



**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA - GCR**

**AValiação dos Impactos da Implantação do PLD Horário sob os Agentes do Setor
Elétrico Brasileiro**

**TAINÁ AKEMY FONSECA OHATS(1); LUIZ HENRIQUE ALVES PAZZINI(1,2)
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (1)
UNIVERSIDADE PRESBITERIANA MACKENZIE (2)**

RESUMO

Em 30 de julho de 2019 foi aprovada, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a proposta de aprimoramento para a alteração do cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, para base horária. O novo modelo de apuração passou a vigorar em janeiro de 2021. Porém, com tal mudança no setor, surge uma questão importante: qual impacto a adoção desta sistemática de precificação traz aos agentes do mercado de energia? Este trabalho busca contribuir nos debates sobre a adoção da precificação da energia elétrica em base horária, através de análise dos resultados de alguns agentes geradores na liquidação do mercado de curto prazo.

PALAVRAS-CHAVE

PLD, Despacho de Energia, Mercado Livre, Preço Horário, Setor Elétrico Brasileiro.

1.0 INTRODUÇÃO

Considerando que a matriz elétrica brasileira apresenta 65,1% de sua capacidade instalada representada por usinas hidrelétricas (ONS, 2020), encontrar um equilíbrio entre o uso e o armazenamento da água para a produção de energia elétrica é de extrema importância, sendo este o objetivo do processo de otimização dos recursos disponíveis para produção de energia elétrica, realizado pelo ONS, o qual faz uso de modelos matemáticos e computacionais, que definem o despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas e calculam o Custo Marginal de Operação – CMO.

Os modelos utilizados pelo ONS para programação da operação, também são utilizados para calcular o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Para se determinar o despacho das usinas e calcular o PLD, são levados em conta fatores, como condições hidrológicas, previsão das demandas de energia, custos dos combustíveis das usinas térmicas, disponibilidade dos equipamentos de transmissão e distribuição de energia e a previsão de entrada em operação dos novos projetos, dentre outros fatores.

Até dezembro de 2020, o PLD era calculado e divulgado semanalmente, por patamar de carga e submercado, sendo utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo - MCP, bem como balizador dos preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica, especialmente para horizontes de curto prazo. Em julho de 2017, através da Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia – MME nº 33/2017, foi proposta a adoção do preço horário para o MCP. Inicialmente previsto para janeiro de 2019, o PLD horário sofreu dois adiamentos, sendo que, em julho de 2019, o MME decretou sua obrigatoriedade a partir janeiro de 2021 (BRASIL, 2019), o que ocorreu.

Este trabalho compara os resultados da aplicação do PLD horário com o PLD semanal e por patamar de carga nos geradores eólicos, hidráulicos e termelétricos ao longo do ano de 2020 com intuito de contribuir na análise desta importância mudança para o setor. Será considerada que toda a geração das usinas é liquidada no MCP, ou seja, não serão considerados os contratos de venda e compra de energia destas usinas.

2.0 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Características atuais do setor elétrico brasileiro

Na década de 1990, o Setor Elétrico Brasileiro – SEB, sofreu diversas alterações decorrentes de debates sobre reformas dos setores elétricos que ocorriam ao redor do mundo. Desta forma, foi criada em 1996, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do decreto nº 2.335/1997, o órgão de regulação do mercado de energia brasileiro: a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2020). No ano seguinte, por meio da Lei nº 9.648/1998, foi instituído o ONS,

responsável pela operação do SEB (BRASIL, 1998). Ainda, em 1998, por meio do Decreto nº 2.655/1998, foi criado a Administradora de Serviços de Energia – ASMAE, responsável pela administração do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (CCEE, 2020).

A partir desta época, o Brasil passou a adotar o mercado aberto de energia, seguindo as diretrizes do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RE-SEB. Dessa forma, a compra e a venda de energia eram realizadas livremente entre os geradores, distribuidores e consumidores.

Em 7 de fevereiro de 2002, através da Medida Provisória nº 29/2002, extinguiu-se a ASMAE e entrou em operação o MAE, como pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, com a finalidade de viabilizar a competitividade do setor, sendo atribuídas a esta instituição as funções da ASMAE.

Em 2004, decorrente da crise de abastecimento de energia elétrica ocorrida em 2001, o setor passou novamente por uma revisão, e através da Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2004), foi instituída e autorizada a criação da CCEE, como pessoa jurídica substituta do MAE. Naquele momento foram instituídos os leilões de energia elétrica com a operacionalização delegada à CCEE pela ANEEL.

O Sistema Interligado Nacional – SIN, é um sistema hidrotérmico de grande porte que responde pela produção e transmissão de energia elétrica em quase todo o Brasil, sendo constituído por quatro subsistemas, ou submercados, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A denominação de Sistema Interligado está associada a conexão entre os quatro subsistemas através da malha de transmissão que possibilita a transferência de energia entre regiões, resultando em melhor aproveitamento dos recursos energéticos, proporcionando uma maior confiabilidade e economicidade; porém, essa interligação eleva a complexidade na operação do sistema.

Para operação do sistema elétrico, está presente o ONS, responsável por coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, além de planejar as operações do Sistema Isolado Nacional – SIsol. O ONS funciona sob fiscalização e regulamentação da ANEEL, que também regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (ONS, 2020).

Também sob supervisão da ANEEL situa-se a CCEE, instituição que viabiliza a comercialização de energia elétrica no país, através da contabilização e liquidação financeira no MCP, respeitando as regras e procedimentos de comercialização definidos (CCEE, 2020).

2.2 Filosofia de despacho de usinas e formação do preço da energia elétrica

Um sistema de energia elétrica é constituído por unidades geradoras de energia e cargas que consomem essa energia. Interligando estes componentes, há linhas de transmissão, distribuição, subestações e equipamentos de controle, medição e proteção. A Figura 1 apresenta uma visão esquemática de um sistema de energia elétrica.



Figura 1: Diagrama esquemático de um sistema de energia elétrica - Fonte: Autoria própria.

O problema atrelado ao despacho de usinas de um sistema como o da Figura 1 é definir quais usinas devem produzir energia para atender a demanda em um determinado momento e quais usinas devem manter-se desligadas, tendo como critério para a realização de tal despacho o atendimento total da carga do sistema ao menor custo total possível de geração, respeitando as condições técnicas, elétricas e energéticas de todo o sistema.

Para a solução do problema, há duas principais filosofias de despacho existentes, sendo elas: despacho por custo (centralizado) e por preço (descentralizado).

2.2.1 Despacho e formação de preço por custo

Neste tipo de despacho, o operador central do sistema, com intuito de minimizar os custos, despacha os geradores em ordem crescente de custo variável de operação (\$/MWh). Nesta modalidade, os geradores informam periodicamente seus custos operativos (\$/MWh) e a sua capacidade de produção (MWh), que são utilizados como dados de entrada em um problema de programação linear, que, ao ser resolvido, permite que sejam traçadas as curvas de geração que serão capazes de atender a demanda ao custo possível. Assim, o operador consegue “empilhar” as usinas com base nos custos declarados, sendo que tal ordenação é feita de modo crescente, ou seja, aqueles que declaram menores custos estão na base da “pilha” enquanto os que declaram maiores custos ficam no topo da mesma, constituindo o chamado despacho por ordem de mérito.

Dependendo da disponibilidade de geração, as usinas hidráulicas são, geralmente, as primeiras despachadas, uma vez que possuem o custo mais baixo, e somente depois é realizado o despacho das usinas térmicas, que possuem custo variável mais elevado conforme o combustível que utilizam. Com a finalidade de aproximar o preço ofertado ao do real custo de operação, existem dois mecanismos que realizam este incentivo: i) o Preço Marginal do Sistema (PMS), define que todos os geradores despachados são remunerados ao preço original da última usina a ser despachada; e ii) os Preços Nodais, definem o preço de acordo com os impactos do sistema de transmissão de energia, portanto os geradores recebem de acordo com sua localização no sistema de transmissão.

2.2.2 Despacho e formação de preço por oferta

No despacho por oferta, cada gerador define a precificação para sua respectiva energia, sendo um modelo de despacho que apresenta funcionamento similar ao de leilões. Diariamente, os geradores apresentam suas ofertas de quantidade e preço de energia, sendo despachados em ordem crescente de preço, ou seja, as usinas que ofertarem um menor preço de energia serão as primeiras a serem despachadas. A última usina a ser despachada é denominada de gerador marginal do sistema e o preço spot é definido em cima do custo de geração desta usina.

Ao adotar esse modelo, os geradores devem atentar-se a estratégia de precificação, pois caso elevem muito o preço de energia, podem correr o risco de não serem despachados, ou caso o preço da sua oferta for inferior ao seu custo de geração, podem não obter lucro líquido.

Neste modelo de despacho o operador do sistema opera após o fechamento do leilão de energia. Em algumas situações são necessários ajustes para atender a demanda. Caso ela seja maior que o previsto, é obrigatório o despacho adicional de usinas. Caso a demanda seja menor que o esperado, não é necessário realizar o despacho de todas as usinas contratadas. Sob responsabilidade do operador central, os ajustes no despacho também são realizados no formato de pequenos leilões.

Para o ótimo funcionamento do despacho por oferta é essencial a presença de um regulador do sistema, para evitar custos abusivos no mercado spot, pois devido a liberdade de cada gerador poder definir o preço de sua energia, alguns podem ofertar o maior valor possível, dentro do limite de segurança para ser despachado, elevando todo custo do sistema, uma vez que este seria o gerador marginal do sistema. Porém desde que a competição dentro do mercado seja realizada de forma equilibrada, este modelo descentralizado pode proporcionar ao sistema um custo reduzido pela energia gerada.

2.2.3 Despacho e formação de preço no Brasil

No Brasil é adotado o tipo de despacho centralizado, o despacho por custo, coordenado, no caso brasileiro, pelo o ONS, e tem como finalidade a minimização dos custos de operação do sistema.

A base para produção de energia elétrica no Brasil é hidrelétrica, embora sua relevância tenha caído ao longo dos últimos anos. Desta forma, o grande dilema da operação do SIN, ilustrado na Figura 2, está em responder a seguinte questão: deve-se turbinar a água no momento presente ou preservá-la para uso futuro?

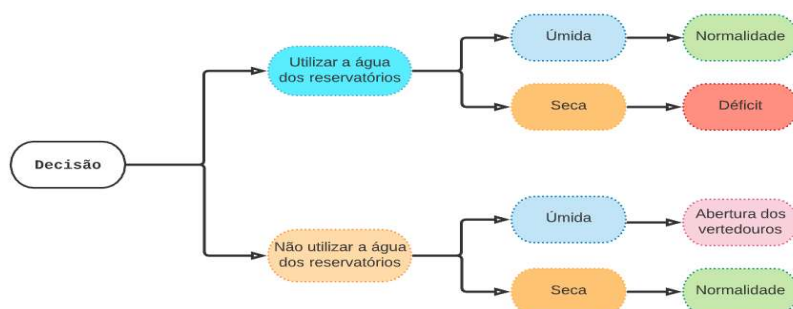


FIGURA 2 - Fluxograma de decisão do despacho de usinas - Fonte: Autoria própria.

No Brasil, optou-se pelo despacho ex-ante, ou seja, com base no histórico de dados de consumo e geração de um período anterior, é tomada a decisão de despacho. Um risco presente nesta modalidade de despacho está atrelado ao risco do estado futuro dos reservatórios, isto é, caso opte-se pelo despacho de hidrelétricas, utilizando os reservatórios de água e, posteriormente, o país entre em um período de secas, isto causaria um déficit de água nos reservatórios, fazendo-se necessário o despacho de usinas térmicas, elevando o custo de operação do sistema. Todavia, optando-se pela não utilização dos reservatórios das hidrelétricas, em caso de períodos de chuvas abundantes, faz-se necessária a abertura dos vertedouros das hidrelétricas, dispensando certo volume de água, que poderia ser utilizado para geração de energia elétrica.

Considerando que o SEB é composto majoritariamente de usinas hidrelétricas, o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, associado à Eletrobras, desenvolveu modelos matemáticos que buscam uma solução de equilíbrio entre o uso da água para geração de energia e seu armazenamento, além de possuírem como uma de suas resultantes o PLD (Lima, 2019). Os modelos utilizam a modelagem da programação linear para construir curvas de despacho similares a apresentada na Figura 3, sendo que o encontro da curva de despacho com a curva de demanda define quais usinas serão despachadas em um determinado período.

É o ponto de intersecção das curvas que determina o preço da energia (R\$/MWh) para determinada hora. Este é o preço utilizado para as operações de contabilização e liquidação realizadas pela CCEE (PSR, 2002).

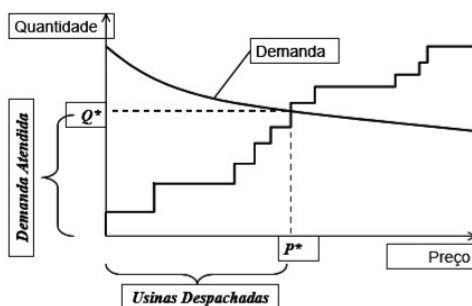


FIGURA 3: Curvas de oferta e demanda utilizadas para o despacho e formação de preço de energia

Fonte: PSR (adaptado) (2002).

Após a definição do despacho por parte do ONS, para cada submercado é obtida a informação do CMO e patamar de carga que, com a entrada em operação do Modelo Dessem, passarão a ter discretização horária. Após a CCEE receber os dados de despacho por parte do ONS, são realizados ajustes para o cálculo do PLD para que sejam desconsideradas as restrições elétricas internas a submercados e que não impactam os limites de intercâmbio entre os submercados.

Os modelos computacionais de otimização utilizados para o cálculo do CMO/PLD são: NEWAVE, DECOMP, e o modelo mais recente, o DESSEM. Estes modelos serão abordados nas próximas seções.

2.2.4 Primórdios do mercado: preço mensal (Modelo NEWAVE)

No Setor Elétrico Brasileiro o modelo NEWAVE é utilizado para o cálculo do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, Programa Mensal de Operação – PMO, Plano da Operação Energética – PEN, definição e cálculo da Garantia Física e Energia Firme de Empreendimentos de Geração, elaboração das diretrizes dos Leilões de Energia e também para o cálculo do PLD (CEPEL, 2020).

Conforme a Resolução Normativa nº 290/2000, na primeira etapa de implantação do cálculo do preço de energia elétrica do curto prazo no Brasil, este deveria ser apurado e divulgado mensalmente ou semanalmente pelo MAE, e utilizava somente o modelo NEWAVE. Este modelo ainda é utilizado no Brasil para realização do planejamento das operações de médio prazo, abordando um horizonte de até 5 anos à frente e para definir quais os montantes de geração hidráulica e térmica minimizarão o custo de operação.

Este modelo apresenta uma representação individualizada do parque termelétrico e agregada do parque hidráulico, ou seja, as usinas hidrelétricas de cada submercado são representadas por reservatórios equivalentes e as linhas de transmissão por meio de limites de intercâmbio, tendo como objetivo principal orientar decisões tomadas no curto prazo, apresentando as possíveis consequências futuras para uma decisão tomada no presente (ARFUX, 2011).

2.2.5 Consolidação do mercado: preço semana/patamar (Modelos NEWAVE e DECOMP)

A entrada em operação do modelo DECOMP foi definida conforme REN nº 290/2000, com a segunda etapa da implementação de regras realizada pelo MAE e entrada de operação em julho de 2001 (ANEEL, 2000).

O modelo DECOMP é um programa matemático desenvolvido pelo CEPEL para otimizar o planejamento da operação a curto prazo do sistema, em um horizonte de até 12 meses, discretizado em duas etapas: mensal e semanal, tendo sido desenvolvido em função da complexidade das características do sistema de geração de energia elétrica brasileiro.

Em conjunto com o modelo NEWAVE, o DECOMP é utilizado oficialmente pelo ONS nos Programas Mensais de Operação do Sistema Brasileiro pela CCEE para determinação do PLD (CEPEL, 2020).

Tendo como objetivo principal determinar as metas de geração de forma individual das usinas e minimizar o valor do custo de operação do sistema ao longo do período de planejamento, o DECOMP utiliza a programação linear, representando de forma individualizada e razoavelmente detalhada as características do sistema hidrotérmico, denominadas de recursos de planejamento. Portanto, diferente do modelo NEWAVE que representa as usinas hidrelétricas por meio de reservatórios equivalentes, o DECOMP representa cada usina hidrelétrica de forma individualizada (FONSECA, 2013).

Os recursos de planejamento utilizados no modelo DECOMP permitem um grau de detalhamento adequado para representar a operação do sistema em um período de curto prazo, podendo-se destacar os patamares de carga, as restrições de ITAIPU, os contatos de importação e exportação de energia e a integração com o modelo NEWAVE (CEPEL, 2013).

2.2.6 Cenário do mercado atual: preço horário (Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM)

O DESSEM é o modelo de planejamento de operação de curtíssimo prazo. Baseado na programação diária de operação, num horizonte de estudos de no máximo 14 dias, sendo os 5 primeiros dias discretizados em intervalos de até meia hora, e os demais dias agrupados por patamar de carga. Este modelo, assim como os demais, tem o objetivo de determinar o despacho hidrotérmico do sistema ao mínimo custo (CEPEL, 2020).

Este modelo apresenta algoritmos próximos aos utilizados no modelo DECOMP, porém o nível de discretização utilizado mais detalhado. No modelo DESSEM, é possível representar as unidades geradoras que compõem as usinas do sistema.

Para obtenção de uma discretização horário do PLD, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM são utilizados em formato cascata, sendo as variáveis resultantes de cada modelo anterior utilizados como entrada para o modelo posterior de maior discretização. Derivadas dos modelos NEWAVE e DECOMP, a Função de Custo Futuro – FCF valora economicamente a água presente nos reservatórios, e é utilizada pelo modelo DESSEM (CAPELETTI, 2019). Cabe ressaltar que o DESSEM não possui como saída apenas o despacho de mínimo custo do sistema, o modelo pode também ser utilizado para simular o balanço hidráulico do sistema e o fluxo de potência no mesmo, bem como analisar a sensibilidade em relação às restrições do sistema e de fatores externos, como, por exemplo, o custo futuro, geração das usinas e afluentes às usinas hidrelétricas.

Em 1º de Janeiro de 2020 o ONS passou a utilizar o DESSEM para a programação diária da operação do sistema. Também passou a realizar para o dia posterior o cálculo do CMO e a definição do despacho fora da ordem de mérito para as usinas termelétricas a cada meia hora (ONS, 2020). A previsão é que a partir de 1º de janeiro de 2021 o PLD horário passe a ser divulgado e utilizado por todo mercado de energia elétrica brasileiro.

3.0 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A análise foi realizada considerando a geração de todas as usinas de um determinado submercado, para as fontes hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e térmica e suas operações somente no MCP, ou seja, não foram considerados os contratos de compra ou venda pré-estabelecidos. Referente ao PLD, utilizou-se o PLD Sombra horário divulgado

pela CCEE para o ano de 2020. Para que fosse simulada a posição das usinas frente ao mercado de curto prazo, calculou-se o resultado no MCP que, conforme caderno de regras 10 – Consolidação de Resultados da CCEE, é calculado pela equação:

$$MCP_{a,s,j} = NET_{a,s,j} * PLD_{s,j}$$

Onde:

$MCP_{a,s,j}$ é o resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”;

$NET_{a,s,j}$ é o Balanço Energético do perfil de agente, “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”;

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s” e período de comercialização “j”.

Vale ressaltar que para a simulação realizada não há um perfil de agente específico, portanto será considerado um perfil único para cada uma das fontes e, uma vez que não serão considerados montantes pré-contratados, o NET das usinas corresponde a venda do montante total gerado no MCP.

Para escolha do mês e submercado a serem analisados, foram verificadas as variações do Preço Sombra no ano de 2020. Primeiramente, através do **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, foi definido o mês de novembro pela volatilidade do PLD Sombra, ainda com a finalidade de melhor avaliar os impactos das usinas, foram considerando diferentes períodos do ano, por possuírem características diferentes, bem como patamares diferentes de consumo no SIN, impactando também na geração. Com isso, foi feita a escolha do mês de fevereiro, que apresenta comportamento e patamar diferente de PLD Sombra, para complementar a análise.

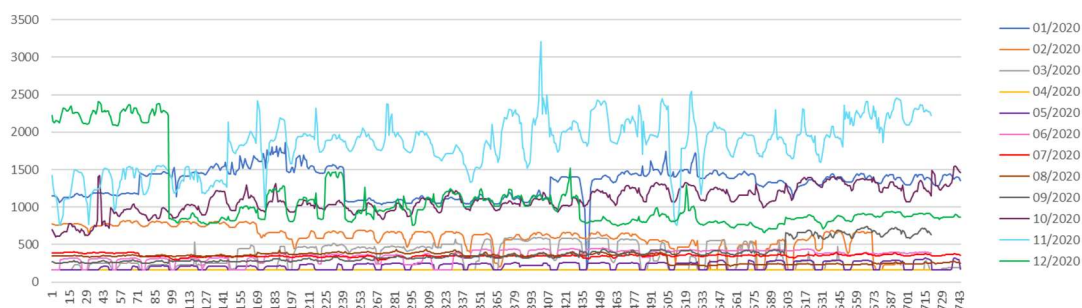


FIGURA 4: Variação do PLD Sombra para os meses de janeiro a julho de 2020.

Fonte: Autoria própria.

Definidos os meses de análise, a segunda etapa foi determinar o submercado a ser estudado. Para isso, foram verificadas as variações do PLD Sombra nas horas do mês de fevereiro e novembro de 2020 para cada um dos submercados, o que pode ser observado na Figura 5. Definiu-se pelo submercado nordeste pois, apesar do submercado sul apresentar considerável variação para fevereiro de 2020, para o mesmo mês o submercado nordeste apresenta comportamento similar em menores valores. Ademais, quando observado o gráfico de novembro, ainda na Figura 5, o submercado de novembro apresenta uma variação relativamente maior, embora em menor patamar que o submercado sul.

Para a avaliação dos impactos da alteração do PLD para as diferentes fontes, foram calculadas a posição da fonte no MCP, para os meses de fevereiro e novembro, considerando tanto o PLD patamarizado, quanto o PLD Sombra, em base horária, para que fosse possível a verificação de vantagem ou desvantagem para as usinas com o novo formato do PLD.

Em razão visuais e de uma limitação de espaço os dados comparativos entre as fontes são apresentados em forma de tabela resumo, na qual estão presentes os dados compilados para os meses analisados e para as fontes de geração eólica, hidráulicas, solar fotovoltaica, térmica a biomassa e demais térmicas. Dessa forma, a comparação entre os resultados com o PLD sombra e o PLD por semana/patamar estão apresentados na Tabela 1.

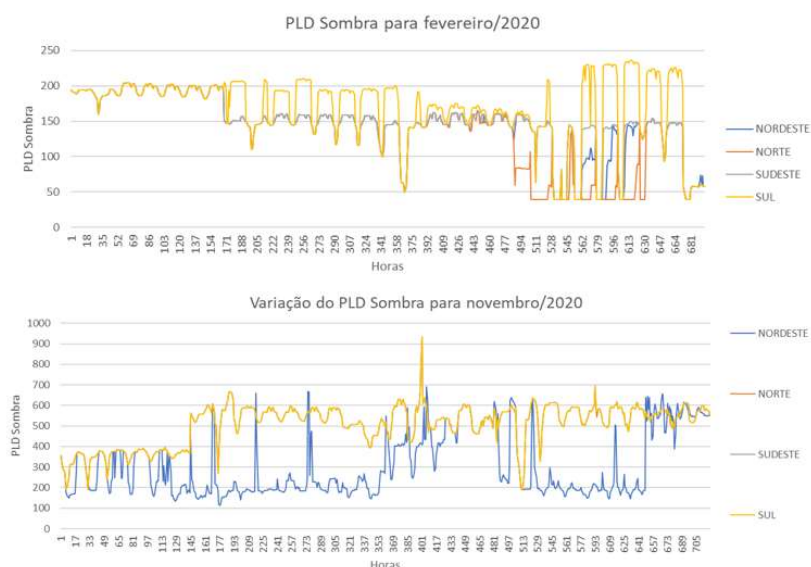


FIGURA 5: PLD sombra por submercado.

Fonte: Autoria própria.

TABELA 1: Comparação da posição no MCP e MCP Sombra para as usinas hidráulicas do submercado nordeste

fev/20			
Fontes	MCP (G*PLD)	MCP Sombra (G*PLD_S)	Diferença (Contabilização Sombra - Contabilização)
Eólica	322.546.951,99	308.957.431,15	- 13.589.520,85
Hidráulicas	296.559.054,67	292.703.937,93	- 3.855.116,74
Solar Fotovoltaica	39.030.606,21	38.209.476,04	- 821.130,16
Térmica a Biomassa	20.553.048,27	20.062.573,95	- 490.474,32
Demais Térmicas	129.536.895,35	127.715.586,73	- 1.821.308,62

nov/20			
Fontes	MCP (G*PLD)	MCP Sombra (G*PLD_S)	Diferença (Contabilização Sombra - Contabilização)
Eólica	1.135.726.104,75	1.328.238.330,58	192.512.225,82
Hidráulicas	19.541.083,42	25.271.813,07	5.730.729,65
Solar Fotovoltaica	65.942.584,23	74.851.035,19	8.908.450,96
Térmica a Biomassa	37.970.664,28	48.373.551,44	10.402.887,17
Demais Térmicas	329.914.392,49	446.842.273,96	116.927.881,47

Fonte: Autoria própria.

Quando analisado o mês de fevereiro, como pode ser observado na TABELA 1, o resultado para todas as fontes foi negativo alterando-se o formato do PLD de semana/patamar para horário. Porém, ao serem calculados os valores para novembro foi verificado que a alteração traria uma vantagem considerável aos agentes geradores de todas as fontes. O comportamento para o mês de fevereiro se dá devido ao fato das usinas apresentarem maior geração para os horários em que o PLD patamarizado era superior ao PLD Sombra. Dessa forma, ao comercializarem sua energia no MCP, característica que está sendo considerada na presente análise, receberam um valor monetário menor com a aplicação do PLD Horário. Já para o mês de novembro de 2020 o comportamento se justifica pelo valor do PLD Horário ser mais elevado para maior parte do mês. A comparação entre o comportamento das diferentes precificações pode ser verificada na Figura 6.

Para exemplificar as diferenças consolidadas apresenta-se a análise do comportamento das usinas eólicas para o mês de fevereiro de 2020. De acordo com a Figura 7, há um descolamento expressivo entre as posições no MCP e MCP Sombra da hora 529 a 627, somente este intervalo de 100 horas para este período representa uma diferença da R\$ -14.638.613,29.

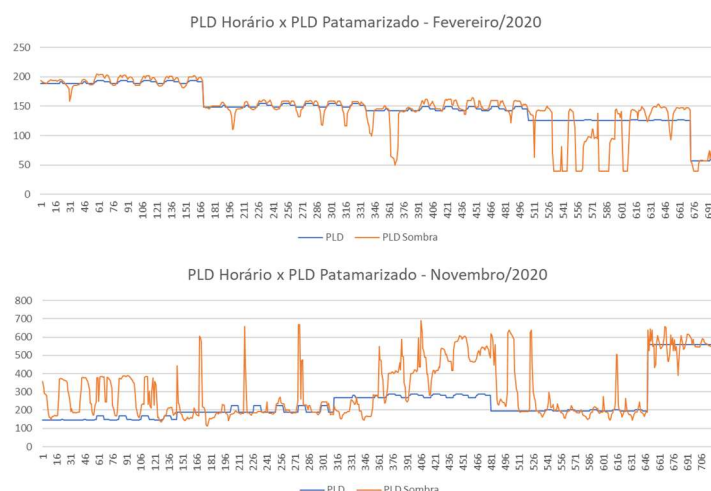


FIGURA 6: Comportamento PLD x PLD Sombra

Fonte: Autoria própria

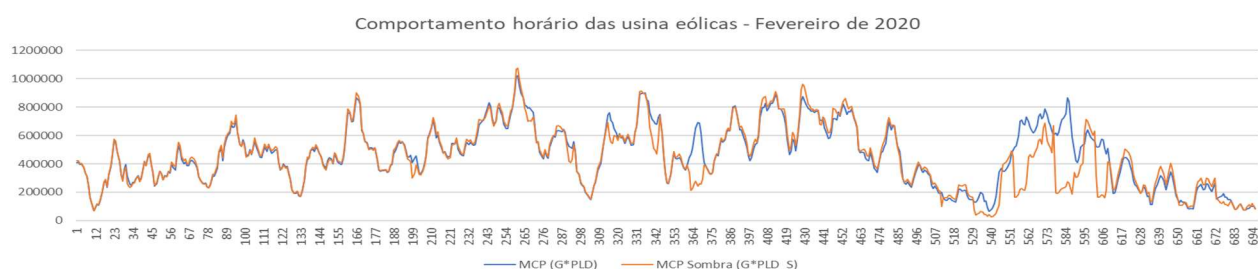


FIGURA 7: Comportamento horário da geração das usinas eólicas para fevereiro de 2020.

Fonte: Autoria própria.

Já para o mês de novembro de 2020, foi analisado o comportamento das usinas térmicas, com exceção das térmicas a biomassa. A escolha se deu pois estas seriam as mais impactadas caso a alteração do tipo de precificação já tivesse sido realizado. Para o referido mês, conforme FIGURA 8, há uma diferença significativa entre as posições no MCP entre as horas 364 e 485.

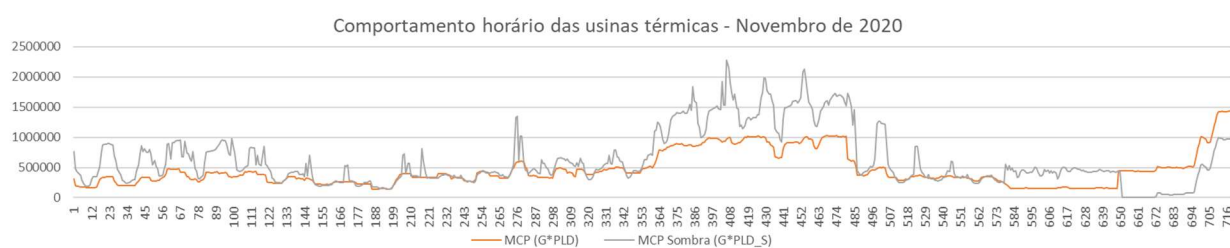


FIGURA 8: Comportamento horário da geração das usinas hidráulicas para novembro de 2020.

Fonte: Autoria própria

A diferença para essas horas representa 42% da diferença total (R\$ 68.327.764,17), demonstrando que, uma vez que o PLD Sombra é mais elevado para maior parte do mês, com a aplicação do PLD horários as usinas terão vantagens no MCP. Para o final do mês de novembro há uma inversão no comportamento do PLD, desta forma, caso o PLD horário já estivesse sendo aplicado, as usinas apresentariam um déficit de R\$ 30.897.174,01 em comparação ao PLD patamarizado.

4.0 CONCLUSÕES

Considerando as simulações realizadas, verifica-se que não são para todos os momentos que a precificação horária será vantajosa para os agentes geradores do setor e que cada gerador deve realizar uma análise individual considerando sua geração horário. Tal análise poderá indicar a necessidade de mudança de estratégia para os geradores.

Porém no contexto geral, analisando a geração consolidada das fontes é perceptível que a precificação horária trará uma vantagem para os agentes geradores do setor para todos as fontes. As vantagens e desvantagens serão relativas as características do setor, comportamento do preço horário, além da estratégia de cada uma as usinas. Como observado na tabela apresentada, os valores monetários podem sofrer grande variação entre os meses do ano.

Conclui-se que, apesar das variáveis serem relativas as características das usinas, bem como comportamento do setor elétrico como um todo, a alteração do PLD para PLD horário, tende a ser vantajosa para os agentes que operam no MCP, como indicativo podemos observar que o ganho relativo ao mês de novembro de 2020 é consideravelmente superior ao déficit relativo ao mês de fevereiro de 2020.

Ressalta-se que o presente artigo é resultado de um Trabalho de Conclusão de Curso – TCC, do curso de engenharia elétrica da Universidade Presbiteriana Mackenzie.

Também é importante ressaltar que as opiniões expressas neste trabalho são dos autores, não refletindo a opinião da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, empresa na qual os autores são colaboradores.

5.0 REFERÊNCIAS

- (1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. O Sistema em Números: capacidade instalada do SIN - 2020/2024. Brasil.
- (2) BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (org.). Preço Horário: implementação é aprovada. Brasil.
- (3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. (org.). A ANEEL. Brasil.
- (4) BRASIL. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Congresso. Câmara dos Deputados. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Brasil.
- (5) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE (São Paulo) (org.). História. Brasil.
- (6) BRASIL. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Congresso. Câmara dos Deputados. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Brasil.
- (7) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. (org.). O que é ONS. Brasil.
- (8) LIMA, Josias Keully Freitas de. Um estudo sobre a instabilidade causada no ambiente de livre contratação de energia elétrica devido a erros no processo de formação do preço de liquidação das diferenças. Brasil.
- (9) PSR (org.). FORMAÇÃO DE PREÇOS POR OFERTA NO SISTEMA BRASILEIRO. Brasil.
- (10) CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. (org.). NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo. Brasil.
- (11) ARFUX, GUSTAVO ANTONIO BAUR. Definição de estratégia de comercialização de energia elétrica via métodos de otimização estocástica e análise integrada de risco. Brasil.
- (12) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 290, de 3 de agosto de 2000. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. Brasil.
- (13) CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. (org.). DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo: apresentação. Brasil.
- (14) FONSECA, PABLO CORRÊA. Uma alternativa aos Modelos NEWAVE e DECOMP por meio da Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial. Brasil.
- (15) CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. (org.). Modelo DECOMP: DETERMINAÇÃO DA COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO A CURTO PRAZO. Brasil.
- (16) CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. (org.). DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo: apresentação. Brasil.
- (17) CAPELETTI, MARCELO BRUNO. Análise da implementação do preço de liquidação das diferenças (PLD) horário no Brasil e a relação com variáveis de entrada do modelo de cálculo no horizonte de curto prazo. Brasil.
- (18) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Entenda o que muda no ONS com a entrada em operação do dessem em janeiro de 2020: Adoção do modelo traz benefícios para a operação do sistema. Brasil.

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheira Eletricista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, onde realizou projeto integrador com frente na análise de viabilidade para adoção da Tarifa Branca de Energia em determinada residência. Já atuou como estagiária comercial na empresa Thymos Energia, bem como nas áreas de Segurança de Mercado, Regras de Comercialização e Análises e Informações, na Gestão de Mercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Atualmente, é analista de Medição Contábil Júnior, na CCEE, desde outubro de 2020.

(2) LUIZ HENRIQUE ALVES PAZZINI
 Formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atua na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica desde dezembro de 2004, sendo que atualmente exerce o cargo de Especialista em Regulação, auxiliando no desenvolvimento regulatório do setor elétrico e na elaboração das regras de comercialização. É professor do curso de engenharia elétrica da Universidade Presbiteriana Mackenzie desde 2003, tendo lecionado diferentes disciplinas do curso de graduação. Possui mais de 50 publicações nas áreas de planejamento energético, gestão de energia e mercados de energia elétrica.