

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.11.r

Roadmap e Cronograma de Implementação

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

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

Índice de conteúdo

1. Introdução	3
1.1. Motivação	3
1.2. Objetivos do projeto	4
1.3. Objetivos deste relatório.....	5
1.4. Estrutura deste relatório	5
2. Formação de consenso.....	6
2.1. Síntese dos principais resultados do projeto	6
2.2. Avaliando como os agentes seriam impactados.....	8
2.3. Medindo o apetite dos agentes.....	10
2.4. Destaques do workshop final do projeto.....	15
3. Consolidação do cronograma.....	20
3.1. Ordenação de prioridades	20
3.2. Proposta de cronograma	24
3.3. Ações chave.....	26
4. Conclusões	29
4.1. Síntese de recomendações	29
5. Anexo	31
5.1. Matriz de Riscos – Contratos Legados.....	31
6. Referências	39

1. Introdução

1.1. MOTIVAÇÃO

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

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

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

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

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

1.2. OBJETIVOS DO PROJETO

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

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

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

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

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

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

1.3. OBJETIVOS DESTE RELATÓRIO

O presente relatório tem como objetivo central encerrar o Projeto META II, consolidando e sumarizando os desenvolvimentos técnicos, análises e levantamentos realizados ao longo de sua execução. Na qualidade de último produto do projeto, este entregável se propõe a ser uma referência técnica, focando em apresentar a proposta de reforma para a formação de preços no setor elétrico brasileiro, resultante dos estudos desenvolvidos.

O documento concentra-se, ademais, em avaliar o consenso do setor acerca das propostas e detalhar os exercícios qualitativos que mensuram os impactos diretos da reforma para os agentes. Um foco essencial é estabelecer um cronograma de implementação factível, por meio da priorização dos elementos que garantam maior aceitação e viabilidade da reforma, além de detalhar o cronograma de ações recomendadas para a implementação dos aprimoramentos no paradigma de mercado.

Por fim, o relatório busca sumarizar os resultados consolidados das discussões sobre a transição para um mecanismo de formação de preços com elementos por ofertas.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

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

- O Capítulo 2 apresenta a formação de consenso para as propostas de reforma apresentadas no âmbito do Projeto Meta II.
- O Capítulo 3 detalha a ordenação de prioridades dos elementos necessários à implementação da formação de preços e apresenta um cronograma de implementação da reforma.
- O Capítulo 4 conclui o relatório apresentando uma síntese das recomendações para o estabelecimento de um mercado com formação de preços híbrida.

2. Formação de consenso

2.1. SÍNTESE DOS PRINCIPAIS RESULTADOS DO PROJETO

Todos os marcos destacados no Plano de Trabalho (entregável e.1.r) [1] foram atendidos, destacando-se:

- A publicação de 11 entregáveis relatório;
- A formalização de 4 entregáveis de software, representando evoluções incrementais do modelo IARA, com a adição das novas funcionalidades acordadas;
- A realização de 5 workshops públicos (4 presenciais e 1 online) para divulgação e disseminação dos resultados;
- A disponibilização de todo o material desenvolvido no Portal do projeto (<https://www.meta2formacaodepreco.com.br/>);

Em particular, o esforço de publicização e comunicação dos resultados intermediários do projeto teve um papel importante na identificação de ao menos alguns elementos que podem ser considerados virtualmente “consensuais” entre agentes e instituições. Uma reforma direcionada para estes elementos menos controversos pode realizar-se de forma mais expedita – ainda que seja importante não menosprezar a necessidade de ajustes na regulação, procedimentos, equipes e software responsáveis pelo procedimento de formação de preço no Brasil.

Uma das principais recomendações do projeto é evitar que a opção entre os mecanismos “por custo” ou “por oferta” seja entendida como uma dicotomia. Como explorado no Relatório 4 (entregável e.4.r) [2], existe um espectro de elementos de desenho híbridos, de modo que pode fazer sentido inserir elementos “por oferta” em um mercado por custo (como apresentado no Relatório 2.2 – entregável e.2.r2 [3]) ou inserir elementos “por custo” em um mercado por oferta (como ilustrado mais claramente nos Relatórios 7 (entregável e.7.r) [4] e 8 (entregável e.8.r) [5].

A consolidação das recomendações concretas para os próximos passos do projeto (vide seção 3.1) utiliza a mesma linguagem de “frentes” de mudança regulatória que foram introduzidas no Relatório 10 (entregável e.10.r) [6] – já que esta consolidação das principais recomendações do projeto em três grandes frentes de iniciativas concretas é resultado de todo o trabalho que foi construído ao longo dos relatórios anteriores. Neste sentido, relembram-se aqui as frentes de reforma, que englobam o conjunto de reformas necessárias e ponto de partida para a priorização de ações no âmbito do Cronograma de Implementação:

- 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, a partir do 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” trata da implementação do mecanismo que leva o mesmo nome, ou seja, introdução das alterações necessárias para uma reforma do MRE, de tal maneira que este seja compatível com o mundo das ofertas, que nos leva a 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.
- A frente de “Sistematização” introduz a possibilidade de que os agentes de mercado possam

realizar ofertas, ou seja, a definição de regras ou revisão do arcabouço vigente para possibilitar que distintos tipos de agentes possam realizar ofertas, o que nos leva também à necessidade de estabelecimento de uma normativa específica para o mecanismo de validação de ofertas, com vistas à mitigação do risco de exercício de poder de mercado.

Ainda, vale destacar a contribuição principal de cada um dos relatórios anteriores entregues:

- O Relatório 1 (entregável e.1.r) [1] representa o Plano de Trabalho, com o conteúdo esperado de todos os entregáveis, organização da equipe, e cronograma
- Os Relatórios 2.1 (entregável e.2.r1) [7] e 3 (entregável e.3.r) [8] são relatórios descritivos da Experiência Internacional, respectivamente de países que adotam a formação de preço por custo e de países que adotam a formação de preço por oferta, representando uma contextualização importante para apresentar paralelos e contrastes com o setor elétrico brasileiro em múltiplas dimensões.
- O Relatório 4 (entregável e.4.r) [2] traz uma discussão de pontos fortes e fracos de diferentes possíveis paradigmas de formação de preço, já identificando a possibilidade de introdução de elementos “híbridos por custo” e “híbridos por oferta” no desenho proposto.
- O Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) [3] contém as recomendações de aprimoramento ao mecanismo de formação de preço admitindo que o Brasil mantenha o paradigma “por custo”. Além de aprimoramentos na governança (atualização e divulgação das informações inseridas nos modelos) e aprimoramentos na modelagem dos softwares do setor (muitos já em andamento nos fóruns adequados), destacou-se a possibilidade de inserção de elementos “parcialmente por oferta”, como por exemplo a contabilização dupla.
- O Relatório 6 (entregável e.6.r) [9] contém as recomendações iniciais para a construção de um mecanismo de formação de preço “por oferta” para o Brasil. Embora algumas das recomendações deste relatório sigam paradigmas internacionais (como o uso de uma linguagem padronizada de “segmentos” para descrever ofertas de geração e de demanda, e a distinção entre ofertas independentes e ofertas de perfil), no caso da proposta de reservatórios virtuais ela foi construída com a inspiração do MRE e com o entendimento de que o Brasil possui cascatas hidrelétricas de magnitude e complexidade excepcionais, que merecem tratamento em separado.
- O Relatório 7 (entregável e.7.r) [4] trata da possibilidade de exercício de poder de mercado em mercados de eletricidade e possíveis estratégias de mitigação respaldadas na experiência internacional. O foco principal está nos mercados “por oferta”, em que a flexibilidade concedida aos agentes descentralizados leva a uma maior preocupação com potenciais distorções, mas vale destacar que há risco de exercício de poder de mercado mesmo em um paradigma majoritariamente “por custo”.
- O Relatório 8 (entregável e.8.r) [5] trata de possíveis riscos à segurança de suprimento que podem surgir quando os agentes são responsáveis por determinar (por meio das suas ofertas) a gestão dos reservatórios hidrelétricos, bem como formas de mitigar estes riscos através da introdução de mecanismos sistemáticos e transparentes com boas práticas de governança. Este relatório introduz o conceito de “ofertas de segurança”, um complemento importante para uma materialização na prática da proposta de “reservatórios virtuais” introduzida no relatório e.6.r.
- O Relatório 9 (entregável e.9.r) apresenta simulações quantitativas que possibilitam ilustrar e quantificar os principais impactos das principais mudanças regulatórias propostas, com destaque para (i) a introdução da contabilização dupla e revisão do preço-piso e preço-teto, (ii) a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais, (iii) a introdução de ofertas exógenas dos agentes (“mark-ups” no preço ofertado) e o papel dos mecanismos de mitigação. Vale destacar

que uma das principais contribuições deste projeto é a disponibilização de uma base de dados pública e um software em código aberto para que qualquer um possa criar cenários alternativos e dar continuidade a estas análises.

- O Relatório 10 (entregável e.10.r) [6] consolida as ações regulatórias que deveriam ser tomadas para a materialização de reformas ao mecanismo de formação de preço recomendadas ao longo do projeto, estruturando os diferentes cenários de reforma ao redor de três grandes frentes.

2.2. AVALIANDO COMO OS AGENTES SERIAM IMPACTADOS

Com a introdução da dupla contabilização, os agentes passam a estar sujeitos a eventuais descasamentos entre o mercado do dia seguinte (ex ante) e o mercado de balanço (ex post), com efeitos sobre suas estratégias de contratação. Com o propósito de compreender as implicações da implementação da dupla contabilização no Brasil, a Tabela 1 a seguir apresenta um exercício qualitativo. Este exercício visa a avaliar potenciais alterações para os agentes de mercado, em função da metodologia que eles utilizam para a simulação do PLD e do grau de variabilidade inerente aos seus recursos, seja de geração ou consumo.

Tabela 1 – O que muda para os agentes com a introdução da dupla contabilização

AGENTE	O QUE MUDA?
Simulam PLD de forma detalhada para fazer estratégias de contratação (horizonte ~mensal)	Haverá informação mais detalhada para incorporar nas suas análises e modelos
Simulam PLD de forma simplificada para fazer estratégias de contratação (horizonte ~mensal)	Curto prazo: ajustes de modelos e proxies Médio prazo: impacto mínimo
Usa o PLD para alterar seu perfil de produção diário	Esta estratégia (contraproducente para o sistema) não é mais eficaz
Não revisa estratégias em função do PLD, e possui baixa variabilidade entre o ex ante e o ex post	Impacto mínimo
Não revisa estratégias em função do PLD, e possui alta variabilidade entre o ex ante e o ex post	Estará sujeito ao risco de descasamento do PLD ex ante / PLD ex post (produtos financeiros)

Avaliou-se que, para os agentes que atualmente realizam a simulação detalhada do PLD, subsidiando suas estratégias de contratação no horizonte mensal, a dupla contabilização fornecerá informações mais detalhadas a serem incorporadas em suas análises e modelos. Por outro lado, para aqueles agentes que baseiam suas estratégias de contratação em uma simulação do PLD mais simplificada, antevê-se a necessidade de ajustes em seus modelos no curto prazo, em função do maior detalhamento informacional disponibilizado. Contudo, o impacto dessa adaptação é identificado como mínimo no médio prazo.

Para os agentes que atualmente utilizam o PLD como referência para a modificação de seu perfil diário de produção, é fundamental observar que a estratégia baseada no PLD ex ante simples (contabilização atual) perderá sua eficácia. Consequentemente, o agente deverá promover o ajuste de suas operações ao novo mecanismo de dupla contabilização.

Com relação aos agentes que possuem baixa variabilidade de recurso, seja de geração ou consumo, entre o mercado ex ante e o mercado ex post, e, por isso, no modelo atual não revisa suas estratégias em função do PLD, entende-se que o impacto da adoção da dupla contabilização será mínimo, abrindo caminhos, inclusive, para que este agente passe a explorar qualquer possibilidade de flexibilidade que

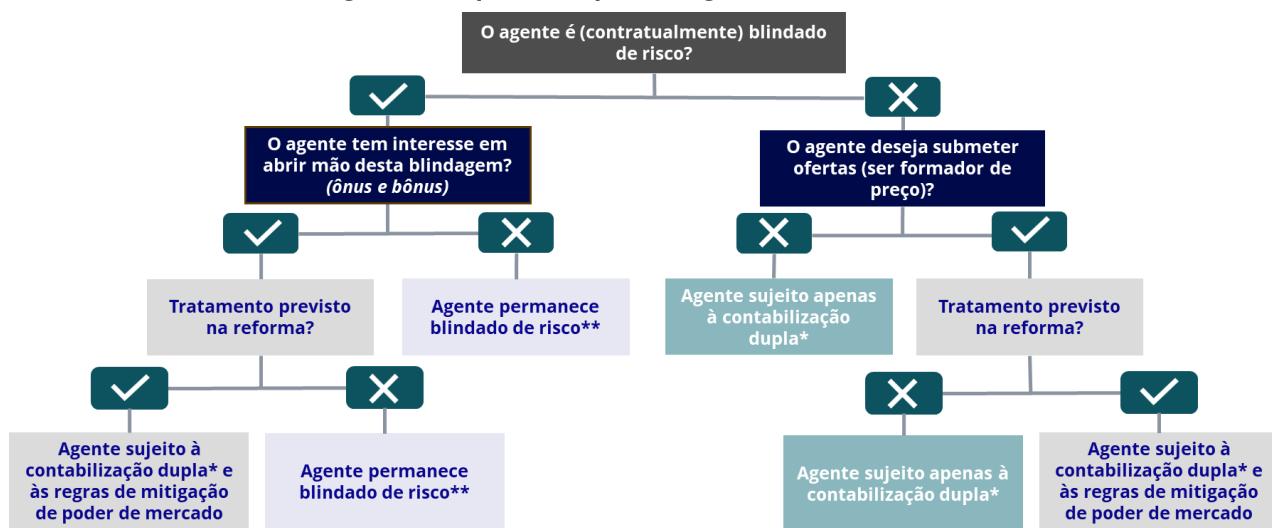
possua, podendo auferir ganhos com uma nova estratégia no âmbito da dupla contabilização.

Em contrapartida, os agentes que não revisam suas estratégias em função do PLD, mas que, inversamente, apresentam alta variabilidade de recurso entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço, poderão estar mais suscetíveis ao risco de descasamento entre o PLD ex ante e o PLD ex post. Ressalta-se que todos os agentes supracitados também estarão sujeitos ao risco de descasamento entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço, porém, neste caso específico, a depender da magnitude do descasamento de preços, os agentes poderão ser incentivados a investir em ferramentas de previsão, visando a mitigação da variabilidade de sua geração ou consumo.

Neste contexto, um exercício adicional realizado consistiu na análise dos tipos de riscos aos quais os agentes estarão sujeitos, em função de sua situação contratual. Como detalhado no Relatório 10 (entregável e.10.r) [6] a adoção de um modelo de formação de preços com a inclusão de elementos por ofertas implica o estabelecimento de novos direitos e obrigações para os participantes do mercado. É imprescindível, contudo, que os acordos contratuais preexistentes sejam mantidos, assegurando a estabilidade jurídica e regulatória para os agentes legados. Desse modo, a transição para um mercado com formação de preços baseada em ofertas exigirá a avaliação de quais agentes se encontram blindados de risco, em virtude da estrutura contratual vigente.

Tendo em vista que 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, a Figura 1 seguir buscou sistematizar os ônus e bônus associados à participação dos agentes no novo mercado de ofertas para a formação de preços.

Figura 1 – O que muda para os agentes com a reforma



O ponto de partida deverá ser, então, a avaliação sobre a blindagem de risco dos agentes, de forma que, se um agente é blindado de risco, este deve, inicialmente, definir se possui interesse em abrir mão desta proteção ao risco inerente a estrutura contratual na qual está inserido. Caso o agente decida por permanecer blindado de risco, este, de fato, não poderá ter participação ativa no mercado de ofertas e sua remuneração seguirá como definido pelo contrato legado. Como proposto no Relatório 10 (entregável e.10.r) [6], neste caso, o Operador de Mercado deverá assumir a responsabilidade por realizar ofertas, com os efeitos financeiros desta atividade sendo cobertas por encargo.

Contudo, caso o agente contratualmente blindado de risco tenha interesse em abrir mão desta blindagem, antes de tudo, será necessário entender se a reforma para um mercado de formação de

preços com elementos por ofertas prevê esta possibilidade. Caso não preveja, o agente seguirá blindado de risco, com remuneração associada ao contrato legado, sendo o Operador de Mercado responsável por assumir a atividade de realizar ofertas, assim como no caso anterior. Contudo, caso a reforma preveja que o agente possa renunciar à blindagem, via acordo contratual, então este agente poderá realizar ofertas no mercado de curto prazo e estará sujeito aos efeitos da dupla contabilização, assim como as regras de mitigação de poder de mercado e, caso seja um agente hidrelétrico com reservatório virtual associado, sujeito às regras de oferta de segurança.

Importa ressaltar que os mecanismos de mitigação de poder de mercado e de oferta de segurança foram descritos nos Relatórios 7 (entregável e.7.r) [4] e 8 (entregável e.8.r) [5], respectivamente, e dependerão de implementação no âmbito da reforma.

Por outro lado, se inicialmente foi identificado que o agente não é contratualmente blindado de risco, o primeiro passo a ser dado é entender se o agente deseja participar do mercado e, consequentemente, submeter ofertas, sendo formador de preços. Importa notar que o agente que não é blindado de risco, mesmo que não deseje submeter ofertas, estará sujeito à dupla contabilização, ou seja, sujeito à eventuais descasamentos entre o mercado ex ante e o mercado ex post.

Este projeto adotou a recomendação de que a participação do mercado de ofertas deve ser voluntária, e retoma-se aqui a possibilidade levantada no Relatório 6 (entregável e.6.r) [9] em que neste mercado o operador possa seguir realizando suas previsões de demanda e geração de forma centralizada que, embora não vinculantes, poderiam ser disponibilizadas a público, de forma a serem utilizadas por “agentes não ofertantes”. Assim, a divulgação das informações por parte do Operador serviria como referência e poderia ser útil para agentes menores que, por exemplo, escolham não desenvolver capacidades próprias de previsão e que deverão arcar com eventuais descasamentos fruto das previsões de referência do Operador.

Caso o agente que não é contratualmente blindado de risco deseje submeter ofertas, será necessário entender se a reforma para um mercado de formação de preços com elementos por ofertas prevê esta possibilidade. Se a reforma não previr esta possibilidade, o agente estará sujeito apenas à dupla contabilização. Contudo, caso a reforma considere a possibilidade de que este agente submeta ofertas e participe de forma ativa no mercado, então este agente estará sujeito às regras de mitigação de poder de mercado e, caso seja um agente hidrelétrico com reservatório virtual associado, sujeito às regras de oferta de segurança.

A implementação de um mercado de formação de preços que incorpore elementos por ofertas exigirá ajustes substanciais na base legal e regulatória vigente. Neste sentido, para que a reforma conte com a faculdade de que um agente específico possa realizar ofertas, é condição *sine qua non* que todo o arcabouço de regras necessário para tal esteja devidamente estabelecido e em vigor. Conforme será discutido no Capítulo 3, a definição da extensão da reforma (“até onde ir”) e, consequentemente, de quais agentes poderão submeter ofertas, será determinada por um esforço institucional que visualize as oportunidades para essa reforma, em alinhamento com o consenso com os agentes do setor.

2.3. MEDINDO O APETITE DOS AGENTES

A construção de consenso em torno da modernização do mecanismo de formação de preços exigiu, ao longo do projeto, não apenas análises técnicas, mas também uma escuta ativa e estruturada das percepções dos agentes setoriais. Nesse sentido, foram conduzidas duas iniciativas complementares durante a última etapa do projeto: uma enquete ampla, baseada em questionário estruturado enviado a associações e instituições representativas do setor elétrico, após realização de webinar técnico; e uma

enquete interativa, realizada durante o workshop final do projeto realizado em 12 de novembro de 2025. Juntas, essas sondagens permitiram captar de forma abrangente o nível de interesse, as expectativas, as ressalvas e o ritmo desejado pelos agentes para a implementação das mudanças propostas.

Importa ressaltar que a elaboração das propostas não se pautou de forma exclusiva nos resultados das duas enquetes realizadas, de forma que a base conceitual das recomendações foi desenvolvida a partir da totalidade das discussões e interações que constituíram o projeto, além dos relatórios técnicos. Neste contexto, as enquetes mencionadas funcionaram como um "termômetro" essencial, cuja função foi a de aferir a percepção geral e fornecer dados complementares à construção de uma proposta de cronograma, ordenando as atividades necessárias para implementação da reforma de maneira estratégica e eficiente, proveniente de um processo abrangente e colaborativo.

A enquete ampla explorou temas centrais da proposta, com destaque para as Frentes de Implementação apresentadas no âmbito do Relatório 10 (entregável e.10.r) [6], que considera a implementação da dupla contabilização, revisão dos limites de preço, introdução do mecanismo de reservatórios virtuais e a sistematização do arcabouço necessário para que diferentes agentes possam submeter ofertas, como detalhado no item 3.1. As respostas mostram um setor consciente de que o modelo vigente, baseado em custos modelados, já não acompanha a complexidade crescente do Sistema Interligado Nacional e que este, mesmo que siga operativo, necessita aprimoramentos. Entre os fatores mencionados pelos participantes, está o aumento significativo da participação de fontes intermitentes, a maior volatilidade das afluências, a divergência recorrente entre a programação *ex-ante* e a operação real e a percepção de que o sinal de preço atual muitas vezes não reflete adequadamente as condições operativas.

Mesmo com diferenças naturais entre segmentos, emerge um consenso claro de que a modernização é necessária. Há amplo reconhecimento de que a transição para um ambiente com maior participação dos agentes na formação de preços pode trazer mais eficiência, melhor alinhamento de incentivos e maior aderência entre preço e operação, desde que acompanhada de mecanismos sólidos de governança e mitigação de riscos. Essa percepção é corroborada pelo fato de que pouco mais de 90% dos respondentes enxergam que, os elementos propostos nas frentes "elementos mínimos", "reservatórios virtuais" e "sistematização" são, ao menos, possivelmente benéficos.

A frente de "elementos mínimos", a saber a dupla contabilização e a revisão dos limites de preço, aparecem como os mais bem avaliados na enquete ampla. A maior parte das instituições a classifica como benéfica ou altamente benéfica para o sistema, como pode ser visto na Figura 2. Além disso, quando consultados sobre o grau de urgência, 73% dos respondentes entendem que a implementação desta frente é urgente, ainda que destes, 47% entendam que o tema ainda carece de aprofundamento.

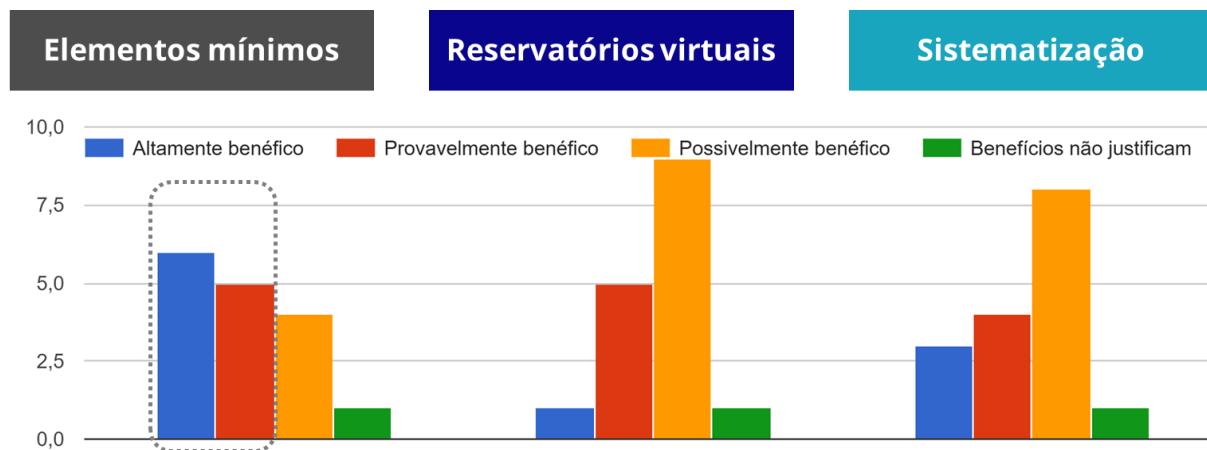
O mecanismo de reservatórios virtuais, por sua vez, obteve uma distribuição mais heterogênea, concentrando respostas na categoria "possivelmente benéfico", como demonstrado na Figura 2. Embora exista reconhecimento sobre sua utilidade, as respostas sugerem que parte dos agentes ainda vê o tema como complexo e demandando ajustes adicionais antes da adoção plena. A menor incidência de respostas classificando-os como "altamente benéficos" indica um apetite mais moderado. E isto, aliado a apenas 27% dos respondentes sinalizando que essa frente é de implementação urgente, parecem apontar para uma expectativa de aperfeiçoamentos graduais.

Por fim, a frente "sistematização", onde a implementação de preços por oferta contemplaria todas as tecnologias, foi avaliada de maneira majoritariamente positiva, com distribuição equilibrada entre as categorias "possivelmente", "provavelmente" e "altamente benéfico", conforme indicado na Figura 2. Aqui, 53% dos respondentes sinalizaram que a implementação desta frente é urgente. A leitura é de que maior transparência e padronização nos critérios operativos devem contribuir para maior previsibilidade

do preço e melhor integração entre planejamento, despacho e mercado, ainda que alguns agentes ressaltem a importância de evitar complexidades excessivas ou sobrecarga regulatória.

Esses resultados ilustram que, embora os agentes reconheçam benefícios gerais nos três componentes, cada um deles apresenta graus distintos de maturidade percebida. Isso parece apontar na direção de uma transição faseada, permitindo que instrumentos mais consensuais avancem mais rapidamente, enquanto temas mais complexos, como reservatórios virtuais, evoluam com ajustes incrementais.

Figura 2 – Percepções dos respondentes sobre os benefícios da implementação das frentes.



No que se refere à participação das renováveis na formação das ofertas, a maioria dos respondentes entende que sua inclusão é fundamental para garantir que a variabilidade das fontes seja refletida no processo de precificação. Essa percepção está associada ao entendimento de que mercados mais maduros já incorporam fontes não despacháveis e de que o Brasil deverá, inevitavelmente, avançar na mesma direção.

As respostas também indicaram que a participação das renováveis em mecanismos mais modernos de formação de preços é esperada, mesmo em um cenário onde uma reforma de urgência fosse implementada, como indicado na Figura 3. No cenário de reforma plena, como observado na Figura 4, as respostas indicam a percepção de que quase nenhum agente deveria seguir no formato da regra vigente, uma vez que, na reforma plena, espera-se ter mais tempo para discutir as alterações necessárias.

Figura 3 – Percepção dos agentes sobre alterações na regra vigente de formação de preços, por tecnologia, considerando uma reforma de urgência.

Em uma reforma de urgência, que tipo de ofertas as seguintes fontes devem fazer?	Ofertas de preço e quantidade	Ofertas de quantidade	Manter regra vigente
Renováveis	50%	42%	8%
Importação/exportação	82%	0%	18%
Armazenamento	55%	27%	18%
Hidrelétricas não-MRE	42%	33%	25%
Resposta da demanda	55%	18%	27%
Demandas do ACL	33%	33%	33%
Termelétricas	50%	8%	42%
Distribuidoras (ACR)	25%	33%	42%
Reservatório virtual	27%	18%	55%
Recursos distribuídos	27%	18%	55%

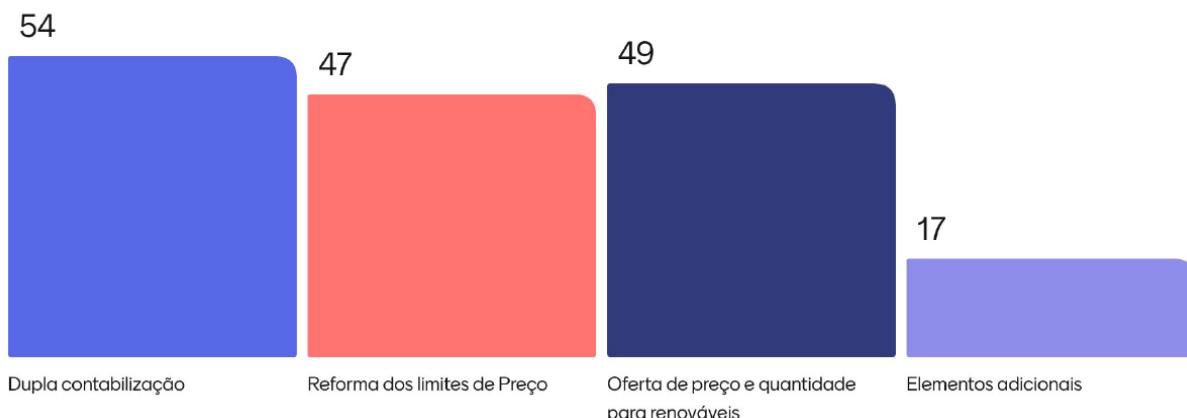
Figura 4 – Percepção dos agentes sobre alterações na regra vigente de formação de preços, por tecnologia, considerando uma reforma plena.

Em uma reforma plena, que tipo de ofertas as seguintes fontes devem fazer?	Ofertas de preço e quantidade	Ofertas de quantidade	Manter regra vigente
Resposta da demanda	91%	9%	0%
Demandas do ACL	67%	33%	0%
Armazenamento	73%	27%	0%
Distribuidoras (ACR)	58%	33%	8%
Renováveis	92%	0%	8%
Termelétricas	92%	0%	8%
Importação/exportação	92%	0%	8%
Hidrelétricas não-MRE	75%	17%	8%
Reservatório virtual	82%	0%	18%
Recursos distribuídos	50%	30%	20%

Os achados da enquete ampla se articulam diretamente com os resultados da enquete interativa do workshop. Na primeira pergunta, que indagou quais elementos deveriam compor o período sombra, caso este se inicie em 2027, os participantes priorizaram justamente mecanismos estruturantes: a dupla contabilização, a oferta de preço e quantidade para renováveis e a revisão dos limites de preço, como indicado na Figura 5. Esses três elementos concentraram a grande maioria dos votos, revelando forte alinhamento entre a percepção estratégica e a prática imediata desejada pelos agentes. Elementos adicionais receberam muito menos votos, indicando que os participantes desejam que o período sombra seja utilizado para testar os pilares centrais da reforma.

Figura 5 – Resultados da primeira enquete realizada durante o workshop final.

Na sua opinião, se o período sombra (sem efeitos financeiros) da reforma nas regras de formação de preço começar em 2027, o que deveria ser incluído?

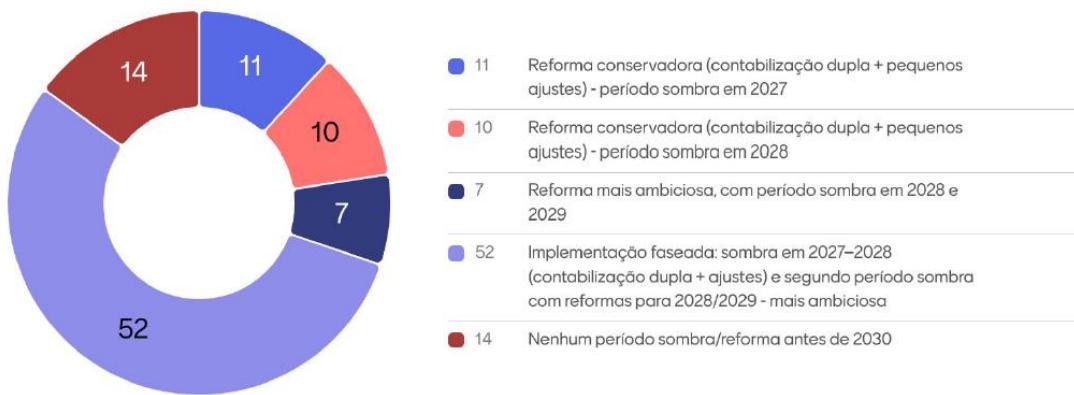


Na segunda pergunta, que buscou identificar o cenário de implementação mais adequado, indicado na Figura 6, a preferência majoritária foi por um modelo faseado, tratado no item 3.2, ou seja, com

implementação em etapas contendo período sombra em 2027 e 2028, seguido por ajustes mais ambiciosos nos anos subsequentes. Essa escolha reflete uma visão em que existe apetite pela modernização, há também a consciência de que o setor precisa de tempo para se adaptar às mudanças.

Figura 6 - Resultados da segunda enquete realizada durante o workshop final.

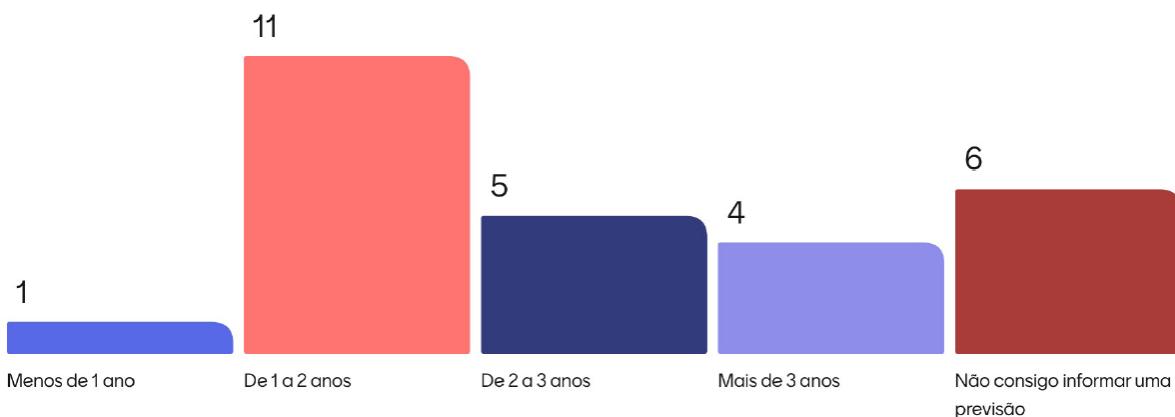
Na sua opinião, qual dos cenários apresentados é o mais indicado para o Brasil?



A terceira pergunta, indicada na Figura 7, avaliou o prazo necessário para que as empresas se considerem prontas para operar em um mercado de ofertas. A maior parte das respostas situou esse prazo entre um e três anos, o que reforça a adequação de um período sombra suficientemente abrangente. Um grupo menor estimou prazos superiores ou declarou não ter como prever o tempo de preparação, indicando que a maturidade das empresas é heterogênea e que a transição deve acomodar essas diferenças.

Figura 7 - Resultados da terceira enquete realizada durante o workshop final.

Considerando o início do período de transição/sombra em jul/2027, em quanto tempo sua empresa estaria pronta para atuar no mercado de ofertas?



Tomadas em conjunto, as duas enquetes oferecem um retrato do apetite setorial: o setor está disposto a avançar, reconhece a necessidade da reforma e vê valor nos principais elementos propostos. Ao mesmo tempo, manifesta preocupação legítima com a governança, a previsibilidade regulatória e o ritmo da implementação. O interesse em modernizar o modelo convive com um senso de cautela, que aparece tanto nas avaliações dos elementos específicos quanto no desejo por uma implementação progressiva

e bem calibrada.

Em resumo, o setor demonstra apoio substancial à modernização e confiança de que os instrumentos propostos podem tornar o sinal de preço mais eficiente, mas também expressa prudência, exigindo governança robusta, mecanismos de mitigação de poder de mercado e uma transição em etapas. Esses resultados são fundamentais para orientar a consolidação do cronograma.

2.4. DESTAQUES DO WORKSHOP FINAL DO PROJETO

No workshop realizado em 12 de novembro de 2025, os painéis de discussão realizados na parte da tarde tiveram como foco principal debater com as instituições e associações setoriais as propostas trazidas no âmbito deste projeto.

A visão geral dos agentes setoriais revela um consenso robusto de que a formação de preços por oferta representa um passo necessário e inevitável diante da crescente complexidade da matriz elétrica brasileira. De modo amplo, os participantes enxergam a modernização como uma oportunidade para aprimorar a eficiência econômica, reforçar a responsabilidade dos agentes, melhorar a aderência dos preços às condições reais de operação e aumentar a participação ativa de geradores e consumidores na formação do sinal de preço.

Há forte convergência sobre a necessidade de mecanismos de mitigação de poder de mercado, governança sólida e previsões mais acuradas – especialmente de carga, geração distribuída e fontes renováveis – além da importância de um período sombra abrangente para reduzir riscos e acelerar o aprendizado. De maneira geral, os agentes demonstraram apoio e concordância quanto à implementação da dupla contabilização como mecanismo que alinha incentivos e melhora a operação. Contudo, reforçam a necessidade de cautela no contexto da reforma em seu aspecto mais geral, com foco no tratamento de cortes, contratos legados e na transição para novos instrumentos como reservatórios virtuais.

Também há destaque para a relevância de mercados intradiários e de maior granularidade temporal nas tarifas, permitindo que consumidores e agentes respondam adequadamente ao custo real horário. Em síntese, as entidades reconhecem que o modelo atual já não reflete a realidade do setor e veem a reforma como oportunidade para aproximar o Brasil de mercados mais maduros, desde que implementada com gradualismo, governança robusta, segurança regulatória e atenção às especificidades de cada fonte e perfil de agente.

A seguir, apresentamos uma visão geral dos principais pontos trazidos pelos participantes.

2.4.1. ABRACEEL (REPRESENTADA POR ALEXANDRE LOPES, VICE-PRESIDENTE DE ENERGIA)

A Abraceel avaliou como positivo o aumento da participação dos agentes na formação de preços, entendendo que isso promove eficiência, alocação correta de riscos e oportunidades adicionais de gestão. Lopes reforçou que o objetivo final da reforma deve ser a redução de encargos e o aprimoramento da sinalização econômica dos preços, garantindo previsibilidade para decisões de investimento e contratação. Também foi destacada a necessidade de mecanismos robustos de mitigação de poder de mercado, especialmente em nível de submercado, além de tratamento adequado dos contratos legados e respeito à estabilidade regulatória ao longo da transição.

2.4.2. ABEEÓLICA (REPRESENTADA POR FRANCISCO SILVA, DIRETOR TÉCNICO)

REGULATÓRIO)

A Abeeólica observou que o estudo incorpora avanços relevantes, especialmente no que se refere à precificação horária correta do custo variável de energia, cada vez mais necessária diante do aumento da inflexibilidade da matriz elétrica nacional. Também merece destaque na fala da Abeeólica sobre a percepção de urgência de que essa precificação horária seja estendida e refletida também nas tarifas do mercado regulado, para que o consumidor final possa entender e responder ao custo real do sistema. Finalmente, a Abeeólica também externou preocupações quanto ao risco de penalização dos geradores renováveis em casos de curtailment no modelo de dupla contabilização, recomendando cuidados específicos para evitar distorções indesejadas.

2.4.3. ABRAGET (REPRESENTADA POR LUCAS RODRIGUES)

A Abraget destacou que o projeto aproxima o Brasil de mercados internacionais mais maduros, visto que a precificação por ofertas é uma prática predominante nesses ambientes. Rodriguez propôs um modelo híbrido ou em dois passos, onde o preço é definido pela oferta, mas seguido de uma validação final pelo ONS para garantir a consistência e a viabilidade operativa. Ele também chamou atenção para a necessidade de ajustes regulatórios, como: revisão do processo de aprovação anual de CVU de térmicas e a manutenção dos mecanismos de leilões de capacidade, essenciais para garantir flexibilidade sistêmica.

2.4.4. ABRAPCH (REPRESENTADA POR VINÍCIUS MURUSSI, DIRETOR DE COMERCIALIZAÇÃO)

A Abrapch interpretou o debate como uma resposta direta à transformação estrutural da matriz elétrica, marcada pelo aumento da participação de energias renováveis não controláveis. Segundo Murussi, a modernização representa uma oportunidade para valorização da flexibilidade hídrica e melhor aproveitamento da complementaridade entre fontes. Ele também ressaltou a importância da educação do consumidor quanto ao preço horário, reforçando que o novo modelo exige maior compreensão sobre a dinâmica de custos ao longo do dia.

2.4.5. COGEN (REPRESENTADA POR NEWTON DUARTE, VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO)

A Cogen destacou que o setor de cogeração recebe positivamente a proposta, pois permitirá que os agentes participem ativamente da formação de preços, reforçando a lógica de responsabilidade e sinais econômicos transferidos aos atributos de cada fonte. Destacou que o processo é apenas o início de um grande trabalho e que a regulamentação deve garantir que benefícios específicos da cogeração, como previsibilidade, confiabilidade e atributos térmicos, sejam considerados. Reiterou, ainda, a necessidade de cautela no tratamento do corte na dupla contabilização, de forma a não desincentivar a participação de agentes "bem-comportados" tecnicamente.

2.4.6. ABRAGEL (REPRESENTADA POR PABLO RIBEIRO)

A ABRAGEL destacou que, embora PCHs e CGHs não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, estas influenciam no balanço energético e, portanto, devem ter a possibilidade de contribuir para a formação de preços. Pablo valorizou especialmente a dupla contabilização, entendendo que o mecanismo aumenta a responsabilidade do agente sobre sua oferta e sua produção real, contribuindo para maior eficiência sistêmica. Ele também defende que a implementação seja gradual e faseada, permitindo ao mercado assimilar as mudanças e mitigar eventuais assimetrias de adaptação entre os diversos perfis de agentes.

2.4.7. ABIAPE (REPRESENTADA POR PAULO SEHN, DIRETOR DE ENERGIA)

A Abiape afirmou que o desafio atual do setor deixou de ser modelar e passou a ser responder às condições operativas, uma vez que o modelo vigente tem produzido sinais de preço desalinhados da realidade. Defendeu que a solução passa por intensificar a interação entre os agentes por meio de ofertas, tornando o processo de formação de preços mais responsivo e aderente às condições do sistema. Sehn destacou ainda a oportunidade de permitir que geradores intermitentes e consumidores participem das ofertas já na primeira etapa da implementação, ampliando a representatividade e a eficiência do modelo. Por fim, enfatizou a necessidade de desenvolver um mercado intradiário (intraday) robusto, capaz de ajustar diferenças entre projeções e a operação real, aumentando a precisão e os riscos econômicos para todos os participantes.

2.4.8. APINE (REPRESENTADA POR RUI ALTIERI, DIRETOR-PRESIDENTE)

A Apine avaliou o Meta II como o primeiro projeto verdadeiramente completo de formação de preços já apresentado ao setor. Destacou, contudo, que o principal desafio não é técnico, mas institucional: será essencial envolver e alinhar MME, ANEEL, CCEE e ONS para viabilizar a implementação efetiva da reforma. Reforçou que a adoção de um período de sombra é inegociável, lembrando que o cronograma do PLD cumpriu o dobro do prazo inicialmente previsto. Rui também chamou a atenção para dois pontos de cautela: o tratamento adequado dos contratos legados, a fim de evitar distorções na transição, e o monitoramento rigoroso da Reserva de Capacidade, que, se mal dimensionada, pode evoluir para um encargo setorial de grande magnitude.

2.4.9. ABRAGE (REPRESENTADA POR CAMILLA FERNANDES, DIRETORA)

A Abrage afirmou que o modelo atual de formação de preços é bastante simplificado diante da crescente complexidade da matriz elétrica brasileira. Camilla apontou que o mecanismo de dupla contabilização valoriza a despachabilidade e corrige distorções relevantes em dias, horários e usinas específicas, contribuindo para sinais mais coerentes com a operação real. Também enfatizou que o sucesso da reforma depende de uma governança sólida para a previsão de dados, especialmente de carga e geração distribuída, e da coerência metodológica entre o preço ex-ante e o preço ex-post, evitando divergências que possam comprometer a eficiência e a implementação do novo modelo.

2.4.10. ABRACE (REPRESENTADA POR VICTOR IOCCA, DIRETOR DE ENERGIA ELÉTRICA)

A Abrace, classificou a modernização do modelo como urgente, sobretudo diante do volume já contratado, e ainda crescente, de Reserva de Capacidade, o que pode comprometer a eficiência dos sinais de preço. Destacou que a proposta de dupla contabilização recebeu boa receptividade entre os associados. Entretanto, compartilhou que a criação de reservatórios virtuais foi o ponto que gerou mais dúvidas dada sua complexidade e possíveis impactos operacionais. Ele recomendou avançar o quanto antes com o período sombra, incorporando o maior número possível de variáveis, como dupla contabilização, revisão dos limites do PLD e inclusão de ofertas para renováveis, a fim de acelerar a curva de aprendizado do mercado e reduzir incertezas na fase de transição.

2.4.11. ANACE (REPRESENTADA POR CARLOS FARIA, PRESIDENTE)

A Anace destacou que os consumidores estão abertos a uma nova experiência, impulsionada principalmente pelo alto custo da energia. Segundo ele, a formação de preço por oferta tem alta probabilidade de refletir de forma mais fiel a realidade operativa, contribuindo para um mercado mais transparente, eficiente e aderente às condições reais do sistema. Faria enfatizou, porém, que a adoção

do novo desenho deve vir obrigatoriamente acompanhada de uma governança robusta, com mecanismos eficazes de mitigação de poder de mercado e a criação de um monitoramento independente. Por fim, observou que a mudança exige que consumidores desenvolvam novas estratégias de hedge e gestão de risco, ampliando sua capacidade de atuação em um ambiente de preços mais dinâmico e volátil.

2.4.12.ÚNICA (REPRESENTADA POR ZILMAR DE SOUZA, GERENTE DE BIOELETRICIDADE)

A Única destacou que o aprimoramento das regras de formação de preços é fundamental para fortalecer o Mercado Livre, que se tornou a única via para novos projetos de biomassa. Ressaltou que o projeto contribui para aproximar o valor percebido pelos geradores, especialmente a biomassa no período seco, do sinal de preço efetivamente capturado pelo mercado. Por fim, reforçou a importância do período sombra como etapa essencial para a curva de aprendizado do setor, sobretudo no segmento regulado, permitindo ajustes graduais e maior segurança na transição.

2.4.13.ENGIE BRASIL (REPRESENTADA POR NAYANNE BRITO, COORDENADORA DE REGULAÇÃO E MERCADO DE ENERGIA)

A Engie Brasil, avalia que a modernização traz mais oportunidades do que riscos, com destaque para a proposta de reformulação do MRE por meio da divisão de afluências (Reservatórios Virtuais). Segundo Nayanne, trata-se de uma solução inteligente, capaz de alinhar o objetivo de maximização de lucro das empresas privadas à otimização da operação do sistema, fortalecendo a coerência entre incentivos econômicos e eficiência operacional. Nayanne também ressaltou que a dupla contabilização tende a reduzir a ocorrência de cortes de energia em períodos de PLD elevado, permitindo um ajuste natural do preço ex-post e mitigando potenciais perdas dos agentes, contribuindo para um ambiente de mercado mais equilibrado e previsível.

2.4.14.CASA DOS VENTOS (REPRESENTADA POR ITAMAR LESSA, DIRETOR DE COMERCIALIZAÇÃO)

A Casa dos Ventos classificou o Meta II como o “primeiro passo substancial” rumo a um modelo híbrido de formação de preços, considerado por ele essencial para um mercado que ingressa em uma “era de abundância energética”. Lessa destacou a necessidade de reduzir a centralização do preço *ex-ante*, aproximando-o das condições reais de operação. Ele também defendeu a implementação de um mercado intradiário (intraday) dinâmico e eficiente, capaz de oferecer maior flexibilidade operacional e oportunidades de hedge aos agentes, fortalecendo a competitividade e a eficiência do sistema.

2.4.15.SERENA ENERGIA (REPRESENTADA POR BERNARDO BEZERRA, DIRETOR DE REGULAÇÃO E INOVAÇÃO)

A Serena Energia destacou que o Brasil já acumula um atraso significativo na implementação da reforma e que a dupla contabilização representa uma oportunidade central para valorizar agentes mais eficientes e com maior capacidade de previsão. Ressaltou que a eliminação do PLD piso, inclusive com a possibilidade de preços negativos, é condição essencial para a eficiência do mercado, especialmente para viabilizar a arbitragem energética por baterias e outros recursos de flexibilidade. Ele enfatizou ainda que o tratamento do poder de mercado, com regras claras de monitoramento, negociações e atuação efetiva de um monitor de mercado, deve ser considerado uma condicionante mais relevante para a entrada do novo modelo do que o próprio período sombra.

2.4.16. AUREN ENERGIA (REPRESENTADA POR WALESKA LIMA, GERENTE DE PREÇOS E ESTUDOS ENERGÉTICOS)

A Auren avaliou que o projeto traz desafios relevantes e oportunidades importantes na otimização do portfólio das empresas. Entre os aprimoramentos necessários no modelo atual, apontou a incorporação do Unit Commitment (UC) hidráulico e do UC residual térmico (visando adequar o despacho térmico, especialmente aos finais de semana) no DESSEM, de modo a aproximar a formação de preços das condições reais de operação. Sua contribuição central enfatizou a necessidade de uma governança robusta e transparente para definir responsabilidades na previsão de geração eólica e solar, elemento crítico para o bom funcionamento da dupla contabilização. Valesca também destacou a importância de assegurar remuneração adequada aos serviços anciliares das usinas hidráulicas, especialmente antes da retirada dos limites do PLD, garantindo assim a coerência entre os sinais de preço e a operação do sistema.

3. Consolidação do cronograma

3.1. ORDENAÇÃO DE PRIORIDADES

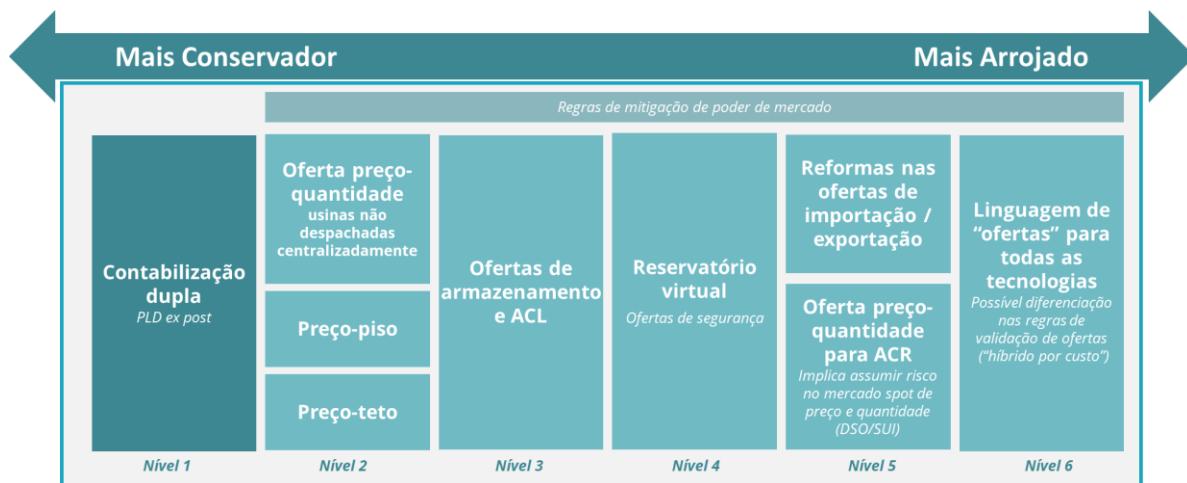
Como tratado no item 2.1, as três frentes de reformas introduzidas no Relatório 10 (entregável e.10.r) [6], quais sejam (i) elementos mínimos, (ii) reservatórios virtuais e (iii) sistematização, compõem um conjunto de reformas consideradas como ponto de partida para a priorização de ações a serem consideradas no cronograma de implementação de que trata este relatório.

As frentes podem ser desmembradas em etapas, e podem correr em paralelo, desde que a frente de elementos mínimos esteja finalizada antes da conclusão das demais. Uma proposta para a organização e priorização destas etapas foi construída com base no feedback dos agentes de setor ao longo de todo o processo de desenvolvimento do projeto, assim como dos movimentos legais e normativos que se observam (à luz da MP 1300 de 2025 [10] e MP 1304 de 2025 [11] e a Lei 15.269 de 2025 [12]).

A integração de mais elementos por ofertas na formação de preços de eletricidade no Brasil implicará ajustes na legislação e regulamentação vigentes. Tal processo exigirá o estabelecimento de prioridades e a estruturação de um cronograma para determinar a ordem de implementação dos elementos e, portanto, deverá considerar tanto a viabilidade (ou facilidade) de execução quanto a importância estratégica de cada elemento para assegurar o aumento da eficiência na formação de preços de curto prazo.

Neste sentido, as prioridades foram hierarquizadas em escala que variam de "conservadora" a "arrojada", a partir de níveis (de 1 a 6), como detalhado na Figura 8 abaixo. Essa ordenação baseou-se em uma avaliação da probabilidade e necessidade de implementação, considerando tanto a relevância no curto prazo quanto a magnitude das alterações legais e regulatórias indispensáveis para a efetivação de seus elementos, tendo como base Relatório 10 (entregável e.10.r) [6].

Figura 8 – Ordenação de prioridade para a reforma proposta



Conforme detalhado no Capítulo 2, especificamente nos subitens 2.3 e 2.4, a dupla contabilização é uma questão de amplo debate no setor atualmente, tema discutido no âmbito da Medida Provisória MP 1.300/2025 [10] e, posteriormente, incorporado ao Projeto de Lei de conversão da Medida Provisória nº 1.304 de 2025 [11], que foi sancionado com vetos, sendo publicada a Lei 15.269/2025 [12].

Recomenda-se, portanto, que este seja o primeiro ponto a ser debatido e implementado no contexto brasileiro, haja vista a sua relevância não apenas para a transição a um modelo baseado em ofertas, mas

também para o atual modelo de formação de preços por custos. Este elemento foi classificado como um cenário "conservador" porque, apesar de introduzir modificações para os agentes, constitui um processo indispensável para que os preços de curto prazo possam refletir as condições reais de operação do sistema, sendo, portanto, o "Nível 1" do cronograma de reforma proposto.

Subsequentemente, ainda sob um cenário de cronograma conservador, considerou-se que a revisão dos limites de preços representa uma condição essencial para o setor elétrico brasileiro. Atualmente, a Agenda Regulatória da ANEEL já contempla esta discussão, com previsão de conclusão em 2026, que inclui avaliação das metodologias de cálculo do PLD mínimo e de definição da Tarifa de Energia de Otimização – TEO e atualização da metodologia de cálculo dos limites máximos do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Estes itens são, portanto, elementos integrantes do "Nível 2" da ordenação proposta, dada a sua aderência e necessidade premente no contexto atual de formação de preços.

O arcabouço vigente de formação de preços por custos já incorpora alguns elementos relacionados às ofertas e, assim como tratado no Relatório 10 (entregável e.10.r) [6] há alguns caminhos a serem seguidos em termos de Reforma, sendo possível optar por manter o cenário atual, aguardando a implementação da "Reforma Plena" e de todas as mudanças legais e regulatórias associadas ou, então, escolher por uma "Reforma de urgência", a partir do (i) aperfeiçoamento do arcabouço atual de formação de preços por custos, (ii) introdução de ofertas de quantidade para agentes específicos ou (iii) implementação de ofertas tanto de preço quanto de quantidade para agentes específicos.

Os resultados da pesquisa avaliados no item 2.3 deste relatório indicaram o apetite dos agentes para criação de um arcabouço que permita a submissão de ofertas para alguns agentes específicos, como as usinas não despachadas centralizadamente. Neste sentido, foi inserida no "Nível 2", a atividade de Oferta preço-quantidade usinas não despachadas centralizadamente, seguindo o exemplo do que hoje já está estabelecido, por exemplo, para outros agentes, que fazem parte do processo de cálculo do PLD, como abaixo listado.

- 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.

É crucial observar que, com a introdução da possibilidade de submissão de ofertas para determinados agentes, torna-se imperativa a discussão e implementação do mecanismo de mitigação de poder de mercado, conforme detalhado nos Relatórios 7 (entregável e.7.r) [4] e 10 (entregável e.10.r) [6]. Embora atualmente alguns agentes já possam submeter ofertas sem que o mecanismo esteja vigente, à medida que número de participantes cresça, será oportuno que se defina os elementos necessários para implementação do mecanismo, que são (i) definição do responsável pela função de Monitor de Mercado, (ii) implementação do mecanismo de validação de ofertas, juntamente com a plataforma de submissão.

Seguindo a mesma lógica discutida para as atividades do "Nível 2", a inclusão das ofertas de armazenamento e ofertas de agentes no mercado livre (ACL) foram consideradas como "Nível 3", tornando este nível mais arrojado, uma vez que, aqui, inicia-se, de forma mais ampla, a reforma para um mercado com muitos elementos por ofertas.

O "Nível 4" marca a introdução da frente de Reservatórios Virtuais, detalhado no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r) [9]. Relembra-se que o sistema elétrico brasileiro possui não apenas grandes hidrelétricas com reservatório, como também grandes cascatas com múltiplos proprietários que em um

mercado por ofertas tenderia a resultar em externalidades importantes. Estas características particulares do Brasil requerem que, em um contexto de formação de preços por ofertas, seja desenvolvido um mecanismo capaz de acomodar e endereçar essas questões, tendo sido proposto o mecanismo de Reservatórios Virtuais (RV), como uma evolução do que temos hoje no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), adaptado à um paradigma de ofertas de preços.

A implementação do mecanismo de reservatórios virtuais situa-se em um nível de reforma mais próximo do cenário arrojado, uma vez que, embora o desenho do mecanismo tenha sido pormenorizado, contemplando a antecipação e o endereçamento de riscos potenciais, percebe-se uma exigência de maior familiarização com a complexidade inerente ao seu funcionamento, conforme indicado pelas contribuições recebidas dos agentes e destacadas nos itens 2.2 e 2.3 deste relatório.

Não obstante, este fator ressalta a necessidade de um período sombra minucioso, como será discutido no item 3.3.2, aliado a um volume significativo de simulações, já em curso no âmbito deste projeto. Tais medidas são essenciais para conferir a devida segurança e conforto aos agentes do setor, reforçando que este é um mecanismo robusto e de fundamental importância para o Brasil. Sua introdução é crucial no contexto da transição para a formação de preços por ofertas, notadamente ao possibilitar que agentes hidrelétricos com reservatórios em cascata submetam suas ofertas, garantindo a eficiência e a segurança do sistema.

Destaca-se, aqui, a importância de implementação do mecanismo de ofertas de segurança, detalhado no âmbito do Relatório 8 (entregável e.8.r) [5] que propõe 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, evitando tal situação de risco à segurança de suprimento. Portanto, além da implementação do Mecanismo de Reservatórios Virtuais, este "Nível 4" de reforma também deverá discutir e implementar o mecanismo de oferta de segurança, que engloba os elementos abaixo 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 que embasa a atuação do mecanismo;
- Operacionalização Financeira do mecanismo;
- Regras para acompanhamento e divulgação de informações relevantes para fins de transparência e prestação de contas;

Avançando para um cenário de maior complexidade (ou "arrojado"), propõe-se como "Nível 5" o estabelecimento das diretrizes para a submissão de ofertas de preço e quantidade no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e aprimoramento nas ofertas de importação e exportação. No que tange aos consumidores regulados de energia elétrica, a alocação da responsabilidade pela realização das ofertas para a distribuidora ou para o Supridor de Última Instância (SUI)¹ é a solução natural, a depender da estrutura regulatória vigente no momento da implementação desta atividade.

Relembra-se aqui a premissa fundamental para um mercado de ofertas eficiente, em que os agentes responsáveis por submeter ofertas devem assumir a responsabilidade financeira por eventuais desvios entre a demanda prevista (mercado ex ante) e a demanda efetivamente observada (mercado ex post). Nesse sentido, esta atividade implica que as Distribuidoras (ou o SUI) deverão assumir o risco no

¹ Gestor de risco dos consumidores que não migraram e optaram por permanecer no mercado regulado, no contexto da liberação do mercado de forma plena.

mercado spot de preço e quantidade (DSO/SUI).

Assim, para as distribuidoras de energia elétrica (ou SUI), na qualidade de responsáveis pela submissão das ofertas em nome de seus consumidores regulados, é imperativo ressaltar que o tema exige a revisão de uma estrutura regulatória mais abrangente. Tal revisão demandará uma reformulação comprehensiva da atividade de "comercialização regulada" exercida pela distribuidora, incluindo a separação das atividades de "fio" e de comercialização regulada de energia. É por este motivo que este Nível se enquadra no grau de "arroxado".

Por fim, o "Nível 6" constitui o fechamento de todos os elementos necessários para um mercado competitivo por ofertas de preços, que considera o estabelecimento da linguagem de "ofertas" para todas as tecnologias. Neste estágio, o mecanismo é implementado em seu formato mais completo, sendo necessário que os mecanismos de mitigação tenham sido implementados, quais sejam:

- (i) Mecanismo de oferta de segurança para garantia da segurança de suprimento, no âmbito do mecanismo de reservatórios virtuais
- (ii) Mecanismo de validação de ofertas

No que concerne ao mecanismo de validação de ofertas, é fundamental salientar a possibilidade de haver uma diferenciação nas regras de validação. Para os agentes não-hidrelétricos, por exemplo, recomendou-se no Relatório 7 (entregável e.7.r) [4] a definição de uma regra para o limite superior das ofertas de preço-quantidade que poderia estar vinculado aos custos auditados de cada unidade geradora (em uma alusão ao modelo atual baseado em custos auditados) ou, alternativamente, ser baseado em um Preço de Referência para a maioria dos agentes.

Adicionalmente, dentre os principais elementos recomendados para um mecanismo de monitoramento e mitigação de poder de mercado no Brasil, destacam-se a definição de uma instituição para atuar como monitor de mercado e o estabelecimento de um monitoramento preventivo. Este tem o objetivo de impor limites para que os agentes não declarem para suas usinas uma flexibilidade operativa inferior a determinados parâmetros de referência. Assim, pode ser altamente benéfico (tanto para o sistema quanto para os agentes) criar mecanismos que incentivem a declaração de uma flexibilidade operativa superior.

Ressalta-se, ainda, que estes elementos para combate ao exercício de poder de mercado seriam aplicáveis e trariam benefícios para o sistema ainda que o Brasil se mantenha no caminho da formação de preços "majoritariamente por custos".

Diante do exposto, a ordenação das prioridades para a reforma regulatória e operacional foi estruturada com base nas discussões aprofundadas e nos consensos técnicos desenvolvidos ao longo da execução do presente projeto. Inicialmente, importa destacar que é consenso no setor a importância de se estabelecer um período sombra, o qual poderá ser implementado de forma integrada, testando os distintos mecanismos propostos simultaneamente, ou de maneira escalonada, à medida que cada um dos elementos seja discutido e efetivamente implementado, assunto que será tratado na seção 3.3.

Este projeto estabeleceu as bases técnicas essenciais para a evolução do modelo, fornecendo as ferramentas qualitativas e quantitativas necessárias para impulsionar a reforma. Contudo, a decisão final sobre a extensão da reforma e o nível de profundidade a ser alcançado é de competência das instituições do setor, em diálogo com a sociedade. Tal decisão deverá ser tomada mediante um balanço entre os benefícios incrementais proporcionados por cada "Nível" de reforma proposto e o grau de esforço técnico que cada um deles demandará, garantindo que as alterações necessárias sejam implementadas de forma ordenada e em plena consonância com as atividades inerentes ao setor.

3.2. PROPOSTA DE CRONOGRAMA

A elaboração e a execução do cronograma de implementação da reforma devem ser balizadas por um conjunto de princípios fundamentais, essenciais para garantir a legitimidade, a segurança operacional e o sucesso do processo.

- **Liderança Institucional e definição do escopo:** A delimitação do escopo da reforma, e, portanto, das alterações legais e regulatórias é uma prerrogativa das instituições do setor. A decisão sobre a extensão da reforma a ser empreendida é inerente à governança setorial, demandando uma organização interna coordenada para a efetivação das etapas subsequentes.
- **Diálogo e consenso:** O engajamento e a aceitação da sociedade e dos agentes de mercado são cruciais para a condução e o êxito das reformas. Tendo em vista que as modificações exigirão adaptações por parte de todos os stakeholders, a promoção de um diálogo transparente, possibilitado pela elaboração de Consultas Públicas se torna indispensável. Isso assegura a clareza das novas regras e permite que os agentes se preparem adequadamente para a implementação.
- **Necessidade inegociável de período sombra:** A realização de um período sombra antes da vigência plena das novas regras é um requisito mandatório. O teste e a validação dos mecanismos propostos são cruciais para preparar não só instituições, mas também todos os agentes do setor, que precisarão passar por um período de aprendizagem.
- **Priorização baseada no consenso e urgência:** Quanto maior o consenso em torno de uma medida, mais facilitada será sua implementação em caráter de urgência.
- **Foco em agentes que hoje não podem realizar oferta:** Deve-se priorizar as revisões que visam a integração de agentes que atualmente não podem submeter ofertas, assegurando que um número crescente de participantes possa atuar no mercado. Adicionalmente, para os agentes que já possuem a prerrogativa ofertar, o foco deve ser direcionado para que suas ofertas formem o preço, garantindo assim a aderência dos preços de curto prazo às condições reais de mercado.
- **Clareza sobre exclusões Iniciais:** Caso uma reforma de urgência seja implementada, é fundamental delimitar com clareza quais pontos não serão priorizados no curto prazo. Isso garantirá o ordenamento adequado das atividades e permitirá que os requisitos e o conhecimento básico essencial sejam gradualmente desenvolvidos e consolidados tanto nas instituições do setor quanto nos agentes em geral.

Independentemente do cronograma de implementação que venha a ser adotado, é imperativo ter a clareza de que ele poderá ser objeto de ajustes à medida que cada elemento ou atividade seja discutido com a sociedade. O aspecto mais relevante é que os materiais técnicos desenvolvidos no âmbito deste Projeto (META II) constituem a base fundamental para a realização das consultas públicas, impulsionando a possibilidade da reforma, dados os avanços tanto sob a ótica de exercícios quantitativos quanto qualitativos.

Devido ao amplo espectro de opções disponíveis, foram estruturados três cenários principais, todos prevendo a inclusão de um período sombra para a devida testagem das novas regras. O Cenário 1 apresenta um cronograma associado a uma reforma de caráter urgente e, consequentemente, mais conservador, visto que o tempo disponível para a efetivação das alterações regulatórias e legais necessárias seria mais limitado. Este cenário almeja a aplicação oficial das novas diretrizes a partir do início de 2028 e, com isso, propõe como imprescindível que o período sombra seja implementado no primeiro semestre de 2027, com uma duração estimada entre seis meses e um ano. O Cenário 1 poderia ser compatível com o “Nível 1” e “Nível 2” apresentados na ordenação de prioridades, por exemplo.

O Cenário 2 é composto por um cronograma associado a uma reforma mais abrangente e arrojada, incorporando um número maior de elementos. Consequentemente, haveria a necessidade de uma diliação do prazo para a sua implementação. Neste contexto, a aplicação oficial das novas regras seria almejada para o início de 2029, com a realização do período sombra ao longo de 2028, também com uma duração estimada entre seis meses e um ano. O Cenário 2 é compatível, portanto, com os demais “Níveis” de reforma apresentados na ordenação de prioridades.

Por fim, é pertinente destacar que o cenário de implementação considerado mais viável e otimizado será, muito provavelmente, aquele que incorpora elementos de ambos os cenários previamente descritos, configurando, essencialmente, uma reforma faseada. Neste sentido, um cronograma ideal, designado como Cenário 3, contempla a realização de uma operação sombra já em 2027 e a consequente implementação, em 2028, de um conjunto inicial de elementos, tais como a dupla contabilização, revisão dos limites de preços e implementação de regras para ofertas das usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS, consumidores do ACL e baterias.

A própria possibilidade de implementação faseada conduz, por sua vez, à viabilidade de se realizar mais de um período sombra ao longo do processo de reforma como um todo. Contudo, ressalta-se que a revisão dos limites de preço não demanda o desenvolvimento de um período sombra específico. Os detalhes destes cenários estão ilustrados na Figura 9.

Figura 9 – Cenários para as reformas possíveis



Com relação ao Cenário 3, descreve-se abaixo um cronograma mais detalhado com os marcos necessários:

Fase 1, que inclui os níveis de 1 a 3 da Figura 8:

- Início de 2026: divulgação de diretrivas do MME acerca das alterações;
- Até início de 2027: discussão regulatória no âmbito da ANEEL, incluindo resoluções e procedimentos de rede, regras e procedimentos de comercialização;
- Até final do 1º semestre de 2027: ajustes dos modelos computacionais de otimização e adaptação dos processos da CCEE e ONS;
- Final do 1º semestre de 2027: capacitação para os Agentes relativo aos novos processos;
- Segundo semestre de 2027: período sombra;
- 2028: início Fase 1.

Fase 2, que inclui os demais níveis da Figura 8:

- Até início de 2028: discussão regulatória no âmbito da ANEEL, incluindo resoluções e procedimentos de rede, regras e procedimentos de comercialização;
- Até final do 1º semestre de 2028: ajustes dos modelos computacionais de otimização e adaptação dos processos da CCEE e ONS;
- Final do 1º semestre de 2028: capacitação para os Agentes relativo aos novos processos;
- Segundo semestre de 2028: período sombra;
- 2029: início Fase 2.

3.3. AÇÕES CHAVE

3.3.1.2026

Independentemente do cronograma de reforma que for adotado, o ano de 2026 será fundamental e estratégico para o desenvolvimento da reforma. Este ano deverá ser dedicado a garantir a busca por consenso e desenvolvimento de todo amparo técnico e operacional a ser desenvolvido. Ou seja, todas as ferramentas necessárias para conferir a devida segurança e previsibilidade tanto para as instituições quanto para os agentes do setor elétrico.

Para que os elementos da reforma sejam submetidos à Consulta Pública, por exemplo, será imprescindível um período prévio no qual as instituições realizarão uma análise aprofundada dos estudos técnicos desenvolvidos até o momento. Portanto, este será o momento crucial para iniciar o desenvolvimento das capacidades técnicas e operacionais nas diversas instituições envolvidas, o que inclui também a aquisição e adaptação de softwares e a criação de procedimentos robustos que deverão estar aptos a realizar as alterações indicadas.

Os softwares e procedimentos citados deverão ser complementados com o desenvolvimento dos protocolos específicos para o recebimento e tratamento das informações provenientes dos agentes. Para a submissão de ofertas pelos distintos participantes do mercado, a plataforma correspondente deverá ser validada e estar em total conformidade com as novas regras, antes de sua integração como dado de entrada no modelo de contabilização.

Neste sentido, será vital realizar um mapeamento institucional para identificar e estruturar a necessidade de criação de novas áreas ou a reestruturação das existentes. Ademais, a necessidade de recursos financeiros e humanos para a reforma deverá ser cuidadosamente explorada e garantida, assegurando que o início do período sombra ocorra com condições plenas de operacionalidade.

Por fim, caso a avaliação institucional e o diálogo com a sociedade indiquem a necessidade de estudos técnicos adicionais, o ano de 2026 será estratégico para o seu desenvolvimento. Esse enfoque conferirá a segurança necessária aos agentes sobre as soluções que serão recomendadas para a implementação da reforma a partir de 2027. Todo o material destinado às Consultas Públicas deverá seguir este processo, com um direcionamento claro para a comunicação eficaz junto aos agentes.

Portanto, toda a documentação necessária para realização de Consultas Públicas que deverão ser conduzidas mediante uma recomendação articulada pelo Ministério de Minas e Energia, deverá ter início em 2026. O objetivo é estabelecer um diálogo transparente com a sociedade, apresentando de forma clara resultados de simulação adicionais, e, por fim, alcançar a consolidação dos elementos que serão contemplados na reforma, culminando na escolha do cenário e do cronograma de implementação a ser seguido.

Os três pilares fundamentais para o êxito das atividades no ano de 2026 são, portanto:

- (i) Definição, por parte do MME, das diretrizes acerca das alterações necessárias para que, a partir de 2027, possam ser conduzidas as consultas públicas necessárias para implementar a reforma faseada;
- (ii) Estudo e definição de todas as alterações necessárias que abrangem softwares, procedimentos operacionais, plataformas tecnológicas e a necessária adequação institucional devem iniciar em 2026, para que possam ser implementadas em 2027; e
- (iii) Realização de estudos adicionais, caso a análise técnica e o diálogo com o setor indiquem essa necessidade;

3.3.2. PERÍODO SOMBRA

O estabelecimento de um período de transição com operação sombra é um processo de benefício comprovado no setor elétrico brasileiro, a exemplo de sua aplicação bem-sucedida durante a implementação do preço horário. A fase de testes é crucial para permitir a validação de novas regras, visando a preparação tanto das instituições responsáveis pela sua gestão quanto de todos os agentes do setor, que necessitarão de um período de aprendizado e adaptação.

Este período é essencial para que tanto os agentes ofertantes quanto as instituições possam validar a arquitetura do mecanismo e as plataformas tecnológicas indispensáveis ao seu funcionamento. Essa fase possibilita a identificação e antecipação de eventuais problemas, permitindo a elaboração de soluções de contingência antes do início da operação definitiva. Dessa forma, assegura-se que todos os participantes compreendam integralmente a rotina operacional e o funcionamento do sistema, fortalecendo a confiança dos agentes por meio de um ambiente de "treinamento" seguro. Este processo é de grande relevância para a familiarização dos agentes, tanto no que diz respeito à estratégia de submissão de ofertas quanto à utilização das plataformas necessárias.

Considerando o que foi abordado na seção 3.2, o Cenário 3, de implementação faseada, apresenta-se como a abordagem mais viável, implicando a realização de distintos períodos sombra escalonados, com início já em 2027.

Em um modelo escalonado, poderíamos ter, por exemplo, um período sombra focado exclusivamente na contabilização dupla com as ofertas de usinas não despachadas centralizadamente pelo operador, consumidores do ACL e baterias e um subsequente, que incorpore os reservatórios virtuais, entre outros elementos. A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** Tabela 2 abaixo busca identificar as vantagens e desvantagens das possibilidades de período sombra a serem implementados, se único ou escalonado.

Tabela 2 – Tipos de período sombra a serem adotados

Opções de período sombra	Vantagem	Desvantagem
Período Sombra Único - Teste Simultâneo	Permite a compreensão dos impactos de forma global e sinérgica entre todos os novos elementos.	Maior complexidade de isolamento dos efeitos em caso de problemas. Ainda, há uma exigência de um esforço institucional e temporal concentrado mais elevado, o que poderá causar demora para início do período sombra.
Período Sombra Escalonado - Teste Faseado	<p>Facilita a observação dos efeitos marginais causados pela inclusão progressiva de cada reforma parcial, mitigando riscos.</p> <p>Pode ser iniciado já no curto prazo, uma vez que é faseado.</p>	Múltiplos ciclos de adaptação para os agentes do setor.

A escolha da estrutura, se será um teste único e abrangente ou múltiplos períodos sombra escalonados, dependerá, fundamentalmente, da decisão estratégica sobre a extensão da reforma a ser perseguida e, inegavelmente, da capacidade técnica e temporal disponível para implementar um volume significativo de alterações, tema que deverá ser definido dentro das ações chave no ano de 2026, como tratado no item 3.3.1.

4. Conclusões

A transição de um modelo de formação de preços fundamentalmente baseado em custos para um paradigma que incorpora mais elementos por ofertas representa um marco decisivo na evolução e modernização do mercado de energia elétrica brasileiro. Este relatório consolida o caminho de formação de consenso e o desenvolvimento técnico entre as instituições e diversos agentes do setor, reforçando a urgência em estabelecer uma ordenação clara de prioridades e um cronograma de implementação viável.

O trabalho técnico apresentado no âmbito do Projeto Meta II fornece ao setor e às instituições os instrumentos e o subsídio informacional robusto (incluindo exercícios quantitativos e qualitativos) necessários para a tomada de todas as decisões estratégicas inerentes à reforma. Embora as discussões sobre o tema perdurem há anos, o setor encontra-se, agora, em um estágio de maturidade institucional e técnica superior.

A força das instituições brasileiras, com papéis bem definidos e uma estrutura de governança consolidada, constitui o pilar essencial para a condução dessa transição. A busca pela reforma deve ser pautada pela ambição responsável, almejando a máxima eficiência sem comprometer a segurança operativa do sistema. As discussões técnicas travadas apontam que o setor possui as condições de ir além das etapas mínimas, visando a inclusão de mecanismos de maior complexidade.

Esta transição visa promover a sinalização econômica adequada, levando a uma redução de encargos e à busca por informações descentralizadas, com a oportunidade de cada vez maior participação de geradores e consumidores na formação de preços, ampliando a representatividade e a eficiência do modelo. Para tanto, será inegociável o respeito aos contratos legados e a adoção de um tratamento caso a caso, garantindo a segurança jurídica.

4.1. SÍNTESE DE RECOMENDAÇÕES

O presente projeto estabeleceu as bases técnicas qualitativas e quantitativas essenciais para a evolução do modelo de formação de preços de energia elétrica no Brasil, propondo uma transição estruturada para um mecanismo de formação de preços híbrido, com elementos por ofertas e por custos. A reforma foi concebida a partir de Três Frentes de Implementação que se correlacionam e que podem ser desmembradas em etapas, passíveis de execução paralela, desde que a primeira frente seja finalizada antes da conclusão das demais, quais sejam:

- (i) **Frentes Elementos Mínimos:** Foca na dupla contabilização e na revisão dos limites de preços;
- (ii) **Frente Reservatórios Virtuais:** Trata da implementação do mecanismo de Reservatórios Virtuais e do mecanismo de Ofertas de Segurança
- (iii) **Frente Sistematização:** Definição do arcabouço de regras para permitir que distintos tipos de agentes possam submeter ofertas, tendo em vista a implementação de um mecanismo de validação de ofertas, para mitigação do risco de poder de mercado.

Como cada uma destas Frentes é composta por distintos elementos, buscou-se estabelecer uma ordenação de prioridades em "Níveis" que variam de uma reforma mais conservadora até uma reforma mais arrojada, a depender do grau de reforma que seja implementado. Esta priorização foi feita com base na relevância de curto prazo e na magnitude das alterações legais/regulatórias necessárias. Os Níveis estão abaixo resumidos e identifica-se que o conjunto de atividade que compõe o "Nível 1", "Nível

2" e "Nível 3" podem ser visualizadas como o conjunto mínimo de alterações que deveriam ser implementados, permitindo uma formação de preços híbrida.

- **Nível 1:** Dupla Contabilização.
- **Nível 2:** Oferta preço-quantidade de usinas não despachadas centralizadamente pelo operador, revisão dos limites de preço.
- **Nível 3:** Ofertas de tecnologias armazenamento e possibilidade de ofertas para a demanda (consumidores livres).
- **Nível 4:** Implementação do mecanismo de Reservatórios Virtuais e mecanismo de mitigação para risco de segurança de suprimento (ofertas de segurança).
- **Nível 5:** Reformas nas ofertas de importação e exportação e oferta preço-quantidade para o mercado regulado, via Distribuidoras ou Supridor de Última Instância.
- **Nível 6:** Estabelecimento do arcabouço de regras para submissão de "ofertas" para todas as tecnologias.

A integração progressiva de mais elementos por ofertas no modelo de formação de preços no Brasil exigirá o estabelecimento de um cronograma que equilibre a viabilidade de execução com a importância estratégica de cada elemento. Este projeto estabeleceu as bases técnicas, mas a decisão final sobre a extensão (Nível) da reforma e o cronograma a ser seguido é prerrogativa das instituições do setor, em diálogo com a sociedade.

Neste sentido, três cenários de cronograma foram desenhados, sendo o Cenário 1 relativo à uma implementação de urgência, ou seja, iniciando um período sombra já em 2027 para implementação em 2028, o que nos leva à uma reforma mais conservadora (níveis 1, 2 e 3), dado que menos elementos poderiam ser incluídos em um contexto mais restrito de tempo. O Cenário 2 abrange uma reforma arrojada e ampla (demais níveis), iniciando um período sombra já em 2028 e implementação a partir de 2029. Já o Cenário 3 adotou a estratégia de uma implementação faseada, combinando elementos dos Cenário 1 e 2 e prevendo múltiplos períodos sombra, que foi considerado o mais adequado.

Em qualquer um dos Cenários desenhados, O ano de 2026 será um período fundamental e estratégico para a preparação da reforma, independentemente do cronograma escolhido. As ações chave para este ano se concentram em três pilares:

- **Adequações Imediatas:** Início do desenvolvimento de softwares, procedimentos operacionais, plataformas tecnológicas (para contabilização dupla e submissão de ofertas e) e a necessária adequação institucional e de recursos, visando a plena operacionalidade.
- **Estudos Adicionais:** Realização de estudos complementares, caso indicados pela análise e diálogo setorial, para conferir segurança às soluções propostas.
- **Consultas Públicas:** Condução de consultas públicas transparentes, com resultados de simulação adicionais (caso necessário) e recomendações claras, culminando na consolidação dos elementos e na escolha formal do cenário de implementação.

Em todo caso, a realização de um período sombra é um requisito inegociável para a segurança da transição, sendo crucial para a validação das regras e o aprendizado dos agentes. A escolha entre um teste único e abrangente ou períodos sombra escalonados deverá ser feita em 2026, no âmbito das Ações Chave, considerando a decisão sobre o escopo final da reforma.

5. Anexo 1

5.1. MATRIZ DE RISCOS – CONTRATOS LEGADOS

O Plano de Trabalho (entregável e.1.r) [1] estabeleceu a necessidade de atualizar a matriz de risco, originalmente desenvolvida no âmbito do Relatório 6 (entregável e.6.r) [9], dentro do escopo do Relatório 10 (entregável e.10.r) [6]. Essa atualização visou incorporar novas informações e percepções coletadas ao longo do projeto.

Embora o Relatório 10 (entregável e.10.r) [6] já tenha contemplado uma atualização geral dos riscos identificados, optou-se por detalhar, neste relatório, o risco específico associado aos contratos legados, ou seja, o **risco de Judicialização dos contratos legados**, que trata da 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. A Tabela 1 retoma o risco mencionado.

Tabela 1 – Matriz Risco – Probabilidade e Impacto.

Grupo de risco	Risco	O que caracteriza o risco	Probabilidade	Impacto	Risco	Relatório correspondente
Adaptação	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

Como já tratado, 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. O Relatório 10 [6] indicou que as tipologias de contratos abaixo listadas possuem algum componente de blindagem ao risco, ou seja, a estrutura contratual atual acaba por blindar estes agentes contra os riscos atrelados ao processo de submissão de ofertas.

- Regimes de Cotas de Garantia Física
- Energia Nuclear
- Itaipu
- Repactuação do Risco Hidrológico
- PROINFA
- Energia de Reserva
- Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D)

Neste sentido, avaliou-se que, a depender do caminho a ser escolhido para tratamento dos contratos legados, poderia haver uma não aceitação do tratamento regulatório dos contratos legados diante do novo sistema de preços por ofertas. O caminho a ser escolhido segue a lógica dos cenários desenhados no Relatório 10 [6], 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.

Como descrito no Relatório 10 [6], os contratos analisados isentam, em sua maioria, o agente e sua contraparte de qualquer risco associado à submissão de ofertas, o que justifica a aplicação do Cenário 2. Neste sentido, para efeitos de matriz de risco, optou-se por manter a probabilidade de ocorrência do risco ainda como **possível**, ainda que pouco provável. Ressalta-se que, caso o risco se materialize, este pode ter alto impacto, uma vez que a judicialização pode causar efeitos como congelamento das tratativas de adoção do modelo de formação de preços por ofertas, ou atraso significativo deste processo. Neste sentido, manteve-se o **risco como alto** para todas as tipologias de contrato.

Com relação aos contratos de Cotas de Garantia Física, é importante relembrar que dentre as usinas afetadas pela Lei nº 12.783/13 [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.

Considerando que o risco hidrológico repassado às distribuidoras se refere exclusivamente à parcela regulada, apenas nesta o agente está isento de risco quando se avalia a blindagem de risco do contrato legado. Embora a presente análise esteja restrita a este componente regulado, avaliou-se que a coexistência dessa estrutura (parcela regulada com isenção de risco e parcela livre com risco) poderia elevar a probabilidade de judicialização deste tipo específico de contrato legado, uma vez que as usinas seriam responsáveis pelas ofertas em apenas parte de sua geração total. Este detalhamento está incluído na Em um modelo escalonado, poderíamos ter, por exemplo, um período sombra focado exclusivamente na contabilização dupla com as ofertas de usinas não despachadas centralizadamente pelo operador, consumidores do ACL e baterias e um subsequente, que incorpore os reservatórios virtuais, entre outros elementos. A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** Tabela 2 abaixo busca identificar as vantagens e desvantagens das possibilidades de período sombra a serem implementados, se único ou escalonado.

Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Matriz Risco – Probabilidade e Impacto – Contratos Legados.

Grupo de risco	Risco	Tipo de Contrato	Tipo de Contrato	Probabilidade	Impacto	Risco
Adaptação	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.	Regimes de Cotas de Garantia Física	Provável	Alto	Alto
			Contrato de Energia Nuclear	Possível	Alto	Médio
			Contrato de Itaipu	Possível	Alto	Médio
			Repactuação do Risco Hidrológico	Possível	Alto	Médio
			PROINFA – excluindo-se as usinas com contratos do tipo “participante do MRE” ²	Possível	Alto	Médio
			Energia de Reserva	Possível	Alto	Médio

² Como tratado no Relatório 10, identificou-se que as Usinas do PROINFA com contratos do tipo “participante do MRE” poderiam ser efetivamente responsáveis por suas ofertas e pelos riscos associados às diferenças entre mercado do dia seguinte e mercado de balanço, alocando-se no “Cenário 1 – Solução ideal”.

		Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D)	Possível	Alto	Médio
--	--	--------------------------------------------------------------------------------------------	----------	------	-------

Por fim, recorda-se que a classificação do risco como “Baixo”, “Médio” ou “Alto” foi construída com base nos critérios de impacto contidos na Tabela 3 e na matriz de riscos da Tabela 4:

Tabela 3 – 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 4 – Matriz Risco - Geral.

Impacto	Muito baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito alto
Probabilidade	Muito baixo	Baixo	Médio	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

6. Anexo 2

6.1. MAPA DE USO DOS RELATÓRIOS TÉCNICOS

Todos os relatórios técnicos estão acessíveis na seção Produtos do Portal associado ao projeto Meta II. O acesso pode ser realizado através do seguinte endereço eletrônico:

- <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

6.1.1. PLANO DE TRABALHO

O Relatório 1 (entregável e.1.r) tratou do Plano de Trabalho do Projeto, e apresenta:

- Visão geral do projeto
- Equipe e Organização
- Detalhamento das atividades

O link específico para o Relatório 1 (entregável e.1.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_51272669dff546059b02255c5f0674c5.pdf

6.1.2. DIAGNÓSTICO INTERNACIONAL PREÇOS POR CUSTO

O Relatório 2.1 (entregável e.2.r1) tratou do Diagnóstico internacional preços por custo, e apresenta:

- Experiência Internacional – países que adotam a formação de preço por custo
 - Chile
 - Coreia do Sul
 - El Salvador
 - México
 - Vietnã
- Contrastes com o setor elétrico brasileiro

O link específico para Relatório 2.1 (entregável e.2.r1) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_70e915466f61414aa08f8c7ea9ff6d1b.pdf

6.1.3. DIAGNÓSTICO INTERNACIONAL PREÇO POR OFERTA

O Relatório 3 (entregável e.3.r) tratou do Diagnóstico internacional preço por oferta, e apresenta:

- Experiência Internacional – países que adotam a formação de preço por oferta
 - Colômbia
 - Mercado Regional da América Central (MER)
 - Espanha (Mercado Ibérico)
 - Noruega (Nord Pool)
 - Grã-Bretanha
 - Nova Zelândia
 - Califórnia (CAISO)
 - PJM

- Texas (ERCOT)
- Contrastes com o setor elétrico brasileiro

O link específico para Relatório 3 (entregável e.3.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_c5271e76ae70476faf0238724839cf0.pdf

6.1.4. VANTAGENS E DESVANTAGENS

O Relatório 4 (entregável e.4.r) tratou das Vantagens e desvantagens dos rumos que o Brasil poderia seguir para a formação de preço da energia, e apresenta:

- Pontos fortes e fracos dos distintos paradigmas de formação de preço
- Possibilidade de introdução de elementos “híbridos por custo” no desenho proposto
- Possibilidade de introdução de elementos “híbridos por oferta” no desenho proposto

O link específico para Relatório 4 (entregável e.4.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_17e49b2afdc4881acc3fda4ca7cd12a.pdf

6.1.5. PROPOSTA DE APRIMORAMENTO AO PREÇO “POR CUSTO”

O Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) tratou da Proposta de aprimoramento ao preço “por custo” e apresenta:

- Recomendações de aprimoramento ao mecanismo de formação de preços atual do Brasil (com destaque para dupla contabilização e revisão dos limites de preços)
- Propostas de aprimoramentos na governança atual da formação de preços no Brasil
- Aprimoramentos na modelagem dos softwares do setor (alguns dos quais já em andamento)
- Possibilidade de introdução de elementos híbridos à formação de preços atual do Brasil
- O link específico para Relatório 4 (entregável e.4.r) encontra-se em:

O link específico para Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_b14392edeb8644c8bc41eeb54b6513.pdf

6.1.6. PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO “POR OFERTA”

O Relatório 6 (entregável e.6.r) tratou da Proposta de implementação do preço “por oferta” e apresenta:

- Proposta de desenho conceitual de um mecanismo de formação de preço híbrido com elementos “por oferta” para o Brasil
- Linguagem padronizada de “segmentos” para descrever ofertas de geração e de demanda
- Distinção entre ofertas independentes e ofertas de perfil
- Proposta de reservatórios virtuais

O link específico para Relatório 6 (entregável e.6.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_af88db04f5c24dc3ba6f6c06894d5dad.pdf

6.1.7. COMBATE AO PODER DE MERCADO

O Relatório 7 (entregável e.7.r) tratou da Combate ao poder de mercado e apresenta:

- O exercício de poder de mercado em mercados de eletricidade
- Possíveis estratégias de mitigação respaldadas na experiência internacional
- Proposta de adoção para o cenário nacional
 - Definição do monitor de mercado
 - Recomendações para o monitoramento preventivo
 - Recomendações para monitoramento corretivo

O link específico para Relatório 7 (entregável e.7.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_3368d6b922154a0eb90f55c1f5633f90.pdf

6.1.8. COMBATE AO RISCO SISTÊMICO

O Relatório 8 (entregável e.8.r) tratou da Combate ao risco sistêmico e apresenta:

- Fundamentos da segurança de suprimento e possíveis riscos que podem surgir em um mercado por ofertas
- Mecanismos de segurança de suprimento no cenário internacional
- Alternativas para mitigação do risco de segurança ao suprimento e introdução de mecanismos sistemáticos e transparentes com boas práticas de governança
- O mecanismo de validação de ofertas
- Proposta de adoção do mecanismo de “ofertas de segurança”

O link específico para Relatório 8 (entregável e.8.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_eb5c4b8feab04a63bd553bc6a7697386.pdf

6.1.9. IMPACTOS QUANTITATIVOS

O Relatório 9 (entregável e.9.r) tratou dos Impactos Quantitativos e apresenta:

- Simulações quantitativas para ilustrar e quantificar os principais impactos das principais mudanças regulatórias propostas:
 - Introdução da contabilização dupla e revisão do preço-piso e preço-teto
 - Introdução do mecanismo de reservatórios virtuais
 - Introdução de ofertas exógenas dos agentes (“mark-ups” no preço ofertado)
 - Papel dos mecanismos de mitigação

O link específico para Relatório 9 (entregável e.9.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_f1d1027d270f495490fda9fab8e1af1f.pdf

6.1.10. IMPACTOS REGULATÓRIOS E LEGADOS

O Relatório 10 (entregável e.10.r) tratou dos Impactos Regulatórios e Legados e apresenta:

- Arcabouço Legal e Regulatório atual no Brasil, no âmbito da formação de preços

- Proposta de Frentes de Implementação para adoção de um mecanismo de formação de preço com elementos por ofertas no Brasil
 - Frente Elementos Mínimos
 - Frente Reservatórios Virtuais
 - Frente Sistematização
- Tratamento dos contratos legados

O link específico para Relatório 10 (entregável e.10.r) encontra-se em:

- https://www.meta2formacaodepreco.com.br/_files/ugd/12e1ae_51d737f0786f44ef9ab95b5fa5f10209.pdf

6.1.11. CRONOGRAMA

O Relatório 11 (entregável e.11.r) tratou do Cronograma de Implementação e apresenta:

- A formação de consenso alcançada
- Principais resultados do Projeto
- Consolidação do Cronograma proposto

7. Referências

[1] PSR, META, and B. Mundial, “Plano de trabalho (Produto e.1.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2023. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[2] PSR, META, and B. Mundial, “Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço (Produto e.4.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

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

[4] PSR, META, and B. Mundial, “Mitigação de Poder de Mercado (Produto e.7.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[5] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento (Produto e.8.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” Aug. 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>. [Accessed: Oct. 16, 2025]

[6] PSR, META, and B. Mundial, “Impactos regulatórios e legados (Produto e.10.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2025. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

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

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

[9] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Oferta (Produto e.6.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[10] BRASIL, “MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1.300, DE 21 DE MAIO DE 2025,” May 2025. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Mpv/mpv1300.htm. [Accessed: Aug. 05, 2025]

[11] BRASIL, “MEDIDA PROVISÓRIA Nº 1.304, DE 11 DE JULHO DE 2025,” Nov. 2025. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/mpv/mpv1304.htm

[12] BRASIL, “LEI Nº 15.269, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2025,” Nov. 2025. Available: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-n-15.269-de-24-de-novembro-de-2025-670727120>

[13] BRASIL, “LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.,” Jan. 2013. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm. [Accessed: Aug. 05, 2025]