

Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica

**19 a 22 de outubro de 2025**

## **RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO**

Carlos Rubens Rafael Dornellas

Carlos Rubens Rafael Dornellas, LUIZ HENRIQUE ALVES PAZZINI, Alexandre  
Guedes Viana

### **1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Os 31 Informes Técnicos submetidos ao Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica (GCR) evidenciam a maturidade crescente da comunidade técnica no tratamento de questões cruciais para a modernização do setor elétrico brasileiro. Os trabalhos abordam desde metodologias de precificação e monitoramento prudencial, até inovações regulatórias em armazenamento, resposta da demanda, integração regional e instrumentos financeiros.

Destaca-se a ampla utilização de modelos quantitativos e simulações de mercado, além de experiências práticas associadas a projetos-piloto, sandbox regulatórios e aplicação de algoritmos de inteligência artificial. Essa diversidade de abordagens metodológicas demonstra um avanço no alinhamento entre teoria e prática, ampliando a aplicabilidade dos resultados para formuladores de políticas e agentes de mercado.

Observou-se também o surgimento de novas frentes de investigação, como o papel do hidrogênio verde e das usinas híbridas no portfólio de geração, a inserção do Real Digital e seus impactos nos mecanismos de comercialização, e a avaliação de riscos prudenciais em mercados cada vez mais liberalizados. Apesar disso, algumas lacunas permanecem, como o aprofundamento em métricas de equidade social no desenho de mercado, a padronização de metodologias de valoração de atributos sistêmicos e a análise de impactos regulatórios de longo prazo frente à integração de recursos distribuídos.

Em síntese, os ITs recebidos oferecem insumos valiosos para o debate sobre a transição energética e a evolução institucional do setor elétrico, apontando caminhos de investigação que devem ser aprofundados e estimulados em pesquisas futuras.

### **2.0 - Classificação dos Informes Técnicos**

Os 31 Informes Técnicos submetidos ao Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica (GCR) evidenciam a maturidade crescente da comunidade técnica no tratamento de questões cruciais para a modernização do setor elétrico brasileiro. Os trabalhos abordam desde metodologias de precificação e monitoramento prudencial, até inovações regulatórias em armazenamento, resposta da demanda, integração regional e

instrumentos financeiros.

Destaca-se a ampla utilização de modelos quantitativos e simulações de mercado, além de experiências práticas associadas a projetos-piloto, sandbox regulatórios e aplicação de algoritmos de inteligência artificial. Essa diversidade de abordagens metodológicas demonstra um avanço no alinhamento entre teoria e prática, ampliando a aplicabilidade dos resultados para formuladores de políticas e agentes de mercado.

Observou-se também o surgimento de novas frentes de investigação, como o papel do hidrogênio verde e das usinas híbridas no portfólio de geração, a inserção do Real Digital e seus impactos nos mecanismos de comercialização, e a avaliação de riscos prudenciais em mercados cada vez mais liberalizados. Apesar disso, algumas lacunas permanecem, como o aprofundamento em métricas de equidade social no desenho de mercado, a padronização de metodologias de valoração de atributos sistêmicos e a análise de impactos regulatórios de longo prazo frente à integração de recursos distribuídos.

Em síntese, os ITs recebidos oferecem insumos valiosos para o debate sobre a transição energética e a evolução institucional do setor elétrico, apontando caminhos de investigação que devem ser aprofundados e estimulados em pesquisas futuras.

## **2.1 - No tocante à Comercialização de energia elétrica - 16**

## **2.2 - No tocante à Economia de energia elétrica - 3**

## **2.3 - No tocante à Regulação de energia elétrica - 12**

- AVANÇOS NA REGULAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO: USINAS REVERSÍVEIS NO BRASIL
- Sistemas de Armazenamento por Bateria: Avaliação do impacto da tributação na competitividade da tecnologia para o caso do Brasil
- Suprimento de última instância de energia em países liberalizados e oportunidades para o Brasil
- APERFEIÇOAMENTOS REGULATÓRIOS PARA ADEQUADA VALORAÇÃO DE ATRIBUTOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS
- Medidores Inteligentes no Brasil: Abordagens Regulatórias e Estratégias de Implementação
- Regulamentação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis – Um Modelo Competitivo Adequado
- Nova modelagem para a operação do SIN – motivação, resultados e propostas
- Sandbox Regulatório para Contratação de Resposta da Demanda por Disponibilidade: Experiência adquirida e propostas de Aprimoramentos Regulatórios futuros
- Avaliação de arcabouço regulatório quanto à inserção de armazenamento de energia em várias jurisdições: acertos e erros
- Enfrentando o Curtailment: Propostas Regulatórias para Melhorar a Eficiência no Setor Elétrico
- Carregando o Futuro: Desafios e Oportunidades da Integração de Veículos Elétricos na Rede Elétrica Brasileira
- A regulação de mercado no setor elétrico brasileiro para uma futura integração de mercados regionais, com destaque para o Cone Sul

- Avaliação de impactos econômicos dos mecanismos de precificação de carbono nos projetos de geração do SIN
- Análise de Opções Reais para Produção de Hidrogênio Verde no Nordeste do Brasil: quantificação das estratégias e timing das decisões
- Estratégia Ótima de Oferta do Consumidor no Mecanismo de Resposta da Demanda Estrutural e Equilíbrio de Mercado
- Drex e o setor elétrico: as inovações e o futuro do mercado frente o Real Digital
- MAXIMIZAÇÃO DA ARBITRAGEM EM TEMPO REAL DE PLANTAS HÍBRIDAS COM BESS UTILIZANDO REINFORCEMENT LEARNING
- Análise comparativa de algoritmos para previsão de preços no mercado livre de energia brasileiro
- Proposta regulatória de contingência adicional referente à granularidade temporal para o despacho e formação de preço com o modelo DESSEM
- Proposta de análise, manipulação e seleção de informações para análise do comportamento do mercado de curto prazo por meio de Feature Engineering
- O modelo IARA: um simulador de mecanismos para a formação de preço de energia elétrica de curto prazo
- Liquidação dupla: uma análise prática no contexto do Setor Elétrico Brasileiro
- Segurança de Mercado em Foco: Reflexões sobre o Período Sombra do Monitoramento Prudencial
- ALGORITHMIC TRADING NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA COMPROVAÇÃO PRÁTICA
- Os atrativos da região Nordeste para o investimento em produção de Hidrogênio.
- Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios Hidrelétricos com Mineração de Bitcoin: Análise da Viabilidade Econômico-Financeira e Definição da Fronteira Eficiente
- Aprimoramentos na representação dos Custos Variáveis Unitários – CVU no planejamento de médio prazo e formação de preço
- Otimização da Contratação de Energia para Portfólios de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas no Brasil
- Assimetria no Dilema do Planejador da Operação e o Mercado de Energia
- Avaliação da Metodologia de Precificação do Recurso do Gerador no Monitoramento Prudencial
- Metodologia para determinação do Custo Marginal Hidrelétrico no processo de formação de preços de energia do sistema elétrico brasileiro

### **3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos**

**Título** - Drex e o setor elétrico: as inovações e o futuro do mercado frente o Real Digital

**Entidade(s)** -

**Autor(es)** - Joao Tadeu Alves dos Santos

**Resumo**

O trabalho discute os potenciais impactos da introdução do Drex (Real Digital) sobre o setor elétrico brasileiro, com ênfase nas inovações tecnológicas e nos novos modelos de mercado que podem emergir a partir de sua adoção. O estudo destaca como a digitalização de ativos e a tokenização de contratos podem influenciar a

liquidação financeira, a rastreabilidade de transações e a criação de instrumentos financeiros mais sofisticados. Apresenta cenários de aplicação do Drex em comercialização de energia elétrica, abordando tanto oportunidades quanto riscos regulatórios. O IT contribui para o debate sobre a integração entre sistemas financeiros digitais e o setor elétrico, ressaltando a necessidade de preparar marcos regulatórios e mecanismos de governança adequados para garantir segurança, transparência e eficiência no uso da nova moeda digital no mercado de energia.

### **Perguntas e Respostas**

**A contribuição é mais estratégica e inspiradora do que técnica. Serve como provocação estruturada para futuras regulamentações e iniciativas de mercado.**

**Considerando a natureza permissionada do Drex, como os autores enxergam a governança e o papel da ANEEL, ONS ou CCEE na infraestrutura de contratos inteligentes e ativos energéticos tokenizados?**

**O conceito de Embedded Finance aplicado ao setor elétrico exigiria uma redefinição do papel das distribuidoras? Como isso poderia ser operacionalizado dentro do atual marco legal?**

**Como o Drex poderia se integrar tecnicamente a plataformas de medição inteligente (AMI) para viabilizar liquidações automatizadas por consumo granular (ex: hora a hora)?**

**A contribuição é mais estratégica e inspiradora do que técnica. Serve como provocação estruturada para futuras regulamentações e iniciativas de mercado.**

**Considerando a natureza permissionada do Drex, como os autores enxergam a governança e o papel da ANEEL, ONS ou CCEE na infraestrutura de contratos inteligentes e ativos energéticos tokenizados?**

Estes atores tem um papel fundamental dentro deste contexto. A ANEEL possui um papel central quanto a definição do regramento para padronizar os parâmetros, limites, aspectos de segurança e interoperabilidade dos contratos inteligentes. A ONS possuiria um papel de fonte de sinais operacionais, que são importantes disparar liquidações. A CCEE teria o papel de validação da tokenização, realizando o registro no Drex, garantindo que saldos financeiros e energéticos estejam corretos. Dentro deste contexto, a governança seria compartilhada, com modelo de consórcio institucional, tendo as 3 como validadoras (o contrato segue a norma, recebe os sinais operacionais, está devidamente registrado).

**O conceito de Embedded Finance aplicado ao setor elétrico exigiria uma redefinição do papel das distribuidoras? Como isso poderia ser operacionalizado dentro do atual marco legal?**

Atualmente existe limitação no papel das distribuidoras quanto a possibilidade direta, de forma que elas trabalham mais como "operadora de fio" do que "plataforma de serviços energéticos". Contudo, dentro do marco legal os caminhos viáveis seriam a criação de subsidiárias que atuem com marketplace de serviços, seguindo o modelo

das fintechs ligadas os bancos. Outro caminho seria a parceria com startups, mas seria necessária uma governança muito bem desenhada quanto ao compartilhamento de dados. O ideal seria a realização de um sandbox ANEEL e Bacen para aprimorar esses modelos e verificar as possibilidades, eventualmente para atualizar o marco legal e modernizar o setor de forma adequada.

**Como o Drex poderia se integrar tecnicamente a plataformas de medição inteligente (AMI) para viabilizar liquidações automatizadas por consumo granular (ex: hora a hora)?**

A coleta de dados realizado por plataforma AMI pode ser integrada com o Drex através de "oráculos de dados", que são mecanismos para compartilhar os dados medidos (off-chain) com os smart contracts (on-chain). De forma geral, esse caminho é realizado tecnicamente via APIs padronizadas, responsáveis por receber os dados do AMI e posteriormente, após a liquidação via smart contract, enviar a confirmação da liquidação. Inclusive, os contratos podem conter eventos definidos para notificar mais de um agente de modos diferentes, por exemplo, pode notificar produtor e consumidor quanto ao valor liquidado e ao final do dia, notificar uma entidade de auditoria de todas as liquidações diárias. As regras podem variar nesses casos, de contrato para contrato

**Título** - MAXIMIZAÇÃO DA ARBITRAGEM EM TEMPO REAL DE PLANTAS HÍBRIDAS COM BESS UTILIZANDO REINFORCEMENT LEARNING

**Entidade(s)** - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, AEROESPACIAL TECNOLOGIAS EM ENERGIA E SISTEMAS RENOVÁVEIS LTDA, FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE PERNAMBUCO, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Universidade de São Paulo

**Autor(es)** - Heitor Araújo Nunes, Eduardo de Aguiar Sodré, RAFAEL DE OLIVEIRA FERNANDES, André Victor Rodrigues Nascimento da Silva, Luiz Gustavo de Sousa Duda, Roberto Feliciano Dias Filho, Ivan Nunes da Silva

**Resumo**

O informe técnico apresenta um modelo de arbitragem em tempo real aplicado a plantas híbridas com armazenamento em baterias (BESS), utilizando algoritmos de Reinforcement Learning (RL). A pesquisa demonstra como técnicas de aprendizado por reforço podem otimizar a tomada de decisão em ambientes dinâmicos, maximizando ganhos de arbitragem entre diferentes horizontes de operação. O estudo inclui simulações em cenários do setor elétrico brasileiro, evidenciando o impacto do BESS na redução de custos e no aumento da eficiência da alocação de recursos. Os resultados confirmam que a combinação de plantas híbridas com RL amplia o valor econômico do armazenamento, além de reforçar a importância da digitalização e da inteligência artificial para a modernização do mercado de energia.

**Perguntas e Respostas**

**O artigo fornece uma metodologia promissora para otimização de operação em BESS acoplado a renováveis. Ainda preliminar, mas com grande potencial de aplicabilidade prática.**

**Seria possível expandir a análise para horizontes superiores a 24h, avaliando os efeitos acumulados sobre o I-BESS e a rentabilidade global da usina?**

**A modelagem do PLD e das fontes renováveis considerou alguma forma de correlação temporal? Como o modelo se comportaria em períodos com eventos extremos ou não estacionários?**

**O artigo menciona que a operação fixa teve melhor retorno financeiro no curto prazo — quais ajustes poderiam tornar os algoritmos de RL mais competitivos sob esse critério?**

**O artigo fornece uma metodologia promissora para otimização de operação em BESS acoplado a renováveis. Ainda preliminar, mas com grande potencial de aplicabilidade prática.**

**Seria possível expandir a análise para horizontes superiores a 24h, avaliando os efeitos acumulados sobre o I-BESS e a rentabilidade global da usina?**

Sim, é possível expandir para mais de 24h o horizonte, avaliando os efeitos supracitados acima, bem como aumentar o número de cenários testados. Entretanto, tais mudanças exigem um custo computacional um pouco maior.

**A modelagem do PLD e das fontes renováveis considerou alguma forma de correlação temporal? Como o modelo se comportaria em períodos com eventos extremos ou não estacionários?**

Não foi considerada nenhuma correlação temporal em nenhum dos casos, uma vez que as plantas são genéricas. Se a planta fosse real, seria interessante fazer essa correlação temporal baseando-se nos dados da usina em questão. No caso do PLD, como foi considerado um horizonte de 24h, o preço do PLD para esse período é conhecido por meio de divulgação da CCEE. Neste artigo, o PLD foi modelado, a fim de proporcionar generalização ao modelo. Para horizontes maiores, a correlação temporal também seria útil.

Com relação a eventos extremos ou não estacionários, o modelo não consegue prevê-los para agir de forma diferente, uma vez que, para isso, deveria-se conhecer o local que a planta seria instalada, para estudar quais são os principais eventos atípicos daquela região e, assim, adotar uma metodologia de como proceder em tais situações.

**O artigo menciona que a operação fixa teve melhor retorno financeiro no curto prazo — quais ajustes poderiam tornar os algoritmos de RL mais competitivos sob esse critério?**

Por se tratar de um modelo preliminar, foram exploradas técnicas básicas de Reinforcement Learning. Existem algoritmos mais complexos que prometem resultados mais expressivos, tais como:

- Q-Learning: algoritmo que atualiza sua estratégia a cada episódio completado e que converge para um valor muito bom com poucas iterações comparado com outros algoritmos;
- Deep Q-Networks (DQN): semelhante ao Q-Learning, mas agrega redes neurais profundas para identificar padrões mais específicos, o que pode tornar o modelo ainda mais assertivo.

**Título** - Análise comparativa de algoritmos para previsão de preços no mercado livre de energia brasileiro

**Entidade(s)** - De Groote - Desenvolvimento em Energia

**Autor(es)** - Gabriel de Seixas Matz, MARCOS BASILE, Sergio Baldo Junior, Ewerton Guarnier

### **Resumo**

O trabalho realiza uma análise comparativa entre diferentes algoritmos de previsão de preços no mercado livre de energia brasileiro, considerando técnicas estatísticas e de aprendizado de máquina. O estudo avalia a acurácia, robustez e aplicabilidade prática de modelos como regressões tradicionais, redes neurais e métodos baseados em árvores de decisão. Os resultados indicam ganhos significativos de performance quando aplicadas abordagens híbridas e de machine learning, especialmente em horizontes de curto prazo, com redução de erros de previsão em relação às metodologias convencionais. O IT contribui para o avanço do uso de técnicas preditivas no setor elétrico, reforçando a importância da inovação analítica para aprimorar estratégias de comercialização e a gestão de riscos de agentes no mercado livre.

### **Perguntas e Respostas**

**O estudo é relevante, mas mais voltado à inovação metodológica do que à aplicação direta regulatória. É útil a comercializadores com estrutura analítica avançada.**

**A inclusão de variáveis exógenas demonstrou ganho preditivo. Como esse ganho se compara ao custo adicional de aquisição e atualização dessas variáveis no uso cotidiano por comercializadoras?**

**Qual a sensibilidade dos modelos testados ao tamanho da base histórica e à presença de rupturas estruturais (ex: Covid, crise hídrica)?**

**Seria possível aplicar o mesmo framework a produtos intradiários ou de curtíssimo prazo, como PLD horário ou liquidações de mercado spot?**

**O estudo é relevante, mas mais voltado à inovação metodológica do que à aplicação direta regulatória. É útil a comercializadores com estrutura analítica avançada.**

**A inclusão de variáveis exógenas demonstrou ganho preditivo. Como esse ganho se compara ao custo adicional de aquisição e atualização dessas variáveis no uso cotidiano por comercializadoras?**

Com os avanços da computação em Nuvem e capacidade de processamento é possível o treinamento de modelos robustos de Aprendizado de Máquina utilizando uma massa grande de dados, chamada usualmente de "Big Data". O custo mensal é pouco significativo quando comparado ao possível ganho financeiro de modelagens mais assertivas. No caso específico do trabalho, a variável exógena do NEWAVE encontra-se disponível gratuitamente em dados abertos.

### **Qual a sensibilidade dos modelos testados ao tamanho da base histórica e à presença de rupturas estruturais (ex: Covid, crise hídrica)?**

Em relação ao tamanho da base histórica, como é possível se verificar na literatura, a sensibilidade é alta, podendo afetar significativamente o desempenho dos modelos, pois modelos de Aprendizado de Máquina necessitam de boa quantidade de dados para treinamento. Já em relação à rupturas estruturais, os modelos de aprendizado de máquina precisam ser robustos o suficiente para aprender com estas situações e generalizar os padrões aprendidos nestes momentos de realização de risco extremo.

### **Seria possível aplicar o mesmo framework a produtos intradiários ou de curtíssimo prazo, como PLD horário ou liquidações de mercado spot?**

Sim, a Volt Robotics vem desenvolvendo diversas soluções neste sentido.

**Título** - Proposta regulatória de contingência adicional referente à granularidade temporal para o despacho e formação de preço com o modelo DESSEM

**Entidade(s)** - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA

ELETOBRAS, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

**Autor(es)** - Ronan Gustavo Carvalho Furtado, Luiz Fernandes de Castro Júnior, Thiago Felício de Souza, Pedro George Prescott Ferraz, Bruno Coelho Couzzi Lyra, Claudia Regina Beserra Melo Sousa da Silva, Orlando Santos, Luciano Contin Gomes Leite, Amanda Ferreira de Azevedo, Rafael Almeida Brandão, Leonardo Fachetti Jovêncio

#### **Resumo**

O trabalho apresenta uma proposta regulatória voltada ao aprimoramento da granularidade temporal no modelo DESSEM, com foco em seu impacto no despacho e na formação de preços. A pesquisa argumenta que a atual configuração pode gerar distorções de sinal econômico e limitações na representação de custos marginais em horizontes horários. São avaliados cenários alternativos de contingência e maior detalhamento temporal, destacando os benefícios em termos de eficiência alocativa, previsibilidade e aderência aos custos reais de operação. O IT reforça a necessidade de ajustes regulatórios para garantir que os sinais de preço transmitam corretamente os custos de curto prazo, alinhando o modelo DESSEM às exigências de mercados cada vez mais dinâmicos e integrados.

#### **Perguntas e Respostas**

**Alta aplicabilidade prática no curto prazo, tanto para ONS quanto CCEE. Pode reduzir distorções operativas recorrentes e embasar aprimoramentos regulatórios.**

**Como a proposta de granularidade horária se comportaria em cenários de grande incidência de restrições hidráulicas específicas, como defluências mínimas ou vertimentos obrigatórios?**

**A redução do horizonte de simulação pode comprometer o sinal intertemporal de armazenamento? Há riscos de subvalorização de água em semanas críticas?**



**Existe viabilidade operacional para automatizar a seleção das contingências propostas diretamente no pipeline do ONS/CCEE? Quais seriam os impactos regulatórios?**

**Alta aplicabilidade prática no curto prazo, tanto para ONS quanto CCEE. Pode reduzir distorções operativas recorrentes e embasar aprimoramentos regulatórios.**

**Como a proposta de granularidade horária se comportaria em cenários de grande incidência de restrições hidráulicas específicas, como defluências mínimas ou vertimentos obrigatórios?**

Os testes de contingência realizados indicam que a granularidade horária não apresentou impacto significativo na geração hidrelétrica, mesmo em diferentes contextos e dias. Embora não tenha sido conduzido um estudo específico focado em restrições hidráulicas, como defluências mínimas ou vertimentos obrigatórios, os resultados práticos sugerem que tais restrições não se configuram como fator crítico para a avaliação da granularidade horária.

**A redução do horizonte de simulação pode comprometer o sinal intertemporal de armazenamento? Há riscos de subvalorização de água em semanas críticas?**

Este foi um estudo inicial, realizado com a análise de um único caso, para fazer um diagnóstico preliminar dos efeitos da supressão de dias no horizonte do modelo de curtíssimo prazo. Constatou-se que reduções muito acentuadas tendem a induzir comportamento excessivamente conservador, resultando em maiores armazenamentos finais e PLDs médios mais baixos, o que sinaliza risco de distorção econômica e possível subvalorização da água em semanas críticas. Já reduções moderadas de um ou dois dias mostraram-se viáveis, preservando a consistência do modelo e evitando desvios relevantes, além de proporcionarem ganhos expressivos em tempo de processamento.

**Existe viabilidade operacional para automatizar a seleção das contingências propostas diretamente no pipeline do ONS/CCEE? Quais seriam os impactos regulatórios?**

A proposta deste trabalho é justamente promover um aprimoramento regulatório, com a inclusão da granularidade horária como contingência no âmbito da Resolução Normativa 1.032/2022, a ser aplicada antes da desativação da funcionalidade do Unit Commitment Térmico - UCT. Essa abordagem busca gerar resultados mais aderentes à realidade operativa, reduzindo distorções associadas às contingências mais severas atualmente existentes. Do ponto de vista operacional, as alternativas poderiam ser implementadas como um conversor no próprio Dessem, permitindo que as opções de contingência sejam processadas em paralelo ao problema oficial e viabilizando a escolha da configuração adequada segundo critérios previamente estabelecidos.

**Título** - Proposta de análise, manipulação e seleção de informações para análise do comportamento do mercado de curto prazo por meio de Feature Engineering

**Entidade(s)** - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina - IFSC, Urca Comercializadora de Energia LTDA, INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO, CIENCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA, Universidade Federal de Santa Catarina

**Autor(es)** - Everthon Taghori Sica, Larah Farias Rodrigues Barboza, KAREM VIEIRA PAES DE LIMA, Marina Geremia, Erinaldo Farias dos Santos, Sergio Luciano Avila, João Vitor Russi Benedet, Lucas Yuki Imamura, Vinicius Viana Luiz Albani, Paula Savana Estácio Moreira, Raphael Paulo Beal Piovezan, Pedro Mark Bianchi

### **Resumo**

O informe técnico apresenta uma proposta de análise do mercado de curto prazo baseada em técnicas de Feature Engineering, visando aprimorar a manipulação e seleção de informações relevantes. O estudo destaca como a construção de variáveis explicativas derivadas de dados históricos pode ampliar a capacidade preditiva de modelos aplicados à comercialização de energia elétrica. Foram testadas abordagens que combinam estatística descritiva, aprendizado de máquina e métricas de comportamento do mercado, resultando em ganhos de desempenho na identificação de padrões e anomalias. O trabalho contribui para o desenvolvimento de ferramentas analíticas mais robustas, que permitem maior precisão na previsão de preços e no suporte a decisões de agentes do setor elétrico.

### **Perguntas e Respostas**

**O trabalho oferece subsídios valiosos para modelagem de preço no MCP e para estratégias de trading. Apresenta potencial de replicação prática por comercializadoras com estrutura analítica avançada.**

**Foi testada a performance preditiva de modelos estatísticos ou de machine learning utilizando as 19 variáveis resultantes? Há evidência de ganho em acurácia ou estabilidade?**

**A base BBCE foi utilizada com foco no submercado SE/CO. A metodologia é adaptável a produtos regionais de menor liquidez?**

**Há intenção de aplicar esta metodologia em janelas móveis (rolling windows) para captação dinâmica de relevância temporal das features?**

**O trabalho oferece subsídios valiosos para modelagem de preço no MCP e para estratégias de trading. Apresenta potencial de replicação prática por comercializadoras com estrutura analítica avançada.**

**Foi testada a performance preditiva de modelos estatísticos ou de machine learning utilizando as 19 variáveis resultantes? Há evidência de ganho em acurácia ou estabilidade?**

O trabalho é um dos resultados do projeto de pesquisa e desenvolvimento entre a Urca Trading, a Unidade Embrapii de Sistemas Inteligentes de Energia do IFSC e o próprio Instituto Federal de Santa Catarina. No caso é um trabalho que antecede a fase de implementação da plataforma de identificação de tendência de preço no mercado de curto prazo e avaliação de risco baseado em dados. A plataforma foi entregue operante, estável e integrada à Urca Trading.

**A base BBCE foi utilizada com foco no submercado SE/CO. A metodologia é adaptável a produtos regionais de menor liquidez?**

Sim, a plataforma é adaptável a produtos trimestrais e semestrais e para outros submercados. Todavia, como é baseada em dados e inteligência computacional necessita de uma base de dados relevante em tamanho e integridade (não esparsa).

**Há intenção de aplicar esta metodologia em janelas móveis (rolling windows) para captação dinâmica de relevância temporal das features?**

Utilizamos o shift e a média móvel para capturar a dinâmica temporal. Mas, sim, as janelas moveis são uma opção para a análise de curto prazo. Não obstante, ela foi utilizada para a análise de longo prazo.

**Título** - O modelo IARA: um simulador de mecanismos para a formação de preço de energia elétrica de curto prazo

**Entidade(s)** - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda, PSR CONSULTORIA LTDA, FACULDADES CATOLICAS

**Autor(es)** - Gabriel Rocha de Almeida Cunha, Nina Hubner Goldenzweig, Joaquim Masset Lacombe Dias Garcia, Guilherme Meirelles Bodin de Moraes, Gabriel Vidigal de Paula Santos, Rafael Benchimol Klausner, Carolina Monteiro Carneiro da Silva, Pedro da Silveira Carvalho Ripper

**Resumo**

O trabalho apresenta o modelo IARA, um simulador voltado à formação de preços de energia elétrica de curto prazo, desenvolvido para avaliar diferentes mecanismos de mercado em cenários de operação realista. A proposta busca analisar os impactos de distintas regras de precificação sobre a alocação de custos, a sinalização de investimento e a eficiência econômica. O simulador permite comparar modelos alternativos, considerando aspectos como granularidade temporal, despacho ótimo e representatividade de custos marginais. Os resultados demonstram que a adoção de metodologias mais sofisticadas pode reduzir distorções e promover maior aderência entre preços de curto prazo e as condições efetivas de operação do sistema. O IT contribui como ferramenta de apoio para estudos regulatórios e para o aprimoramento institucional do mercado brasileiro de energia elétrica.

**Perguntas e Respostas**

**Altamente estratégica. Ferramenta pode embasar decisões de formação de preços, modelagem institucional e testes de regras de mercado sob diferentes visões.**

**O IARA está apto a incorporar efeitos locais e restrições de rede para análises nodais ou considera apenas zonas agregadas? Há planos de evolução nesse sentido?**

**As simulações incorporam efeitos de decisão estratégica dos agentes (ex: bid shading, withholding)? Como o módulo de heurística de oferta trata esses aspectos?**

**Existe a intenção de compatibilizar o IARA com os modelos oficiais da CCEE**

**(ex: NEWAVE/DECOMP) para análises de aderência ou comparação institucional?**

**Altamente estratégica. Ferramenta pode embasar decisões de formação de preços, modelagem institucional e testes de regras de mercado sob diferentes visões.**

**O IARA está apto a incorporar efeitos locacionais e restrições de rede para análises nodais ou considera apenas zonas agregadas? Há planos de evolução nesse sentido?**

**As simulações incorporam efeitos de decisão estratégica dos agentes (ex: bid shading, withholding)? Como o módulo de heurística de oferta trata esses aspectos?**

**Existe a intenção de compatibilizar o IARA com os modelos oficiais da CCEE (ex: NEWAVE/DECOMP) para análises de aderência ou comparação institucional?**

**Título** - Liquidação dupla: uma análise prática no contexto do Setor Elétrico Brasileiro

**Entidade(s)** - Camara de Comercializacao de Energia Eletrica

**Autor(es)** - Fernanda Nakano Kazama,Guilherme Matiussi Ramalho,Rodrigo Sacchi,Humberto José de Oliveira Alencar,Cassio Roberto Vieira Tahan Junior,Ranielli Vieira Pombo,Vinicius Rosário Dyonisio

#### **Resumo**

O trabalho analisa de forma prática a aplicação do mecanismo de liquidação dupla no contexto do setor elétrico brasileiro, destacando suas implicações para a comercialização de energia e a gestão de riscos entre os agentes. São discutidos aspectos conceituais do modelo, que permite a liquidação em dois estágios — físico e financeiro — e sua aderência às práticas internacionais. A pesquisa apresenta exemplos de aplicação, evidenciando os efeitos sobre a transparência das transações, a mitigação de inadimplência e o incentivo à formação de preços mais eficientes. Os resultados sugerem que a adoção da liquidação dupla pode fortalecer a credibilidade do mercado de energia, ao mesmo tempo em que traz desafios regulatórios relacionados à adaptação de processos e à supervisão prudencial.

#### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. O estudo subsidia diretamente uma possível reforma nos mecanismos de formação de preço e liquidação. Pode orientar ajustes na ANEEL e CCEE.**

**Considerando a necessidade de ajustes operacionais na medição diária para viabilizar a contabilização dupla, quais seriam os custos institucionais e operacionais estimados para implementação?**

**As análises foram feitas com agentes agregados. Há planos de testar o modelo com granularidade por CCEE Unit ou por agente específico para verificar comportamentos individuais?**

**Foi considerado algum mecanismo de mitigação de comportamento oportunista (ex: manipulação de previsões) nos cenários propostos? Qual o risco de distorção intencional dos sinais de preço?**

**Altamente relevante. O estudo subsidia diretamente uma possível reforma nos mecanismos de formação de preço e liquidação. Pode orientar ajustes na ANEEL e CCEE.**

**Considerando a necessidade de ajustes operacionais na medição diária para viabilizar a contabilização dupla, quais seriam os custos institucionais e operacionais estimados para implementação?**

O presente estudo teve como objetivo analisar a contabilização dupla no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) utilizando os modelos computacionais oficiais (em especial o modelo DESSEM) para o cálculo do PLD Ex-ante e PLD Ex-post para avaliar os potenciais impactos dessa alteração para os Agentes. O mapeamento do impacto operacional nas atividades vem sendo avaliado internamente pela CCEE. Até o presente momento, já foi identificado impacto nas áreas de Preços, Contabilização, Medição, Contratos e Segurança de Mercado, além da necessidade de apoio das equipes de Regulação, Regras, Capacitação, Comunicação e Tecnologia. Em complemento também seria necessário adequações no acordo operacional entre CCEE e ONS.

**As análises foram feitas com agentes agregados. Há planos de testar o modelo com granularidade por CCEE Unit ou por agente específico para verificar comportamentos individuais?**

O presente estudo foi uma primeira avaliação prática dos potenciais impactos da implementação do Contabilização Dupla no Setor Elétrico Brasileiro. Com o avanço das discussões sobre o tema e a possibilidade de transição para esse novo desenho de mercado, a CCEE tem a intenção de realizar novos estudos para identificar comportamentos e benefícios individuais dos Agentes, podendo inclusive utilizar a plataforma IARA (desenvolvida dentro do Projeto Meta II – Formação de Preço) para emular tais aspectos, além de um período sombra envolvendo a participação real dos Agentes como etapas essenciais para a sua implementação oficial.

**Foi considerado algum mecanismo de mitigação de comportamento oportunista (ex: manipulação de previsões) nos cenários propostos? Qual o risco de distorção intencional dos sinais de preço?**

Com a realização do exercício prático apresentado nesse estudo, notou-se que há uma tendência de diminuição do valor a ser pago pelo consumidor quando há uma subestimação da carga no Mercado do Dia Seguinte. De forma análoga, há uma tendência de aumento do valor a ser recebido pelos geradores não despachados centralizadamente quando há uma subestimação da geração não despachada centralizadamente. Desse modo, na hipótese dos Agentes de consumo e/ou de geração não despachada centralizadamente poderem fazer ofertas com base em

suas previsões de consumo e geração para o dia seguinte, pode-se haver um risco de distorção intencional dos sinais de preço. O foco desse estudo foi realizar um primeiro estudo prático e não focou nos mecanismos de mitigação de poder de mercado. Essa avaliação poderá ser feita em estudos futuros. Porém, vale ressaltar que há interesses opostos por trás dessas ofertas, uma vez que reduzir o PLD Ex-ante favoreceria os Agentes de consumo, enquanto os geradores seriam favorecidos pelo aumento do PLD Ex-ante, de modo que essas “forças” atuariam em sentidos opostos. Em complemento, entre os possíveis mecanismos poder-se-ia ter a implantação de práticas de monitoramento de mercado; a possibilidade de realização de ofertas virtuais para reequilíbrio do mercado; ou ajustes de disponibilidade das usinas no cálculo do PLD Ex-post, tendendo a restringir a oferta de geração, de modo que os Agentes prefeririam se assegurar no Mercado do Dia Seguinte.

**Título** - Segurança de Mercado em Foco: Reflexões sobre o Período Sombra do Monitoramento Prudencial

**Entidade(s)** - Camara de Comercializacao de Energia Eletrica

**Autor(es)** - Helen Cristini Loch Apolinário, Eduardo Rossi Fernandes, Priscila Horie, Maurício Lopes Borges

#### **Resumo**

O trabalho discute a experiência do chamado “período sombra” no monitoramento prudencial do mercado livre de energia, destacando reflexões sobre seus objetivos, limitações e resultados práticos. A análise aborda como o período foi estruturado para acompanhar riscos de crédito e exposição financeira dos agentes, em caráter experimental, sem aplicação de penalidades imediatas. O estudo ressalta avanços obtidos na coleta de informações e na conscientização dos participantes quanto à necessidade de gestão prudencial, mas também identifica desafios relacionados à transparência, à consistência metodológica e à efetiva mitigação de riscos sistêmicos. O IT contribui com subsídios importantes para o desenho de mecanismos de segurança de mercado mais robustos, que aliem eficiência econômica e estabilidade institucional.

#### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. Serve como documento de referência para evolução da segurança de mercado, decisões regulatórias e futuras rodadas do monitoramento.**

**Há previsão de tornar públicos (de forma anonimizada) os dados estatísticos coletados no período sombra para fomentar estudos acadêmicos e propostas de melhoria por parte dos agentes?**

**A CCEE considera viável a automação total da verificação amostral futura com uso de IA, reduzindo necessidade de intervenção manual no processo?**

**Com base nos dados de FA e bloqueios, há expectativa de criação de faixas de risco reguladas ou tratamento diferenciado por classe de agente?**

**Altamente relevante. Serve como documento de referência para evolução da segurança de mercado, decisões regulatórias e futuras rodadas do monitoramento.**

**Há previsão de tornar públicos (de forma anonimizada) os dados estatísticos coletados no período sombra para fomentar estudos acadêmicos e propostas de melhoria por parte dos agentes?**

**A CCEE considera viável a automação total da verificação amostral futura com uso de IA, reduzindo necessidade de intervenção manual no processo?**

**Com base nos dados de FA e bloqueios, há expectativa de criação de faixas de risco reguladas ou tratamento diferenciado por classe de agente?**

**Título** - ALGORITHMIC TRADING NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA COMPROVAÇÃO PRÁTICA

**Entidade(s)** - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, UPE UNIVERSIDADE DE PERNAMBUCO

**Autor(es)** - Eduardo de Aguiar Sodré, Erick Felipe Sabino da Silva, MANOEL HENRIQUE DA NOBREGA MARINHO

**Resumo**

O trabalho investiga a aplicação de técnicas de algorithmic trading no setor elétrico brasileiro, apresentando evidências práticas de sua viabilidade e desempenho. São descritas estratégias automatizadas de negociação baseadas em algoritmos que utilizam dados de mercado em tempo real para execução de ordens, buscando ganhos de eficiência e redução de custos transacionais. O estudo compara resultados obtidos por operações manuais e automatizadas, demonstrando que o uso de trading algorítmico pode melhorar a velocidade de resposta, a precisão na captura de oportunidades de arbitragem e a gestão de risco de portfólios. O IT contribui para o debate sobre inovação na comercialização de energia, ressaltando desafios regulatórios e de infraestrutura necessários para garantir segurança, transparência e equidade no uso dessas ferramentas.

**Perguntas e Respostas**

**Alta relevância conceitual e introdutória para comercializadoras, mas aplicabilidade prática ainda inicial. Há valor como estudo de base e inspiração para novos testes.**

**Foi considerada a possibilidade de incorporar variáveis exógenas (como PLD horário, meteorologia, carga) nos modelos? Quais desafios são esperados para isso?**

**O modelo MLP testado foi fixo. Houve alguma avaliação de redes LSTM, CNN ou GRU, mais apropriadas para séries temporais não estacionárias?**

**A partir dos resultados, como os autores avaliam o trade-off entre**

**complexidade computacional das ANN e a simplicidade das estratégias tradicionais como SMA/Momentum em ambientes reais de operação?**

**Alta relevância conceitual e introdutória para comercializadoras, mas aplicabilidade prática ainda inicial. Há valor como estudo de base e inspiração para novos testes.**

**Foi considerada a possibilidade de incorporar variáveis exógenas (como PLD horário, meteorologia, carga) nos modelos? Quais desafios são esperados para isso?**

**O modelo MLP testado foi fixo. Houve alguma avaliação de redes LSTM, CNN ou GRU, mais apropriadas para séries temporais não estacionárias?**

**A partir dos resultados, como os autores avaliam o trade-off entre complexidade computacional das ANN e a simplicidade das estratégias tradicionais como SMA/Momentum em ambientes reais de operação?**

**Título** - Os atrativos da região Nordeste para o investimento em produção de Hidrogênio.

**Entidade(s)** - Fundação Universidade de Brasília, Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A.

**Autor(es)** - Sarah Vital do Rêgo Freire, FELIPE MARQUES ARAUJO

### **Resumo**

O artigo analisa a atratividade da região Nordeste do Brasil para investimentos em projetos de produção de hidrogênio, destacando suas condições naturais, infraestrutura existente e oportunidades de integração com o setor elétrico. A abundância de recursos renováveis — especialmente eólica e solar — é apontada como diferencial competitivo para a produção de hidrogênio verde, permitindo custos mais baixos e elevada disponibilidade energética. O trabalho também avalia aspectos logísticos, de exportação e de políticas públicas que fortalecem a região como polo estratégico nacional e internacional. São discutidos desafios regulatórios, de financiamento e de articulação institucional que ainda precisam ser superados para consolidar o Nordeste como hub de hidrogênio, bem como sugestões de linhas de ação para acelerar a implantação de projetos.

### **Perguntas e Respostas**

**O artigo é estratégico para formulação de políticas públicas e atração de investimentos. Pode influenciar planos de desenvolvimento regional e energético.**

**Existe algum estudo ou projeto-piloto em andamento para integração entre eletrolisadores e infraestrutura de dessalinização na costa nordestina? Há benchmarks globais aplicáveis?**



**Como a proposta de envio de H2V ao Norte para reduzir a CCC se compara, em custo-benefício, com a simples substituição por BESS ou geração renovável local?**

**O artigo menciona complementariedade solar-eólica para operar eletrolisadores. Há dados quantitativos ou séries temporais que sustentem o fator de capacidade combinado do H2V nesses locais?**

**O artigo é estratégico para formulação de políticas públicas e atração de investimentos. Pode influenciar planos de desenvolvimento regional e energético.**

**Existe algum estudo ou projeto-piloto em andamento para integração entre eletrolisadores e infraestrutura de dessalinização na costa nordestina? Há benchmarks globais aplicáveis?**

**Como a proposta de envio de H2V ao Norte para reduzir a CCC se compara, em custo-benefício, com a simples substituição por BESS ou geração renovável local?**

**O artigo menciona complementariedade solar-eólica para operar eletrolisadores. Há dados quantitativos ou séries temporais que sustentem o fator de capacidade combinado do H2V nesses locais?**

**Título** - Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios Hidrelétricos com Mineração de Bitcoin: Análise da Viabilidade Econômico-Financeira e Definição da Fronteira Eficiente

**Entidade(s)** - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

**Autor(es)** - Alexia de Freitas Rodrigues, Fabio Rodrigo Siqueira Batista, DIEGO NASCIMENTO MAIA

### **Resumo**

O trabalho avalia a aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios hidrelétricos associados à atividade de mineração de Bitcoin, explorando aspectos técnicos, econômicos e de eficiência energética. A análise considera a utilização da infraestrutura hídrica já existente, o ganho em sinergia com a geração renovável e o potencial de redução de impactos ambientais em comparação a alternativas convencionais. Do ponto de vista econômico-financeiro, são simulados cenários de retorno do investimento, custos marginais e riscos de mercado, propondo uma fronteira eficiente de operação que equilibra geração elétrica e demanda computacional. O estudo aponta ainda oportunidades para diversificação de receitas em usinas hidrelétricas, ao mesmo tempo em que discute limitações regulatórias e de aceitação social desse modelo híbrido inovador.

### **Perguntas e Respostas**

**O artigo demonstra viabilidade prática para aproveitamento de energia excedente. A aplicação direta ao setor ainda depende de regulação de uso produtivo no local.**

**O estudo considera apenas o cenário de MUST constante. Como os resultados mudariam caso a planta pudesse operar com reforço de rede e aumento da injeção máxima permitida?**

**Foi avaliada a possibilidade de operação híbrida com despacho orientado por preço do Bitcoin, como substituto parcial ao PLD? Como isso impactaria a curva de decisão?**

**Considerando a volatilidade do mercado de criptomoedas, quais seriam os mecanismos recomendados para hedge ou proteção cambial para viabilizar o projeto em longo prazo?**

**O artigo demonstra viabilidade prática para aproveitamento de energia excedente. A aplicação direta ao setor ainda depende de regulação de uso produtivo no local.**

**O estudo considera apenas o cenário de MUST constante. Como os resultados mudariam caso a planta pudesse operar com reforço de rede e aumento da injeção máxima permitida?**

No estudo realizado, fixamos a MUST no valor da capacidade máxima da UHE (1.050 MW) e dimensionamos uma usina solar flutuante de 800 MW como o ponto ótimo econômico para esta configuração. Nesse arranjo, o curtailment não foi expressivo, ocorrendo em apenas 3,2% dos cenários, concentrados nos meses de março, abril e maio. Assim, a energia solar destinada à mineração de Bitcoin não foi, majoritariamente, oriunda do curtailment, mas da geração solar acomodada pela folga entre a geração hidrelétrica de cada período e a MUST de 1050 MW. Portanto, para o caso estudado, o impacto do reforço da rede não seria significativo nos resultados deste artigo.

Cabe ainda destacar que a flexibilidade de escolha entre minerar Bitcoin e vender a energia elétrica permanece como principal drive para aumentar a resiliência e a atratividade do projeto. Nos resultados do artigo a inclusão da mineração de Bitcoin revelou-se capaz de viabilizar o empreendimento, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) apresentaram melhorias, por vezes significativas, quando comparados ao cenário sem mineração, evidenciando o potencial de geração de valor adicional por meio de uma estratégia híbrida.

Com o reforço da MUST, haveria a possibilidade de ampliar a potência instalada da UFVF e, conseqüentemente, a margem de energia destinada à escolha entre minerar Bitcoin ou vender no mercado de curto prazo. Contudo, essa configuração exigiria a redefinição da capacidade máxima da planta de mineração, inicialmente fixada em 50 MW.

**Foi avaliada a possibilidade de operação híbrida com despacho orientado por preço do Bitcoin, como substituto parcial ao PLD? Como isso impactaria a curva de decisão?**

O artigo estruturou a operação a partir de uma lógica de decisão periódica, escolhendo entre as receitas de vender energia ao PLD (preço médio simulado: R\$ 134/MWh) ou direcionar energia para mineração de Bitcoin, cuja atratividade foi medida pelo valor gerado pela atividade mineradora, que depende da razão entre o preço do Bitcoin (BTC/USD) e o nível de dificuldade da rede. Essa lógica já se aproxima de um despacho híbrido orientado por preços relativos, uma vez que escolhe a partir das receitas obtidas em cada escolha. Nos meses de PLD baixo, a mineração foi priorizada, funcionando como hedge contra a volatilidade do mercado de energia. Nos meses de PLD alto, a venda de energia prevaleceu, reforçando a complementaridade entre os dois mercados.

Em termos de resultados financeiros, considerando o percentual de contratação de 70%, a estratégia elevou a TIR do projeto de 9,2% (sem mineração) para 19,6% (com mineração flexível) e o VPL teve um ganho expressivo se comparado a estratégia convencional (sem mineração).

### **Considerando a volatilidade do mercado de criptomoedas, quais seriam os mecanismos recomendados para hedge ou proteção cambial para viabilizar o projeto em longo prazo?**

O mercado de Bitcoin segue altamente volátil, alternando fortes valorizações e correções rápidas em função de fatores macroeconômicos, expectativas de juros e dinâmica de oferta e demanda. Com relação a mineração de BTC podemos considerar o risco duplo da volatilidade do preço do Bitcoin, que impacta diretamente a receita de mineração e o risco cambial da taxa de câmbio (BTC/USD ? R\$/MWh). Em função disso, alguns mecanismos podem ser utilizados: como os contratos futuros ou opções de Bitcoin, que permitem reduzir a exposição à volatilidade do ativo. Por exemplo, um minerador pode firmar contratos futuros de venda de BTC, garantindo um preço mínimo para sua receita mesmo que o mercado caia. De forma similar, a compra de opções de venda funciona como um seguro, protegendo o projeto contra quedas abruptas.

Operações de hedge cambial, como Non-Deliverable Forwards (NDFs) ou swaps de moeda também permitem fixar a taxa de câmbio em níveis, por exemplo, entre 5,00 e 5,20 R\$/US\$. Dessa forma, elimina-se parte da incerteza sobre a conversão da receita para moeda local.

**Título** - Aprimoramentos na representação dos Custos Variáveis Unitários – CVU no planejamento de médio prazo e formação de preço

**Entidade(s)** - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

**Autor(es)** - Caio Monteiro Leocadio, Davi José Marques Vieira, Hermes Trigo Dias da Silva

### **Resumo**

O estudo aborda os desafios e as propostas de aprimoramento na representação dos Custos Variáveis Unitários (CVU) no planejamento de médio prazo e na formação de preços no setor elétrico brasileiro. São analisadas as limitações dos modelos atualmente utilizados, que muitas vezes simplificam ou distorcem os custos reais das usinas, afetando a eficiência do despacho e a sinalização econômica ao mercado. O trabalho propõe metodologias mais robustas para capturar a variabilidade dos custos de combustível, manutenção e operação, considerando

cenários de incerteza e diferentes horizontes de tempo. Os resultados apontam para ganhos em transparência e previsibilidade, com potencial de contribuir para decisões de investimento mais racionais e para a formação de preços que reflitam de forma mais acurada a realidade do sistema.

### **Perguntas e Respostas**

**Relevância máxima. A proposta pode transformar a forma como o planejamento da operação representa os custos térmicos. Tem potencial de virar referência técnica nacional.**

**Há intenção de submeter a proposta à oficialização por Portaria do MME ou Resolução da ANEEL? Quais seriam os passos institucionais recomendados?**

**Como mitigar efeitos adversos da maior volatilidade dos CVUs nas garantias físicas, especialmente em projetos financiados com base em simulações mais estáveis?**

**A proposta de abordagem híbrida (curvas forward + PDE) já foi discutida com o ONS e CCEE? Há consenso técnico sobre sua viabilidade operacional?**

**Relevância máxima. A proposta pode transformar a forma como o planejamento da operação representa os custos térmicos. Tem potencial de virar referência técnica nacional.**

**Há intenção de submeter a proposta à oficialização por Portaria do MME ou Resolução da ANEEL? Quais seriam os passos institucionais recomendados?**

**Como mitigar efeitos adversos da maior volatilidade dos CVUs nas garantias físicas, especialmente em projetos financiados com base em simulações mais estáveis?**

**A proposta de abordagem híbrida (curvas forward + PDE) já foi discutida com o ONS e CCEE? Há consenso técnico sobre sua viabilidade operacional?**

**Título** - Otimização da Contratação de Energia para Portfólios de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas no Brasil

**Entidade(s)** - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda, FACULDADES CATOLICAS

**Autor(es)** - Kristian Nolte, Fernanda Infante de Castro Thompson, Bruno Fânzeres dos Santos

### **Resumo**

O trabalho investiga estratégias de otimização da contratação de energia para portfólios compostos por usinas híbridas eólico-fotovoltaicas no Brasil. A pesquisa considera as complementariedades entre as fontes renováveis, a variabilidade da geração e a gestão de riscos associados à comercialização no mercado livre e

regulado. São aplicadas metodologias de modelagem matemática e simulação estocástica para definir combinações contratuais mais eficientes, capazes de maximizar receitas e reduzir exposição ao mercado de curto prazo. Os resultados indicam que portfólios híbridos bem estruturados oferecem maior estabilidade de caixa, além de contribuírem para a expansão sustentável do setor elétrico, alinhando eficiência econômica com segurança energética.

### **Perguntas e Respostas**

**Alta relevância prática para desenvolvedores e comercializadores de energia. O enfoque contribui para o amadurecimento do planejamento de ativos híbridos.**

**Como o modelo proposto se comportaria em cenários com contratos de energia por disponibilidade ou por incentivo (ex: UFV 100%)? Há adaptabilidade?**

**Foi considerado o impacto da modulação horária do PLD sobre o valor da complementariedade entre eólica e solar? Como isso afeta o valor do portfólio?**

**Seria viável integrar um componente de armazenamento no modelo, e se sim, como ele alteraria a alocação ótima entre as fontes?**

**Alta relevância prática para desenvolvedores e comercializadores de energia. O enfoque contribui para o amadurecimento do planejamento de ativos híbridos.**

**Como o modelo proposto se comportaria em cenários com contratos de energia por disponibilidade ou por incentivo (ex: UFV 100%)? Há adaptabilidade?**

Sim, o modelo pode ser adaptado para contemplar outros tipos de contratos, como por disponibilidade, ou incentivos. Embora essa adaptação não tenha sido implementada, é viável com ajustes na modelagem.

**Foi considerado o impacto da modulação horária do PLD sobre o valor da complementariedade entre eólica e solar? Como isso afeta o valor do portfólio?**

Sim, o impacto da modulação horária do PLD foi considerado na análise. Esse efeito já está incorporado nos resultados apresentados, refletindo adequadamente o valor da complementariedade entre as fontes eólica e solar no portfólio.

**Seria viável integrar um componente de armazenamento no modelo, e se sim, como ele alteraria a alocação ótima entre as fontes?**

Sim, é possível incluir um componente de armazenamento no modelo. É esperado que essa inclusão altere os resultados obtidos de alocação ótima entre as fontes, geralmente contribuindo para uma redução do risco do portfólio.

**Título - Assimetria no Dilema do Planejador da Operação e o Mercado de Energia**

**Entidade(s) -**

**Autor(es) -** Patrícia Teixeira Leite Asano, Roberto Asano Junior

**Resumo**

O estudo aborda a assimetria entre os objetivos do planejamento da operação e as dinâmicas do mercado de energia. Enquanto o planejador busca garantir a segurança do suprimento e a otimização do uso dos recursos energéticos, o mercado opera sob sinais de preço e incentivos econômicos que nem sempre convergem com tais metas. O trabalho analisa os conflitos e desalinhamentos entre essas duas esferas, utilizando exemplos do setor elétrico brasileiro para ilustrar os impactos na formação de preços, na alocação de riscos e na eficiência do sistema. Como contribuição, são apresentadas reflexões sobre mecanismos regulatórios e de governança que poderiam reduzir as assimetrias, favorecendo maior coordenação entre planejamento centralizado e livre atuação do mercado.

**Perguntas e Respostas**

**Extremamente relevante. Traz reflexões valiosas para o operador (ONS), planejadores (EPE) e reguladores (ANEEL). Pode fundamentar ajustes nos modelos oficiais.**

**Dado o impacto da assimetria identificada, os autores sugerem algum redirecionamento explícito da função objetivo nos modelos de otimização usados pelo ONS (NEWAVE/DECOMP)?**

**A proposta poderia ser integrada a critérios operacionais de aversão a risco regionais, levando em conta a criticidade local de armazenamento em diferentes bacias?**

**Quais seriam os impactos esperados da introdução de penalidades diferenciadas para vertimento vs. déficit no comportamento do despacho térmico?**

**Extremamente relevante. Traz reflexões valiosas para o operador (ONS), planejadores (EPE) e reguladores (ANEEL). Pode fundamentar ajustes nos modelos oficiais.**

**Dado o impacto da assimetria identificada, os autores sugerem algum redirecionamento explícito da função objetivo nos modelos de otimização usados pelo ONS (NEWAVE/DECOMP)?**

Ainda que os ajustes dos mecanismos atuais de aversão ao risco representem uma resposta que vem melhorando os efeitos da assimetria observada, é importante reconhecer que essa abordagem tende a funcionar como um remendo pontual, sustentando a estrutura existente sem necessariamente resolver suas limitações de origem. Seria recomendável que o operador e os órgãos reguladores investissem na busca por soluções inovadoras aos modelos NEWAVE/ DECOMP, bem como em metodologias que simplifiquem a auditoria dos processos de tomada de decisão de aversão ao risco. O modelo tipo CVAR adotado, com características estocásticas é de difícil compreensão e impossível de ser auditado na prática, ao estar desconectado da operação real. Diferente das curvas de aversão ao risco, por exemplo, que poderiam ser contrastadas com os dados operacionais praticados.

**A proposta poderia ser integrada a critérios operacionais de aversão a risco regionais, levando em conta a criticidade local de armazenamento em diferentes bacias?**

O sistema interligado nacional, cada vez mais robusto, permite utilizar cada um dos reservatórios como verdadeiras baterias sistêmicas, otimizando o armazenamento em diferentes bacias, com intercâmbio de energia, por meio do planejamento e da operação centralizados. Contudo, a decisão da sociedade de limitar a expansão hidroelétrica e priorizar usinas a fio d'água restringiu significativamente nossa capacidade de regularização, mantendo praticamente inalterados os volumes de reservação há mais de duas décadas. Trata-se de uma escolha pouco debatida, cujos impactos ambientais e sociais são bem mais profundos do que normalmente percebemos ao restringir a expansão de novos reservatórios.

Em qualquer cenário, critérios de aversão ao risco local, individualizado para cada usina, poderiam ser estabelecidos pela otimização da operação de cada usina em sua bacia hidráulica e em conjunto com todo subsistema e intercâmbios, de acordo com os modelos propostos e estudados no LabBITS da UFABC.

**Quais seriam os impactos esperados da introdução de penalidades diferenciadas para vertimento vs. déficit no comportamento do despacho térmico?**

Em um ajuste otimizado o despacho térmico representa a base da geração enquanto a regulação entre geração e consumo é realizado pelas hidroelétricas, evitando situações de coincidência de déficit hidráulico e alto consumo. Isto se dá antecipando geração térmica sistemicamente para evitar deplecionar os reservatórios. Tal cenário evita picos de geração térmica de custo elevado (do ponto de vista energético). Assim, numa operação verdadeiramente otimizada os níveis dos reservatórios se mantêm elevados para fazer uso da maior queda nas turbinas (maior eficiência por m<sup>3</sup>/s), e apenas se deplecionam os reservatórios para controle de cheias e na eventual abundância do recurso. Na modelagem adota nos estudos apresentado, o vertimento não é penalizado, a não ser pela energia não gerada hidráulicamente (e que é suprida por outras fontes mais caras, custo marginal), bem como, o déficit é controlado pela progressiva não linearidade do custo marginal.

**Título** - Avaliação da Metodologia de Precificação do Recurso do Gerador no Monitoramento Prudencial

**Entidade(s)** - Neoenergia S.A., NC Energia SA

**Autor(es)** - Ana Paula Calil da Costa Soares, Bruno Filipe Ramos Apolinário

**Resumo**

O trabalho analisa a metodologia de precificação utilizada para avaliar o recurso do gerador no âmbito do Monitoramento Prudencial da CCEE. A pesquisa examina os fundamentos técnicos e econômicos da abordagem vigente, discutindo em que medida ela reflete adequadamente os riscos de inadimplência e a exposição financeira das contrapartes no mercado de curto prazo. São apresentados estudos de caso e simulações que evidenciam potenciais fragilidades na aplicação do modelo, especialmente em cenários de alta volatilidade de preços. Como contribuição, o IT sugere aprimoramentos metodológicos que podem tornar a

precificação mais robusta e alinhada às práticas internacionais de monitoramento de risco.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. Pode influenciar diretamente a regulação da ANEEL e o funcionamento do Monitoramento Prudencial em sua versão definitiva.**

**A proposta de valoração zero para geração descontratada poderia ser combinada com um tratamento diferenciado para agentes que possuem histórico recorrente de sobreoferta?**

**Qual seria o impacto agregado sobre o indicador FA setorial se a proposta dos autores fosse adotada? Já foi testado com dados de múltiplos agentes?**

**Seria viável institucionalmente que o modelo de precificação adotasse flexibilidade regulada (ex: faixas de valoração) conforme o perfil de contratação do agente?**

**Altamente relevante. Pode influenciar diretamente a regulação da ANEEL e o funcionamento do Monitoramento Prudencial em sua versão definitiva.**

**A proposta de valoração zero para geração descontratada poderia ser combinada com um tratamento diferenciado para agentes que possuem histórico recorrente de sobreoferta?**

**Qual seria o impacto agregado sobre o indicador FA setorial se a proposta dos autores fosse adotada? Já foi testado com dados de múltiplos agentes?**

**Seria viável institucionalmente que o modelo de precificação adotasse flexibilidade regulada (ex: faixas de valoração) conforme o perfil de contratação do agente?**

**Título** - Metodologia para determinação do Custo Marginal Hidrelétrico no processo de formação de preços de energia do sistema elétrico brasileiro

**Entidade(s)** - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

**Autor(es)** - Lilian Chaves Brandão dos Santos, ANDRE LUIZ DINIZ

### **Resumo**

O trabalho aborda a metodologia de determinação do Custo Marginal Hidrelétrico (CMH) como elemento central na formação de preços de energia no sistema elétrico brasileiro. A pesquisa descreve os fundamentos técnicos e regulatórios do cálculo do CMH, destacando seu papel na otimização do despacho hidrotérmico e na definição do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). São analisadas as premissas hidrológicas, operacionais e de modelagem utilizadas, bem como os impactos das escolhas metodológicas sobre a sinalização econômica e o equilíbrio do mercado. O estudo propõe ajustes que visam maior transparência, aderência às condições reais



de operação e robustez do processo de precificação, especialmente em cenários de elevada variabilidade climática.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. A proposta preenche uma lacuna histórica na valoração hidrelétrica e pode ter impacto direto em reformas de mercado e estratégias operativas.**

**A metodologia proposta para o CMH foi testada em contextos hidrológicos extremos (ex: seca de 2021 ou cheias de 2022)? Qual a robustez dos resultados em cenários de estresse?**

**Há viabilidade computacional para aplicar o CMH em tempo real em modelos operativos como o DESSEM, dada a ausência de decomposição temporal e o uso de MILP?**

**Como o CMH pode ser incorporado no processo de definição de bids em um mercado com oferta de preços? Há risco de enviesamento de preço por agentes com informação assimétrica?**

**Altamente relevante. A proposta preenche uma lacuna histórica na valoração hidrelétrica e pode ter impacto direto em reformas de mercado e estratégias operativas.**

**A metodologia proposta para o CMH foi testada em contextos hidrológicos extremos (ex: seca de 2021 ou cheias de 2022)? Qual a robustez dos resultados em cenários de estresse?**

A metodologia proposta foi avaliada tanto em cenários de hidrologia favorável (abril e dezembro de 2021), onde os CMOs observados foram mais baixos, quanto em cenários desfavoráveis (julho a setembro de 2021), onde houve picos elevados de CMO. O comportamento em períodos de grandes cheias é mais previsível, uma vez que o valor da água é nulo, ou muito baixo, e a tendência é que o CMH também seja nulo, exceto quando há interferências de restrições operativas na usina. Quando há um valor não nulo para a água, o comportamento do CMH é mais interessante de ser observado, visto que responde tanto ao comportamento sistêmico (CMO) como a restrições individuais que acometem a usina ou a cascata. Nestes casos, foi observada robustez ao antecipar decisões operativas prudentes, pois, mesmo com horizonte limitado de simulação, através de avaliação dos valores de CMH é possível identificar que há necessidade de preservar água nos reservatórios e uma vez que tais valores sinalizam que houve um despacho fora da ordem de mérito. Isto reforça a capacidade da abordagem em refletir adequadamente os impactos das restrições hidráulicas e fornecer suporte estratégico à formação de preços e à operação do sistema em contextos de estresse.

**Há viabilidade computacional para aplicar o CMH em tempo real em modelos operativos como o DESSEM, dada a ausência de decomposição temporal e o uso de MILP?**

Sim, há viabilidade computacional para incorporação da metodologia no DESSEM. No entanto, algumas adaptações deverão ser feitas. Na ausência de decomposição

temporal, não existe uma política (ex: função de custo futuro) que indique o valor da água ao longo dos períodos do horizonte de despacho. Entretanto, como a política de operação do curto prazo é acoplada no final no horizonte do DESSEM, esta poderia ser usada para determinação do valor da água. Também é possível realizar um cálculo aproximativo do valor da água em cada período através de análises duais. Com relação ao problema possuir variáveis inteiras (MILP), isso pode afetar de fato a obtenção de duais para determinação do CMH, no entanto medidas já realizadas para a obtenção do CMO (que também é proveniente de soluções duais), podem ser aplicadas, como por exemplo a utilização do PL final, que fixa a decisão inteira tomada pelo MILP.

**Como o CMH pode ser incorporado no processo de definição de bids em um mercado com oferta de preços? Há risco de enviesamento de preço por agentes com informação assimétrica?**

O CMH representa quanto o sistema estará disposto a pagar pela geração de cada usina, considerando a operação que provê o menor custo, presente e futuro, considerando riscos. Dessa forma, é indicado que o CMH seja usado como referência para definição de bids por usinas hidrelétricas em mercados com oferta de preços, pois representa o custo de oportunidade da geração. Em um ambiente competitivo e transparente, os bids tenderiam a refletir esse custo. No entanto, há risco de enviesamento de preços por agentes com maior capacidade de modelagem ou acesso a dados mais precisos, o que pode gerar assimetrias informacionais e estratégias de precificação não alinhadas ao custo real.

**Título** - Avaliação de impactos econômicos dos mecanismos de precificação de carbono nos projetos de geração do SIN

**Entidade(s)** - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Universidade de São Paulo

**Autor(es)** - Mariana de Queiroz Andrade, Renato Haddad Simões Machado, Erik Eduardo Rego

**Resumo**

O artigo avalia os efeitos econômicos da adoção de mecanismos de precificação de carbono sobre os projetos de geração de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). A análise considera diferentes cenários de mercado e instrumentos de precificação — como taxas de carbono e sistemas de comércio de emissões — e seus impactos na viabilidade de empreendimentos termoeletricos e renováveis. O estudo demonstra que a internalização dos custos de carbono altera significativamente a competitividade relativa entre fontes fósseis e limpas, favorecendo investimentos em energias renováveis e tecnologias de baixo carbono. Além disso, são discutidas implicações regulatórias e de planejamento setorial, com recomendações para políticas públicas que conciliem sustentabilidade ambiental, segurança energética e eficiência econômica.

**Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante no contexto atual. A análise pode orientar políticas públicas e decisões regulatórias e de investimento, especialmente com o avanço do SBCE.**

**O SBCE brasileiro prevê a coexistência com mercados voluntários. Como a dupla contabilidade (double counting) será evitada para não comprometer a**

**integridade ambiental dos créditos?**

**Haveria impacto significativo na expansão de renováveis se parte das receitas do SBCE fossem canalizadas para equalização de custos de CAPEX e OPEX frente a termelétricas fósseis?**

**Considerando o efeito no LCOE, qual o risco de fuga de investimento para mercados sem precificação de carbono? O artigo aborda medidas para compensar essa externalidade competitiva?**

**Altamente relevante no contexto atual. A análise pode orientar políticas públicas e decisões regulatórias e de investimento, especialmente com o avanço do SBCE.**

**O SBCE brasileiro prevê a coexistência com mercados voluntários. Como a dupla contabilidade (double counting) será evitada para não comprometer a integridade ambiental dos créditos?**

**Haveria impacto significativo na expansão de renováveis se parte das receitas do SBCE fossem canalizadas para equalização de custos de CAPEX e OPEX frente a termelétricas fósseis?**

**Considerando o efeito no LCOE, qual o risco de fuga de investimento para mercados sem precificação de carbono? O artigo aborda medidas para compensar essa externalidade competitiva?**

**Altamente relevante no contexto atual. A análise pode orientar políticas públicas e decisões regulatórias e de investimento, especialmente com o avanço do SBCE.**

**O SBCE brasileiro prevê a coexistência com mercados voluntários. Como a dupla contabilidade (double counting) será evitada para não comprometer a integridade ambiental dos créditos?**

Esse é um dos temas de maior preocupação na implementação de mercados de carbono e é citado na Lei nº 15.042, de 2024, que descreve que a dupla contagem é a utilização da mesma CBE ou CRVE ou crédito de carbono para fins de cumprimento de mais de um compromisso de mitigação.

Também é citado que as áreas dos programas estatais e jurisdicionais "REDD+ abordagem de não mercado", políticas e incentivos à redução de emissões, devem ser excluídas para evitar a dupla contagem na geração de créditos de carbono.

É muito importante (primordial) é ter uma diferenciação entre os créditos utilizados no SBCE e no mercado voluntário. Caso um empreendimento gere um CRVE, esse montante deverá ser desconsiderado na contabilidade de emissões do Brasil.

Para evitar a dupla contabilização, precisa haver, além do regramento necessário, o monitoramento e fiscalização efetivos dos agentes regulados participantes do mercado, garantindo a rastreabilidade dos créditos.

**Haveria impacto significativo na expansão de renováveis se parte das receitas do SBCE fossem canalizadas para equalização de custos de CAPEX e OPEX frente a termelétricas fósseis?**

O impacto vai depender de como será feito o direcionamento das receitas do SBCE. Conforme descrito na seção VIII da Lei nº 15.042, de 2024, no mínimo 75% da totalidade dos recursos do SBCE deverá ser destinada ao depósito no Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, a serem utilizados no financiamento de investimentos para a descarbonização das atividades, das fontes e das instalações reguladas no âmbito do SBCE, priorizando o fomento à inovação tecnológica para o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono direcionadas aos setores regulados.

Sendo assim, as receitas podem servir tanto para projetos de energia renovável, quanto para tecnologias que reduzam a emissão de GEE por fontes termelétricas fósseis, como tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS).

**Considerando o efeito no LCOE, qual o risco de fuga de investimento para mercados sem precificação de carbono? O artigo aborda medidas para compensar essa externalidade competitiva?**

Entendendo que a redução das emissões de GEE tem sido tema de preocupação e comprometimento cada vez maior de boa parte dos países do mundo, há um risco cada vez menor de fuga de investimento, visto que outros mercados também estão implementando mecanismos de precificação de carbono.

Não, o artigo não aborda medidas para compensar essa externalidade competitiva, mas pode ser sugestão para futuros desdobramentos desse estudo.

**Título** - Análise de Opções Reais para Produção de Hidrogênio Verde no Nordeste do Brasil: quantificação das estratégias e timing das decisões

**Entidade(s)** - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

**Autor(es)** - Eduardo de Aguiar Sodré, Luana de Souza Gaspar, ANTONIO CAMELO DA COSTA PERRELLI

**Resumo**

O trabalho aplica a metodologia de opções reais para analisar a viabilidade de projetos de hidrogênio verde no Nordeste do Brasil, região estratégica pela abundância de recursos renováveis e potencial de exportação. O estudo quantifica diferentes estratégias de investimento, avaliando o valor da flexibilidade gerencial frente às incertezas de preço, demanda e custos tecnológicos. Os resultados indicam que a decisão ótima de entrada no mercado depende fortemente do timing, sendo vantajoso postergar investimentos em cenários de elevada volatilidade e incerteza regulatória. Além disso, a pesquisa destaca a importância de políticas públicas e mecanismos de mitigação de risco para acelerar a atração de capital privado e o desenvolvimento do setor de hidrogênio verde no país.

**Perguntas e Respostas**

**Traz contribuições valiosas ao conectar hidrogênio, regulação internacional (CBAM, RFNBOs) e métodos de valoração estratégica. A replicabilidade em outros projetos depende da maturidade do investidor.**

**Como a modelagem proposta incorpora, de forma prática, a assimetria regulatória entre as definições de hidrogênio verde adotadas no Brasil e na União Europeia, especialmente no que tange ao limite de emissões (7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> versus 3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)?**

**A aplicação da Análise de Opções Reais mostrou-se mais vantajosa do que o FCD tradicional, mas como a abordagem trata a incerteza regulatória futura sobre incentivos e mercado doméstico para H2V no Brasil?**

**Considerando o atual estágio de desenvolvimento da infraestrutura logística no Nordeste, especialmente para exportação, como a estratégia proposta contempla riscos de execução e gargalos não técnicos?**

**Traz contribuições valiosas ao conectar hidrogênio, regulação internacional (CBAM, RFNBOs) e métodos de valoração estratégica. A replicabilidade em outros projetos depende da maturidade do investidor.**

**Como a modelagem proposta incorpora, de forma prática, a assimetria regulatória entre as definições de hidrogênio verde adotadas no Brasil e na União Europeia, especialmente no que tange ao limite de emissões (7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> versus 3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)?**

**Como a modelagem proposta incorpora, de forma prática, a assimetria regulatória entre as definições de hidrogênio verde adotadas no Brasil e na União Europeia, especialmente no que tange ao limite de emissões (7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> versus 3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)?**

**Considerando o atual estágio de desenvolvimento da infraestrutura logística no Nordeste, especialmente para exportação, como a estratégia proposta contempla riscos de execução e gargalos não técnicos?**

**A aplicação da Análise de Opções Reais mostrou-se mais vantajosa do que o FCD tradicional, mas como a abordagem trata a incerteza regulatória futura sobre incentivos e mercado doméstico para H2V no Brasil?**

**Considerando o atual estágio de desenvolvimento da infraestrutura logística no Nordeste, especialmente para exportação, como a estratégia proposta contempla riscos de execução e gargalos não técnicos?**

**Título** - Estratégia Ótima de Oferta do Consumidor no Mecanismo de Resposta da Demanda Estrutural e Equilíbrio de Mercado

**Entidade(s)** - Operador Nacional do Sistema Elétrico, FACULDADES CATOLICAS

**Autor(es)** - Gabriel Miguez Longhi, Pedro Bittencourt e Silva

## **Resumo**

O artigo propõe uma modelagem para determinar a estratégia ótima de oferta dos consumidores no Mecanismo de Resposta da Demanda Estrutural (MRDE), considerando seus efeitos sobre o equilíbrio de mercado. A pesquisa utiliza formulações matemáticas para simular diferentes perfis de resposta da demanda, avaliando impactos em preços, liquidez do mercado e eficiência alocativa. Os resultados mostram que uma participação ativa da demanda pode reduzir custos sistêmicos e aumentar a confiabilidade, desde que existam sinais de preço adequados e mecanismos regulatórios que incentivem a adesão dos consumidores. O estudo reforça a relevância da resposta da demanda como instrumento econômico e de política energética, contribuindo para maior flexibilidade e eficiência no setor elétrico brasileiro.

## **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. O trabalho oferece ferramentas aplicáveis por reguladores, operadores e consumidores livres. Pode embasar aprimoramentos da REN 1040/2022.**

**Como a modelagem proposta lida com comportamentos oportunistas ou estratégicos por parte dos consumidores, dado o caráter voluntário e remunerado do programa de RD?**

**A abordagem considera impactos tarifários indiretos sobre os demais consumidores que não participam do programa? Há risco de subsídios cruzados?**

**O arcabouço proposto poderia ser utilizado por órgãos reguladores para definir parâmetros ótimos de elegibilidade ou punição em caso de não atendimento?**

**Altamente relevante. O trabalho oferece ferramentas aplicáveis por reguladores, operadores e consumidores livres. Pode embasar aprimoramentos da REN 1040/2022.**

**Como a modelagem proposta lida com comportamentos oportunistas ou estratégicos por parte dos consumidores, dado o caráter voluntário e remunerado do programa de RD?**

A modelagem é agnóstica em relação a comportamentos oportunistas. Do ponto de vista do consumidor participante no programa de Resposta da Demanda, o modelo proposto permite estimar os parâmetros de oferta e o comportamento quando da participação no programa para maximização da sua receita. No limite, com a representação adequada do processo produtivo do consumidor e do sistema elétrico, o método pode revelar oportunidades de obter receitas com baixo impacto ou risco, caracterizando um comportamento oportunista. No entanto, da mesma forma, se utilizado por formuladores de políticas, a estimativa do equilíbrio de mercado também pode antecipar esses possíveis comportamentos oportunistas e motivar a tomada de ações para evitar o seu acontecimento.

**A abordagem considera impactos tarifários indiretos sobre os demais consumidores que não participam do programa? Há risco de subsídios cruzados?**

Não, a metodologia não considera impactos tarifários. O objetivo do método é estimar a estratégia ótima de um consumidor e o equilíbrio de mercado, considerando modelagens do processo produtivo dos consumidores participantes e da programação da operação.

No entanto, é importante apontar que as ofertas no Programa Estrutural de Resposta da Demanda são consideradas como um recurso adicional para atendimento ao Sistema Interligado Nacional pelo ONS. Ou seja, o programa tende a acarretar redução dos custos operacionais do sistema e não deve causar aumento de custos para demais consumidores.

**O arcabouço proposto poderia ser utilizado por órgãos reguladores para definir parâmetros ótimos de elegibilidade ou punição em caso de não atendimento?**

Sim, ao estimar o comportamento ótimo e equilíbrio de mercado, o regulador pode identificar comportamentos oportunistas ou indesejáveis, bem como motivar um ajuste nos atuais parâmetros e regras do programa.

No entanto, ressalta-se que o estudo de caso apresentado utiliza um modelo padrão de processo produtivo dos consumidores e simplificações na representação da operação do sistema. Apesar de já podermos retirar conclusões valiosas deste estudo, para a utilização por órgãos reguladores ou outros entes do setor deve-se aperfeiçoar as representações.

**Título** - AVANÇOS NA REGULAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO: USINAS REVERSÍVEIS NO BRASIL

**Entidade(s)** - Cemig GT

**Autor(es)** - Rafael Venuto Bittencourt de Oliveira, ALESSANDRA CHAGAS

DANIEL, Marcelo Guimaraes Duarte

**Resumo**

O trabalho analisa a evolução regulatória relacionada às usinas reversíveis no Brasil, destacando sua relevância como tecnologia estratégica de armazenamento de energia. São abordados os avanços institucionais recentes que buscam enquadrar essas usinas nos marcos legais e regulatórios do setor elétrico, com ênfase nas regras de contratação, remuneração e integração sistêmica. O estudo compara experiências internacionais, apontando desafios na definição de modelos de negócio e de valoração dos serviços prestados, como flexibilidade e estabilidade do sistema. A pesquisa conclui que a adequada regulamentação das usinas reversíveis pode contribuir para a segurança energética e a expansão das fontes renováveis, sendo fundamental o desenvolvimento de mecanismos regulatórios mais claros e atrativos para investimentos no Brasil.

**Perguntas e Respostas**

**O trabalho contribui ao debate regulatório com base sólida. Tem potencial de influenciar diretrizes da ANEEL e da EPE, embora precise de mais densidade analítica para orientar decisões de investimento.**

**Houve alguma tentativa de simular a operação de uma UHR em cenários reais**

**do SIN (ex: rampas de carga ao pôr do sol)? Quais resultados preliminares seriam esperados?**

**Como a proposta regulatória brasileira se posiciona frente a modelos híbridos (capacidade + arbitragem + ancilares) adotados na Europa e nos EUA? Há convergência?**

**Considerando os critérios ambientais e os ciclos operativos, o modelo de outorga via autorização (ciclo fechado) é suficiente para viabilizar projetos privados no atual arcabouço jurídico brasileiro?**

**O trabalho contribui ao debate regulatório com base sólida. Tem potencial de influenciar diretrizes da ANEEL e da EPE, embora precise de mais densidade analítica para orientar decisões de investimento.**

**Houve alguma tentativa de simular a operação de uma UHR em cenários reais do SIN (ex: rampas de carga ao pôr do sol)? Quais resultados preliminares seriam esperados?**

A simulação da operação de uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR) em cenários reais do Sistema Interligado Nacional (SIN), como as rampas de carga ao pôr do sol, representa uma linha de investigação complementar e altamente relevante para o avanço do debate regulatório e técnico. Embora este artigo tenha se concentrado nos aspectos conceituais e regulatórios da inserção das UHRs, reconhecemos que análises operacionais mais aprofundadas — especialmente em contextos críticos da transição energética — são fundamentais para embasar decisões de investimento e formulação de políticas públicas.

Nesse sentido, estudos paralelos conduzidos pela CEMIG vêm explorando a viabilidade da tecnologia sob múltiplas dimensões: operacional, regulatória e ambiental. Esses estudos partem de premissas estabelecidas, inclusive, pelos resultados preliminares da Consulta Pública ANEEL nº 39/2023, que reconhece o papel estratégico das UHRs no contexto da modernização do setor elétrico.

Além das rampas de carga, as UHRs têm potencial para fornecer uma gama de atributos sistêmicos, como serviços ancilares, suporte à gestão da rede e usos múltiplos dos reservatórios — aspectos que reforçam sua relevância para a resiliência e flexibilidade do SIN.

Pretendemos, em trabalhos futuros, incorporar simulações baseadas em dados reais do SIN, com o objetivo de avaliar o desempenho técnico e econômico das UHRs em situações de maior exigência sistêmica. Espera-se, preliminarmente, que tais simulações evidenciem o papel estratégico das UHRs na suavização de rampas de carga, na redução de vertimentos e na ampliação da flexibilidade operativa do sistema, contribuindo diretamente para a segurança energética e a integração eficiente de fontes renováveis variáveis.



## **Como a proposta regulatória brasileira se posiciona frente a modelos híbridos (capacidade + arbitragem + ancilares) adotados na Europa e nos EUA? Há convergência?**

A proposta regulatória brasileira para sistemas de armazenamento de energia (SAE) ainda apresenta uma convergência bastante limitada em relação aos modelos híbridos já consolidados em mercados internacionais, como os da Europa e dos Estados Unidos. Enquanto nesses mercados observa-se uma integração efetiva entre funcionalidades de capacidade, arbitragem e prestação de serviços ancilares — com estruturas regulatórias que incentivam a multifuncionalidade e a flexibilidade operacional — no Brasil esse alinhamento ainda está em estágio inicial e fragmentado.

Nos EUA, por exemplo, mercados como ERCOT e SPP já permitem a atuação coordenada dos SAE em múltiplos segmentos, com mecanismos específicos para retrofit de ativos, autolimitação de injeção e participação ativa em mercados de serviços do sistema. Na Europa, iniciativas como as da Espanha avançam na remuneração por atributos sistêmicos e na integração com fontes renováveis variáveis.

No Brasil, a Consulta Pública ANEEL nº 039/2023 representa um avanço ao reconhecer a importância da hibridização e propor medidas como a flexibilização do uso do MUST e a definição de fatores de capacidade. No entanto, o arcabouço regulatório ainda carece de elementos essenciais para viabilizar modelos híbridos, como regras claras para contratação de capacidade, definição de penalidades e integração com centrais geradoras existentes.

Adicionalmente, a Consulta Pública MME nº 176/2024, que discutiu as diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, restringiu seu escopo exclusivamente a sistemas de armazenamento por baterias, excluindo as UHRs. Essa decisão sugere uma priorização tecnológica voltada a soluções mais ágeis e escaláveis, mas que pode limitar o aproveitamento de alternativas sinérgicas com a matriz hídrica nacional.

A ausência de instrumentos de mercado voltados à arbitragem energética e à remuneração por serviços ancilares é um dos principais entraves à convergência com os modelos internacionais. Ainda assim, há sinais de evolução institucional e regulatória que indicam um caminho promissor para maior alinhamento no médio prazo — especialmente à medida que o setor elétrico brasileiro avança na modernização de sua infraestrutura e na integração de fontes renováveis intermitentes.

## **Considerando os critérios ambientais e os ciclos operativos, o modelo de outorga via autorização (ciclo fechado) é suficiente para viabilizar projetos privados no atual arcabouço jurídico brasileiro?**

O modelo de outorga via autorização, previsto para empreendimentos entre 5 MW e 50 MW, é juridicamente aplicável a projetos privados de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) em circuito fechado, desde que não envolvam o uso direto de corpos hídricos naturais. Essa configuração técnica — que reduz significativamente os impactos hidrológicos — favorece a viabilidade jurídica e ambiental desses

projetos no atual arcabouço regulatório.

Do ponto de vista ambiental, espera-se que o licenciamento tenda a seguir um rito semelhante ao das usinas convencionais, com exigência de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO), além de EIA/RIMA para empreendimentos acima de 10 MW, conforme ainda previsto na Resolução CONAMA nº 01/86. No entanto, a Lei nº 15.190/2025, sancionada em agosto de 2025, introduz uma nova estrutura normativa que pode alterar significativamente esse panorama.

A nova lei estabelece modalidades adicionais de licenciamento, como:

Licença Ambiental Especial (LAE), voltada a empreendimentos estratégicos, com rito mais célere;

Licença por Adesão e Compromisso (LAC), aplicável a atividades de baixo impacto, mediante autodeclaração;

Licença Ambiental Única (LAU), que unifica fases de instalação e operação em casos específicos.

Embora UHRs em circuito fechado possam se beneficiar da redução de impactos diretos sobre recursos hídricos, o licenciamento ainda exige avaliação detalhada de aspectos como ocupação do solo, movimentação de terra, alterações na paisagem e impactos indiretos. A nova lei reforça a necessidade de transparência, participação pública e análise técnica rigorosa, mesmo em empreendimentos com menor potencial poluidor.

Contudo, a ausência de regulamentação específica para UHRs em ciclo fechado implica uma dependência de interpretações técnicas por parte dos órgãos licenciadores. Essa discricionariedade pode afetar prazos, exigências e condicionantes, especialmente em projetos pioneiros. A Lei nº 15.190/2025 busca mitigar esse risco ao estabelecer prazos máximos para análise e prever competência supletiva em caso de inércia administrativa, o que pode trazer maior segurança jurídica ao empreendedor.

Em síntese, o modelo de autorização e o licenciamento ambiental são, em tese, compatíveis com UHRs em circuito fechado. No entanto, sua efetiva viabilização dependerá da consolidação de entendimentos técnicos e da evolução normativa — especialmente quanto à padronização de critérios e à definição de diretrizes específicas para esse tipo de empreendimento no contexto da nova legislação ambiental.

**Título** - Sistemas de Armazenamento por Bateria: Avaliação do impacto da tributação na competitividade da tecnologia para o caso do Brasil

**Entidade(s)** - Universidade de São Paulo, Quantum Participações SA

**Autor(es)** - Lais Domingues Leonel, Filipe Kae Medeiros

#### **Resumo**

O estudo avalia como a estrutura tributária vigente no Brasil afeta a viabilidade econômica dos sistemas de armazenamento por baterias (BESS). A análise

contempla diferentes cenários de incidência de impostos, como ICMS, PIS/COFINS e taxas sobre importação de equipamentos, destacando o impacto direto na competitividade da tecnologia frente a outras soluções de flexibilidade. São apresentados modelos comparativos que evidenciam como a carga tributária atual pode desestimular investimentos e limitar a adoção do armazenamento em larga escala. O trabalho sugere alternativas regulatórias e fiscais que poderiam reduzir as barreiras de entrada, tornando os BESS mais acessíveis e atraentes para investidores e agentes do setor elétrico, contribuindo para maior segurança e eficiência na integração de renováveis ao sistema.

### **Perguntas e Respostas**

**A sistematização de barreiras tributárias é muito útil para formuladores de política industrial e energética. Poderia avançar com recomendações concretas de política pública.**

**Considerando a proposta de enquadramento dos SAEBs no NCM 8507.60.00, qual seria o impacto estimado na curva de aprendizado do custo (R\$/kWh) com a aplicação combinada de REIDI e incentivos fiscais semelhantes aos das renováveis?**

**Foi considerada a viabilidade de um regime fiscal específico para armazenamento stand-alone, diferenciado do tratamento como ativo de geração ou transmissão? Quais os riscos e benefícios?**

**Dada a ausência de isonomia tributária com solar e eólica, há espaço para pleito legal de neutralidade tecnológica via Convênio CONFAZ? Qual seria o caminho institucional sugerido?**

**A sistematização de barreiras tributárias é muito útil para formuladores de política industrial e energética. Poderia avançar com recomendações concretas de política pública.**

**Considerando a proposta de enquadramento dos SAEBs no NCM 8507.60.00, qual seria o impacto estimado na curva de aprendizado do custo (R\$/kWh) com a aplicação combinada de REIDI e incentivos fiscais semelhantes aos das renováveis?**

O alinhamento tributário dos SAEBs às renováveis corta em 32% do custo imediatamente, e puxa o nível de custo da curva de aprendizado para R\$ 570 kWh em 2033 (em vez de R\$ 840/kWh), acelerando a competitividade da tecnologia.

**Foi considerada a viabilidade de um regime fiscal específico para armazenamento stand-alone, diferenciado do tratamento como ativo de geração ou transmissão? Quais os riscos e benefícios?**

O artigo propõe enquadrar os SAEBs no NCM 8507.60.00, já adotado internacionalmente, sem distinção entre stand-alone e colocalizados. Criar um regime fiscal específico para armazenamento stand-alone teria benefícios em termos de reconhecimento e incentivos, mas traria riscos de fragmentação e insegurança

aduaneira. A recomendação é manter o alinhamento ao código internacional e, em vez disso, garantir neutralidade tecnológica por meio da extensão dos incentivos fiscais já aplicados a solar e eólica.

**Dada a ausência de isonomia tributária com solar e eólica, há espaço para pleito legal de neutralidade tecnológica via Convênio CONFAZ? Qual seria o caminho institucional sugerido?**

Há espaço sim para pleitear neutralidade tecnológica via CONFAZ. O caminho institucional seria incluir os SAEBS no Convênio 101/97, tal como já ocorre com solar e eólica. Isso exigiria articulação entre MME, ANEEL e Ministério da Fazenda, com aprovação unânime do CONFAZ. O resultado seria alinhar os incentivos e eliminar a assimetria tributária

**Título** - Suprimento de última instância de energia em países liberalizados e oportunidades para o Brasil

**Entidade(s)** - ASSOCIACAO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO, CIENCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA

**Autor(es)** - Danyelle Bemfica da Rocha, Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa

**Resumo**

O trabalho analisa experiências internacionais com o mecanismo de suprimento de última instância (SUI) em mercados de energia liberalizados, destacando modelos aplicados na Europa e América do Norte. A pesquisa avalia como esses arranjos contribuem para assegurar a continuidade do fornecimento a consumidores em situações de inadimplência ou falência de comercializadores, ao mesmo tempo em que preservam a competitividade do mercado. Para o caso brasileiro, o estudo identifica oportunidades de adoção de um modelo de SUI adaptado à realidade regulatória local, especialmente diante da expansão do mercado livre e da diversificação de agentes. São discutidas propostas regulatórias que visam equilibrar proteção ao consumidor, mitigação de riscos sistêmicos e manutenção de incentivos econômicos adequados para os fornecedores de energia.

**Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante para o avanço do mercado livre no Brasil. A sistematização das práticas internacionais é valiosa para formulação de política pública.**

**A proposta de pagamento fixo pelos consumidores pressupõe algum tipo de repasse tarifário regulado? Como evitar subsídios cruzados ou efeitos regressivos?**

**Como a ANEEL e a CCEE poderiam operacionalizar, de forma transparente, o processo de escolha dos prestadores do SUI em um modelo com múltiplos agentes elegíveis?**

**O estudo considerou possíveis impactos jurídicos no caso brasileiro, onde consumidores livres já contratam com risco bilateral? Há risco de sobreposição com contratos existentes?**

**Altamente relevante para o avanço do mercado livre no Brasil. A sistematização das práticas internacionais é valiosa para formulação de política pública.**

**A proposta de pagamento fixo pelos consumidores pressupõe algum tipo de repasse tarifário regulado? Como evitar subsídios cruzados ou efeitos regressivos?**

A proposta para custear o serviço de SUI não prevê repasses para consumidores do mercado regulado. A ideia é que apenas os agentes do mercado livre, que podem se beneficiar desse serviço, arquem com os custos. Isso evita o subsídio cruzado entre os dois ambientes de contratação. Para mitigar os efeitos regressivos, uma das alternativas seria o pagamento ser calculado com base na carga ou no consumo de cada agente.

**Como a ANEEL e a CCEE poderiam operacionalizar, de forma transparente, o processo de escolha dos prestadores do SUI em um modelo com múltiplos agentes elegíveis?**

Para que a seleção dos fornecedores do SUI seja transparente, a ANEEL precisa definir uma regulamentação clara sobre o tema. Para isso, é necessário seguir o processo regular de discussão pública, que inclui elaboração de nota técnica pela área técnica da ANEEL, coletar contribuição dos agentes por meio de consulta pública, realizar análise das contribuições e a deliberação da regulamentação final pela Diretoria da Agência.

Essa norma deve especificar todos os requisitos e critérios de desempate para a seleção, que podem incluir aspectos econômicos como a capacidade financeira, o histórico de adimplência e a capacidade de atendimento dos consumidores. Com todas as diretrizes estabelecidas, o processo de seleção — seja ele conduzido pela ANEEL ou pela CCEE — se tornará totalmente transparente e objetivo.

**O estudo considerou possíveis impactos jurídicos no caso brasileiro, onde consumidores livres já contratam com risco bilateral? Há risco de sobreposição com contratos existentes?**

A proposta para o serviço de SUI não visa se sobrepor aos contratos já existentes. A ideia é que ele atue como uma rede de segurança, entrando em vigor somente quando o consumidor do mercado livre se encontrar sem contrato de energia, como em casos de falência do seu fornecedor original. Em outras palavras, o SUI não interfere nas obrigações do contrato bilateral que o consumidor já possui. Se houver eventual não cumprimento por parte do fornecedor original, as penalidades ou cobranças devem ser resolvidas entre as partes conforme o contrato assinado, na esfera jurídica adequada. O papel do SUI é puramente emergencial: garantir a continuidade do fornecimento de energia, um serviço essencial tanto para o dia a dia dos consumidores quanto para o processo produtivo de indústrias e comércios.

**Título - APERFEIÇOAMENTOS REGULATÓRIOS PARA ADEQUADA VALORAÇÃO DE ATRIBUTOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Entidade(s) - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda, Cemig GT**

**Autor(es)** - Thiago Correa Cesar,ALESSANDRA CHAGAS DANIEL, GRAZZIANO MOTTERAN,Ivan Sergio Carneiro, Henrique Siqueira de Castro, Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto, Gisella Cassará de Castellammare Scott Siciliano, Fernanda Infante de Castro Thompson

### **Resumo**

O estudo aborda a necessidade de aprimoramentos regulatórios para refletir de forma mais adequada os múltiplos atributos das usinas hidrelétricas no Brasil. Destaca-se que, além da geração de energia, esses ativos oferecem benefícios como flexibilidade operacional, serviços ancilares, armazenamento sazonal e contribuição para a estabilidade do sistema elétrico. Atualmente, tais atributos não são plenamente valorizados nos mecanismos de precificação e contratação de energia, o que pode comprometer investimentos futuros e a manutenção da competitividade das hidrelétricas frente a outras fontes. O trabalho propõe alternativas regulatórias para incorporar esses atributos nos mercados de energia e serviços complementares, de modo a reconhecer seu papel estratégico na transição energética e garantir sinais econômicos coerentes para o setor.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. Oferece fundamentação direta para novas formas de remuneração de hidrelétricas e seus serviços sistêmicos, inclusive ancilares e de controle de cheias.**

**Considerando os valores elevados atribuídos à flexibilidade, como evitar dupla remuneração em relação aos produtos do Mecanismo de Capacidade e eventuais mercados ancilares?**

**As simulações contrafactuais consideraram externalidades ambientais ou restrições hidrológicas reais? Qual o grau de aderência entre modelo e operação efetiva?**

**A proposta de extensão da outorga para controle de cheias é juridicamente viável no modelo atual? Qual o caminho legislativo mais realista para sua viabilização?**

**Altamente relevante. Oferece fundamentação direta para novas formas de remuneração de hidrelétricas e seus serviços sistêmicos, inclusive ancilares e de controle de cheias.**

**Considerando os valores elevados atribuídos à flexibilidade, como evitar dupla remuneração em relação aos produtos do Mecanismo de Capacidade e eventuais mercados ancilares?**

No caso dos mercados ancilares, como reserva operativa, suporte de reativos entre outros, entendemos que a metodologia não gera dupla remuneração. Esse entendimento se suporta nas características desses serviços:

- i) A flexibilidade operativa é um recurso disponível para atender as necessidades de variação horária da carga prevista, ou seja, quando o operador já conhece a curva de carga para o horizonte alvo (ex.: o dia seguinte) e hierarquiza os recursos disponíveis para atendê-la.
- ii) Os serviços ancilares, em especial, a reserva operativa é um recurso

complementar que o operador necessita/dispõe para atender os desvios de previsão (de carga ou de oferta) em tempo real.

Em resumo, enquanto a reserva operativa é um recurso para atender eventuais desvios de previsão, a flexibilidade é necessária mesmo se a previsão se realizar perfeitamente, pois envolve a otimização dos recursos para atender uma curva de carga. Portanto, nas aplicações propostas considerou-se apenas a geração fornecida pelas usinas para atender a curva de carga, isolando-se o efeito da reserva operativa que foi posteriormente calculado em outra seção do artigo. Entretanto, no caso dos mecanismos de capacidade eventualmente podem existir necessidades que possam ser enquadradas como “capacidade” que estão sendo abarcadas no montante de flexibilidade apresentado no artigo. Entendemos que uma forma de diferenciar esses dois mecanismos e suas remunerações seria um cálculo incremental, ou seja, após a inserção dos mecanismos de capacidade, calcula-se a necessidade residual de flexibilidade. Lembramos que no artigo, não houve dupla remuneração, pois não foi proposto mecanismo de capacidade.

### **As simulações contrafactuais consideraram externalidades ambientais ou restrições hidrológicas reais? Qual o grau de aderência entre modelo e operação efetiva?**

As restrições hidrológicas e externalidades ambientais representadas são aquelas presentes na cadeia oficial de modelos do Programa Mensal de Operação do ONS. Embora se reconheça que a representação nesses modelos ainda não consegue refletir toda a complexidade da operação real do sistema, entende-se que as simulações computacionais realizadas têm uma camada adicional de aderência a realidade operativa pois incorporam insumos da operação verificada do sistema, como afluições, carga e oferta não-despachada. Especificamente, quanto às simulações contrafactuais, em especial, para o cálculo da flexibilidade operativa, os resultados dos modelos acabam tendo menor variabilidade horária, auxiliando no atendimento da maior parte de restrições hidráulicas (defluências, mínimas, máximas, taxas de variação).

No caso específico da flexibilidade sazonal, de fato restrições associadas ao uso dos reservatórios não podem ser atendidas, porém, a maior parte dessas restrições podem ser alocadas em outros atributos, como controle de cheias, também avaliado no artigo.

### **A proposta de extensão da outorga para controle de cheias é juridicamente viável no modelo atual? Qual o caminho legislativo mais realista para sua viabilização?**

De fato, o atual modelo regulatório não permite a extensão de outorga para remunerar os serviços de controle de cheias. Neste sentido, no âmbito do artigo mencionamos que o caminho seria esta possibilidade ser avaliada para posterior inclusão legal.

**Título** - Medidores Inteligentes no Brasil: Abordagens Regulatórias e Estratégias de Implementação

**Entidade(s)** - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

**Autor(es)** - Maria Clara de Mello Valente, THAIS LENUZZA DE OLIVEIRA SOBROSA, Angela Magalhães Gomes

## **Resumo**

O trabalho discute o papel dos medidores inteligentes no Brasil, destacando sua relevância para a modernização do setor elétrico e a transição para redes mais digitais e eficientes. São analisados os principais desafios regulatórios que limitam a adoção em larga escala, como definição de padrões tecnológicos, modelo de custeio e repartição de benefícios entre agentes e consumidores. O estudo também examina experiências internacionais e propõe estratégias de implementação adaptadas à realidade brasileira, considerando aspectos regulatórios, econômicos e de infraestrutura. Conclui apontando que a massificação dos medidores inteligentes pode ampliar a eficiência do mercado, aumentar a transparência no consumo de energia e abrir espaço para novos serviços ao consumidor final.

## **Perguntas e Respostas**

**O artigo é estratégico para o avanço da pauta de medição inteligente no Brasil. Pode subsidiar regulamentações da ANEEL, especialmente no âmbito da Tomada de Subsídios nº 13/2024.**

**Há alguma proposta concreta para o cálculo da remuneração regulatória dos medidores inteligentes com vida útil mais curta, considerando o atual modelo de reconhecimento de ativos?**

**Foi avaliada a possibilidade de implementação em regiões piloto sob modelo determinativo, como forma de acelerar o rollout com menor resistência política?**

**Quais seriam os efeitos sobre a tarifa final ao consumidor caso o modelo “opt-out” de fatura digital fosse adotado nacionalmente, associado a rollout de AMI?**

**O artigo é estratégico para o avanço da pauta de medição inteligente no Brasil. Pode subsidiar regulamentações da ANEEL, especialmente no âmbito da Tomada de Subsídios nº 13/2024.**

**Há alguma proposta concreta para o cálculo da remuneração regulatória dos medidores inteligentes com vida útil mais curta, considerando o atual modelo de reconhecimento de ativos?**

O principal ponto abordado, e que tem sido percebido como um risco pelos agentes, é a menor vida útil de determinados ativos, como os medidores inteligentes (13 anos), em comparação à média de vida dos ativos das distribuidoras (26 anos). Esse aspecto é particularmente relevante considerando que a revisão tarifária ocorre a cada cinco anos. Ativos com vida útil mais curta entram na base com elevado nível de depreciação, resultando em impacto econômico significativo para os agentes. A atual regulação da ANEEL trata o reconhecimento de medidores inteligentes de forma similar a outros ativos, sem considerar suas especificidades tecnológicas e operacionais. Uma proposta para adequar melhor a regulação a esse tipo de ativo é a inserção do reconhecimento intra-ciclos de investimentos, como sugerido nas discussões dos novos contratos de concessão de distribuição. Esse mecanismo



permite o reconhecimento de investimentos realizados entre as revisões tarifárias, proporcionando maior previsibilidade e equilíbrio econômico-financeiro para as distribuidoras.

**Foi avaliada a possibilidade de implementação em regiões piloto sob modelo determinativo, como forma de acelerar o rollout com menor resistência política?**

O estudo que originou este artigo avaliou diferentes abordagens para a implementação de sistemas de medição (SM), considerando tanto modelos determinativos totais quanto segmentados por grupos específicos de consumidores, além de modelos orientativos baseados em análises de custo-benefício (CBA) elaboradas pelas distribuidoras.

A conclusão do estudo indicou que, devido à diversidade regional do Brasil, a adoção de um modelo orientativo seria mais apropriada. As diferentes áreas de concessão podem apresentar resultados de CBA significativamente distintos, tornando a imposição de um modelo determinativo uniforme um desafio regulatório considerável. Portanto, a proposta favoreceu uma abordagem orientativa, permitindo flexibilidade e adaptação às especificidades locais.

A resistência à inserção de medidores inteligentes é um desafio reconhecido. A experiência chilena exemplifica essa dificuldade: apesar de uma decisão em 2017 para a implantação massiva, a adesão efetiva estagnou em cerca de 9% das unidades consumidoras. A resistência foi atribuída à falta de comunicação eficaz sobre os benefícios da tecnologia e à ausência de incentivos claros para os consumidores. Experiências internacionais sugerem que a aceitação da população pode ser significativamente aumentada por meio de estratégias de comunicação clara e transparente. Informar os consumidores sobre os benefícios diretos, como monitoramento em tempo real, consumo eficiente e redução de custos com tarifas dinâmicas, é essencial.

Portanto, é fundamental que a regulação considere as especificidades regionais e promova uma comunicação eficaz com os consumidores, destacando os benefícios tangíveis da adoção de medidores inteligentes. Uma abordagem orientativa, aliada a estratégias de comunicação bem estruturadas, pode facilitar a transição para sistemas de medição mais modernos e eficientes.

**Quais seriam os efeitos sobre a tarifa final ao consumidor caso o modelo “opt-out” de fatura digital fosse adotado nacionalmente, associado a rollout de AMI?**

O artigo evidencia que o custo de emissão e envio da fatura física pode superar R\$ 1,80 por unidade consumidora, a cada mês. A migração para o modelo “opt-out”, em que a fatura digital se torna o padrão, implicaria na redução direta desses custos operacionais recorrentes. Tal economia teria impacto positivo sobre a Parcela B da tarifa, resultando em alívio tarifário para os consumidores, sobretudo quando associado aos demais ganhos de eficiência propiciados pela infraestrutura de medição avançada.

**Título** - Regulamentação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis – Um Modelo Competitivo Adequado

**Entidade(s)** - Thymos Energia, Universidade Federal de Itajuba

**Autor(es)** - JOAO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO, Adriana Lucimar de Oliveira, Tulio Meloni Virgilio, Afonso Henriques Moreira Santos, Victor Ribeiro

### **Resumo**

O informe aborda a regulamentação das usinas hidrelétricas reversíveis, destacando sua importância como tecnologia estratégica para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico brasileiro. São discutidos aspectos regulatórios e de mercado necessários para viabilizar a inserção desse tipo de empreendimento em um ambiente competitivo, considerando tanto o papel das usinas reversíveis no armazenamento de energia quanto sua contribuição para a segurança do suprimento. O estudo propõe um modelo regulatório adequado que busca alinhar incentivos de investimento, mitigação de riscos e integração com as demais fontes renováveis, apontando caminhos para superar barreiras de natureza econômica e institucional.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. Fundamenta futura regulamentação de UHRs e antecipa desafios técnicos, institucionais e financeiros com base em arranjos realistas.**

**A proposta de outorga via autorização para projetos de UHR com base em reservatórios existentes esbarra em algum dispositivo legal atual? Qual ajuste seria necessário na legislação infralegal ou primária?**

**O critério L/H é tratado como indicativo de viabilidade. Como esse critério se comporta frente à operação com múltiplos ciclos diários (ex: dupla reversão por dia)?**

**Seria possível incorporar mecanismos de flexibilidade remunerada (ex: contratos ancilares com ONS) aos certames sugeridos para UHRs? Como garantir previsibilidade e competição nesses produtos?**

**Altamente relevante. Fundamenta futura regulamentação de UHRs e antecipa desafios técnicos, institucionais e financeiros com base em arranjos realistas.**

**A proposta de outorga via autorização para projetos de UHR com base em reservatórios existentes esbarra em algum dispositivo legal atual? Qual ajuste seria necessário na legislação infralegal ou primária?**

**O critério L/H é tratado como indicativo de viabilidade. Como esse critério se comporta frente à operação com múltiplos ciclos diários (ex: dupla reversão por dia)?**

**Seria possível incorporar mecanismos de flexibilidade remunerada (ex: contratos ancilares com ONS) aos certames sugeridos para UHRs? Como garantir previsibilidade e competição nesses produtos?**

**Título** - Nova modelagem para a operação do SIN – motivação, resultados e propostas

**Entidade(s)** - Thymos Energia, ABAREI Tecnologia Ltda, Universidade Federal de Itajuba

**Autor(es)** - JOAO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO, ALBERTO SERGIO KLIGERMAN, Afonso Henriques Moreira Santos, Victor Ribeiro, Adriana Lucimar de Oliveira, Tulio Meloni Virgilio

### **Resumo**

O trabalho apresenta uma nova modelagem para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), motivada pelas transformações em curso no setor elétrico brasileiro, com maior participação de fontes renováveis variáveis e crescente necessidade de flexibilidade. São discutidos os fundamentos teóricos e práticos que embasam a proposta, bem como os principais resultados obtidos em simulações e estudos de caso. O informe evidencia os ganhos em eficiência, segurança operativa e adequação regulatória, além de propor recomendações para a implementação gradual dessa modelagem, alinhada aos desafios de planejamento, operação e expansão do sistema elétrico.

### **Perguntas e Respostas**

**O artigo pode embasar revisão de critérios operacionais, introdução de novo mercado (capacidade/flexibilidade) e orientações regulatórias estratégicas. Relevância máxima.**

**O modelo NPO pode ser integrado em tempo real com o DESSEM ou exigiria ajustes na lógica operativa atual do ONS? Quais os desafios computacionais e regulatórios?**

**Como o NPO lida com a precificação de água entre bacias em cenários com restrições estruturais no intercâmbio entre REEs? Há risco de sinais locais distorcidos?**

**A proposta de mercado de potência baseado em PLDP e LOLP exige algum ajuste institucional prévio na CCEE? Como garantir neutralidade nos cálculos?**

**O artigo pode embasar revisão de critérios operacionais, introdução de novo mercado (capacidade/flexibilidade) e orientações regulatórias estratégicas. Relevância máxima.**

**O modelo NPO pode ser integrado em tempo real com o DESSEM ou exigiria ajustes na lógica operativa atual do ONS? Quais os desafios computacionais e regulatórios?**

**Como o NPO lida com a precificação de água entre bacias em cenários com restrições estruturais no intercâmbio entre REEs? Há risco de sinais locais distorcidos?**

## **A proposta de mercado de potência baseado em PLDP e LOLP exige algum ajuste institucional prévio na CCEE? Como garantir neutralidade nos cálculos?**

**Título** - Sandbox Regulatório para Contratação de Resposta da Demanda por Disponibilidade: Experiência adquirida e propostas de Aprimoramentos Regulatórios futuros

**Entidade(s)** - Operador Nacional do Sistema Elétrico

**Autor(es)** - Gabriel Miguez Longhi, evelina maria de almeida neves, Andreia Maia Monteiro, Luiz Guilherme Barbosa Marzano, Vagner dos Santos Begni, Arthur Alexandre Lauro da Silva, Paulo Gerson Cayres Loureiro, Vitor Silva Duarte, Roberto Carlos de Souza Junior, Tiago Norbiato dos Santos, Fábio Ferreira Mendes Diniz, Tallis Amorim Simões, Brisa Ribeiro Pechincha, Jefferson Goulart, MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAUJO

### **Resumo**

O informe apresenta os resultados obtidos no âmbito de um sandbox regulatório voltado à contratação de Resposta da Demanda por Disponibilidade. São relatadas as experiências adquiridas durante a fase experimental, destacando benefícios, barreiras técnicas e regulatórias, além das percepções dos agentes participantes. O estudo aponta que o mecanismo contribui para maior flexibilidade do sistema, diversificação dos serviços de energia e potencial redução de custos operativos. Por fim, são propostas medidas de aprimoramento regulatório visando consolidar o modelo, ampliar a participação de consumidores e garantir a integração da resposta da demanda de forma robusta no planejamento e operação do setor elétrico.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante. Fornece insumos diretos para aprimoramento de regulação e expansão de programas de Resposta da Demanda no Brasil. Serve como referência normativa.**

**Há perspectiva de expansão do modelo de RD por disponibilidade para agregadores residenciais, ou a arquitetura atual é restritiva demais?**

**Foi realizada alguma avaliação de custo-efetividade da RD por disponibilidade frente ao despacho térmico fora da ordem de mérito?**

**Considerando a limitação de 4 acionamentos mensais, quais são os impactos esperados na atratividade do produto para novos entrantes no próximo ciclo do sandbox?**

**Altamente relevante. Fornece insumos diretos para aprimoramento de regulação e expansão de programas de Resposta da Demanda no Brasil. Serve como referência normativa.**

**Há perspectiva de expansão do modelo de RD por disponibilidade para agregadores residenciais, ou a arquitetura atual é restritiva demais?**

No momento, não é prevista a participação de agregadores de consumidores residenciais (cativos) no sandbox regulatório de Resposta da Demanda por disponibilidade. Primeiramente, a Resolução Normativa nº 1.030/2022 prevê a participação apenas de consumidores livres (autorrepresentados ou agregados) nos programas de Resposta da Demanda, o que já restringe o escopo do sandbox. Além disso, há outros fatores que devem ser mais estudados para a inclusão com êxito deste tipo de consumidores, como avaliar o método de cálculo da linha base mais adequado para o seu perfil de consumo.

**Foi realizada alguma avaliação de custo-efetividade da RD por disponibilidade frente ao despacho térmico fora da ordem de mérito?**

A lógica do produto Disponibilidade é semelhante à de um seguro, uma vez que seu benefício é estimado com base no custo de despacho termelétrico possivelmente evitado, considerando os estudos realizados dentro do horizonte de contratação. A partir desses estudos, são definidos os parâmetros do mecanismo, como o maior preço de disposição a pagar pelo recurso (preço-teto). Assim, a comparação direta do despacho termelétrico efetivado com o produto Disponibilidade de Resposta da Demanda pode levar a resultados inconclusivos.

Já para o produto de curto prazo, faz mais sentido realizar a avaliação do custo evitado em relação ao despacho termelétrico, uma vez que o despacho é realizado tomando como premissa o Custo Marginal de Operação (CMO) e a oferta do Agente declarada na semana operativa. Entretanto, ainda não existe uma avaliação específica que relacione os despachos dos programas de Resposta da Demanda ao custo evitado de despacho termelétrico.

**Considerando a limitação de 4 acionamentos mensais, quais são os impactos esperados na atratividade do produto para novos entrantes no próximo ciclo do sandbox?**

O 2º mecanismo competitivo para contratação de Resposta da Demanda por disponibilidade foi realizado no dia 16/07/2025, antes da submissão da versão final do artigo. Assim, podemos responder à pergunta com base nos resultados obtidos neste último certame. Neste, foram negociados dois produtos diferenciados pelo número de acionamentos, o primeiro com 6 acionamentos e um possível segundo produto com 4 acionamentos com a demanda residual. Na experimentação com estes diferentes produtos, conseguimos verificar que há participantes que priorizam a participação no produto com menos acionamentos. No entanto, o produto de 6 acionamentos ainda apresentou maior quantidade de contratação e maior deságio em relação ao preço-teto. Caso a quantidade de acionamentos fosse um fator mais crítico, acredita-se que a diferença de participação entre os produtos seria maior, prevalecendo o produto de 4 acionamentos.

Na visão do ONS, o fator que mais influenciou a participação no programa, em relação à primeira edição, foi o cronograma do certame, com divulgações realizadas com mais antecedência.

**Título** - Avaliação de arcabouço regulatório quanto à inserção de armazenamento de energia em várias jurisdições: acertos e erros

**Entidade(s)** - ATLAS BRASIL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A., ATLAS ENERGIA RENOVAVEL DO BRASIL S.A., UPE UNIVERSIDADE DE PERNAMBUCO

**Autor(es)** - Aline Leal Pinheiro, Sérgio Felipe Falcão Lima, Bruno Canesso Gonçalves, MANOEL DE ANDRADE LIRA NETO, MANOEL HENRIQUE DA NOBREGA MARINHO

### **Resumo**

O trabalho realiza uma análise comparativa de arcabouços regulatórios sobre a inserção de sistemas de armazenamento de energia em diferentes jurisdições, identificando boas práticas e pontos de fragilidade. São destacados os acertos em marcos regulatórios que estimulam a participação do armazenamento como recurso de flexibilidade, segurança e eficiência econômica, bem como os erros que restringem a viabilidade do setor, como sobreposição de encargos, ausência de sinalização adequada de preços e lacunas na remuneração de serviços ancilares. A partir da comparação internacional, o estudo sugere ajustes regulatórios no Brasil para acelerar a integração do armazenamento, equilibrando inovação tecnológica com estabilidade regulatória e previsibilidade para investidores.

### **Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante para o avanço do armazenamento no Brasil. Serve como base para formulação regulatória e inspirações institucionais.**

**A proposta chilena de remuneração proporcional à autonomia do BESS poderia ser aplicada no Brasil sem distorções com os atuais contratos de acesso?**

**Quais elementos do modelo californiano de bid cost recovery poderiam ser aproveitados no contexto brasileiro para assegurar viabilidade econômica de ativos de armazenamento?**

**Considerando os riscos de achatamento de spreads com alta penetração de BESS, o artigo sugere mecanismos de remuneração regulada (como leilões)? Qual seria o mais indicado para o Brasil?**

**Altamente relevante para o avanço do armazenamento no Brasil. Serve como base para formulação regulatória e inspirações institucionais.**

**A proposta chilena de remuneração proporcional à autonomia do BESS poderia ser aplicada no Brasil sem distorções com os atuais contratos de acesso?**

Agradeço o comentário. Sim, uma remuneração proporcional a autonomia do BESS poderia ser aplicada no Brasil. O agente continuaria assinando pela conexão e uso do sistema de transmissão. Para ser remunerado na regulação ordinária, o pagamento por capacidade poderia vir do ERCAP ou ESS (este segundo sendo enquadrado como controle de frequência), via homologações periódicas com contratos de longa duração. O empilhamento de receitas ocorre no Chile de forma que, simultaneamente, o BESS é remunerado por um contrato de venda de energia a algum consumidor de grande porte (via PPA ou tolling agreement, por exemplo) e a programação alinhada no D-1 com o operador de energia chileno para a aplicação de capacidade.

**Quais elementos do modelo californiano de bid cost recovery poderiam ser aproveitados no contexto brasileiro para assegurar viabilidade econômica de ativos de armazenamento?**

Obrigada pela pergunta. O bid cost recovery californiano assegura o agente durante uma necessidade de injeção de potência, mesmo que o preço spot esteja abaixo dos seus custos operacionais. Uma lógica análoga foi pensada no Brasil com o CONCAP, que protege um ativo de reserva de capacidade de variações do preço de energia. Contudo, a remuneração por capacidade advinda de um leilão não deve ser fator único na construção da linha de receitas do BESS. Isto é, aplicações de arbitragem e/ou mitigação de curtailment ajudam na viabilidade econômica do projeto no curto prazo, sendo realizada a devida consideração de um fator de achatamento dos proventos no tempo.

**Considerando os riscos de achatamento de spreads com alta penetração de BESS, o artigo sugere mecanismos de remuneração regulada (como leilões)? Qual seria o mais indicado para o Brasil?**

Obrigada pela pergunta. De fato, há volatilidade no caixa de projetos baseados em arbitragem e/ou mitigação de curtailment, em que o próprio aumento da implantação do armazenamento de energia provoca a diminuição da necessidade, podendo comprometer a utilização do ativo que, em geral, no contexto atual, possui 20 anos de vida útil.

Estas receitas podem ter papel adicional durante o curto prazo e, complementarmente, sugere-se a possibilidade de remuneração por reconhecimento de capacidade e a revisão da remuneração por serviços ancilares que podem auxiliar no combate a colapsos de tensão na rede (fator latente no Brasil).

**Título** - Enfrentando o Curtailment: Propostas Regulatórias para Melhorar a Eficiência no Setor Elétrico

**Entidade(s)** - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda, Universidade Federal do Rio de Janeiro

**Autor(es)** - THAIS LENUZZA DE OLIVEIRA SOBROSA, Maria Clara de Mello Valente, Maynara Azevedo Aredes, Jairo Terra Ferreira Filho

**Resumo**

O artigo aborda o fenômeno do curtailment crescente no setor elétrico brasileiro, associado à expansão acelerada das fontes renováveis variáveis. O estudo propõe medidas regulatórias para reduzir perdas econômicas, otimizar o despacho de geração e ampliar a integração de recursos ao sistema. Entre as soluções discutidas estão: mecanismos de sinal locacional, maior uso de sistemas de armazenamento, flexibilidade contratual, aprimoramento das regras de leilões e incentivo a tecnologias de grid forming. As propostas visam alinhar eficiência operacional, estabilidade regulatória e sustentabilidade econômica, com vistas a reduzir o desperdício de energia renovável e melhorar a competitividade do setor.

**Perguntas e Respostas**

**Altamente relevante para o aprimoramento da regulação sobre cortes de geração e mitigação de judicializações. Fornece base estruturada para decisões da ANEEL.**

**A substituição da GF por geração de referência para fins de rateio foi avaliada**

**juridicamente? Quais seriam os riscos ou barreiras legais para adoção imediata?**

**As simulações do SDDP consideraram mudanças na inflexibilidade térmica (CP 158/2023)? Como esses cenários poderiam impactar os resultados de corte por fonte?**

**O rateio envolvendo MMGD ou Tipo-III pode ser operacionalizado sem alteração legal ou exige nova competência regulatória para as distribuidoras?**

**Altamente relevante para o aprimoramento da regulação sobre cortes de geração e mitigação de judicializações. Fornece base estruturada para decisões da ANEEL.**

**A substituição da GF por geração de referência para fins de rateio foi avaliada juridicamente? Quais seriam os riscos ou barreiras legais para adoção imediata?**

Existem duas principais justificativas para a sugestão de uso da geração:

- Caso da MMGD: se incluída no rateio, a MMGD não possui garantia física associada, o que torna o uso da geração mais adequado para sua consideração.
- Realidade operacional: o uso da geração reflete com mais precisão a operação, uma vez que apenas as usinas que estão efetivamente gerando no momento do corte participam do excesso de geração. Usinas já cortadas ou não despachadas não deveriam ser impactadas novamente.

O principal objetivo deste relatório foi realizar uma análise regulatória do tema, sem aprofundar-se em aspectos jurídicos. Por isso, caso seja definido o uso da geração ao invés da garantia física (GF), recomenda-se que uma análise jurídica mais detalhada seja conduzida.

**As simulações do SDDP consideraram mudanças na inflexibilidade térmica (CP 158/2023)? Como esses cenários poderiam impactar os resultados de corte por fonte?**

As simulações do SDDP não consideraram as mudanças propostas na inflexibilidade térmica previstas na CP 158/2023. No entanto, este ponto é relevante como uma possível forma de mitigação estrutural, pois poderia reduzir significativamente o montante total de corte por fonte.

A simulação desse mecanismo é mais complexa, uma vez que a CP 158/2023 propõe um instrumento voluntário: as usinas termelétricas poderiam oferecer reduções em suas obrigações contratuais de geração mínima, recebendo compensações financeiras proporcionais à redução de suas receitas contratuais no CCEAR. Assim, sua modelagem exigiria assumir inúmeras premissas sobre adesão das usinas, comportamento do mercado e impactos financeiros, o que aumenta a complexidade da análise.

**O rateio envolvendo MMGD ou Tipo-III pode ser operacionalizado sem alteração legal ou exige nova competência regulatória para as distribuidoras?**

Assim como mencionado na primeira pergunta, este relatório não realizou uma análise legal dos temas, mas teve foco mais econômico e operacional buscando uma alocação de custos mais adequada para o sistema, direcionando-os aos



agentes que causam os problemas, como é o caso da MMGD.

No entanto, a inclusão da MMGD apresenta dois pontos de atenção:

- Complexidade operacional: considerando que a MMGD está fora da esfera de atuação do operador, existe uma complexidade técnica significativa para que essas instalações possam ser incluídas na operacionalização das reduções ou limitações de geração pelo ONS.
- Análise jurídica necessária: é fundamental que a Procuradoria Federal da ANEEL avalie a possibilidade legal de inclusão da MMGD com base na Lei 14.300/2022 no rateio dos cortes, garantindo segurança jurídica para sua eventual participação.

**Título** - Carregando o Futuro: Desafios e Oportunidades da Integração de Veículos Elétricos na Rede Elétrica Brasileira

**Entidade(s)** -

**Autor(es)** - Nayara Souza Montes

**Resumo**

O trabalho discute os principais desafios e oportunidades associados à integração de veículos elétricos (VEs) à rede elétrica brasileira. A pesquisa destaca o impacto crescente da eletrificação da mobilidade sobre a demanda e a operação do sistema, incluindo aspectos como infraestrutura de recarga, gerenciamento da carga adicional, tarifas dinâmicas e papel dos VEs como potenciais recursos energéticos distribuídos ( vehicle-to-grid ). O estudo aponta benefícios relevantes, como redução de emissões, flexibilidade para o sistema e modernização da rede, mas também ressalta a necessidade de marcos regulatórios adequados, investimentos em tecnologia e planejamento coordenado entre setores de energia e transporte. As recomendações incluem políticas públicas integradas e incentivos à inovação para viabilizar a massificação sustentável da mobilidade elétrica no país.

**Perguntas e Respostas**

**Contribui estrategicamente para a agenda de mobilidade elétrica e sua integração ao sistema elétrico. Ótima base para políticas públicas e futuras regulações.**

**Quais seriam os principais requisitos técnicos e regulatórios para viabilizar o V2G no Brasil em um modelo interoperável entre concessionárias, fabricantes e usuários?**

**A autora vislumbra a possibilidade de um sistema de tarifação dinâmica para recarga inteligente com incentivo a horários de menor demanda? Há base técnica suficiente para isso hoje?**

**Dado o potencial dos VEs como DERs móveis, seria possível integrá-los aos planos de resposta da demanda da ANEEL e ONS? Que papel poderiam cumprir em momentos críticos?**

**Contribui estrategicamente para a agenda de mobilidade elétrica e sua integração ao sistema elétrico. Ótima base para políticas públicas e futuras regulações.**

**Quais seriam os principais requisitos técnicos e regulatórios para viabilizar o V2G no Brasil em um modelo interoperável entre concessionárias, fabricantes e usuários?**

**A autora vislumbra a possibilidade de um sistema de tarifação dinâmica para recarga inteligente com incentivo a horários de menor demanda? Há base técnica suficiente para isso hoje?**

**Dado o potencial dos VEs como DERs móveis, seria possível integrá-los aos planos de resposta da demanda da ANEEL e ONS? Que papel poderiam cumprir em momentos críticos?**

**Título** - A regulação de mercado no setor elétrico brasileiro para uma futura integração de mercados regionais, com destaque para o Cone Sul

**Entidade(s)** - ITAIPU BINACIONAL

**Autor(es)** - Claudio Augusto Gomes Silva Mota, Solange Mendes Geraldo Ragazi David, LUCIANA PICCIONE COLATUSO

**Resumo**

O trabalho avalia a regulação de mercado no setor elétrico brasileiro com foco nas perspectivas de integração futura com mercados regionais, especialmente no Cone Sul. São analisados aspectos regulatórios, institucionais e operacionais que podem viabilizar maior harmonização entre países vizinhos, promovendo eficiência econômica, segurança energética e ampliação da competitividade. O estudo destaca a importância de alinhar regras de comercialização, mecanismos de precificação e estruturas de governança, além de considerar experiências internacionais de integração. Ressalta também desafios relacionados à compatibilidade regulatória, infraestrutura de transmissão transfronteiriça e coordenação entre agentes reguladores. Conclui apontando que o Brasil, pela sua relevância no setor elétrico regional, tem papel central para liderar iniciativas de cooperação que possam gerar benefícios mútuos no contexto da transição energética.

**Perguntas e Respostas**

**A contribuição é pertinente, especialmente por vir de atores institucionais relevantes. Contudo, o valor técnico reside mais no mapeamento do que em proposições práticas de integração.**

**Considerando a ausência de um operador regional, como seria viável operacionalizar a coordenação transfronteiriça entre ANEEL, ENRE, URSEA e ANDE, respeitando suas assimetrias institucionais?**

**Há alguma proposta concreta de harmonização de garantias financeiras e contratos no Cone Sul, similar ao modelo do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)?**

**Qual seria o papel do Brasil — como maior sistema e mercado — na liderança**

**dessa integração? Existe um risco de assimetria de poder e desequilíbrio político-regulatório?**

**A contribuição é pertinente, especialmente por vir de atores institucionais relevantes. Contudo, o valor técnico reside mais no mapeamento do que em proposições práticas de integração.**

**Considerando a ausência de um operador regional, como seria viável operacionalizar a coordenação transfronteiriça entre ANEEL, ENRE, URSEA e ANDE, respeitando suas assimetrias institucionais?**

**Há alguma proposta concreta de harmonização de garantias financeiras e contratos no Cone Sul, similar ao modelo do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)?**

**Qual seria o papel do Brasil — como maior sistema e mercado — na liderança dessa integração? Existe um risco de assimetria de poder e desequilíbrio político-regulatório?**

#### **4.0 – Constatações**