

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O PLD SEMANAL E O NOVO PLD HORÁRIO E OS
IMPACTOS DA NOVA PRECIFICAÇÃO NA REMUNERAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR E
EÓLICA**

por

Igor Schwade Surdo

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, junho de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O PLD SEMANAL E O NOVO PLD HORÁRIO E OS
IMPACTOS DA NOVA METODOLOGIA NA REMUNERAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR
E EÓLICA

por

Igor Schwade Surdo

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flávio Antonio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Flávio Antonio Becon Lemos, Dr. Eng.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos, Dr. Eng. – DELAE / UFRGS
Prof^ª. Dr^ª Bibiana Maitê Petry Ferraz – DELAE / UFRGS
Eng. Jean Paulo de Oliveira Menzel – ENGIE Soluções

Porto Alegre, junho de 2021.

SURDO, I. S. Análise comparativa entre o PLD semanal e o novo PLD horário e os impactos da nova precificação na remuneração da geração solar e eólica. 2021. 26. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

O aumento expressivo da participação de fontes renováveis intermitentes na matriz energética brasileira, com destaque para as fontes solar e eólica, apontou para a necessidade do desenvolvimento e implementação de uma metodologia de precificação de energia para trazer mais isonomia entre os preços praticados no mercado e o custo real da operação do sistema, permitindo mais flexibilidade e competitividade ao setor elétrico. Desta forma, em janeiro de 2021, alterou-se o horizonte e a granularidade da precificação da energia de semanal para horária, o que implica em grandes mudanças nas operações econômicas dos agentes em geral e principalmente nos resultados do Mercado de Curto Prazo. Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre a precificação em base semanal e o novo modelo com horizonte de curto prazo, com formação de preços em base horária, de forma a aprofundar o entendimento da aplicação prática e apurar as principais diferenças entre as metodologias, bem como analisar o impacto dessa nova metodologia na remuneração de usinas de geração eólica e solar. A análise é feita a partir de um estudo de caso simulando o processo de liquidação financeira e contabilização no Mercado de Curto Prazo realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no ano de 2020, a fim de entender os principais riscos e benefícios da nova metodologia de precificação no resultado desses empreendimentos de geração.

PALAVRAS-CHAVE: PLD Horário, Precificação de Energia, Mercado Livre

SURDO, I. S. Comparative analysis between the weekly PLD and the new hourly PLD and the impacts of the new precification on the remuneration of solar and wind generation. 2021. 26. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

The expressive increase in the participation of intermittent renewable sources in the Brazilian energy matrix, with emphasis on solar and wind sources, pointed to the need to develop and implement an energy pricing methodology to bring more equality between the prices practiced in the market and the real cost of the system operation, allowing more flexibility and competitiveness to the electricity sector. Thus, in January 2021, the horizon and granularity of energy pricing was changed from weekly to hourly, which implies major changes in the economic operations of agents in general and especially in the results of the Short-Term Market. This paper presents a comparative analysis between pricing on a weekly basis and the new model with a short-term horizon, with pricing on an hourly basis, in order to deepen the understanding of the practical application and ascertain the main differences between the methodologies, as well as analyse the impact of this new methodology on the remuneration of wind and solar generation plants. The analysis is based on a case study simulating the process of financial settlement and accounting in the Short-Term Market carried out by the Câmara de Comercialização de Energia Elétrica in 2020, in order to understand the main risks and benefits of the new methodology of pricing in the result of these generation enterprises.

KEYWORDS: Hourly PLD, Energy Pricing, Free Contracting Market

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	1
2.1	Estruturas de negociação e de formação de preços dos mercados de energia	2
2.2	Mercados de energia pelo mundo.....	3
2.3	Histórico do setor elétrico brasileiro	4
2.4	Precificação de energia no brasil.....	7
2.5	Mercado de curto prazo	10
3	METODOLOGIA DE ANÁLISE	12
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	14
4.1	Análise comparativa entre as precificações em base horária e semanal.....	14
4.2	Impacto da precificação horária na remuneração da fonte eólica.....	18
4.3	Impacto da precificação horária na remuneração da fonte solar.	20
5	CONCLUSÃO	22

1 INTRODUÇÃO

Os modelos de precificação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) vigentes no mercado de energia brasileiro até 2020, chamados de NEWAVE e DECOMP (CCEE, 2020e), são modelos utilizados em cascata para precificação de médio e curto prazo, respectivamente, e foram desenvolvidos para uma matriz com alta predominância das fontes hidráulicas, onde há menor variação e maior previsibilidade na geração de energia. Esses modelos têm a finalidade de minimizar o custo da geração hidráulica no médio e longo prazo, onde o primeiro modelo gera uma função de custo futuro baseada nos níveis dos reservatórios hidráulicos que é utilizada, posteriormente, no segundo modelo para precificação de curto prazo do impacto da utilização da água armazenada na geração. Entretanto, vem-se observando um aumento significativo na participação de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira, abrindo margem para discussão acerca da eficiência desses modelos. De 2014 até 2019, verificou-se um crescimento de aproximadamente 1 GW médio ao ano na geração de energia proveniente de fontes eólicas na matriz energética, totalizando mais de 6 GW médios de energia gerada neste último ano. Já as fontes de energia solar apresentaram um crescimento menos acentuado neste período, sendo sua representatividade inexpressiva na matriz energética em 2014, chegando em 2019 perto de 1% de representatividade, com mais de 0,5 GW médio de geração (ONS, 2020). Ainda, segundo o Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica da ANEEL (ANEEL, 2020), a previsão é de que até 2024, inicie-se a operação de aproximadamente 7 GW de potência instalada em usinas solares. Este aumento cada vez mais expressivo da participação de fontes intermitentes na base de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) gerou a necessidade de rever a forma como é realizada a formação do preço da energia. A partir disso, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) propôs o desenvolvimento de outro modelo para o cálculo da precificação do PLD, a fim de trazer mais correspondência entre os preços praticados no mercado e o comportamento real da operação do sistema (consumo e geração). Esse modelo, chamado DESSEM (CEPEL, 2020), vem sendo desenvolvido e ajustado (MME, 2019) e foi utilizado para fins de programação da operação pelo ONS no ano de 2020. De abril de 2018 até a efetiva implementação do preço horário, paralelamente ao cálculo do PLD em base semanal, a CCEE também realizou o cálculo e divulgação do Preço horário “Sombra”, dando origem a “Operação Sombra”, que por sua vez teve como principal objetivo se antecipar aos eventuais impactos da adoção do novo modelo no PLD e seus efeitos na contabilização do Mercado de Curto Prazo. A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DESSEM passou a ser utilizado oficialmente para fins de formação do PLD horário, da contabilização e de liquidação financeira pela CCEE (CCEE, 2020b).

Nesse contexto e observando uma possível diferença no resultado do Mercado de Curto Prazo de agentes de geração via PLD patamar e horário, e conseqüentemente, na remuneração dessas usinas, vislumbra-se um potencial de pesquisa a partir da comparação econômica entre as duas modalidades de precificação para as fontes de energia solar e eólica, de forma a identificar novas estratégias e oportunidades de negócio, bem como analisar o impacto no setor elétrico e no valor de empreendimentos já existentes. De antemão, um fato interessante a ser observado se deve à semelhança da curva de geração solar com a de precificação horária ao longo do dia. Outra característica a ser avaliada é se essa similaridade será um incentivo para essa fonte.

Desta forma, o objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise confrontando os dados de geração horária com o preço horário, bem como contrapor os dados de geração por semana e patamar com o PLD semanal, simulando os eventos de Contabilização e Liquidação da CCEE, e analisando as diferenças financeiras entre eles. Para viabilizar o estudo de caso proposto, são utilizados os dados públicos, os quais estão disponíveis nos relatórios do InfoMercado na biblioteca virtual da CCEE e nos dados de Operação do SIN no ONS, conforme descrito no capítulo 3.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, os tópicos são apresentados de modo a contextualizar de forma resumida as diferentes estruturas de mercado e de precificação de energia, a constituição do setor elétrico nacional, as características do mercado brasileiro e a cadeia de modelos matemáticos utilizados na precificação da energia. Finalmente, é apresentado como funciona o Mercado de Curto Prazo brasileiro, no qual permeará as análises deste trabalho.

2.1 Estruturas de negociação e de formação de preços dos mercados de energia

A década de 1990 foi marcada por reformas setoriais ocorridas em diversos mercados de energia elétrica pelo mundo. Essas reformas visavam realizar a transição das estruturas de mercado de monopólios regulados para condição de competição total, onde essas estruturas podem ser diferenciadas pelo grau de influência do monopólio nas negociações. São elas: o monopólio integrado, comprador único, competição no atacado e competição no varejo (HUNT, 2002).

No primeiro modelo, não existe competição em nenhum segmento do fornecimento de energia. Entretanto, a falta de competição na geração é o mais impactante, visto que é o único segmento que não é um monopólio natural, além do fato de que a parcela mais significativa nos custos da cadeia de fornecimento está na geração. Este era o modelo do setor elétrico brasileiro até a reforma da década de 1990. No segundo modelo, a competição entre diversas fontes geradoras começa a aparecer e o monopólio é exercido pelo “agente comprador”. O governo, que representa esse “agente comprador”, por sua vez, define quais são os geradores a serem despachados através de uma “agência de compra de energia”, também chamada de *pool*. Outra responsabilidade importante do governo nesse modelo é definir a expansão do sistema, incentivando os geradores a melhorar a eficiência produtiva. A estrutura desse modelo se baseia em competição por contratos de longo prazo, chamados de *Power Purchase Agreement* (PPA). Esses contratos funcionam como garantia financeira para novos investimentos em ativos de geração. Assinado o contrato de fornecimento, o comprador está protegido do risco de exposição durante a duração do contrato, e a fonte geradora (vendedor) garante a entrega da energia. O terceiro modelo, ou modelo de competição no atacado, foi o modelo utilizado no setor elétrico brasileiro na reestruturação da década de 1990, influenciado pela reestruturação do setor elétrico inglês, que havia proposto esse modelo anteriormente. A diferença entre esse e o modelo antecessor, é que a competição na geração agora é incentivada pela possibilidade de vários compradores, e não mais por um comprador único. A ideia desse modelo é que as diversas fontes geradoras possam acessar o sistema de transmissão, e oferecer energia à grandes consumidores por meio de contratos bilaterais de longo prazo ou através do MCP, com o preço definido pelo mercado. As empresas de distribuição ainda têm o monopólio de venda para os pequenos consumidores, também chamados de consumidores cativos. No quarto modelo, todos os consumidores, grandes, médios e pequenos tem a liberdade de escolha de seus fornecedores (CAMARGO, 2005). O resumo dos modelos é apresentado no Quadro 1.

Quadro 1 – Resumo dos modelos de operação em mercado de energia.

	Monopólio	Comprador Único ou Pool	Competição no atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
Escolha do distribuidor	Não há	Não há	Significativa	Significativa
Escolha do consumidor	Não há	Não há	Não há	Significativa

Fonte: Adaptado de Hunt e Suttleworth (1996, p. 22).

Além das estruturas de negociação, a formação de preços nos mercados de energia elétrica também se diferencia entre modelos e se estrutura basicamente em dois tipos. Os mercados do tipo *net pool* ou mercados de contratos bilaterais de curto prazo e os mercados do tipo *gross pool*. No primeiro tipo, os agentes podem negociar o preço da energia livremente, ou seja, o comprador e o vendedor estabelecem o preço a ser praticado no contrato. A oferta resultante desses contratos é informada ao operador, o qual realiza o despacho em função desses contratos. Mercados como o da Califórnia, Portugal e Reino Unido possuem sua característica de despacho e precificação por meio da metodologia por contratos físicos (CASTRO *et al.*, 2017). Já no tipo *gross pool*, quem estabelece o preço é um agente único ou operador do

sistema, com a finalidade de minimizar o custo da operação independente dos contratos. Isso quer dizer que os contratos celebrados entre os agentes representam apenas contratos financeiros que não interferem no despacho físico da energia. Nesse tipo, a precificação ocorre em função desse despacho de energia, que é feito de maneira crescente em relação ao custo de operação das usinas. Desta forma, todos os geradores são remunerados pelo preço marginal do gerador mais caro despachado, e assim, o modelo incentiva a oferta de preços por parte desses, próximos ao seu custo de operação (SHUTTLEWORTH e MCKENZIE, 2002). Vários países da América do Sul como Peru, Chile e Colômbia têm seus mercados caracterizados pela precificação e despacho centralizado. No Brasil, em função da predominância hídrica na matriz energética, a precificação leva em consideração principalmente a hidrologia e não a interação da oferta e demanda de energia (CASTRO *et al.*, 2017), o que caracteriza seu modelo de despacho e precificação da energia como modelo *gross pool*.

Na próxima seção, serão abordados alguns desses mercados e a maneira como são estruturadas as suas negociações, a fim de permitir uma visão global e contrapor com o modelo de mercado brasileiro.

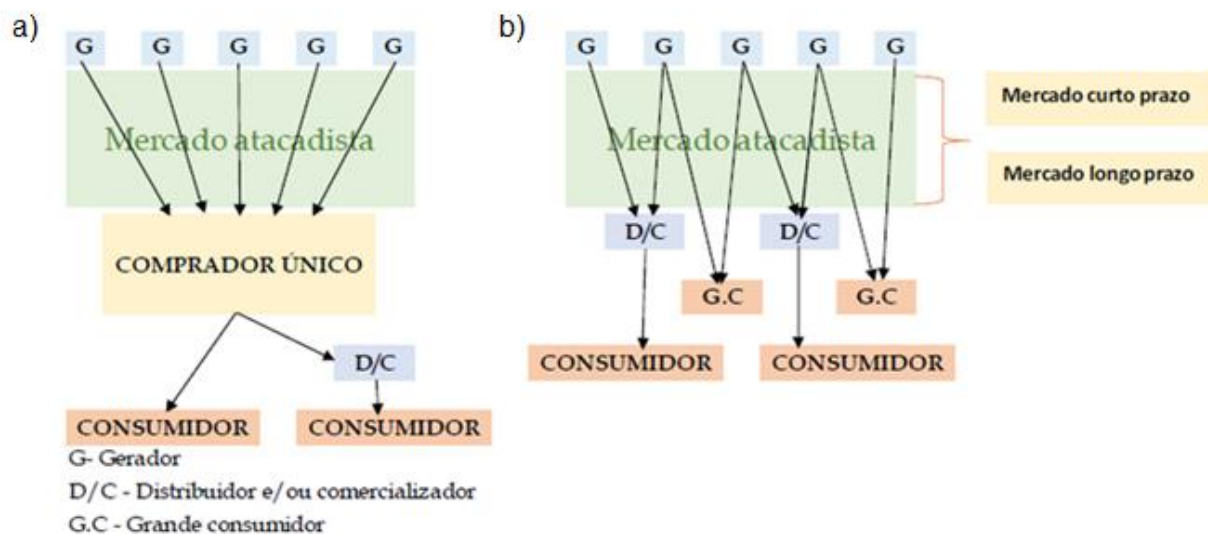
2.2 Mercados de energia pelo mundo

Historicamente, os mercados de energia no mundo organizaram-se em estruturas de monopólio verticalizados, onde empresas monopolistas eram responsáveis por toda cadeia produtiva de energia, encarregadas pela produção, transporte e distribuição de energia até o consumidor final (JOSKOW, 2008).

Induzida pelos problemas decorrentes desses monopólios verticalizados, a Inglaterra foi um dos primeiros países a passar por reestruturação do seu setor elétrico em um processo de liberalização que se iniciou por força do *Electricity Act* em 1989, onde ocorreu a privatização das empresas estatais da cadeia de fornecimento de energia do país, e por consequência, a desverticalização do setor. Como elementos centrais da reestruturação, pode-se citar as mudanças nas regulações dos sistemas de transmissão e distribuição, chamados de monopólios naturais, que passaram a ter suas tarifas definidas por uma agência reguladora, a criação de um mercado atacadista, ambiente onde são realizadas transações de compra e venda de energia, além da liberação do mercado varejo, onde todos os consumidores tem livre escolha do comercializador do serviço (JOSKOW, 2008). A reestruturação inglesa serviu de modelo para vários países, porém a estrutura mercadológica varia bastante de país para país de acordo com as suas características de matriz energética, despacho de usinas e sistema (CASTRO *et al.*, 2017).

De maneira geral, com a liberalização dos mercados de energia em vários países, nota-se a tendência de evolução para dois dos tipos de mecanismos de mercado: o mercado de varejo e o mercado atacadista. No mercado de varejo a energia é vendida diretamente para os consumidores finais, como consumidores residenciais e comerciais. Já no mercado atacadista, a energia é vendida em grandes blocos para grandes consumidores, comercializadores e distribuidores. Ainda, o mercado atacadista pode ser dividido em dois tipos: o modelo de comprador único e o modelo de mercado de curto e longo prazo (CASTRO *et al.*, 2017). Na Figura 1 é possível visualizar esses dois tipos de organização.

Figura 1: Modelos de organização básica do mercado atacadista: a) modelo comprador único; b) modelo de curto e longo prazo.



Fonte: Castro *et al.* (2017).

No Reino Unido, a abertura do mercado de varejo ocorreu em 1999, possibilitando que os consumidores residenciais e comerciais de baixo consumo pudessem escolher livremente os seus fornecedores de energia. Esses fornecedores, por sua vez, compram a energia a ser vendida no varejo no mercado atacadista de longo prazo, por meio de contratos bilaterais, e os custos são repassados aos consumidores finais gerando concorrência nos preços e estimulando que estes comercializadores busquem bons negócios para firmar contratos (SALIES e PRICE, 2004).

Já o mercado atacadista britânico possui suas transações divididas em dois mecanismos: através de contratos bilaterais, que podem durar de um dia até anos, ou através do mercado de curto prazo, onde o preço praticado é aquele que garante que a oferta e a demanda fiquem em equilíbrio. Quem estabelece esse preço é o operador do sistema, que tem a responsabilidade de balancear a energia resultante da diferença entre os contratos e o consumo e geração real do sistema. Ainda, diferente do mercado varejista, no mercado atacadista os contratos são firmados entre geradores, comercializadores e consumidores de grande porte (CPFL, 2014).

Conforme apontam Shuttleworth e McKenzie (2002), os mercados de curto prazo no âmbito mundial se organizam pelas duas maneiras já citadas na seção 2.1: o *gross pool* e o *net pool*, sendo este último o modelo utilizado pelos mercados europeus e norte-americanos. Nestes mercados, as negociações de curto prazo, também chamadas de liquidação das diferenças, caracterizam-se pelo período de realização e são separadas em três tipos: mercado do dia seguinte, onde se liquida a energia para o dia seguinte; mercado intradiário, no qual os agentes podem ajustar suas posições no mesmo dia do despacho físico; e o mercado em tempo real. Nota-se que em todos os tipos o preço é determinado pela interação entre a oferta e a demanda de energia, diferenciando-se apenas pelos tipos de contrato. Em comparação com os mercados internacionais, a precificação de energia no mercado brasileiro leva em consideração, principalmente, a hidrologia e não a interação da oferta e demanda de energia (CASTRO *et al.*, 2017).

2.3 Histórico do setor elétrico brasileiro

Até a reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada nos anos 90, o modelo do setor elétrico era caracterizado por empresas verticalizadas e predominantemente estatais, as quais integravam as fases de geração, transmissão e a distribuição de energia elétrica, incluindo a comercialização. Na época, existiam apenas consumidores cativos, os quais somente podem comprar energia da distribuidora local (SOUSA, 2020). Desta forma, não havia competição nas atividades relacionadas a energia, que juntamente com a inexistência de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem e a má gestão das empresas de energia provocada pela ausência de incentivos à eficiência produtiva, culminaram na exaustão desse modelo, estimulando a busca por alternativas (PIRES, 2000).

No início dos anos 90, o forte endividamento das empresas concessionárias de energia, ocasionado pelo congelamento das tarifas para contenção da inflação crescente e a estagnação da oferta de energia elétrica (SOUSA, 2020), forçou o governo brasileiro a propor a desverticalização do setor elétrico, implementando reformas que visavam a redução do papel do Estado nesse setor, por meio da desestatização de ativos e de estímulo à competição no segmento de geração (LEITE e CASTRO, 2008).

Primeiramente, o governo federal publicou a Lei 8.631/93 (BRASIL, 1993) que impôs a obrigatoriedade na celebração de contratos bilaterais de suprimento de energia entre comercializadoras e distribuidoras de energia. A segunda grande mudança no projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (projeto RE-SEB) foi a publicação da Lei 9.074/95 (BRASIL, 1995), que regulou o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, e estabeleceu a possibilidade de contratação de energia elétrica por meio de contratos bilaterais negociados entre consumidores livres e produtores independentes, nos moldes de como é feito atualmente (PIRES, 2020). Segundo Sousa (2020), no mesmo ano, o regime tarifário passou a ser precificado pelo “custo marginal de operação”, que se diferencia do modelo anterior por gerir os riscos setoriais. Neste novo modelo, as empresas de energia elétrica que assumem o risco dos investimentos, os quais anteriormente eram responsabilidade do governo, ou seja, oriundos de verba pública.

Em 1996, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o projeto RE-SEB foi implementado e teve como marco de início, a publicação da Lei 9.427/96 (BRASIL, 1996), que instituiu a ANEEL como órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico (PIRES, 2020). Este projeto norteou a estruturação do setor de maneira horizontal, ou seja, com a segmentação da cadeia de fornecimento de energia elétrica conforme a Figura 2 (SOUSA, 2020).

Figura 2: Representação simplificada da segmentação da cadeia de fornecimento de energia elétrica horizontal.

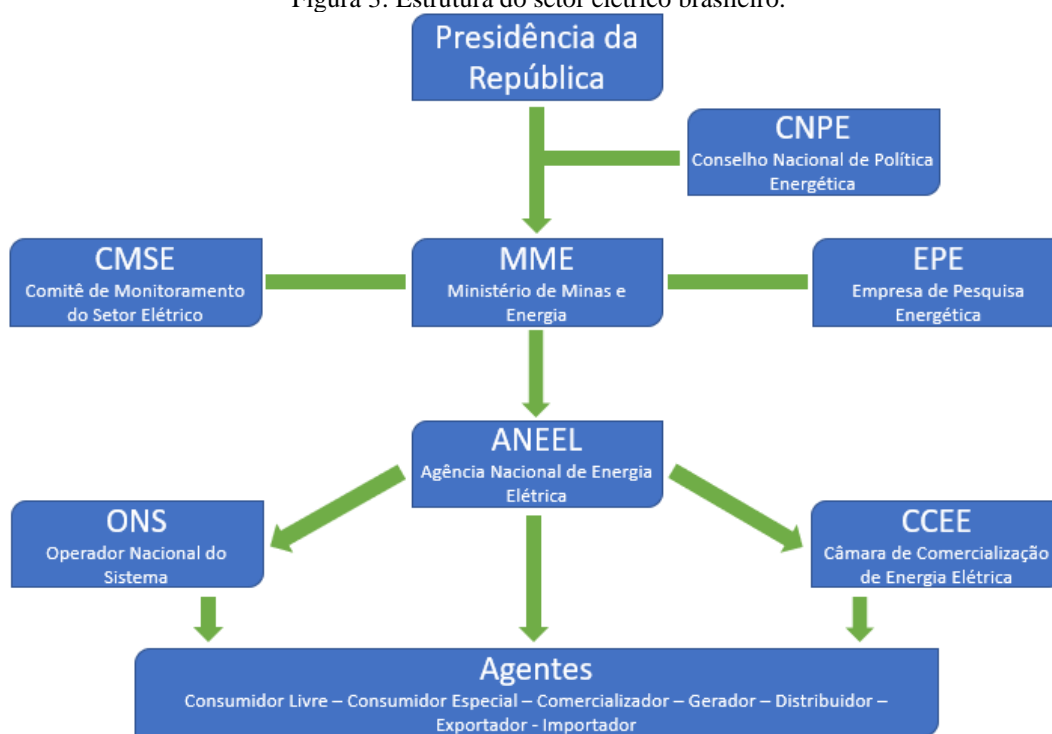


Fonte: Sousa (2020).

Dos segmentos da cadeia de fornecimento de energia elétrica, os agentes de geração podem ser concessionários de serviço público de geração, produtores independentes ou autoprodutores de energia elétrica. Os agentes de transmissão são responsáveis pela disponibilidade dos sistemas de transmissão. Os agentes de distribuição são empresas concessionárias ou permissionárias que atendem à demanda de energia elétrica dos seus consumidores locais com tarifas e condições reguladas e homologadas pela ANEEL. E, finalmente, os agentes de comercialização são os agentes comercializadores, consumidores livres, consumidores especiais, agentes importadores e exportadores de energia elétrica (CCEE, 2020a).

Além dessa reestruturação, dada a necessidade de garantir a segurança, confiabilidade e qualidade do sistema, foi necessária a criação de um órgão responsável pela operação de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), chamado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual realiza o despacho da energia gerada pelas usinas com a finalidade de atender a demanda de energia elétrica e minimizar os custos de operação, bem como garantir que o sistema de transmissão opere dentro dos limites de segurança operacional. Ainda, se fez necessária a criação de um ambiente onde as operações de compra e venda entre os agentes pudessem ocorrer. Desta forma criou-se o Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde as negociações eram feitas por meio de contratos bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (MCP), mercado onde os preços são determinados pelas condições de oferta e demanda de um período, também conhecido como Mercado *Spot*. Mais tarde, na revisão do modelo do setor elétrico, em 2004, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que até hoje é responsável pela operacionalização das atividades de comercialização de energia entre os agentes, prezando por um ambiente competitivo e seguro, contribuindo para a evolução sustentável do mercado (SOUSA, 2020). Na Figura 3 é possível visualizar esquematicamente a estrutura atual do setor elétrico.

Figura 3: Estrutura do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Bianchi (2020).

As últimas reformas no setor elétrico brasileiro tiveram como um dos propósitos incentivar a competição no segmento de geração de energia, parcela mais significativa nos custos da cadeia de fornecimento, e conseqüentemente diminuir os preços da energia (CAMARGO, 2005). Desta forma, o mercado atualmente encontra-se estruturado em um modelo híbrido entre a Competição no Atacado e Comprador Único. Além disso, o modelo do mercado brasileiro é marcado pela obrigatoriedade de contratação de energia por parte dos agentes de forma que cubra 100% da sua carga. Essa contratação é realizada por meio de contratos bilaterais entre consumidor e gerador/comercializador, onde a energia comercializada é proveniente de ativos de geração que possuem uma garantia física. A garantia física é um contrato dos geradores recebido pelo Ministério de Minas e Energia e calculado utilizando uma metodologia definida regulatoriamente, que corresponde à quantidade máxima de energia relativa à determinada usina que poderá ser utilizada para atendimento de uma determinada carga ou que poderá ser comercializada por meio de contratos. Isso quer dizer que toda e qualquer energia comercializada entre os agentes do mercado é uma parcela ou a totalidade de um contrato de garantia física de um agente gerador. Ainda, vale ressaltar que a garantia física é sempre menor que a potência instalada da usina (CASTRO *et al.*, 2014).

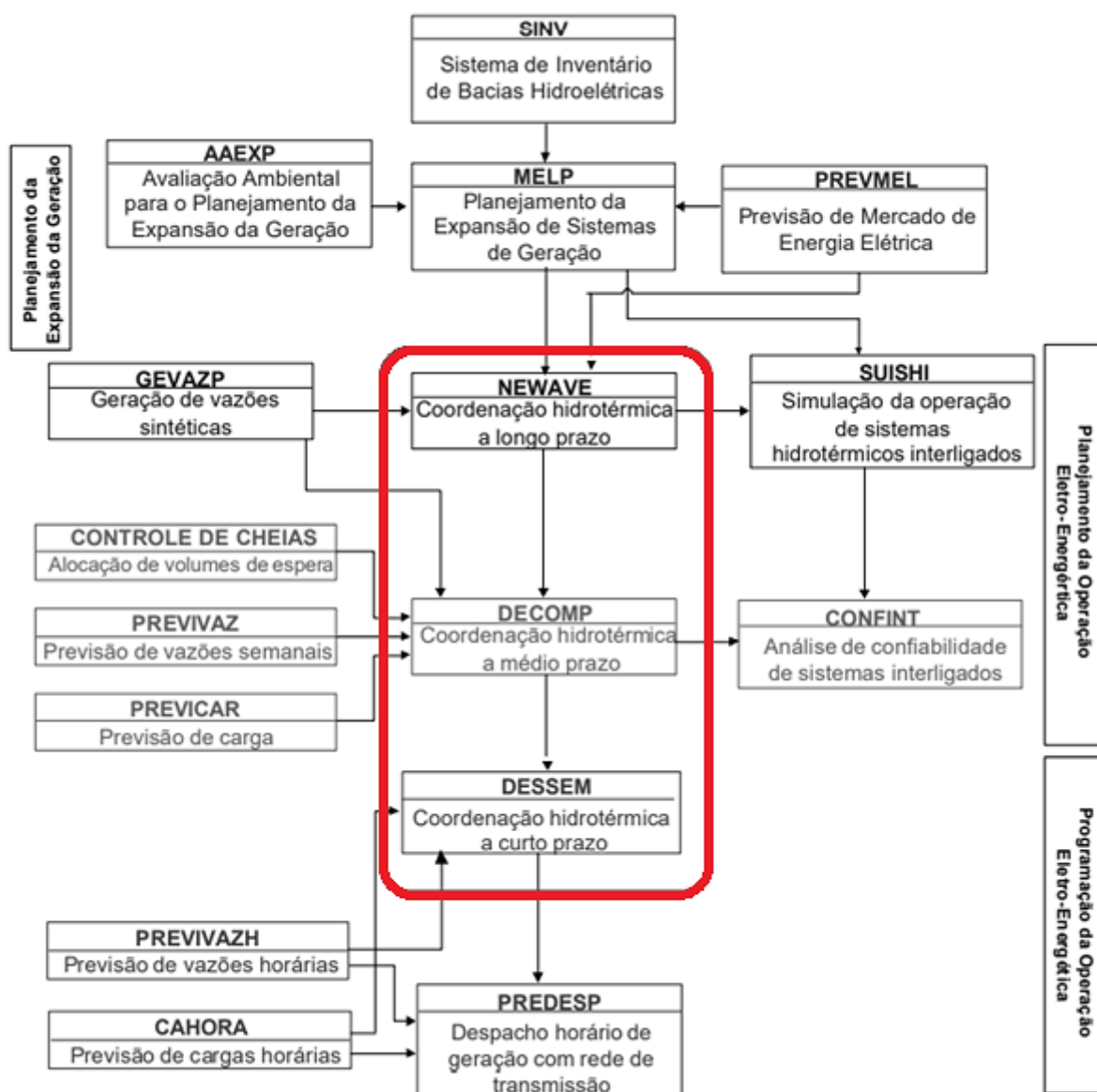
Adicionalmente, tendo em vista a contratação compulsória de 100% da carga, o Brasil também conta com um mecanismo de mercado de curto prazo para apuração das diferenças entre volumes contratados e consumidos, ou em caso de geradores, de montantes gerados e a sua garantia física. Essas diferenças são valoradas à um preço denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que até o final de 2020 era calculado *ex-ante* em base semanal pelos modelos computacionais. Até 31 de dezembro de 2020, esses modelos projetavam o valor da energia para a próxima semana operativa, para cada submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e para cada patamar de carga (leve, médio e pesado), levando em consideração uma série de variáveis de entrada, mas principalmente o regime de aflúncias e a previsão de carga, buscando o ponto ótimo no benefício imediato da utilização da água para geração de energia e o benefício futuro do seu armazenamento. Em paralelo, desde abril de 2018 até o final do ano de 2020, a CCEE, diariamente, publicava os valores calculados para o preço horário, adjacente aos valores de PLD semanais, de forma a promover a previsibilidade dos impactos e garantir a reprodutibilidade e transparência dos dados pelos Agentes. Esta operação era chamada de “Operação Sombra” a qual permeará parte das análises de mercado realizadas nesse trabalho.

2.4 Precificação de energia no Brasil

No Brasil, os modelos vigentes de formação de preços, utilizados desde meados dos anos 2000, foram desenvolvidos baseados nas características de um sistema onde aproximadamente 90% da matriz elétrica era advinda de fontes hidráulicas, cuja variação nos preços era menor, e a capacidade de previsibilidade era maior (PIMENTEL, 2019). Atualmente, a matriz de geração elétrica vem sofrendo uma profunda mudança, onde observa-se no ano de 2019 uma redução para aproximadamente 65% de geração hidráulica na matriz, além do crescimento das fontes renováveis, como a eólica e a solar, que representam 8,6% e 1% da geração, respectivamente (BEN, 2020). Com a entrada dessas fontes intermitentes, e consequentemente, o aumento na dificuldade de previsão da geração, discutiu-se o efeito na formação do preço da energia elétrica e na dificuldade da estimativa e previsibilidade do custo da geração de energia via modelos vigentes (GIRARDI, 2020).

Neste contexto, são utilizados modelos computacionais em cadeia para a formação do preço, onde o modelo com horizonte de médio e longo prazo (NEWAVE) determina a estratégia de geração hidráulica e térmica que minimiza o custo de operação para todo o horizonte de planejamento (até 5 anos). O objetivo principal desse modelo é valorar a água em função dos níveis de reservatório do sistema. Como resultado do modelo, temos as funções de custo futuro, que traduzem para o modelo de horizonte de curto prazo (DECOMP) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Como resultado desse último modelo, para as usinas cujo despacho ocorre de maneira centralizada pelo ONS, surge uma nova função de custo futuro, além dos despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, bem como os custos marginais de operação para cada submercado, cada semana e cada patamar de carga (CCEE, 2020e). Pode-se observar o fluxograma da cadeia de modelos utilizados para o planejamento da expansão da geração e da operação do sistema na Figura 4, onde estão destacados os modelos que resultam nas funções de custo futuro utilizadas na precificação da energia. Vale ressaltar que existe uma série de modelos auxiliares que são fontes dos dados de entrada utilizados nos modelos de otimização do custo, tais como previsão de carga e previsão de afluências, porém não são o foco do trabalho e não serão abordados.

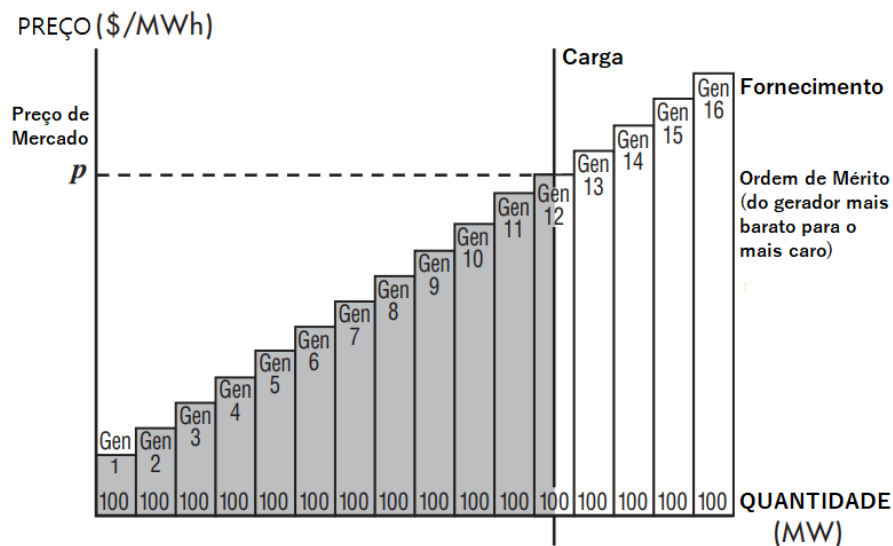
Figura 4: Fluxograma da cadeia de modelos utilizados para o planejamento e operação do sistema.



Fonte: Adaptado de Medeiros (2003).

Como principais resultados dos modelos NEWAVE e DECOMP em cascata, tem-se o despacho de geração por usinas hidráulicas e térmicas para cada submercado, e o Custo Marginal de Operação (CMO), que até 2020 eram disponibilizados em valores para cada semana e patamar de carga (CCEE, 2020e). O CMO representa o custo adicional para atender a próxima demanda do sistema, de modo a supri-la com o menor custo possível observando o despacho das usinas hidráulicas e térmicas. Esta ordem de despacho é chamada de ordem de mérito e elenca as usinas de geração em ordem crescente de custos (ANEEL, 2020). Desta forma, o CMO é determinado pelo ponto ótimo entre as curvas de oferta e demanda de energia. A Figura 5 demonstra como funciona esta determinação, considerando uma demanda inelástica.

Figura 5: Ordem de mérito e determinação do custo marginal de operação.



Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

A demanda (inelástica) do sistema está representada na Figura 5 pela linha vertical chamada de carga. Pode-se notar que para atendimento da demanda do sistema, é necessário o despacho do gerador 12. Desta forma, o CMO do sistema é dado pelo custo de geração da usina 12. Pode-se exemplificar observando duas situações hipotéticas em submercados brasileiros diferentes. O primeiro submercado tem os níveis satisfatórios de seus reservatórios, enquanto o segundo submercado está com os níveis de reservatórios baixos. A fim de minimizar o custo total da operação, leva-se em conta o custo imediato, que como o nome sugere, é o custo da usina para suprir a demanda imediatamente, e o custo futuro, que leva em consideração o risco hidrológico. A utilização da geração térmica, tem um custo imediato alto, mas o custo futuro baixo. Já a geração hidráulica, por sua vez, tem um custo imediato baixo, entretanto, o seu custo futuro poderá ser alto, observando que caso a água dos reservatórios seja utilizada, e o cenário de aflúências futuro não seja positivo, poderá ocorrer um déficit de energia. Assim, o ONS deverá optar por despachar usinas hidráulicas no primeiro submercado, fazendo com que o CMO seja mais baixo que o do segundo submercado, onde provavelmente a usina a ser despachada seria térmica. Desta forma, nota-se que o CMO pode ser diferente para cada submercado, semana e patamar de determinado mês.

Para esclarecer o conceito de patamares de carga, se faz necessário entender a sua divisão e classificação nos três níveis. Tradicionalmente, os horários do dia com menor consumo de energia são classificados como leve, horários com consumo intermediário como médio e os de maior consumo como pesado. Além disso, o dia da semana e a questão sazonal impacta diretamente na curva de carga e nos horários onde esse consumo será maior ou menor. Dessa forma, existem classificações diferentes para cada nível de patamar de carga, observado o dia da semana e a época do ano. No Quadro 2 é apresentado como eles são classificados, observando que existe três grandes divisões, sendo uma para inverno, outra para verão e mais uma para o período de transição entre inverno e verão, além da distinção entre dias úteis e finais de semana e feriados visando relacionar os níveis de carga com os respectivos horários do dia em função de cada particularidade.

Quadro 2: Classificação dos patamares de carga

Patamar de Carga	Maio a Agosto		Abril, Setembro e Outubro		Novembro a Março	
	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado
Leve	1ª h à 7ª h	1ª h à 18ª h 23ª h à 24ª h	1ª h à 8ª h	1ª h à 18ª h 23ª h à 24ª h	1ª h à 8ª h	1ª h à 20ª h 24ª h
Médio	8ª h à 10ª h 23ª h à 24ª h	19ª h à 22ª h	9ª h à 10ª h 21ª h à 24ª h	19ª h à 22ª h	9ª h à 10ª h 19ª h à 24ª h	21ª h à 23ª h
Pesado	11ª h à 22ª h	-	11ª h à 20ª h	-	11ª h à 18ª h	-

Fonte: Adaptado de CCEE (2020).

Utilizando as mesmas premissas e forma de cálculo do CMO, ocorre a determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Entretanto, segundo Pappas (2018), existem dois pontos a serem destacados quanto à determinação do PLD: (i) o PLD possui um teto e um piso, determinados anualmente pela agência reguladora, (ii) o cálculo do PLD não considera restrições de transmissão internas aos submercados. Dessa forma, quando não há nenhuma restrição na transmissão e o CMO está dentro dos limites regulatórios estabelecidos para o PLD, os dois valores são iguais. O PLD, por sua vez, é utilizado para valorar as diferenças entre os montantes de energia contratados e consumidos pelos agentes no Mercado de Curto Prazo. Tal valoração da diferença de montantes é chamada de evento de contabilização financeira da CCEE (CCEE, 2020b). Desta forma, essas contabilizações são liquidadas de maneira multilateral, ou seja, não há indicação de parte e contraparte. Um agente em posição credora irá receber seu crédito de todos os devedores do mercado e não de um agente específico e, por outro lado, um agente em posição devedora irá efetuar o pagamento para todos os credores do mercado e não a um agente específico. Este processo é chamado de evento de liquidação financeira da CCEE, e até a data de elaboração deste trabalho ocorre mensalmente. Ele marca o momento do pagamento e recebimento dos montantes apurados no evento de contabilização (CCEE, 2020d). Esses mecanismos serão abordados em maior detalhe na seção 2.5.

Levando em consideração as mudanças que o sistema vem sofrendo, foi desenvolvido um novo modelo computacional com horizonte de curtíssimo prazo (DESSEM), que a partir dos resultados obtidos nos outros modelos, tem o objetivo de determinar a programação diária da operação, formando preços em base horária, de forma a traduzir as volatilidades causadas pelas fontes intermitentes e trazer maior correspondência com a real operação do sistema (GIRARDI, 2020). Desde abril de 2018, a CCEE, diariamente, publica os valores calculados para o preço horário, adjacente aos valores de PLD semanais.

2.5 Mercado de curto prazo

O Mercado de Curto Prazo no Brasil (MCP) é um mecanismo que segue o modelo de comprador único, onde todas as transações de compra e venda de energia são centralizadas pela CCEE. Além disso, a CCEE também possui um Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), ambiente onde as medições verificadas de consumo e/ou geração são coletadas e registradas. Dessa forma, é possível realizar o balanço de energia, e conseqüentemente, a apuração, valoração e liquidação das diferenças entre os montantes de energia elétrica gerados, contratados e consumidos pelos agentes do mercado (CCEE, 2020b).

A operação do mercado de curto prazo começa com a apuração dos montantes gerados/consumidos de um determinado perfil de agente, para cada semana e cada patamar de carga de um determinado mês. De acordo com as Regras de Comercialização da CCEE (CCEE, 2021d), essa apuração se dá a partir do balanço energético conforme:

$$NET_{a,s,r,w} = TGG_{a,s,r,w} + MRE_{a,s,r,w} - TGGC_{a,s,r,w} - TRC_{a,s,r,w} - PCL_{a,s,r,w} \quad (1)$$

onde:

NET: Balanço Energético [MWh];

TGG: Geração Total [MWh];

MRE: Alocações provenientes do MRE [MWh];

TGGC: Consumo de geração total [MWh];

TRC: Consumo Total [MWh];

PCL: Posição Contratual Líquida, onde valores positivos indicam uma posição vendedora enquanto valores negativos correspondem a uma posição compradora de energia elétrica [MWh];

a: perfil de agente;

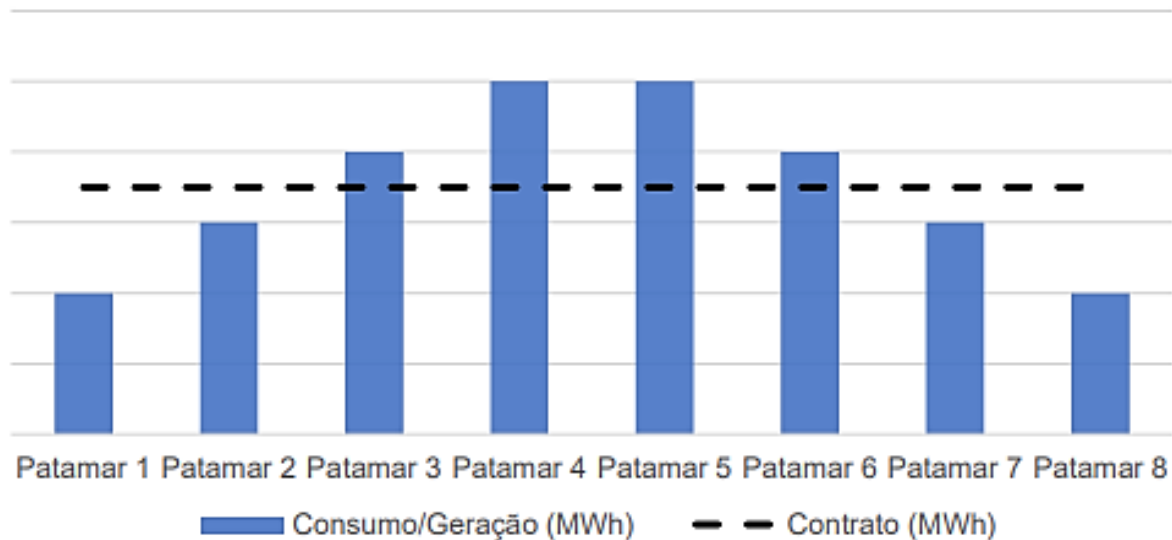
s: submercado;

r: patamar de carga/ horário;

w: semana.

A Figura 6 ilustra de maneira simplificada como esse balanço é realizado, observando a contabilização dos montantes consumidos/gerados em relação ao contrato de compra/venda.

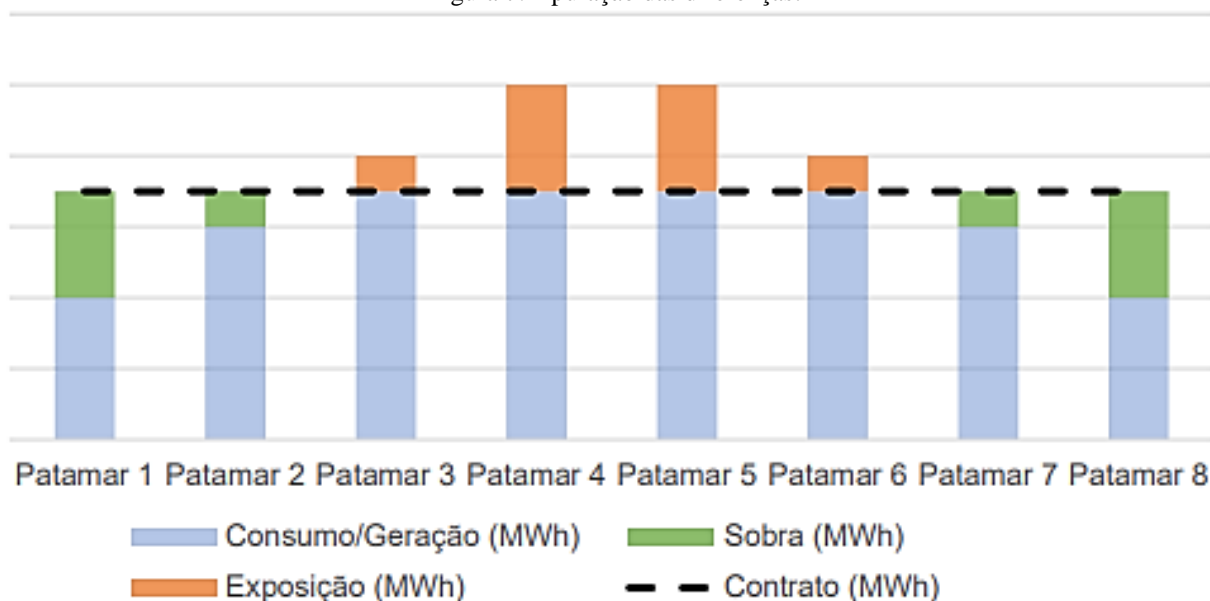
Figura 6: Contabilização por patamar de carga



Fonte: Bianchi (2020).

Em seguida é feita a apuração das diferenças entre os volumes registrados de contrato de compra/venda e os volumes verificados de consumo/geração como ilustra a Figura 7. Nos casos onde o contrato é maior que os volumes de consumo/geração, a diferença será positiva e representará uma sobra de energia. Caso contrário a diferença será negativa e representará uma exposição de energia.

Figura 7: Apuração das diferenças.



A partir desse balanço, o resultado do mercado de curto prazo é calculado conforme:

$$MCP_{a,s,r,w} = NET_{a,s,r,w} \times PLD_{s,r,w} \quad (2)$$

onde:

MCP: Resultado do Mercado de Curto Prazo [R\$];

NET: Balanço Energético [MWh];

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças [R\$/MWh].

Isso quer dizer que as diferenças apuradas em cada patamar, serão multiplicadas pelo seu respectivo valor de PLD correspondente àquele patamar. O somatório dos créditos e débitos compõe o resultado do Mercado de Curto Prazo do agente, no qual permeará as análises de mercado realizadas nesse trabalho.

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE

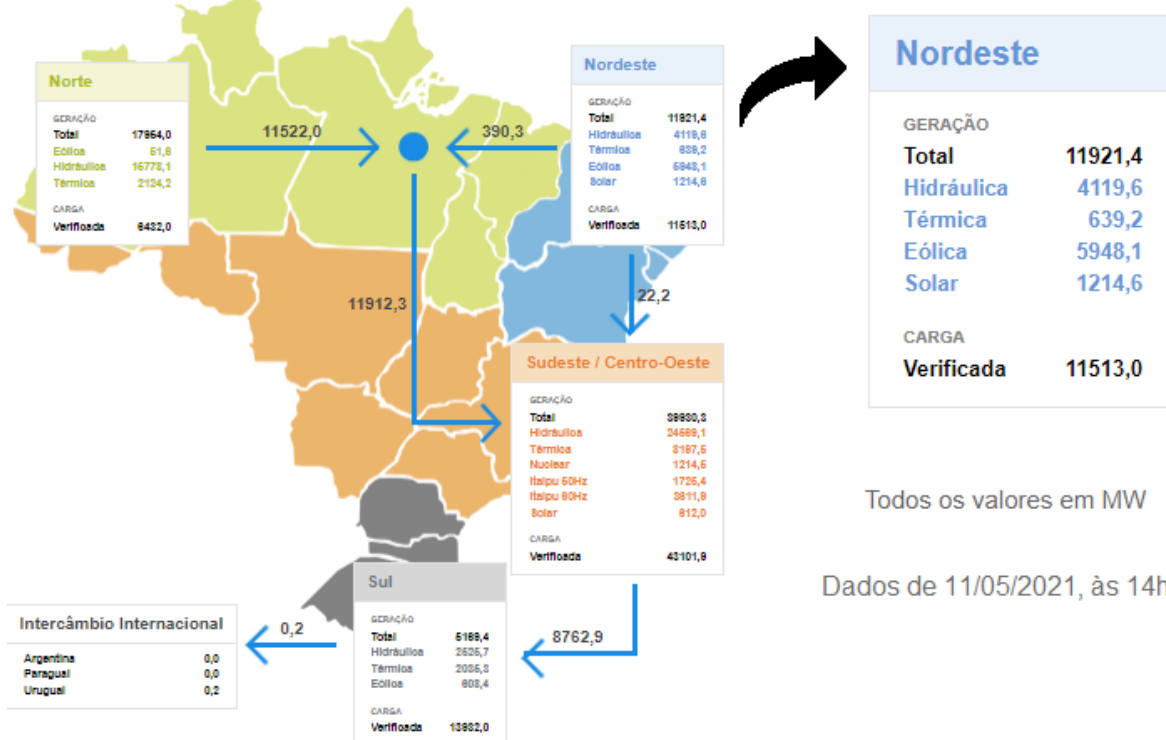
As mudanças no modelo de precificação em base semanal para uma base horária indicam mudanças na valoração da energia tendo em vista a relação da carga e da geração de energia, e tem impacto direto nos eventos de contabilização e liquidação, e por consequência, no resultado do Mercado de Curto Prazo. Sendo assim, a abordagem deste trabalho tem por foco analisar essas mudanças observando dois aspectos. O primeiro é uma análise comparativa entre os preços horários e semanais para aprofundar o entendimento da aplicação prática do PLD horário brasileiro e apurar as principais diferenças entre as duas metodologias. O segundo é avaliar essa diferença entre os preços horários e semanais, no resultado do Mercado de Curto Prazo de agentes de geração a partir das fontes solar e eólica.

Apesar do modelo de precificação horária ser utilizado em diversos países do mundo, em diferentes bases horárias, existem muitas diferenças entre as metodologias de cálculo, visto que inúmeras características mercadológicas influenciam nas variáveis de entrada dos modelos e, conseqüentemente, na precificação. Cada mercado de energia possui um comportamento específico de acordo sua matriz energética e metodologia de despacho, bem como na sua estrutura de mercado e regulamentação, por exemplo. Desta forma, para o avanço da análise do impacto no resultado do Mercado de Curto Prazo de agentes geradores por fontes solar e eólica entre o PLD semanal e o PLD horário do sistema elétrico brasileiro, é necessário compreender as diferenças entre os dois formatos de precificação.

Para realizar essa análise, estrutura-se uma base de dados contendo as informações dos preços semanais e horários entre os meses de janeiro de 2020 e dezembro de 2020. A razão para escolher este

período se deu principalmente porque o DESSEM passou por várias rodadas de melhorias e calibrações, fazendo com que os dados antigos se tornassem incomparáveis com os dados mais recentes. Em segundo lugar, o período de 1 ano foi escolhido para que fosse possível considerar os efeitos da sazonalidade da energia gerada pelas fontes estudadas no resultado do Mercado de Curto Prazo. Além disso, as informações de preço e de geração foram observadas apenas no submercado Nordeste, tendo em vista ser o submercado com a maior potência instalada e os maiores volumes de geração associadas com as fontes solar e eólica. A Figura 8 ilustra a matriz de geração do submercado Nordeste com base nos dados do ONS (2021).

Figura 8: Matriz de geração do submercado Nordeste.



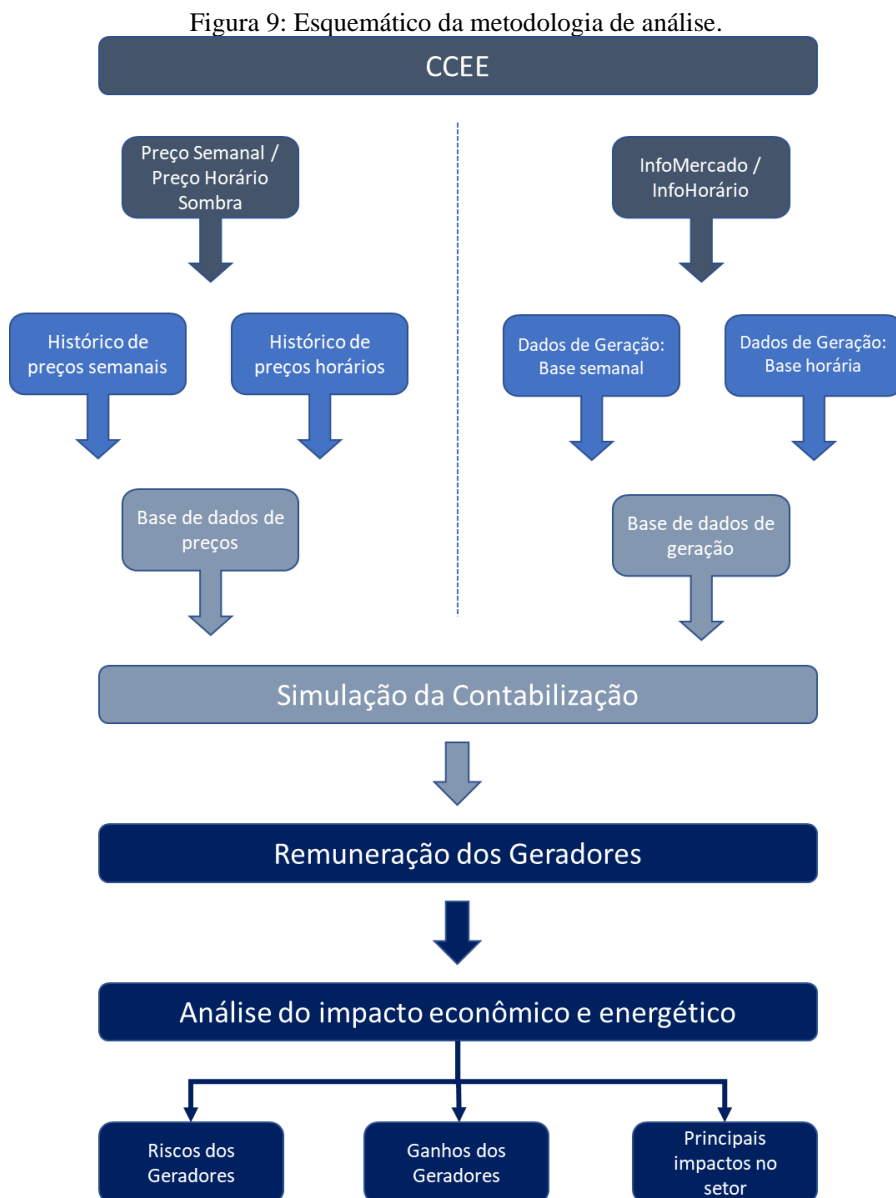
Fonte: Autor (2021).

Os dados horários de geração de todos os agentes do sistema são públicos e disponibilizados mensalmente na biblioteca virtual da CCEE, por meio dos arquivos nomeados InfoMercado – Dados horários (CCEE, 2021a), separados por tipo de fonte e por submercado. Os dados históricos da precificação horária estão disponibilizados na página de preços da CCEE e estão separados por submercado. Os dados históricos da precificação por semana e patamar também são disponibilizados através da página de preços na CCEE, e estão organizados por submercado, por semana operativa de cada mês e nos três patamares (CCEE, 2021c).

De forma a conseguir organizar os dados de precificação por semana e patamar em base horária, para que seja possível realizar a análise, se faz necessário classificar cada hora do ano de acordo com o seu patamar de carga, conforme é apresentado no Quadro 2, e relacionar com o seu respectivo PLD.

Tendo a base de dados organizada com os dados de geração e os dados de precificação, todos na forma horária, é necessário realizar a simulação da contabilização e da liquidação financeira por meio do cruzamento dos dados horários de geração com os respectivos valores de PLD na modalidade horária e na modalidade por semana e patamar, a fim de obter os resultados da remuneração para ambas as fontes e finalmente realizar as análises comparativas entre as precificações e o impacto no resultado financeiro.

O diagrama esquemático da Figura 9 apresenta as etapas principais da construção dessas análises, bem como a maneira como se relacionam.



Fonte: Autor (2021).

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

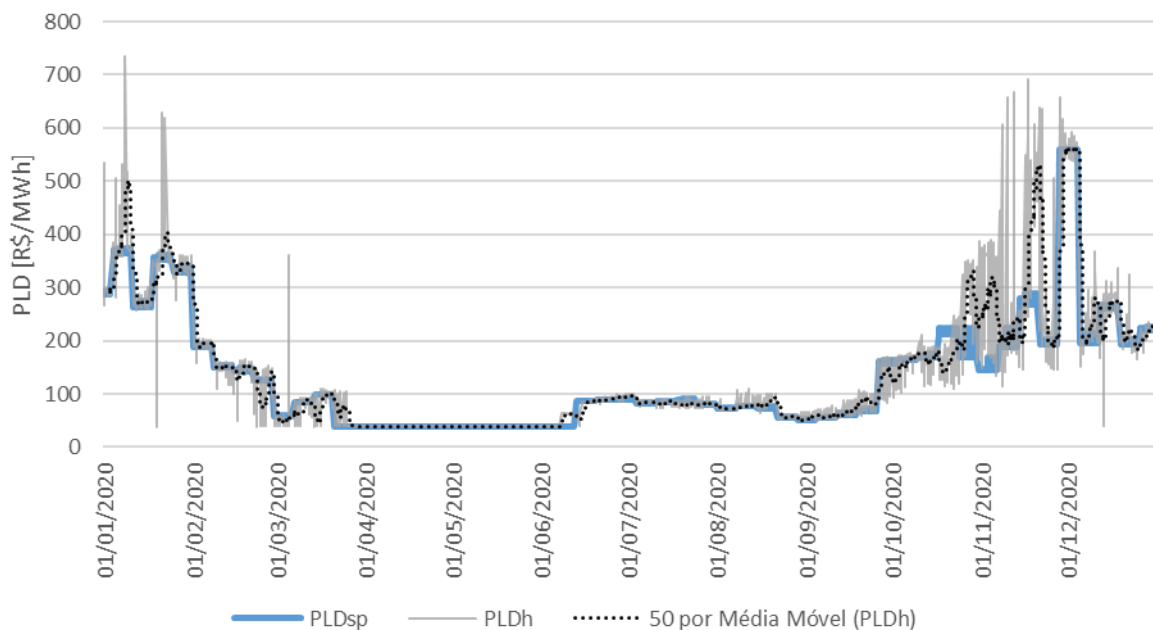
Nesta seção são analisados os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia apresentada no capítulo 3. Devido ao grande volume de dados e informações obtidos, as análises dos resultados serão expostas de forma gráfica e em tabelas com dados mensais. Primeiramente, serão comparados os comportamentos das precificações em base horária e semanal para, posteriormente, analisar o impacto da precificação horária nos resultados financeiros das fontes eólica e solar.

4.1 Análise comparativa entre as precificações em base horária e semanal

Aplicando a metodologia, é possível estruturar a base de dados com granularidade horária, compreendendo os 366 dias do ano de 2020, totalizando 8784 informações de preço horário, bem como 8784 informações de preço em base semanal. Desta forma, é possível comparar as duas bases de precificação a fim de entender como elas se comportaram durante todo o período da análise. Ainda, de

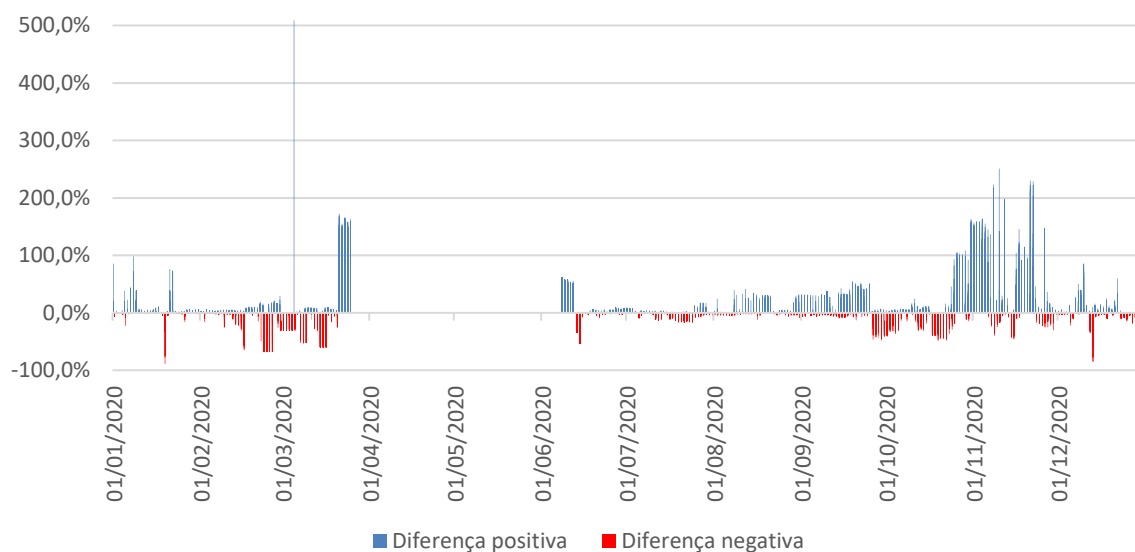
forma a reforçar o embasamento das análises, vale ressaltar que o submercado Nordeste, além de ser o mais expressivo na geração de energia proveniente das fontes eólica e solar, ainda conta com geração térmica e hidráulica. Sendo assim, esse é o que tem a matriz de geração mais diversificada de todos os subsistemas do SIN e, por consequência, impacta diretamente na volatilidade dos preços horários conforme a disponibilidade para geração de cada fonte. Tendo isso posto, a Figura 10 ilustra justamente esse comportamento, onde pode-se notar a alta volatilidade dos preços horários em algumas regiões do gráfico em comparação com os preços em base semanal. Além disso, uma linha de tendência utilizando uma média móvel foi traçada com a finalidade de amortizar essa volatilidade da precificação em base horária, visando facilitar a visualização e a comparação entre as curvas. Posteriormente, para que as diferenças sejam melhor observadas, a Figura 11 ilustra a evolução delas em termos percentuais, sendo que a Tabela 1 mostra as médias mensais dos preços horários e semanais, bem como as diferenças médias e máximas mensais em números absolutos. Essas diferenças foram tomadas em números absolutos tendo em vista que o objetivo é analisar a discrepância entre as duas curvas.

Figura 10: Curvas dos preços horários e semanais ao longo dos meses.



Fonte: Autor (2021).

Figura 11: Evolução mensal da diferença entre os preços horário e semanais.



Fonte: Autor (2021).

Tabela 1: Dados mensais de PLD semanal e horário.

Mês	Média mensal do PLD semanal (R\$/MWh)	Média mensal do PLD horário (R\$/MWh)	Diferença média abs. (%)	Diferença máxima abs. (%)
Janeiro	327,22	341,82	6,24%	98,64%
Fevereiro	149,80	146,09	10,50%	68,34%
Março	66,92	64,68	22,03%	508,98%
Abril	39,68	39,68	0,00%	0,00%
Maio	39,68	39,68	0,00%	0,00%
Junho	68,83	70,89	13,43%	62,35%
Julho	85,56	83,04	5,62%	17,65%
Agosto	68,28	70,91	5,64%	41,72%
Setembro	77,37	80,04	14,92%	54,25%
Outubro	182,12	187,47	22,04%	163,15%
Novembro	242,52	307,43	41,18%	251,06%
Dezembro	265,01	268,21	8,59%	85,51%

Fonte: Autor (2021).

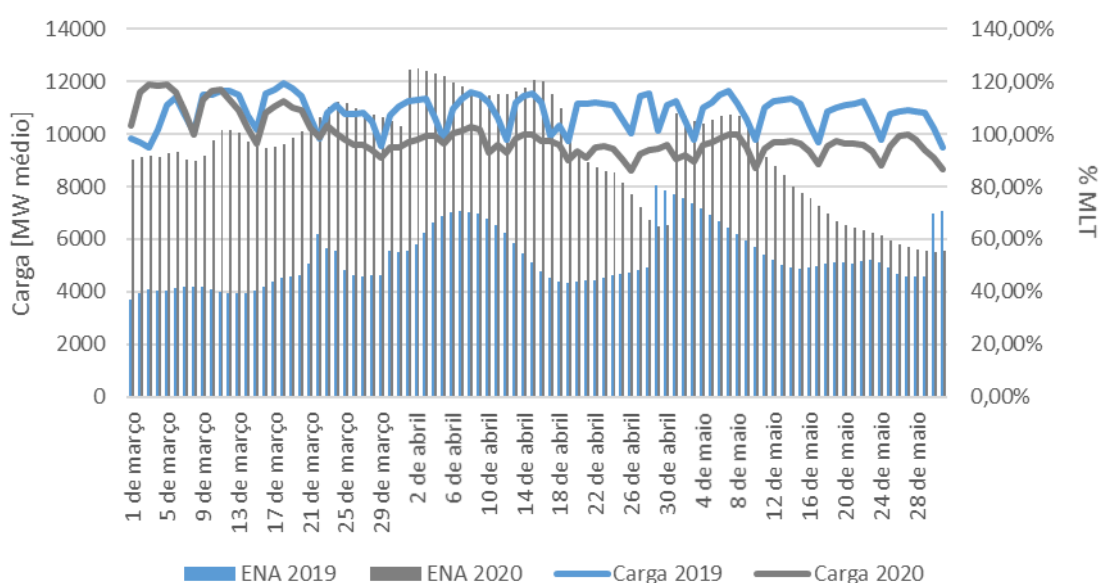
Analisando a Figura 10, percebe-se que na maior parte do período o preço horário acompanhou o preço em base semanal. Nota-se alguns pontos específicos de grande discrepância no gráfico, onde tem-se grande amplitude e pequeno período de oscilação, como por exemplo, o ocorrido em março, com uma diferença de aproximadamente 509%. Esses são pontos característicos da influência de usinas de geração térmica flexível, caracterizadas por ter acionamento rápido e CVU (Custo Variável Unitário) elevado. O CVU representa o custo total operacional de usinas térmicas, informado pelos agentes e divulgado mensalmente pelo ONS.

O maior descolamento entre as curvas ocorre no final do mês de março e entre o final do mês de outubro e novembro. As diferenças acentuadas no final de março de 2020 podem ser justificadas pelo reflexo das restrições sociais que se iniciaram aproximadamente no dia 16 daquele mês. Observando que os preços de energia são sempre divulgados de forma *ex-ante*, ou seja, são apurados com base em

informações previstas, anteriores à operação real do sistema, a precificação em base semanal demora mais a sentir as diminuições de carga decorrentes das restrições, refletindo nas grandes diferenças entre as duas curvas. Por outro lado, essa situação é sensibilizada mais rapidamente pela precificação horária, como será colocado mais adiante.

Outro fator interessante a ser analisado se deve às diferenças nulas entre os meses de abril e maio. Nestes dois meses, tanto o PLD em base horária quanto em base semanal encontraram-se no valor piso determinado pela agência reguladora (ANEEL) de R\$39,68/MWh para o ano de 2020. Esse comportamento é explicado justamente pela forte queda na carga decorrente das restrições sociais, aliada aos níveis favoráveis da Energia Natural Afluente (ENA), que é a energia que pode ser gerada a partir da vazão de água das bacias hidrográficas. A Figura 12 apresenta o comportamento da carga em MW médio e da ENA em termos percentuais da Média de Longo Termo para o mesmo período do ano compreendido entre os meses de março a maio dos anos de 2019 e 2020 no submercado Nordeste, de forma que seja possível ter ideia do impacto dessas variáveis na precificação da energia.

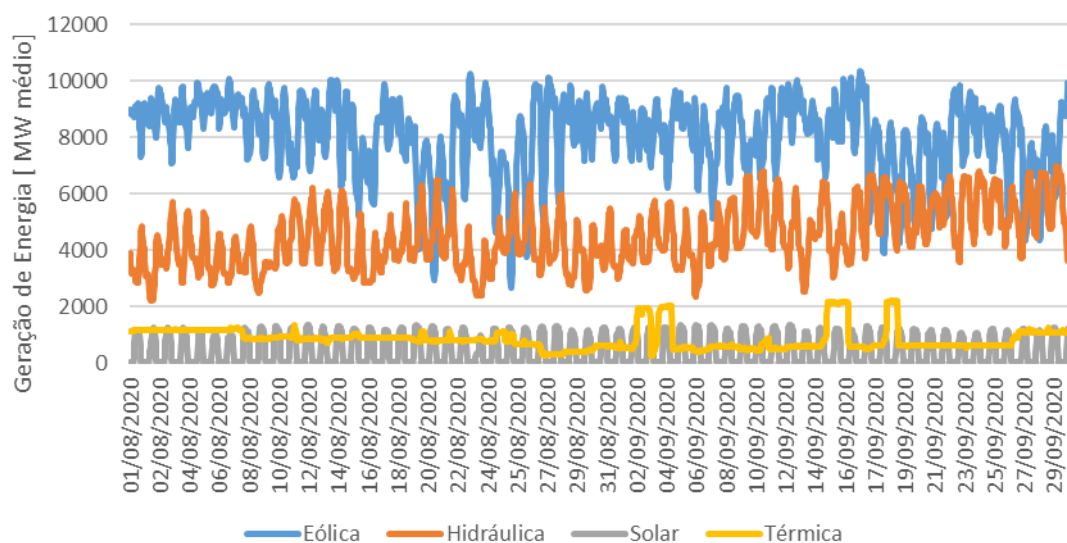
Figura 12: Comportamento da Carga e da ENA.



Fonte: Autor (2021).

Nota-se que em meados do mês de março realmente aconteceu o descolamento das duas curvas de carga, onde a carga do ano de 2020 se configura relativamente menor que no ano anterior. Este fato, aliado aos níveis satisfatórios da ENA no ano de 2020, fizeram com que o PLD em ambas as bases para esse submercado se configurasse no piso para esse período. Ainda, a respeito das grandes diferenças na precificação em base horária e semanal observadas entre os meses de outubro e novembro, essas foram causadas pela grande volatilidade da precificação horária em função da expressiva variação da geração eólica nesse período bem como devido ao acionamento de usinas térmicas. Para justificar essa afirmativa, as Figuras 13 e 14 mostram um comparativo entre a geração de todos os tipos de fonte presentes no submercado Nordeste. A Figura 13 mostra essa geração para o período compreendido entre os meses de agosto e setembro, onde as diferenças entre as curvas de precificação foram relativamente pequenas. Pode-se observar que a geração eólica é predominante em quase todo o período e a geração térmica representa pouco da matriz.

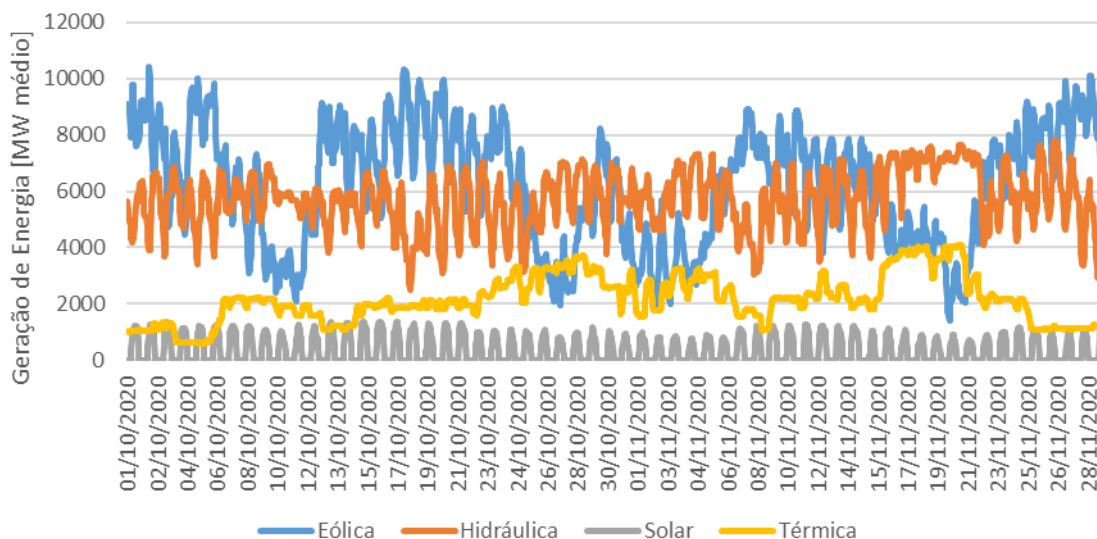
Figura 13: Comparativo entre as fontes de geração do subsistema Nordeste entre agosto e setembro.



Fonte: Autor (2021).

Já a Figura 14 mostra a geração dessas fontes para o período compreendido entre os meses de outubro e novembro, onde ocorreu a maior discrepância entre as precipitações. Neste período, pode-se observar que a geração eólica possui muita variação e a compensação para atendimento da carga teve de ser suprida pela geração térmica, que por sua vez é a fonte mais cara para ser despachada, impactando diretamente na precificação horária e justificando as diferenças em relação à base semanal.

Figura 14: Comparativo entre as fontes de geração do subsistema Nordeste entre outubro e novembro.



Fonte: Autor (2021).

4.2 Impacto da precificação horária na remuneração da fonte eólica

A partir da metodologia descrita no capítulo 3, elaborou-se a simulação do processo de contabilização e liquidação das diferenças para cada um dos meses do ano de 2020, com base nas informações de precificação semanal e horária, bem como nos dados de geração eólica. A Tabela 2 apresenta o resultado mensal da liquidação financeira para essa fonte.

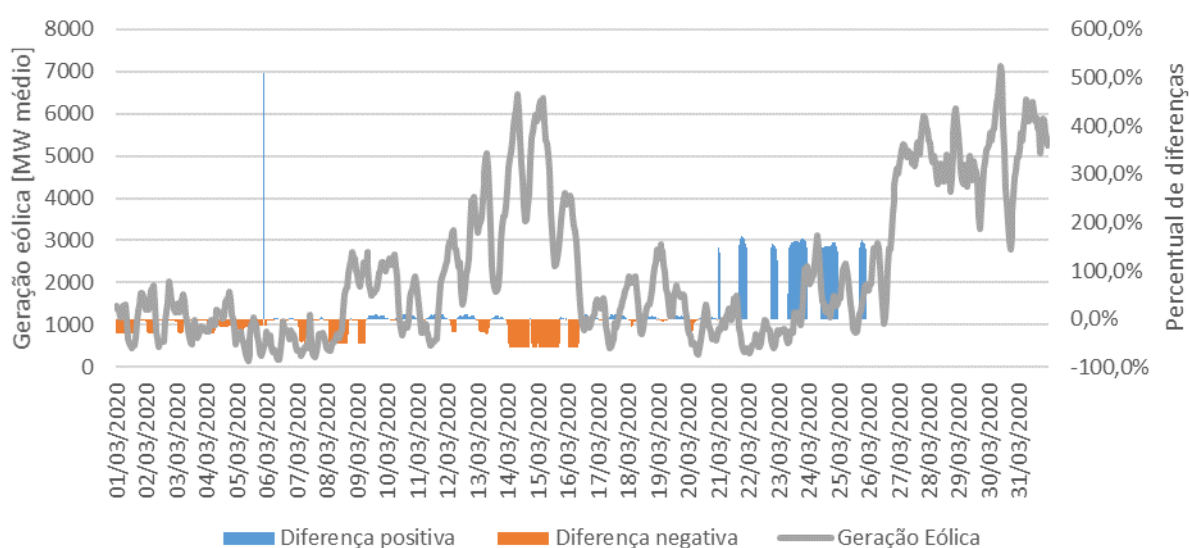
Tabela 2: Resultado das liquidações para a fonte eólica.

Mês	Energia gerada (MWh)	Liquidação ao PLD em base semanal (R\$)	Liquidação ao PLD em base horária (R\$)	Diferença (R\$)	Diferença (%)
Janeiro	2.269.766,91	727.232.665,33	740.391.556,54	13.158.891,21	1,81%
Fevereiro	2.181.587,26	322.546.951,99	308.957.431,15	-13.589.520,85	-4,21%
Março	1.692.954,77	108.296.239,16	95.686.293,35	-12.609.945,81	-11,64%
Abril	2.370.379,98	94.056.677,45	94.056.677,45	-	0,00%
Mai	3.117.755,78	123.712.549,25	123.712.549,25	-	0,00%
Junho	4.261.936,18	308.426.549,96	315.779.402,02	7.352.852,06	2,38%
Julho	5.101.726,83	435.566.498,94	418.909.340,71	- 16.657.158,23	-3,82%
Agosto	6.067.775,90	414.454.219,13	427.417.912,60	12.963.693,46	3,13%
Setembro	5.851.860,84	446.149.082,81	458.506.963,59	12.357.880,78	2,77%
Outubro	4.847.858,10	889.419.178,51	861.165.847,85	- 28.253.330,66	-3,18%
Novembro	4.487.005,56	1.135.726.104,75	1.328.238.330,58	192.512.225,82	16,95%
Dezembro	4.829.434,03	1.280.580.121,39	1.283.731.291,39	3.151.170,00	0,25%
Total	47.080.042,12	6.286.166.838,68	6.456.553.596,46	170.386.757,79	2,71%

Fonte: Autor (2021).

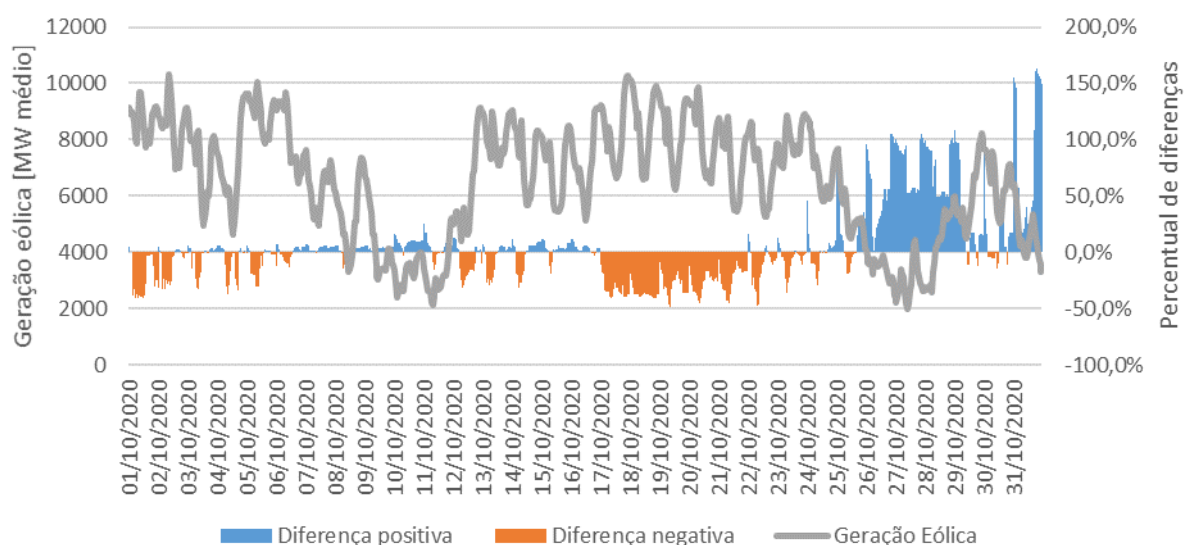
Nota-se que a diferença percentual possui variação ao longo dos meses, se mostrando negativa nos meses de fevereiro, março, julho e outubro, e positiva para os demais meses, totalizando um resultado positivo de 2,71% para a liquidação ao PLD em base horária em relação à liquidação em base semanal. Em geral, esse resultado condiz com as diferenças apresentadas na Figura 11, exceto para os meses de março e outubro, que por sua vez tiveram as diferenças médias positivas e apresentaram um resultado negativo. Isso se deve ao fato de a maior geração ocorrer em momentos onde a diferença apresentou-se negativa entre o PLD horário e o PLD semanal, favorecendo o resultado da liquidação em base semanal. Corroborando com esse resultado, nos momentos onde as diferenças se mostraram positivas, a geração eólica foi mais baixa. As Figuras 15 e 16 ilustram a relação entre essas diferenças e as curvas de geração para os meses de março e outubro.

Figura 15: Relação entre as diferenças de precificação e a curva de geração eólica para março de 2020.



Fonte: Autor (2021).

Figura 16: Relação entre as diferenças de precificação e a curva de geração eólica para outubro de 2020.



Fonte: Autor (2021).

4.3 Impacto da precificação horária na remuneração da fonte solar

A partir da metodologia do capítulo 3, elaborou-se a simulação do processo de contabilização e liquidação das diferenças para cada um dos meses do ano de 2020, com base nas informações de precificação semanal e horária, bem como nos dados de geração solar. A Tabela 3 apresenta o resultado mensal da liquidação financeira para esta fonte.

Tabela 3: Resultado das liquidações para a fonte solar.

Mês	Energia gerada (MWh)	Liquidação ao PLD em base semanal (R\$)	Liquidação ao PLD em base horária (R\$)	Diferença (R\$)	Diferença (%)
Janeiro	259.976,11	84.180.234,49	88.041.638,84	3.861.404,34	4,59%
Fevereiro	262.749,31	39.030.606,21	38.209.476,04	-821.130,16	-2,10%
Março	264.675,86	17.693.950,70	16.931.840,09	-762.110,60	-4,31%
Abril	301.019,36	11.944.448,36	11.944.448,36	-	0,00%
Mai	321.333,01	12.750.493,71	12.750.493,71	-	0,00%
Junho	332.871,10	22.890.517,45	23.568.011,65	677.494,19	2,96%
Julho	345.454,97	29.644.144,72	28.487.237,24	-1.156.907,48	-3,90%
Agosto	358.421,79	24.625.003,41	25.118.943,55	493.940,14	2,01%
Setembro	357.458,09	27.553.868,39	27.606.814,85	52.946,47	0,19%
Outubro	323.973,61	59.676.481,09	56.128.775,61	-3.547.705,48	-5,94%
Novembro	261.432,62	65.942.584,23	74.851.035,19	8.908.450,96	13,51%
Dezembro	298.257,61	79.904.339,87	81.724.330,04	1.819.990,17	2,28%
Total	3.687.623,43	475.836.672,63	485.363.045,17	9.526.372,54	2,00%

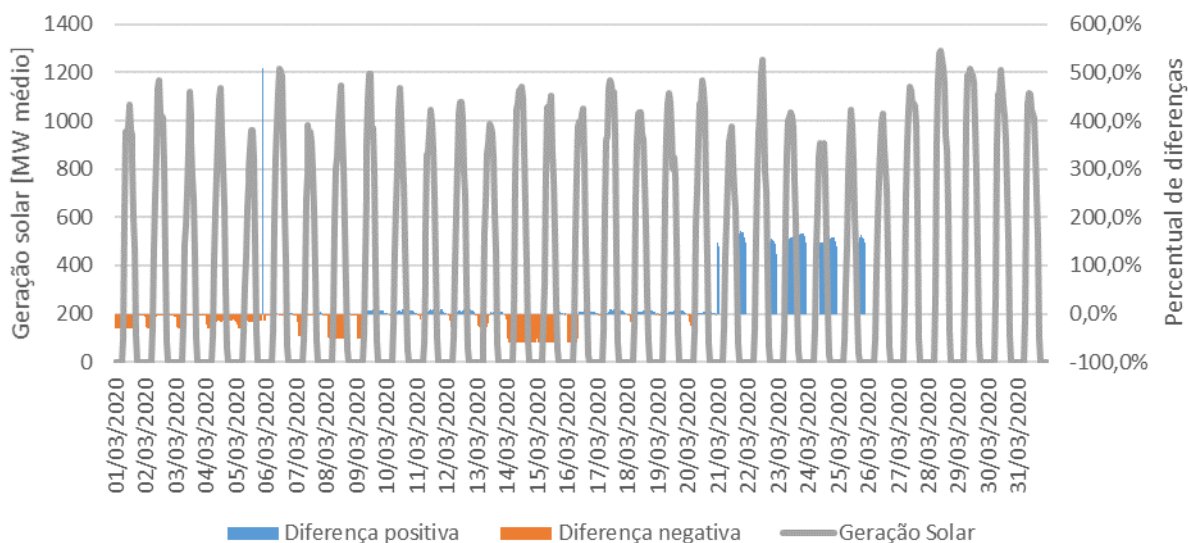
Fonte: Autor (2021).

Nota-se que, da mesma forma que os resultados para a fonte eólica, a diferença percentual possui variação ao longo dos meses, se mostrando negativa nos meses de fevereiro, março, julho e outubro, e positiva para os demais meses, totalizando um resultado positivo de 2,00% para a liquidação ao PLD em base horária em relação à liquidação em base semanal. Em geral, esse resultado também está em linha com as diferenças apresentadas na Figura 11, exceto para os meses de março e outubro, que conforme

apresentado anteriormente, tiveram as diferenças médias positivas na precificação e apresentaram um resultado negativo.

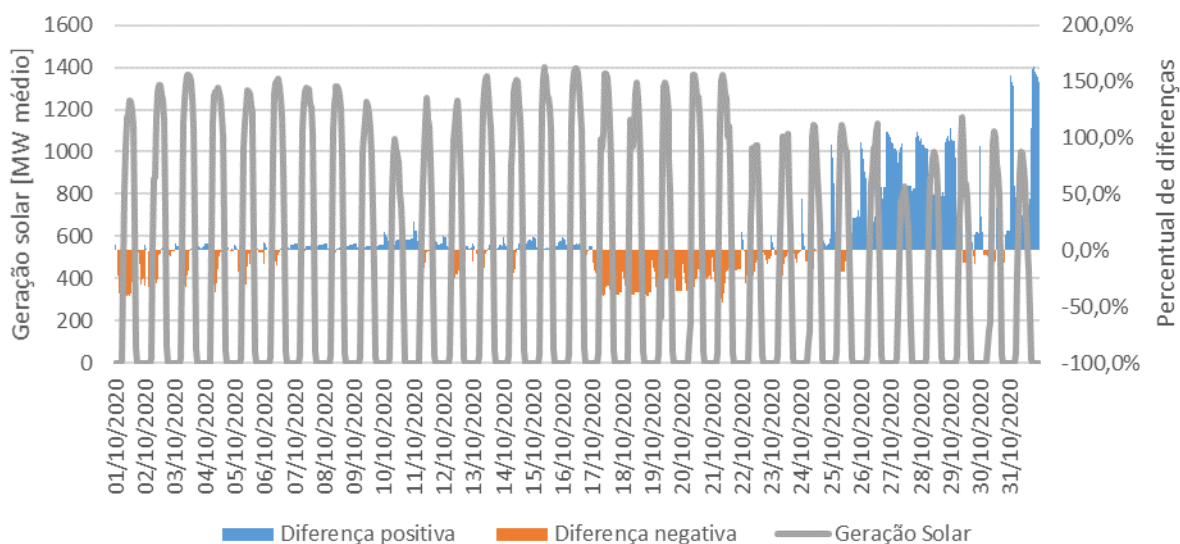
Assim como para a fonte eólica, na fonte solar esse comportamento também pode ser explicado pelo fato de a maior geração ocorrer em momentos onde a diferença apresentou-se negativa entre o PLD horário e o PLD semanal, favorecendo o resultado da liquidação em base semanal. Entretanto, para a fonte solar, esse fato não fica tão claro quanto para a fonte eólica ao analisar o comportamento da geração em comparação ao gráfico das diferenças de precificação e por esse motivo a diferença percentual não ficou tão expressiva quanto na outra fonte. As Figuras 17 e 18 ilustram essa relação entre as diferenças e a curva de geração para os meses de março e outubro.

Figura 17: Relação entre as diferenças de precificação e a curva de geração solar para março de 2020.



Fonte: Autor (2021).

Figura 18: Relação entre as diferenças de precificação e a curva de geração solar para outubro de 2020.



Fonte: Autor (2021).

5 CONCLUSÃO

A partir da análise do comportamento das precificações em base semanal e horária foi possível concluir que, embora o submercado Nordeste apresente bastante volatilidade na precificação em função das disponibilidades e custos de geração de cada tipo de fonte, em média, os preços horários no período analisado foram superiores aos preços em base semanal, o que refletiu diretamente no resultado da remuneração das fontes eólica e solar nesse subsistema. O preço horário é altamente influenciado pelo despacho diário do sistema, onde o acionamento de determinadas usinas ou a variação na geração das fontes intermitentes, impactam significativamente na precificação. A metodologia em base semanal, por sua vez, não sofre esse impacto de forma tão intensa, o que acaba culminando em diferenças discrepantes entre as duas metodologias em determinados momentos.

Observando o prejulgamento dos resultados, onde era esperado que a remuneração via precificação horária das fontes eólicas fosse prejudicada, em função do perfil de geração ocorrer onde a precificação da energia é menor, as análises se mostraram contrárias, sendo observado o resultado positivo de 2,71% em relação à metodologia em base semanal. O que ocorre agora é a maior granularidade das informações de preço, trazendo mais correspondência com a operação real do sistema, o que por sua vez, não significa que a introdução do PLD horário diminuirá o preço durante a madrugada. Na verdade, esse período já operava com os preços mais baixos na metodologia de precificação em base semanal, observando que esse período era classificado como patamar de carga Leve. Já para a fonte solar, o resultado foi em linha com o que era esperado, finalizando em 2,00% positivo em relação à metodologia em base semanal. Desta forma, nota-se que a precificação da energia é complexa e engloba uma série de variáveis que podem impactar na queda ou ascensão dos preços, como a carga, o nível e a expectativa das afluições, a disponibilidade e o custo de cada fonte de geração, por exemplo, e conseqüentemente impactar no resultado da remuneração da geração. Assim, devido ao fato da característica de intermitência das fontes analisadas, não se pode garantir que o resultado será sempre positivo em relação à metodologia em base semanal, sendo interessante aos geradores pensarem em formas de proteção à exposição a este risco. Novos tipos e condições de contratos bilaterais no Mercado Livre a fim de amenizar essas oscilações diárias da geração podem ser uma estratégia de proteção comercial, assim como a construção de parques de geração híbridos pode ser uma alternativa de complementariedade em relação aos impactos de sazonalidade e características de geração de cada fonte.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica.** Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGYyZWlONzgtMGRlOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjIjZjZkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIImMiOjR9>>. Acesso em: 24 de maio de 2020

ANEEL. **Resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 19 de agosto de 2020.

BEN. **Balanco Energético Nacional 2020.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em: 20 de agosto de 2020.

BIANCHI, M. G. **Impacto da geração solar fotovoltaica no preço de liquidação das diferenças em base horária.** 2020. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/217395>>. Acesso em 17 de março de 2021.

BRASIL. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.** Revista Brasileira de Energia, v.11, n.2, p.1-9, 2005. Disponível em: <www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=181>. Acesso em: 26 de julho 2020.

CASTRO, N. J., BRANDÃO, R., HUBNER, N., DANTAS, G., ROSENTAL, R. **A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro.** 2014. Disponível em: <www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf>. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

CASTRO, N.J., BRANDÃO, R., DANTAS, G., VARDIERO, P., DORADO, P. **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia.** 2017. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_tdse75.pdf>. Acesso em: 11 de setembro de 2020.

CASTRO, N.J., LEITE, A.L. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidência do caso brasileiro.** IV Encontro de Economia Catarinense, Criciúma. IV Encontro de Economia Catarinense, 2010.

CCEE. **Biblioteca Virtual.** 2021a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual>. Acesso em: 26 de março de 2021

CCEE. **Como se dividem os Agentes.** 2020a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=lkufctby6_6&_afLoop=6539365704957>. Acesso em: 25 de julho de 2020

CCEE. **Contabilização.** 2020b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao?_afLoop=220229439812441&_adf.ctrl-state=990ez68un_1#!%40%40%3F_afLoop%3D220229439812441%26_adf.ctrl-state%3D990ez68un_5>. Acesso em: 20 de agosto de 2020.

CCEE. **InfoMercado Mensal.** 2020c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=10ti6u6clw_5&_afLoop=246841654970145#!>. Acesso em: 14 de setembro de 2020.

CCEE. **Liquidação.** 2020d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_afLoop=220231125281329&_adf.ctrl-state=990ez68un_14#!%40%40%3F_afLoop%3D220231125281329%26_adf.ctrl-state%3D990ez68un_18>. Acesso em: 20 de agosto de 2020.

CCEE. **Média do PLD Semanal por Patamares.** 2021b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_661389>. Acesso em: 26 de março de 2021.

CCEE. **Metodologia de Preços.** 2020e. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos>. Acesso em: 25 de maio de 2020.

CCEE. **Preço Horário "Sombra".** 2020f. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra?_afLoop=244461954760995&_adf.ctrl-state=s62sd974d_22#!%40%40%3F_afLoop%3D244461954760995%26_adf.ctrl-state%3Ds62sd974d_26>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

CCEE. **Preço Horário.** 2021c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_horario>. Acesso em: 26 de março de 2021.

CCEE. **Regras de Comercialização.** 2021d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras>. Acesso em: 18 de março de 2021

CEPEL. **DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/es/produtos/dessem-modelo-de-despacho-hidrotermico-de-curto-prazo.htm>>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

CEPEL. **Otimização Energética e Meio Ambiente.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/es/areas-de-atuacao/otimizacao-energetica-e-meio-ambiente.htm>>. Acesso em: 18 de agosto de 2020

CPFL ENERGIA. **Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ ou estados selecionados.** 2014. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/caracteristicas-de-sistemas-eletricos-de-paises-selecionados.pdf>>. Acesso em: 11 de maio de 2021.

GIRARDI, Grace. **PLD Horário: o que é?** Disponível em: <<https://www.way2.com.br/blog/pld-horario>>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

GOVERNO DO BRASIL. **Fontes de energia renováveis representam 83% da matriz elétrica brasileira.** Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

GREEN, R.J. **The electricity contract market in england and wales.** 1999. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/1467-6451.00092>>. Acesso em: 11 de setembro de 2020

HUNT, Sally. **Making Competition Work in Electricity.** California: John Wiley & Sons, 1 de out. de 2002. Acesso em: 18 de agosto de 2020

JOSKOW, Paul L. **Lessons learned from electricity market liberalization.** The Energy Journal. Special Issue: The Future of Electricity. Paper in honor of David Newbery. IAEE 2008. Disponível em: <economics.mit.edu/files/2093>. Acesso em: 11 de setembro de 2020.

LITTLECHILD, S. **Retail competition in electricity markets Expectations, outcomes and economics.** 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.089>>. Acesso em: 11 de setembro de 2020

MEDEIROS, L. **Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica.** 2003. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4777/4777_4.PDF>. Acesso em: 07 de outubro de 2020.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/867756/Portaria_n_301-2019.pdf/be77d736-3199-4112-b7d5-7a28a4056d2b?version=1.0>. Acesso em: 25 de maio de 2020

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Balanco de Energia.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>. Acesso em: 11 de maio de 2021.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da Operação.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

PAPPAS, F. **Análise da resposta pelo lado da demanda por meio da otimização do perfil de consumo em um contexto de preços horários de energia.** 2018. Disponível em: <<http://abiape.com.br/wp-content/uploads/2019/01/TCC-Revisado-Fernando-Pappas.pdf>>. Acesso em: 14 de setembro de 2020.

PIMENTEL, Bruno. **PLD Horário: Oportunidades e desafios para grandes consumidores de energia.** 2019. Disponível em: <<https://viridis.energy/pt/blog/pld-horario-oportunidades-edesafios-para-grandes-consumidores-de-energia>>. Acesso em: 24 de maio de 2020.

PIRES, José Claudio Linhares. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro.** 2000. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/Td/Td-76.pdf>. Acesso em: 26 de julho de 2020

PIRES, José Cláudio Linhares. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: A experiência dos Estados Unidos e da União Européia.** Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 1999. 59 p. (Textos para discussão: 73). Acesso em: 11 de setembro de 2020.

SALIES, E., PRICE, C. W. **Charges, Costs and Market Power: The Deregulated UK Electricity Retail Market.** 2004. Disponível em: <<https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=1437>>. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

SHUTTLEWORTH, Graham. HUNT, Sally. **Competition and Choice in Electricity.** UK: Wiley, 1996

SHUTTLEWORTH, Graham; MCKENZIE, Isabelle. **A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool.** Report prepared by NERA for Confindustria. Rome. 2002. Online. Disponível em: <www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/5566.pdf>. Acesso em: 12 de setembro de 2020.

SOUSA, Jéssica da Silva. **Avaliação do impacto da implantação do pld horário no Resultado do mercado de curto prazo.** Disponível em: <<http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10031378.pdf>>. Acesso em: 25 de julho de 2020.