de curto prazo. Quando avaliamos os consumidores regulados de energia elétrica, é natural pensar em transferir a responsabilidade de realizar ofertas à distribuidora de energia elétrica, como discutido no item 5.1.1. Neste sentido, ao pensar nas Distribuidoras como representantes dos consumidores regulados para submissão de ofertas no novo paradigma, é importante notar que, caso as distribuidoras sejam indiferentes ao risco de descasamento entre o mercado do dia seguinte (ex ante) e mercado de balanço (ex post) não há incentivos para formulação de ofertas eficientes.

Reitera-se aqui a premissa de que os agentes responsáveis por fazer ofertas em benefício dos consumidores assumam a responsabilidade financeira pelos desvios entre a demanda prevista para o dia seguinte e a demanda efetivamente observada, seja no mercado regulado ou no mercado livre.

Neste sentido, erros de previsão, especialmente de demanda, não devem ser considerados não

gerenciáveis, pois podem ser aprimorados por meio de investimentos em projeções mais precisas, assim como ferramentas de gestão ativa da demanda, promovendo assim uma gestão mais eficiente do risco.

No caso das distribuidoras de energia elétrica, enquanto responsáveis pela submissão de ofertas de preço e quantidade em nome de seus consumidores regulados, será necessário revisar o Decreto nº 5.163/2004 [7] mencionado anteriormente, podendo também ser requerida uma adaptação dos contratos de concessão. Contudo, esse tema envolve uma revisão de uma estrutura regulatória mais ampla, que demandará uma reformulação abrangente da atividade de “comercialização regulada” pela distribuidora, incluindo a separação das atividades de “fio” e de comercialização regulada de energia.

Esta atividade, envolvendo submissão de ofertas, passaria a integrar as atribuições da distribuidora e pode até mesmo representar uma fonte adicional de receita para as concessionárias, contribuindo para minimizar possíveis resistências. O custo de contratação eficiente deve compensar a distribuidora em certo grau pelo risco assumido, mas não deve blindar a distribuidora do risco inerente a diferentes estratégias de comercialização, e por isso, o mecanismo para a remuneração da distribuidora-comercializadora deverá ser rediscutido.

Em um primeiro momento, poderia se estabelecer que, para a submissão de ofertas, e, portanto, previsões de demanda, poderia ser desenvolvida uma solução híbrida, entre distribuidoras e Operador de Mercado. Neste caso, o Operador apoiaria as distribuidoras, compartilhando com elas as suas previsões para o perfil de demanda no mercado do dia seguinte, mas as distribuidoras estariam livres para ignorar ou ajustar as previsões do operador como achassem melhor, sendo responsáveis por eventuais desvios entre mercado do dia seguinte e mercado de balanço. Isto poderia ser testado, inclusive, durante um período de Operação Sombra, como será discutido no item 5.3.1.

5.2.7.1. OUTROS CONTRATOS

Nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D), celebrados entre Distribuidoras e Geradores, a associação da geração comprometida à medição ex post implica que o Gerador está parcialmente blindado de risco de mercado. A estrutura de risco desse contrato, portanto, sugere um tratamento regulatório semelhante ao da Energia de Reserva, conforme detalhado no item 5.2.6.

O direcionamento ideal pressupõe que os agentes assumam integralmente o risco relativo à possíveis descasamentos entre os mercados ex ante e ex post, o que inclui a reavaliação de contratos legados. Na impossibilidade de aplicar esta regra de alocação de risco, a análise deve retornar aos cenários específicos discutidos no item 5.1.

Desta forma, avaliam-se os cenários abaixo:

- **Cenário 1 – Solução ideal:** o risco associado à introdução do paradigma de preços por ofertas é alocado ao próprio agente, neste caso o agente gerador com contrato do tipo CCEAR-D.
- **Cenário 2:** se o contrato tiver cláusulas que blindam o agente e a contraparte do risco, uma solução de contorno é que o operador de mercado assuma a responsabilidade de realizar ofertas.
- **Cenário 3:** o agente comprador (contraparte - distribuidora) assume os riscos, a questão mais importante é assegurar que a distribuidora de fato tem exposição a estas liquidações no mercado spot sem repasse ao consumidor regulado, como na regra atual.
- **Cenário Extra (variante do cenário 1):** mesmo nos casos em que a estrutura contratual legada blinda o gerador dos riscos associados à submissão de ofertas, pode-se identificar a possibilidade de que o gerador aceite, sem pagamento adicional, assumir tanto o ônus (risco)

quanto o bônus (possibilidade de realizar ofertas) associados a um ajuste da regra contratual que retire a blindagem de risco. Estes acordos precisam ser bem desenhados e estruturados, com o intuito de garantir de que o agente não judicializará.

5.3. TRANSIÇÃO

5.3.1.

OPERAÇÃO SOMBRA

O estabelecimento de um período de transição com operação sombra é um processo de benefício conhecido no setor elétrico brasileiro, assim como feito durante o estabelecimento do preço horário. O estabelecimento de um período sombra possibilita que novas regras sejam testadas, buscando preparar não só instituições envolvidas em seu estabelecimento, mas também todos os agentes do setor, que precisarão passar por um período de aprendizagem. Neste sentido, recomenda-se que a implementação de um paradigma de formação de preços híbrido com elementos por ofertas também conte com um período de operação sombra, que poderá ser estabelecido de distintas formas, seja por Frente de Implementação, ou à medida que as alterações legais e normativas sejam estabelecidas.

O estabelecimento da dupla contabilização, discutida no âmbito do item 4.1, deverá contar com a implementação de um período de testes, sem efeitos financeiros aos agentes, testando como o Operador de Mercado deverá realizar a dupla contabilização, buscando identificar necessidade de aprimoramentos em plataformas e sistemas, preparando-se para este novo formato, que envolverá maior volume de dados a serem geridos pela CCEE.

De forma análoga, com relação ao mecanismo de reservatórios virtuais e estabelecimento do mecanismo de oferta de segurança tratados no item 4.2, é recomendável que, antes da implementação definitiva, seja estabelecido um período de operação sombra. Essa abordagem permitirá testar e ajustar o funcionamento do mecanismo, minimizando riscos e garantindo uma transição mais segura e eficaz.

O período de operação sombra é essencial para que tanto os agentes ofertantes quanto as instituições possam validar a estrutura do mecanismo, bem como as plataformas necessárias para seu funcionamento. Essa fase permitirá identificar e antecipar eventuais problemas, possibilitando a elaboração de soluções de contingência antes do início da operação definitiva. Dessa forma, assegura-se que todos os participantes compreendam plenamente o funcionamento do sistema e a rotina operacional, além de ser uma fase de “treinos”, fortalecendo a confiança dos agentes.

Diante desse cenário, pensou-se em uma operação sombra que considere uma simulação de contabilização em que todos os cálculos necessários seriam realizados sob as regras do novo mecanismo, incluindo a dupla contabilização e a aplicação do mecanismo de reservatórios virtuais. Além disso, nesta etapa, a plataforma de submissão de ofertas, detalhada no item 4.3.4, deverá estar disponível exclusivamente para testes, sem que essas ofertas sejam utilizadas no despacho ou na formação de preços, permitindo assim identificar possíveis ajustes e garantir uma transição mais segura e controlada.

Este é um processo de grande relevância para familiarização dos agentes, tanto com relação à estratégia de submissão de ofertas quanto à utilização das plataformas necessárias. Por exemplo, durante o período de Operação Sombra poder ser testada a implementação de “Ofertas de Referência” disponibilizadas pelo Operador de Mercado, que poderia ser utilizadas pelos distintos agentes, como introduzido no item 5.2.7 em que se indicou a possibilidade de o Operador poderia, em um momento de transição, apoiar as Distribuidoras de Energia Elétrica, ao compartilhar com elas suas previsões o perfil de demanda no mercado do dia seguinte, o que poderia ser feito também com outros agentes.

Neste sentido, ressalta-se também a importância do período sombra testar as regras propostas na etapa de Sistematização, discutida no item 4.3, momento que, como citado acima, a plataforma de submissão de ofertas deve estar disponível, assim como a definição sobre o formato de ofertas deve estar já definido, garantindo que as informações submetidas pelos agentes reflitam as condições técnicas e operacionais dos ativos, assim como as melhores estratégias de gestão de seus ativos. De maneira complementar, a validação de ofertas também deverá testada, podendo inclusive ser um momento de calibração para a implementação dos limites de ofertas.

5.3.2. CONDIÇÕES GERAIS PARA A TRANSIÇÃO DO MRE PARA RV

O mecanismo de reservatórios virtuais, embora seja opcional para os agentes legados, será obrigatório para os novos agentes. Além disso, há a possibilidade de que agentes atualmente fora do MRE possam obter a flexibilidade de realizar ofertas no regime de reservatórios virtuais. É importante recordar que a condição essencial para que um agente possa fazer ofertas é estar exposto ao risco hidrológico e ao risco de descasamento entre os mercados do dia seguinte e de balanço. Agentes que atualmente estejam protegidos do risco hidrológico não poderão participar do mecanismo de reservatórios virtuais, a não ser que, por acordo, optem por assumir tal risco.

Ou seja, a premissa fundamental para implementação do mecanismo de reservatórios virtuais é de que a adesão dos atuais participantes do MRE às novas regras terá caráter voluntário. Contudo, ressalta-se que a implementação da dupla contabilização deve ocorrer antes da entrada em operação do mecanismo de reservatórios virtuais e, dessa forma, mesmo que o agente não migre para o novo regime, estará sujeito aos efeitos da dupla contabilização.

Além disso, é importante destacar que os agentes que, por usufruto de direitos concedidos pelo contrato legado, decidirem por não migrar, serão tomadores de preço. Ou seja, suas decisões de geração serão de responsabilidade outro agente, com a garantia de que o risco associado à atuação no mecanismo de reservatórios virtuais não lhes será atribuído. Alguns casos específicos foram tratados no âmbito do item 5.2 e, como detalhado, o caso base para os agentes blindados ao risco é que, com a adoção de um paradigma por ofertas e mecanismo de reservatórios virtuais, o responsável por submeter as ofertas (representando, assim, o agente blindado de risco) deverá ser o Operador de Mercado, seguindo uma lógica de atuação centralizada.

Assim, o mecanismo de Reservatórios Virtuais será operado com base na energia afluente, substituindo o MRE atual, com base na energia produzida e, para isso, seriam necessárias as mudanças legais e regulatórias endereçadas neste relatório. O Operador de Mercado, portanto, terá saldos de energia nos diversos reservatórios virtuais, atuando sobre as parcelas de energia atribuídas às usinas que não migraram para o mecanismo de RV, sendo responsável por realizar as ofertas de preço e quantidade, seguindo a lógica de atuação das ofertas de segurança, com tratamento financeiro também endereçado por meio de encargos.

6. Conclusões

Este capítulo está estruturado em duas partes principais: primeiro, a consolidação das recomendações apresentadas neste relatório e, em seguida, a apresentação de uma matriz de riscos associados à implementação de um mecanismo de formação de preço por oferta no Brasil, tendo esta sido apresentada preliminarmente no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r)[1] e atualizada conforme o avanço do projeto.

6.1. SÍNTESE DE RECOMENDAÇÕES

A transição de um modelo de formação de preços fundamentalmente por custos para um paradigma que incorpora elementos mais aprofundados por ofertas representa um marco fundamental na evolução do mercado de energia no Brasil. Este relatório analisou os impactos qualitativos dessa mudança, confirmando que o processo pode ser estabelecido a partir de mudanças base legal e regulatória existente, a qual já tem permitido a introdução gradual de elementos por oferta ao longo do tempo. Esta trajetória demonstra o compromisso do país em buscar maior eficiência e dinamismo, concedendo aos agentes maior protagonismo na formação de preços.

A força das instituições brasileiras, com papéis bem definidos e uma estrutura de governança consolidada, será um pilar essencial para a condução dessa transição. De forma complementar, a robustez do atual aparato legal e regulatório no Brasil demanda que mudanças ocorram conforme rito específico, garantindo a segurança institucional necessária para a implementação de novas práticas. Desta forma, pensar em uma transição para formação de preços por ofertas exige que se desenhe uma implementação planejada, ao mesmo tempo abrangente e sensível a múltiplos fatores.

A adequabilidade da transição está diretamente ligada à necessidade de que os agentes compreendam claramente o novo modelo, seus riscos e benefícios. Além disso, a adaptação dos contratos legados é uma prioridade para assegurar a segurança jurídica e estabilidade regulatória. Desta forma, foram propostas três principais frentes de implementação, resumidas a seguir.

A Frente Elementos Mínimos apresentou as modificações essenciais no arcabouço legal e regulatório para viabilizar a introdução da dupla contabilização e a redefinição dos limites de preço mínimo e máximo para o Brasil, elementos já reconhecidos como imprescindíveis mesmo no modelo atual, baseado em custos, de forma a buscar que os preços do mercado de curto prazo refletem de forma aderente as condições sistêmicas.

A Frente de Reservatórios Virtuais detalhou as mudanças no arcabouço atual para a reforma do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a incorporação do Mecanismo de Reservatórios Virtuais. Além disso, introduziu a necessidade de edição de um normativo para implementação de um mecanismo de ofertas de segurança, crucial para garantir a segurança de suprimento frente ao risco de que ofertas dos agentes possam resultar em uma redução não otimizada do nível de armazenamento, justificando assim a intervenção do Operador de Mercado.

Frente Sistematização abordou as adaptações legais e regulatórias para introdução do arcabouço de ofertas no Brasil, incluindo o desenvolvimento de uma plataforma de submissão de ofertas e a criação de uma normativa para o estabelecimento do mecanismo de validação de ofertas, que demandarão o estabelecimento do Monitor de Mercado, com a necessidade revisão da estrutura organizacional de alguns agentes institucionais relevantes. Importa ressaltar que discussões e revisões legais e regulatórias relacionadas às três Frentes podem ocorrer de forma paralela, desde que a Frente de Elementos

Mínimos seja implementada antes da finalização das demais.

Nesse contexto, a questão dos contratos legados e os agentes blindados de risco se destaca como um ponto focal. Estes agentes, por deterem contratos que os protegem, total ou parcialmente, dos efeitos do mercado por ofertas, acabam por não terem o incentivo adequado para realização de ofertas eficientes. Desta forma, foram desenhados alguns caminhos possíveis para alocação do risco referente aos contratos legados, com avaliação de alguns casos específicos, sempre buscando minimizar a resistência dos agentes e os custos de transação associados à evolução do mercado.

De forma complementar, foi indicada a necessidade de que estrutura contratual evolua para refletir o novo paradigma de formação de preços, ou seja, o padrão de mercado esperado será aquele em que tanto vendedor quanto comprador detenham a responsabilidade, e risco associado, de realizar ofertas no mercado de dia seguinte. Reforçando a premissa de que se um agente não possui risco associado, este não pode realizar ofertas.

Por fim, a introdução de inovações como o mecanismo de reservatórios virtuais, cuja adesão pelos participantes do MRE terá caráter voluntário, assim como estratégias de um período sombra para testes de regras e um cronograma de atividades bem estruturado são fundamentais uma transição transparente e ordenada, buscando minimizar eventuais resistências e garantindo respeito aos contratos e segurança jurídica e regulatória.

Em síntese, a evolução para um modelo com mais elementos por ofertas é um movimento estratégico para o sistema elétrico brasileiro, exigindo um esforço coordenado em frentes regulatórias, contratuais e institucionais para assegurar que o mercado se torne mais eficiente, transparente e justo em uma perspectiva de longo prazo.

6.2. MATRIZ DE RISCO

A Matriz de Risco foi inicialmente construída no âmbito da proposta apresentada no Relatório 6 (entregável e.6.r) [1] com base nos riscos relacionados à mudança do paradigma de formação de preços no Brasil. Como introduzido na ocasião, e reforçado neste relatório, toda mudança estrutural nas regras de mercado requer cautela devido à necessidade de estabelecer ou revisar metodologias. Portanto, é crucial que as novas diretrizes tenham sido estudadas e possíveis rebatimentos sejam levantados, garantindo-se, ainda, que as regras sejam claras, robustas e de fácil compreensão por todos os stakeholders.

Com isso, para a construção da matriz, relembra-se que os riscos foram divididos em dois grupos, detalhados abaixo:

- (i) **riscos de adaptação**, relacionados à necessidade de adaptação do arcabouço legal, regulatório e institucional tendo em vista a adoção do mecanismo de formação de preços por oferta.
- (ii) **riscos de operação**, relacionados a operação do mecanismo, uma vez colocado em prática.

Importa ressaltar que a avaliação realizada é qualitativa e feita com base no contexto institucional brasileiro. Ainda, levou-se em consideração que as soluções de contorno detalhadas nos Relatórios 7 (entregável e.7.r)[2] e 8 (entregável e.8.r)[3] deverão ser adotadas em certo grau, de forma a mitigar e monitorar os riscos associados.

Com relação aos riscos de adaptação:

- Foi considerado, inicialmente, que uma premissa para que a migração para o paradigma de

formação de preços por ofertas ocorra é que alterações nos normativos vigentes serão necessárias e, por isso, há o **risco de não aprovação do arcabouço legal**, dado que mudanças na legislação brasileira carecem de articulação e apoio do Congresso Nacional. Ressalta-se que algumas das alterações propostas na Frente Elementos Mínimos já foram objeto de uma Medida Provisória (MP 1.304/2025 [30]) aprovada na forma de Projeto de Lei de conversão, aguardando sanção presidencial. Esse processo alimentou o debate, demonstrando certo consenso sobre a importância de introdução da dupla contabilização. Isto posto, entende-se coerente manter a visão de que a **probabilidade** de não aprovação seria “**possível**”, com um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos). A aprovação do arcabouço legal é o primeiro passo da mudança, de forma que a não aprovação nos mantém no ponto atual de estruturação das regras de mercado.

- Como apontado no Relatório 6 (entregável e.6.r)[1], para atender as exigências da nova estrutura de formação de preços, as diferentes instituições deverão mobilizar-se para se adequarem-se às novas necessidades e, por isso, há o **risco de que as instituições não consigam os investimentos necessários**, ou que demorem substancialmente para se adaptarem estruturalmente (criação de áreas novas ou sistemas computacionais necessários para viabilizar a reforma). Esse risco foi considerado inicialmente **como “improvável”**, com um **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos) caso esse risco se materialize. Não foram identificadas alterações contextuais que justifiquem a modificação das considerações iniciais, mantendo-se inalterada a valoração do risco previamente estabelecida. De toda maneira, espera-se, que, uma vez que o arcabouço legal esteja definido, as instituições irão atuar de forma diligente para adaptarem-se às novas regras, e caso isso não ocorra, o impacto será um descasamento entre a disposição legal e a estruturação das instituições, podendo impactar na credibilidade das instituições.
- Em um setor dinâmico como o setor elétrico pode haver risco de **inviabilização infralegal da reforma**, caso outras prioridades se imponham e a reforma infralegal não ocorra no prazo necessário. Esse risco foi classificado como “**improvável**”, com um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos) no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r)[1] e verificou-se a permanência das premissas originais do contexto de análise. Sendo assim, não há subsídios para modificar a valoração atribuída ao risco. Acredita-se, uma vez que o arcabouço legal esteja definido, a definição infralegal irá seguir o rito processual usual, incluindo as prioridades devidas, por isso a baixa probabilidade de ocorrência. O impacto, caso esse risco se materializasse, seria, então, um atraso na definição das regras de forma mais específica, postergando o início do mecanismo.
- Com relação a possibilidade **uma reforma parcial ou ineficaz**, identifica-se que este é um risco que deve seguir mapeado. Contudo, embora inicialmente tenha sido avaliado como “**provável**”, com **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos) para a sociedade, tendo em vista as alterações legais e regulatórias mapeadas neste relatório, pode-se reduzir a probabilidade do risco para “**possível**”, **mantendo-se o impacto alto**. Esta adaptação se justifica em função do mapeamento detalhado da estrutura legal e regulatória realizada neste relatório, e, principalmente, pela definição de frentes de implementação, facilitando assim, o rito das alterações de maneira escalonada e gradual. De toda forma, entende-se que o risco é, de fato, ainda possível de que aconteça, mantendo o impacto significativo.
- A definição de um período de transição é relevante para testar as condições da mudança, e há o **risco de ineficácia do período de transição**, gerada, por exemplo, por uma operação sombra sem resultados esperados em função de um período transição com execução inferior à desejada. Decidiu-se por manter a **probabilidade quase nula** de ocorrência, dado que o setor já tem

experiencia em período de transição, tendo um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos), mesmo considerando a proposta de período "Sombra 2" indicada no âmbito deste relatório, com operação parcialmente afetada.

- A adoção de um modelo de formação de preços híbrido com elementos por ofertas implica a criação de novos direitos e obrigações para os participantes do mercado e, por isso, a **judicialização dos contratos legados** pode representar um risco para o processo, uma vez que, a depender do caminho a ser escolhido para tratamento dos contratos legados, pode haver uma não aceitação do tratamento regulatório dos contratos legados diante do novo sistema de preços por ofertas. Mesmo considerando a avaliação contida neste relatório, assim como a recomendação de que algumas tipologias de contratos legados são blindados de risco e, portanto, precisarão de tratamento especial, considerou-se como "**possível**" a probabilidade de ocorrência do risco, **com impacto alto**, dada a capacidade de que a judicialização gere atraso nas reformas pretendidas.

Já com relação aos riscos de operação:

- Tendo em vista a necessidade de desenvolvimento de sistemas para implementação do mecanismo de formação de preço por oferta, há o **risco de serem desenvolvidos sistemas pouco amigáveis**, com certo grau de complexidade de difícil compreensão. Embora inicialmente tenha sido considerado o risco como "**provável**", com **impacto baixo** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos pouco significativos), tendo em vista o desenvolvimento do software e plataforma IARA, entende-se como coerente **reduzir a probabilidade do risco para "possível"**. Embora os sistemas possam iniciar de forma mais complexa, espera-se que, com o tempo, estes sejam aprimorados e que os agentes ganhem maior conhecimento sobre eles, sendo o período sombra muito relevante tanto para as instituições quanto para os agentes se habituarem à nova realidade de sistema operacionais.
- Em linha com o risco anterior, poderá haver o risco de dificuldade de **interpretação e adaptação dos agentes** com relação às regras de forma geral, atrapalhando o bom desenvolvimento do mecanismo. Esse risco foi mantido como "**possível**" com **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos). Tendo em vista a complexidade do mecanismo, há uma probabilidade mais elevada, mas não excessiva, de que, pelo menos inicialmente, os agentes tenham a percepção de não entendimento quanto às novas regras, podendo gerar falta de apoio da sociedade à mudança. O impacto, então, não leva a custos altos, mas pode influenciar em uma morosidade da adoção definitiva do mecanismo.
- Em um mecanismo de formação de preços por ofertas, sempre haverá a preocupação de que os agentes tentem influenciar preços ao submeter ofertas com quantidades muito abaixo ou muito acima do que garantiria o equilíbrio para o sistema, como detalhado no âmbito do Relatório 7 (entregável e.7.r)[2]. Dessa forma, **o risco de poder de mercado** foi mapeado e avaliado com cautela, tendo sido mantido como "**improvável**", porém com **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos). Relembra-se que os mecanismos de mitigação e monitoramento devem implementados, de forma que a probabilidade de ocorrência seja baixa, mas o impacto, caso ocorra, relevante.
- Em um país como o Brasil, com forte predominância hidroelétrica e com diversas empresas compartilhando as mesmas cascatas é importante mapear o **risco de operação inadequada dos reservatórios**. Também neste caso, foi mantido como "**improvável**", porém com **impacto muito alto** (os riscos possuem consequências de difícil reversão e/ou com custos muito elevados) dado o comprometimento da segurança de suprimento caso esse risco se materialize. A probabilidade de ocorrência do risco não foi avaliada como alta em função da recomendação

de estabelecimento do mecanismo de ofertas de segurança, assim como a proposta de transição de período sombra 1 e 2 abordados neste Relatório.

A Tabela 1 representa o resumo dos riscos acima descritos, indicando o que caracteriza cada um deles, e o relatório que tratará em detalhe dos mecanismos de mitigação e prevenção.

Tabela 1 – Matriz Risco – Probabilidade e Impacto.

Grupo de risco	Risco	O que caracteriza o risco	Probabilidade	Impacto	Risco	Relatório correspondente
Adaptação	Não aprovação do arcabouço legal	Alteração legal será necessária, e dependerá de articulação e apoio do Congresso e partes interessadas.	Possível	Moderado	Médio	e.11.r
	Falta de investimento institucional	Demora, por parte das instituições, na diligência de adaptações necessárias, como criação de áreas novas ou sistemas computacionais para viabilizar a reforma.	Improvável	Alto	Médio	e.11.r
	Inviabilização infralegal da reforma	Risco de outras prioridades se imporem e a reforma infralegal não ocorra no prazo necessário	Improvável	Moderado	Médio	e.11.r
	Reforma parcial ou ineficaz	Risco de uma reforma incompleta em função de atraso excessivo ou falta de apoio da sociedade	Possível	Alto	Médio	e.9.r
	Ineficácia do período de transição	Operação sombra sem resultados esperados em função de um período transição com execução inferior à desejada	Quase nula	Moderado	Baixo	e.9.r
	Judicialização dos contratos legados	Possibilidade de que os agentes com contratos legados não aceitem a transição para um mecanismo de formação de preços híbrido, com elementos por ofertas, com efeitos sobre judicialização.	Possível	Alto	Médio	e.10.r
Operação	Sistemas com interface de difícil compreensão	Desenvolvimento de sistemas muito complexos	Possível	Baixo	Médio	e.11.r
	Interpretação e adaptação dos agentes	Falta de apoio dos agentes à reforma	Possível	Moderado	Médio	e.9.r
	Poder de mercado	Exercício do poder de mercado gerando impacto nos preços de eletricidade	Improvável	Alto	Médio	e.7.r
	Operação inadequada dos reservatórios	Operação inadequada dos reservatórios hidrelétricos levando colocando em risco a	Improvável	Muito alto	Médio	e.8.r

	das usinas hidrelétricas	segurança do suprimento				
--	--------------------------	-------------------------	--	--	--	--

A classificação do risco como “Baixo”, “Médio” ou “Alto” foi construída com base nos critérios de impacto contidos na Tabela 2 e na matriz de riscos da Tabela 3:

Tabela 2 – Caracterização do impacto para a matriz de riscos.

Impacto	Descrição dos critérios de impacto
Muito baixo	Os riscos possuem consequências pouco significativas
Baixo	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos pouco significativos
Moderado	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos baixos
Alto	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos altos
Muito alto	Os riscos possuem consequências irreversíveis ou com custos inviáveis

Tabela 3 – Matriz Risco - Geral.

Impacto Probabilidade	Muito baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito alto
Quase certa	Baixo	Médio	Alto	Alto	Alto
Provável	Baixo	Médio	Médio	Alto	Alto
Possível	Baixo	Médio	Médio	Médio	Alto
Improvável	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Médio
Quase nula	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo

7. Referências

- [1] PSR, META, e B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Oferta (Produto e.6.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [2] PSR, META, e B. Mundial, “Mitigação de Poder de Mercado (Produto e.7.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [3] PSR, META, e B. Mundial, “Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento (Produto e.8.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, ago. 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>. [Acesso em: out. 16, 2025]
- [4] Comitê de Revitalização, “Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Relatórios de Progresso”, 2002.
- [5] BRASIL, “RESOLUÇÃO No 18, DE 22 DE JUNHO DE 2001.”, jun. 2001. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/RES18-01.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [6] BRASIL, “LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004.”, mar. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [7] BRASIL, “DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004.”, jul. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [8] BRASIL, “LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998.”, maio 1998. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [9] BRASIL, “LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997”, ago. 1997. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. [Acesso em: jul. 24, 2025]
- [10] BRASIL, “DECRETO No 3.520, DE 21 DE JUNHO DE 2000.”, jun. 2000. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d3520.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [11] BRASIL, “RESOLUÇÃO Nº 14, DE 24 DE JUNHO DE 2019”, jun. 2019. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_14_2019.pdf. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [12] BRASIL, “LEI No 3.782, DE 22 DE JULHO DE 1960.”, jul. 1960. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3782.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]

- [13] BRASIL, “LEI No 8.422, DE 13 DE MAIO DE 1992.”, maio 1992. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8422.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [14] BRASIL, “LEI Nº 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004.”, mar. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [15] BRASIL, “DECRETO Nº 5.184 DE 16 DE AGOSTO DE 2004.”, ago. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [16] BRASIL, “DECRETO Nº 5.175 DE 9 DE AGOSTO DE 2004.”, ago. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5175.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [17] BRASIL, “Nº 11, de 12 de março de 2024. Resolução nº 1, de 12 de março de 2024, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Aprovo. Em 18 de abril de 2024.”, mar. 2024. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res12024.pdf>. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [18] BRASIL, “LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.”, dez. 1996. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [19] BRASIL, “DECRETO Nº 2.335, DE 6 DE OUTUBRO DE 1997.”, out. 1997. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [20] BRASIL, “DECRETO Nº 5.081, DE 14 DE MAIO DE 2004.”, maio 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [21] ANEEL, “RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 328, DE 12 DE AGOSTO DE 2004. (*)”, ago. 2004. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reia2004328.pdf>. [Acesso em: jul. 24, 2025]
- [22] BRASIL, “DECRETO Nº 5.177 DE 12 DE AGOSTO DE 2004.”, ago. 2004. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]
- [23] BRASIL, “DECRETO Nº 11.835, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2023”, dez. 2023. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2023/decreto/d11835.htm. [Acesso em: out. 16, 2025]
- [24] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 957, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021”, dez. 2021. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.html>. [Acesso em: jul. 24, 2025]
- [25] ANEEL, “Complemento ao Aviso de Audiência Pública Nº 002/ 2000, Publicado No Diário Oficial dia 24 de abril de 2000, seção 3, nas páginas 26 e 27”, abr. 2000. Available: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-

[2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_id=Documento=30624&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000290.pdf). [Acesso em: ago. 05, 2025]

[26] BRASIL, “RESOLUÇÃO N° 290, DE 3 DE AGOSTO DE 2000”, ago. 2000. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000290.pdf>. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[27] BRASIL, “RESOLUÇÃO N° 446, DE 22 DE AGOSTO DE 2002”, ago. 2002. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002446.pdf>. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[28] BRASIL, “RESOLUÇÃO N° 237, DE 21 DE MAIO DE 2003”, maio 2003. Available: <https://atosoficiais.com.br/aneel/resolucao-n-237-2003-institui-a-convencao-de-comercializacao-de-energia-eletrica-revoga-as-resolucoes-normativas-n-249-de-11-de-agosto-de-1998-n-271-de-19-de-agosto-de-1998-n-18-de-28-de-janeiro-de-1999-e-da-outras-providencias>. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[29] BRASIL, “MEDIDA PROVISÓRIA N° 1.300, DE 21 DE MAIO DE 2025”, maio 2025. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Mpv/mpv1300.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[30] BRASIL, “MEDIDA PROVISÓRIA N° 1.304, DE 11 DE JULHO DE 2025”, nov. 2025. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/mpv/mpv1304.htm

[31] PSR, META, e B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por custo (Produto e.2.r1) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[32] PSR, META, e B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Custo (Produto e.2.r2) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[33] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.032, DE 26 DE JULHO DE 2022”, jul. 2022. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221032.pdf>. [Acesso em: out. 16, 2025]

[34] ANEEL, “AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução n° 1.032/2022.”, 2022. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221032.pdf>

[35] BRASIL, “DESPACHO N° 3.625, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2024”, dez. 2024. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20243625.pdf>. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[36] PSR, META, e B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por oferta (Produto e.3.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro”, 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[37] BRASIL, “LEI N° 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.”, jan. 2013. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[38] BRASIL, “LEI Nº 13.203, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2015.”, dez. 2015. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13203.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[39] BRASIL, “LEI Nº 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016.”, nov. 2016. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm. [Acesso em: ago. 05, 2025]

[40] BRASIL, “DECRETO Nº 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998.”, jul. 1998. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm. [Acesso em: out. 03, 2025]

[41] ccee, “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”, jan. 2025. Available: https://www.ccee.org.br/documents/80415/29169470/23%20-%20Regime%20de%20Cotas%20de%20Garantia%20F%C3%ADsica%20e%20Energia%20Nuclear_2025.1.0-JAN.pdf [d69c7b26-c6e2-4c8c-0a80-8cdd7545e863]. [Acesso em: out. 03, 2025]

[42] BRASIL, “LEI Nº 15.235, DE 8 DE OUTUBRO DE 2025”, out. 2025. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Lei/L15235.htm. [Acesso em: nov. 13, 2025]

[43] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 684, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2015”, dez. 2015. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2015684.pdf>. [Acesso em: out. 16, 2025]

[44] BRASIL, “LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002”, abr. 2002. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. [Acesso em: out. 03, 2025]

[45] BRASIL, “DECRETO Nº 6.353, DE 16 DE JANEIRO DE 2008”, jan. 2008. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6353.htm. [Acesso em: out. 16, 2025]

[46] CCEE, “Contratação de Energia de Reserva”, jan. 2025. Available: https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/18%20-%20Contrata%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva_2025.5.0-JAN.pdf [a729b212-ebde-daae-2fb1-4e258bea5dfa]. [Acesso em: out. 03, 2025]