



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica - GCR

IMPACTO NOS CONTRATOS FUTUROS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA QUANDO DA IMPLEMENTAÇÃO DO PREÇO HORÁRIO

**André Gabriel Ávila de Castro(1); João Carlos de Oliveira Mello(1); Evelina Neves(1); Daniela Souza(1)
THYMOS ENERGIA (1); DELTA (2); ECHOENERGIA (3)**

RESUMO

O presente trabalho busca avaliar o impacto dos preços horários na comercialização de energia de projetos de energia eólica. O papel do preço horário é trazer mais credibilidade ao sinal de preço que atualmente é oferecido por patamares de carga com atualização semanal. A mudança na matriz brasileira com a entrada cada vez maior das fontes renováveis de “custo marginal zero” alteram substancialmente o sinal de preço ao longo da curva de carga diária. O fato é que alguns projetos de energia eólica apresentam padrões de produção muito diferentes das demais fontes, dependendo da sua localização, que reflete o padrão de incidência de ventos. O fato é que muitos dos projetos eólicos foram comercializados em leilões públicos – ACR ou Reserva, e também no ACL, com um perfil de preços diferente. O trabalho traz um estudo de caso real de um novo projeto eólico e a análise do impacto da implantação do preço horário na sua comercialização de energia no ACL. Medidas de mitigação dos potenciais impactos também são debatidas.

PALAVRAS-CHAVE

Preços Horários, Mercado Curto Prazo, Fontes não Despacháveis, Eólicas.

1.0 - INTRODUÇÃO

A implementação do preço horário, prevista para 2020, acarretará impactos significativos na formação do preço e na comercialização, pois permitirão uma representação explícita e mais detalhada das restrições operativas associadas à geração hidráulica e térmica bem como do impacto temporal da variabilidade das fontes não despacháveis.

O Brasil se apresenta entre os países com maior capacidade instalada em usinas eólicas e está em uma trajetória ascendente dos investimentos neste tipo de fonte. Este crescimento tem sido impulsionado por um forte interesse de investidores às características dos ventos, principalmente na região Nordeste do país, visto por muitos especialistas como um dos melhores do mundo para a produção de eletricidade a partir da cinética dos ventos. Neste contexto, é de essencial importância o entendimento de como o preço horário afetará a dinâmica do mercado e suas tendências, assim como a mensuração dos possíveis riscos aos quais os empreendedores estão/estarão susceptíveis ao submergir no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

As mudanças nas regras de contratação de energia eólica no leilão recente de energia nova (A-6/2018) trazem uma percepção de risco bastante distinta, através de contratos por quantidade e não mais por disponibilidade, onde a geração assumirá o risco da sazonalização. Neste novo contexto, a verificação da entrega de energia dos contratos passará de anual para mensal, obrigando-as os geradores eólicos que negociaram no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) se submeterem ao mercado de curto prazo (MCP) em situações de descasamento entre geração e contrato.

Tendo em vista a consolidação de baixos preços no último leilão e a perspectiva de crescimento de empreendimentos eólicos, vem trazendo mais oportunidades para o aumento de contratos no mercado livre, devem ser aferidos os riscos ao qual os contratos ficarão submetidos quando da implementação do preço horário.

(*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: jmello@thymosenergia.com.br

A perspectiva de implementação do preço horário, o qual apresenta características extremamente dinâmicas quando comparadas com o formato de preço por patamares semanais, praticados atualmente, diversos empreendimentos estarão sujeitos a riscos adicionais aumentando a importância da avaliação da comercialização horária para o gerenciamento de riscos.

Neste contexto, este trabalho propõe avaliar fatores que são importantes, tais como sazonalização e modulação de modo a proporcionar o entendimento dos riscos e impactos na contratação de empreendimentos eólicos para diferentes cenários levando em considerações características de mercado regulado e livre. Diferentemente do mercado regulado, no mercado livre não estão previstos mecanismos para absorver o risco da modulação por parte do comprador. Sob este aspecto, a modulação terá um impacto significativo quando for implementado o preço horário, levando em conta que o MCP segue um perfil variado ao longo do ano devido a influência das afluências, onde no período úmido se espera preços menores e no período seco preços mais elevados. Além disso, no trabalho serão apresentadas as particularidades de cada região e seus impactos comerciais previstos com o perfil de geração, na região Nordeste, tendo em vista suas características distintas quando comparado ao perfil da carga.

Estudos já realizados indicam uma grande diferença entre valores médios mensais de PLD horário com relação a PLD por patamar, onde o segundo vem se mostrando com média menor que o primeiro. Análises preliminares também indicam um risco de modulação para as geradoras eólicas ao gerar de acordo com a curva típica e entregar flat, devido à alta variabilidade do preço horário em um mesmo dia.

2.0 - INFLUÊNCIA DO PREÇO HORÁRIO

2.1 A Importância do Preço do Mercado de Curto Prazo (MCP)

Em qualquer atividade econômica, o principal preço de mercado é o preço à vista para entrega imediata do produto. O preço do MCP é um sinal econômico para os agentes de mercado, que influencia todos os demais preços do mercado, devendo refletir, a cada período, o custo marginal da energia no sistema e sinalizar o uso eficiente de recursos. No curto prazo a eficiência está associada ao despacho de menor custo que garanta a qualidade e a segurança no atendimento à demanda. Já no longo prazo a eficiência está associada ao nível de investimento a custos adequados e sustentáveis para a expansão do setor, dentro de critérios pré-estabelecidos de confiabilidade.

A experiência internacional tem mostrado que um mercado de curto prazo eficiente é condição chave para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. É com base em um preço de curto prazo eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado nesta indústria, tais como reação da demanda, e a criação de referências de preços para mercados futuros e de opções, dentre outros. Sua correta sinalização é essencial para o bom funcionamento do mercado como um todo. No contexto do mercado brasileiro, o preço de curto prazo (CMO/PLD) é utilizado em diversos parâmetros estabelecidos para o planejamento, operação e comercialização no âmbito do MCP, do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Figura 1 sintetiza as implicações do PLD no mercado e no setor elétrico. Na sequência com a maturidade do preço horário, o seu reflexo numa tarifa dinâmica mais moderna será alcançado, com benefícios mais objetivos para os consumidores cativos mais racionais.

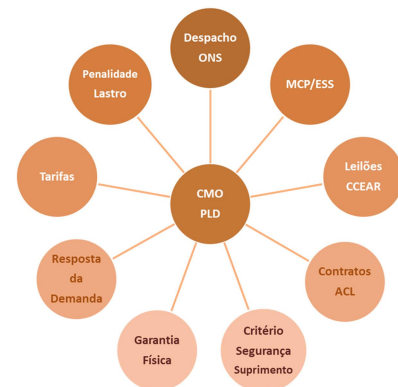


Figura 1 - Abrangência do Preço de Curto Prazo no Modelo Setorial

2.2 Formação de Preços do MCP

Desde a concepção do mercado atacadista de energia elétrica, estava prevista a utilização dos modelos computacionais de otimização eletroenergética desenvolvidos, tanto para o planejamento da operação centralizada pelo ONS, quanto para a formação de preço do MCP na CCEE. A cadeia completa prevista dos modelos recomendava a utilização dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM pelo ONS para planejamento e programação centralizados da operação hidrotérmica, nos horizontes de médio, curto e curtíssimo prazo, abrangendo um largo espectro de atividades e informações, desde o planejamento plurianual até a programação diária das unidades geradoras, por meio de uma estratégia que minimiza o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o horizonte de planejamento. Dessa forma, com a implementação do DESSEM o preço de curto prazo resultante do despacho comercial apurado pela CCEE refletiria a operação de curtíssimo prazo definida pelo despacho técnico e econômico estabelecido pelo ONS e a única diferença esperada seria em decorrência das restrições de transmissão internas ao submercado, portanto não representadas no despacho comercial, e que seriam cobertas via Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

O Relatório final do projeto RE-SEB em meados da década de 90 previu a utilização da cadeia de modelos para formação de preços em etapas. Neste contexto, na época foi proposta a implementação da cadeia de modelos chegando até o preço horário com o DESSEM. O fato é que, não recomendou de imediato a oferta de preços por parte dos geradores devido à dificuldade em se descentralizar o cálculo do valor da água no sistema hidrelétrico brasileiro. Nas discussões foi recomendado que fossem alocados todos os esforços para viabilizar a metodologia de preço por oferta, por ser mais transparente e menos suscetível à contestação, contribuindo substancialmente para a credibilidade do preço. A Resolução ANEEL nº 290/2000 estabeleceu que as regras do MAE devessem ser implantadas de acordo com as seguintes etapas e datas: (i) implantação da 1ª etapa: até 1º de setembro de 2000 com preço mensal; (ii) implantação da 2ª etapa: até 1º de julho de 2001 com preço semanal; e (iii) implantação da

3ª etapa: até 1º de janeiro de 2002 com o preço horário. A implantação da 1ª foi cumprida, porém a 2ª etapa sofreu um grande atraso, dado que o racionamento de 2001 descontinuou todos os avanços no mercado, e o preço semanal só foi implantado em 2004 com base na Resolução ANEEL nº 109/2004. A 3ª etapa, conforme a definição da Resolução se caracterizaria pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo. Após 2004 o preço horário teve sua prioridade de implantação quase “nula”.

O fato é que a matriz brasileira era outra no final da década de 90 (90% hidro com reservatórios) – a alegação do operador era que o despacho e preço horário não eram tão necessários. Atualmente com a entrada das térmicas e das fontes renováveis este quadro mudou – intermitência das renováveis e despachabilidade das térmicas. O plano de implantação inicial em 2000 talvez estivesse audacioso demais e as promessas não foram cumpridas, e o planejamento estava todo apenas em cima da liberação dos modelos computacionais. Em suma, o mercado não estava maduro para regras e procedimentos mais dinâmicos com o preço horário. Uma lição importante é que os avanços de mercado devem seguir planos de implantação realistas e com foco em todas as condições de contorno do preço horário – modelos, regras, procedimentos e práticas do mercado e dos agentes. Atualmente, tanto o despacho técnico e econômico quanto o despacho comercial utilizam os modelos NEWAVE e DECOMP homologados pela ANEEL. O modelo DESSEM ainda não está em uso e representa a etapa definitiva da implantação do despacho de geração centralizado para programação diária da operação eletroenergética,

Como a oferta e o perfil de carga do SIN vêm sofrendo alterações importantes em suas características – nova matriz elétrica com redução da participação de usinas hidráulicas com reservatórios, crescimento da participação de fontes intermitentes e mudanças no perfil de consumo, os atuais patamares de carga semanais não são suficientes para sinalizar adequadamente a geração necessária para atendimento à demanda, principalmente no horário de pico de consumo. Como consequência, a operação em tempo real está sujeita a despachos termelétricos fora da ordem de mérito, que não são considerados na formação do PLD, cujos custos associados são ressarcidos por meio de ESS. Como exemplo cita-se os efeitos de pico de consumo não representados nos patamares de carga do modelo DECOMP. Tendo em vista que toda a geração fora da ordem de mérito é remunerada por ESS, independentemente do motivo, a qualidade do processo de formação do preço da energia pode ser avaliada indiretamente pela evolução do montante de ESS ao longo do tempo. A realidade é que, o pagamento de ESS realizado no período de 2012 a 2017 foi de R\$ 23 bilhões, valor expressivo definido à época, e sem atualização financeira.

Com a adoção da formação de preços horária em base diária, atualmente em discussão no setor, espera-se dentre outros benefícios, a representação dos requisitos de reserva operativa e restrições operativas como rampa de acionamento e desligamento das termelétricas. Desta forma, a uma expectativa que o sinal de preço no MCP traga uma credibilidade ainda maior com a redução das incertezas na previsão das variáveis – aflúncias, vento, insolação, disponibilidade de geração e transmissão e do perfil da curva de carga. Contudo, a incorporação dessas novas incertezas trará maior volatilidade e risco para o investidor, principalmente para avaliações de novos projetos no longo prazo, principalmente das eólicas que produzem energia com a disponibilidade do vento e a nova precificação também exige um requisito de potência, que não é gerenciável, dada a natureza da fonte. A busca de compensações contratuais com terceiros poderá onerar significativamente alguns projetos.

3.0 - A IMPLANTAÇÃO DA PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO MCP - QUESTÕES

Em julho de 2017, a Consulta Pública MME nº 33/2017 propôs inicialmente a adoção de preços horário para o MCP até 2020, independente da opção de despacho (por custo ou por oferta de preços), visando permitir o máximo acoplamento entre a operação e a formação de preços. A importância da formação de preços para o funcionamento eficiente do mercado passa necessariamente pelo avanço para a discretização horária, uma vez que a forte penetração de recursos não despacháveis e com produção intermitente resulta em maior complexidade operacional. Os desafios da integração das renováveis vêm motivando a criação de mercados de “flexibilidades” para absorver as intermitências dessas fontes e seus impactos na rede, viabilizando a comercialização de novos produtos e serviços para a operação: (i) Resposta da Demanda; (ii) Geração Própria (Geração Distribuída, Armazenamento e Backup); (iii) Termelétricas de Partida Rápida; (iv) Usinas Hidrelétricas Reversíveis. A adoção de precificação horária amplia o potencial de flexibilidade ofertada para o sistema. A adoção do preço horário sinalizará a incorporação de novos produtos e serviços no sistema brasileiro. Algumas alternativas não agregam energia ao sistema, como as reversíveis, baterias ou UTE de partida rápida, e não têm seus benefícios adequadamente capturados e são menos competitivas para a expansão.

A estruturação de um potencial mercado do “dia seguinte”, e no futuro do mercado “horário”, possibilitará trazer novos produtos, negócios e serviços para a comercialização de energia, tais como: (i) Mercados de balcão mais ágeis e potencial padronização em bolsas de energia; (ii) Maior liquidez dos produtos com maior giro do mercado diário; (iii) Operação comercial 24 horas/7 dias. A transformação das práticas do mercado será necessária e é preciso algum tempo de adaptação. O planejamento das mudanças é primordial para o sucesso da implantação do preço horário e todas as suas condições de contorno. O avanço para a formação de um preço crível é fundamental para o amadurecimento do mercado. A Figura 2 ilustra as condições de contorno e consequências do avanço para um preço crível.

Vários pontos foram apresentados pelos agentes para alcançar desde o início da operação sombra conduzida pela CCEE/ONS em relação à implantação do preço horário, dos quais destacam-se: (i) A garantia de transparência, reprodutibilidade e previsibilidade na operação sombra e no cálculo do preço horário deve abranger o processo decisório, dados, parâmetros, modelos satélites, regras e processos, avaliação de resultados e impactos na operação, mercado e na comercialização de energia; (ii) Respeito aos prazos previstos na Resolução CNPE nº 7/2016, com manutenção da periodicidade mínima de um ano para início das alterações; (iii) Participação ampla e irrestrita

de todos os segmentos de Agentes nos fóruns técnicos relativos à operação e à formação do preço; (iv) Permitir a abertura dos códigos fontes dos modelos; (v) Exigir a certificação por entidade independente qualificada dos dados de entrada e resultados dos modelos; (vi) Definição dos dados e critérios de representação de intercâmbios e limites de segurança, unit commitment (tipos de restrição de rampa, duração e respectivos custos), representação adequada da reserva operativa e dos dados e restrições de usinas hidráulicas, representação da rede, entre outros, com ampla divulgação e homologação pela ANEEL.

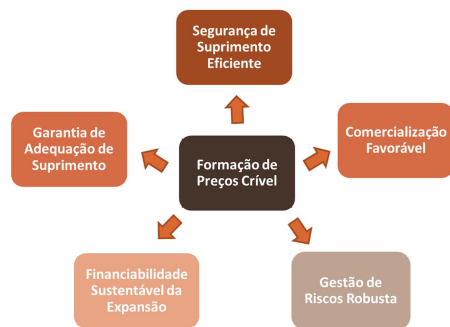


Figura 2 - Formação de Preços e o Funcionamento Eficiente do Mercado

A divulgação de resultados e análises da contabilização (MCP, exposições financeiras, MRE/GSF, ESS) abrangendo resultados agregados e individuais junto com a operação sombra é um conforto importante para o mercado.

A operação sombra permite aos agentes a avaliação na dinâmica de comercialização e necessidades de ajustes contratuais/hedge, bem como dos impactos operacionais, econômicos e financeiros nas instituições e empresas, considerando os diversos dados, parâmetros, metodologias, regras e processos já estabilizados. Uma crítica de alguns setores do mercado se refere ao prazo muito reduzido para avaliação dos agentes, bem como a falta de mensuração dos riscos/impactos por parte do governo nos agentes impactados, com efeito nos projetos já financiados.

Em relação a representação da transmissão, para efeito de preços, vale a pena destacar que o sucesso do desenho de um mercado

zonal requer o compromisso de que a rede tenha a capacidade necessária para atender a demanda igualmente em todas as localizações da rede. Aplicando esta lógica ao Brasil, considerando que os investimentos no sistema de transmissão têm sido suficientes para assegurar que todas as unidades geradoras dentro de uma dada região sejam igualmente eficientes no atendimento das cargas – em todos os pontos desta área – a atual divisão espacial dos preços de curto prazo em submercados seria suficiente [2].

4.0 - IMPACTO NOS PROJETOS EÓLICOS

4.1 Mercado Regulado - ACR

Historicamente, a fonte eólica tem sido contratada nos leilões do mercado regulado na modalidade Contrato por Disponibilidade, sendo que a entrega do produto é em MWh, ou seja, quantidade de energia associada a uma potência, numa janela temporal de apuração. Nesta modalidade, as variações de produção associadas à sazonalidade de geração estão no portfólio da carga (distribuidoras) e não geração (investidor). Até 2016, a janela de apuração de entrega da energia contratada era quadrienal, tendo o vendedor obrigação de entrega de ao menos 400% da energia contratada anual ao longo deste período. Nas apurações anuais intermediárias, entregas abaixo de 90% sujeitavam o empreendedor ao pagamento de um ressarcimento referente ao ano em questão. Já nos leilões a partir de 2017, a janela de apuração passou a ser anual. Dessa forma, o vendedor fica sujeito ao ressarcimento da energia entregue abaixo do contratado ano a ano.

No leilão A-6 de 2018, a diretriz política e regulatória estabeleceu a contratação de energia na modalidade Contrato por Quantidade, respeitando a característica técnica da fonte, com a sazonalização associada aos montantes mensais da GF da usina, e a modulação associada ao perfil de geração da fonte, de acordo com AP 021/2018 e NT ANEEL 15/2018, e depois nos editais do leilão. Os Contratos por Disponibilidade para a fonte eólica foram adaptados, incluindo a obrigação de entrega de energia (MWh), inicialmente quadrienal e recentemente anual. Para geração eólica é possível entender que os contratos eram, de fato, por quantidade e, agora, com a entrega mensal consolida-se o conceito de contrato por quantidade. Em suma, como os Contratos por Quantidade para as eólicas se torna agora a nova modalidade contratada nos leilões do ACR, existem mais riscos para os projetos e com o preço horário isso se acentua.

Apesar da sazonalização e modulação estarem mais aderentes com a produção, ainda existem para a fonte eólica riscos de exposição no CCEAR quantidade. A sazonalização do CCEAR é baseada numa previsão que pode não se realizar por razões naturais (qualidade dos ventos), ou diferenças no projeto “as built”, ou desempenho dos equipamentos abaixo do previsto. A previsibilidade da geração eólica é desafiadora, já que depende de um fenômeno meteorológico. O PLD também é afetado por um fenômeno meteorológico – a chuva. A grande oscilação dos regimes pluviométricos, bem como a queda na Energia Natural Afluyente verificada nas principais bacias do SIN nos últimos anos, traz um alto desvio padrão para este preço, sobretudo na base horária. Com o PLD horário é possível verificar a presença de exposições materiais maiores em momentos de PLDs elevados com geração em volumes inferiores ao contratado em base mensal, e com maior ênfase nas exposições ao longo do dia. As instituições financeiras vão enxergar elevado risco de inadimplência em dívidas com amortizações mensais. Isto pode tornar os projetos mais caros devido aos riscos que as instituições financeiras vão certamente incorporar em suas linhas de crédito.

4.2 Mercado Livre - ACL

Com o aumento da liberação dos consumidores ao ACL, e com a grande competitividade observada nos últimos leilões do ACR, os novos projetos eólicos passaram a focar a venda de contratos bilaterais de quantidade no ACL. Neste ambiente os contratos serão negociados entre as partes e, evidentemente, terão vantagens àqueles investidores com maior flexibilidade. Um grande problema é que o mercado livre de energia é um mercado majoritaria-

mente dominado por operações de balcão, não havendo, em muitos casos, liquidez suficiente para mitigação de riscos via contratos com demais contrapartes. Ou seja, a gestão de riscos é uma tarefa não trivial.

Usualmente, para venda direta aos consumidores no ACL existem metas distintas na questão dos riscos. Os consumidores desejam legitimamente comprar contratos de quantidade com baixo risco, portanto sem assumir riscos de submercado, nem tão pouco, riscos de modulação e sazonalização. Por outro lado, os geradores eólicos possuem dificuldade de incorporar estes riscos, ainda mais com os preços horários que podem expor muito os geradores em momentos de preços mais altos durante o dia. Uma gestão de riscos prudente por parte dos geradores será necessária focando portfólios de compra e venda com uma pluralidade suficiente para mitigação dos riscos. Esta é uma prática ainda pouco difundida no Brasil e a estruturação de novas comercializadoras pertencente a um grupo de geradores poderá ser uma boa alternativa.

Este é um problema que já existe sem a adoção do PLD horário. Nos gráficos da Figura 3 é comparado o perfil de geração de 2015 de 24 parques eólicos localizados na Bahia. A geração anual em cada série e a entrega de energia foi considerada como sendo o P90 (sem exposição anual de entrega). Através da leitura dos gráficos abaixo, considerando a entrega dos contratos conforme sazonalização da carga ou perfil típico de geração no Nordeste é possível verificar que, com PLDs médios mensais de 2015, haveria uma elevada exposição a tal preço caso a sazonalização contratual fosse feita conforme a carga, gerando exposição material aos vendedores.

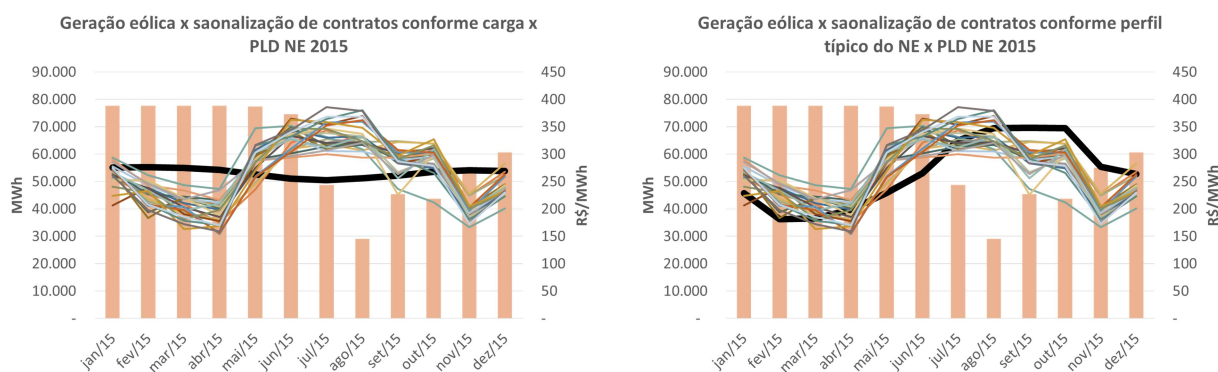


Figura 3 – Riscos do MCP – Perfil PLD 2015

Nos gráficos da Figura 4 observando o comportamento da geração em 2017 dos mesmos 24 parques eólicos localizados na Bahia se verificam que neste ano as exposições mensais dos contratos em comparação com a sazonalização tanto da carga quanto aquela típica dos geradores do Nordeste teria um comportamento bastante distinto do ano de 2015 da Figura 3. Isso ocorre em função do comportamento dos PLDs deste ano, com valores bem mais elevados no segundo semestre. Com isso, a sazonalização dos contratos conforme perfil típico geraria uma exposição mais elevada. Desta forma, a precificação do risco com um contrato de quantidade com o ACL deveria ser outra. Em suma, mesmo sem o PLD horário já existe o risco mensal de exposição ao MCP.

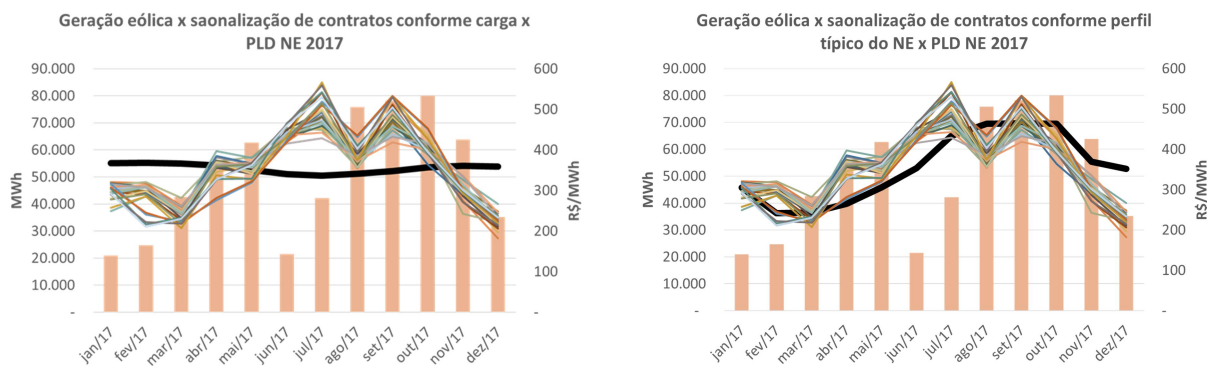


Figura 4 – Riscos do MCP – Perfil PLD 2017

lizados na Bahia se verificam que neste ano as exposições mensais dos contratos em comparação com a sazonalização tanto da carga quanto aquela típica dos geradores do Nordeste teria um comportamento bastante distinto do ano de 2015 da Figura 3. Isso ocorre em função do comportamento dos PLDs deste ano, com valores bem mais elevados no segundo semestre. Com isso, a sazonalização dos contratos conforme perfil típico geraria uma exposição mais elevada. Desta forma, a precificação do risco com um contrato de quantidade com o ACL deveria ser outra. Em suma, mesmo sem o PLD horário já existe o risco mensal de exposição ao MCP.

Com o PLD horário, as simulações sombra conduzidas pelo ONS/CCEE, demonstram que os PLDs médios mensais se alteram ligeiramente, porém principalmente os valores ao longo do dia a variação é grande, uma vez que ao invés dos 3 valores por patamar a exposição será confrontada com os 24 valores horários. Portanto, a modulação horária nos contratos com o ACL é o que poderá causar maior risco aos geradores eólicos.

Uma visão interessante é mostrada nas variações horárias da produção eólica, obtidas junto ao ONS [3]. Na Figura 5 são apresentadas para o mês de março de 2018 as variações produção eólica ao longo do dia, considerando todos os geradores eólicos do SIN, do Nordeste, e para aqueles localizados na Bahia e no Rio Grande do Norte. Nestes gráficos é mostrada a geração eólica em base horária para todos os dias do mês, sendo que, em destaque, é mostrada a geração mínima, máxima e média para cada hora. O interessante é notar a dispersão no perfil de geração dos projetos eólicos, dependendo da sua localização.

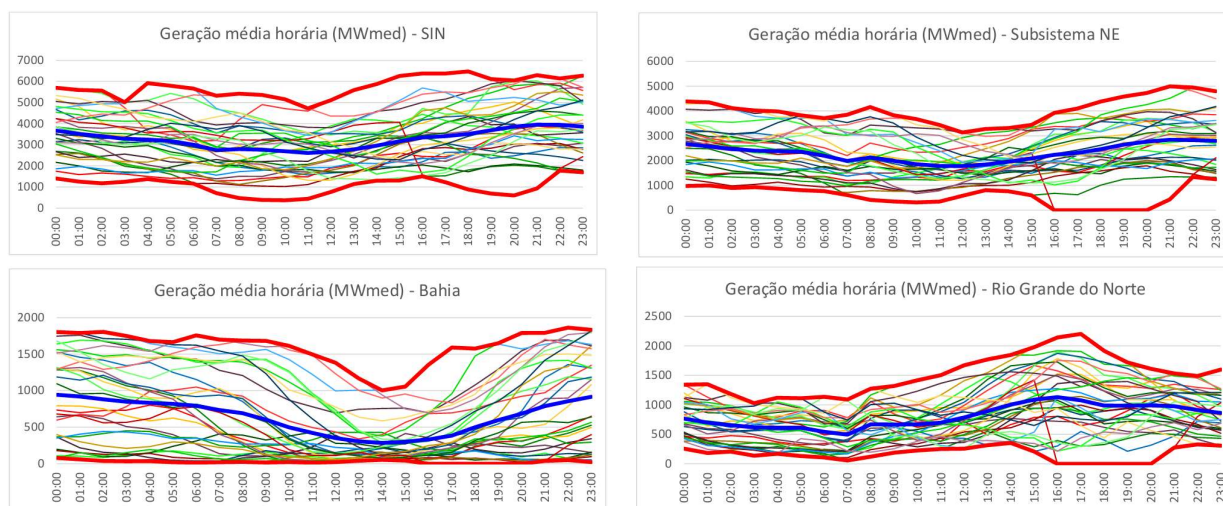


Figura 5 – Geração Eólica Horária – SIN, Nordeste, Bahia e Rio Grande do Norte – março 2018 [3]

5.0 - AVALIAÇÃO DE RISCO – ESTUDO DE CASO

Para apresentar de forma bem objetiva o impacto do PLD horário foi realizada neste trabalho uma avaliação de risco especificamente para um projeto eólico no Rio Grande do Norte. O projeto foi então simulado perante o perfil de preços horários do ano de 2018. A simulação foi realizada em outubro de 2018 considerando os “decks” da operação sombra e de simulação futura de outubro a dezembro. Todos os dados de entrada para montagem dos “decks” referente ao modelo DESSEM (horário) para estes períodos foram obtidos com a ajuda do conversor DECODESS, conforme Figura 6. Foram

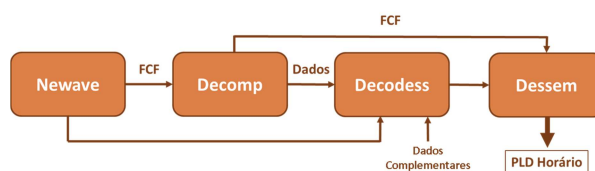


Figura 6 – Modelos da Simulação

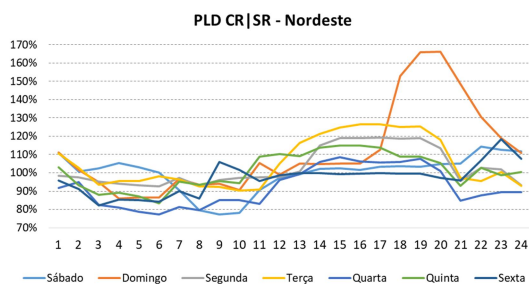


Figura 7 – PLD Horário Com e Sem Rede – Nordeste

gerar cerca de 160 MW.médios ao ano. As curvas de geração diária de cada mês e a sazonalidade da energia total distribuída para cada mês são mostradas na Figura 8. Foi adotado um fator de perdas de 4% (~151,7 MW.médios sem perdas). Foram considerados 2 cenários de contratação – cenário 1 sem contrato – típico de fechamento no curto-prazo apenas e cenário 2 com entrega “flat” – típico do consumidor industrial. As comparações são realizadas utilizando o PLD atual patamarizado e o PLD horário com e sem rede. Evidentemente, comparando a curva padrão de geração do parque eólico (Figura 8) com um contrato com entrega “flat”, a exposição ao MCP será positiva das 19 horas até às 5 horas do dia seguinte e será negativa nas horas restantes.

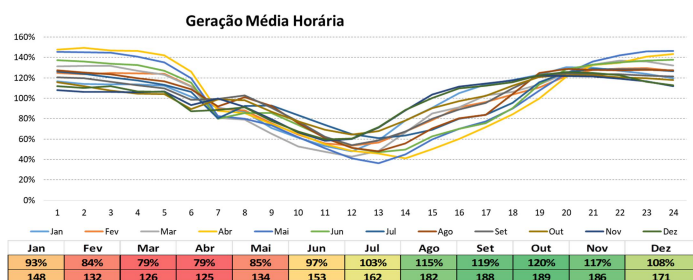


Figura 8 – Padrão de Geração – Complexo Eólico (RN)

considerados sempre os casos com e sem rede de transmissão, uma vez não existe nenhuma definição ainda do método que será adotado oficialmente. Devido à impossibilidade de conversão de casos com rede foi feita uma análise comparativa de aproximadamente 7000 valores horários oficiais publicados com e sem rede (eliminando os valores de teto e piso), de forma a obter um comportamento do preço horário com rede x sem rede para o submercado Nordeste para cada dia da semana, como na Figura 7. As diferenças com e sem rede se localizam numa banda de -20%/+60%, sendo que na maioria os preços com rede são menores nas primeiras 12 horas do dia e são maiores nas demais.

A curva de geração horária se refere a um complexo eólico na região do Rio Grande do Norte que tem a capacidade de gerar cerca de 160 MW.médios ao ano. As curvas de geração diária de cada mês e a sazonalidade da energia total distribuída para cada mês são mostradas na Figura 8. Foi adotado um fator de perdas de 4% (~151,7 MW.médios sem perdas). Foram considerados 2 cenários de contratação – cenário 1 sem contrato – típico de fechamento no curto-prazo apenas e cenário 2 com entrega “flat” – típico do consumidor industrial. As comparações são realizadas utilizando o PLD atual patamarizado e o PLD horário com e sem rede. Evidentemente, comparando a curva padrão de geração do parque eólico (Figura 8) com um contrato com entrega “flat”, a exposição ao MCP será positiva das 19 horas até às 5 horas do dia seguinte e será negativa nas horas restantes.

Este efeito de diferentes exposições ao MCP ao longo do dia claramente trará resultados diferentes com o PLD horário.

A Figura 9 ilustra uma amostra do PLD horário (janeiro e outubro de 2018) do Nordeste utilizado nas comparações do impacto PLD horário versus semanal.

As curvas ilustram os valores absolutos do PLD horário com e sem rede e do PLD semanal, e, além disto, a diferença entre o horário e semanal.

Notar que os valores médios mensais são mui-

to próximos em todos os casos, entretanto as diferenças ao longo dos dias e horas são visíveis. Esta diferença é que traz o impacto dos preços horários nos projetos eólicos.

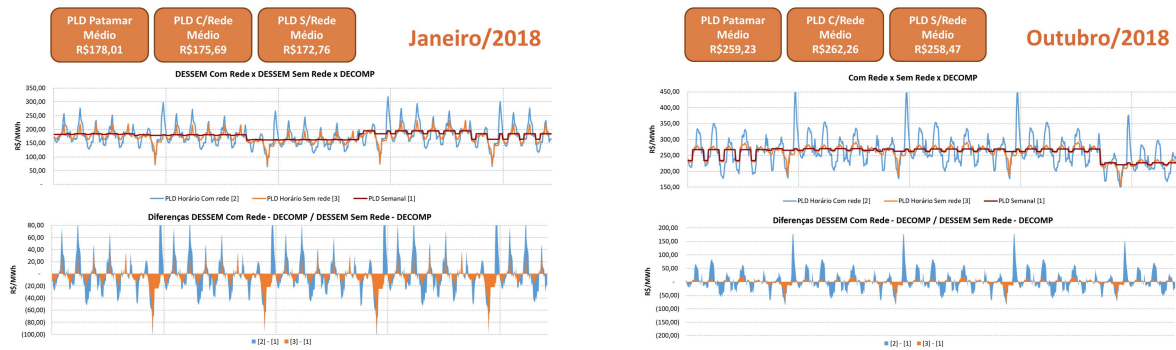


Figura 9 – Amostra dos Preços Horários e Semanais Considerados - Nordeste (Janeiro e Outubro 2018)

5.1 Resultados

Os resultados da comparação do impacto do PLD horário com e sem rede versus o PLD semanal em termos de exposição ao MCP do projeto eólico para os 2 cenários – tudo MCP e venda “flat” é indicado na Figura 10. Notar que, nos 2 cenários existem diferenças ao longo ano e nos meses em que o PLD atingiu valores no teto ou próximo dele (Maio e Junho) se encontram as maiores diferenças.

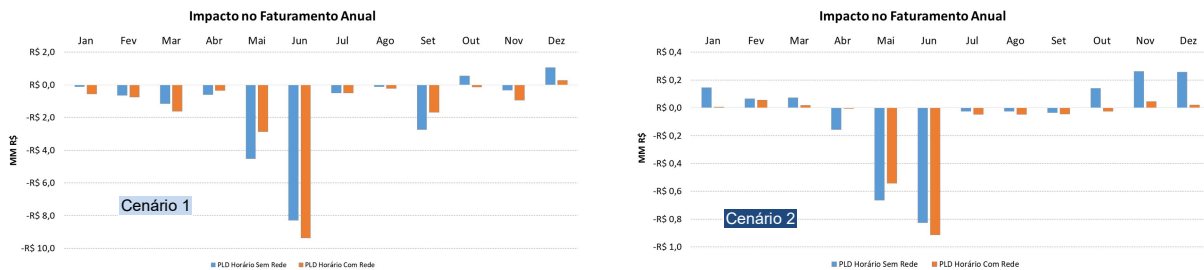


Figura 10 – Impacto no Faturamento Anual

Os valores consolidados são apresentados nas Tabela 1 e Tabela 2. No cenário 1 com exposição total ao MCP, o faturamento do projeto com PLD horário perde de 13 a 14 R\$/MWh – com e sem rede, respectivamente. São impactos financeiros importantes no perfil de receita dos projetos. No cenário 2 com venda de contrato “flat” com a implementação do PLD horário seria necessário a precificação de novos contratos deste tipo com um “prêmio” médio anual de +R\$0,59/MWh para o caso do PLD horário considerando a rede e +R\$1,11/MWh para o caso do PLD sem rede.

Tabela 1 – Resultados Consolidados – Cenário 1

Complexo Eólico RN – Resultado Anual			
	Geração x PLD Semanal	Geração x PLD Horário com rede	Geração x PLD Horário sem rede
Total [R\$]	R\$ 402,997,808.18	R\$ 385,645,502.79	R\$ 384,311,699.51
Total Geração (MWh)	1332815.00		
Total [R\$/MWh]	R\$ 302.37	R\$ 289.35	R\$ 288.35
Diferença [R\$/MWh]		-R\$ 13.02	-R\$ 14.02
Média PLD [R\$/MWh]	R\$ 290.95	R\$ 277.61	R\$ 277.22
Diferença [MM R\$]		-R\$ 17.35	-R\$ 18.69

Tabela 2 – Resultados Consolidados – Cenário 2

Complexo Eólico RN – Resultado Anual			
	Geração x PLD Semanal	Geração x PLD Horário com rede	Geração x PLD Horário sem rede
Total [R\$]	-R\$ 172,393.21	-R\$ 962,547.62	-R\$ 1,651,886.83
Média PLD [R\$/MWh]	R\$ 290.95	R\$ 277.61	R\$ 277.22
Diferença [MM R\$]		-R\$ 0.79	-R\$ 1.48
Diferença [R\$/MWh]		-R\$ 0.59	-R\$ 1.11

Avaliando o Cenário 1, o mês de junho apresentou o maior impacto negativo do preço horário com relação ao preço por patamar. O que mais pesou para este resultado é a diferença de – 70,26 R\$/MWh comparando o preço médio mensal por patamar com o caso com rede e – 79,65 R\$/MWh com o caso sem rede. Além disso, percebe-se uma maior ocorrência de preços horários baixos nas primeiras horas do dia onde a geração está alta e preços mais elevados no meio do dia onde a geração está baixa. Ainda com relação ao Cenário 1, o mês de dezembro apresentou o maior ganho (impacto positivo) devido a uma grande proximidade dos preços médios por patamar e preços médios mensais horários, além de apresentar várias ocorrências de picos de PLD horário no fim da tarde, onde a geração se encontra em patamares elevados. Focando a avaliação do Cenário 2, as justificativas para o maior impacto negativo no mês de julho e o maior impacto positivo ocorrer no final do ano é muito parecida com aquelas apresentadas para o Cenário 1. Ademais, percebe-se um impacto anual pequeno devido principalmente a compensação de baixos preços x geração elevada no começo do dia com altos preços e geração elevada no final do dia. De forma geral o preço horário tende a se comportar de forma crescente no decorrer do dia. A modulação do contrato de acordo com determinada curva de carga tem a capacidade de mudar este cenário de forma significativa. Existem inúmeras configurações possíveis de contratos no mercado livre. Um bom exemplo de agravamento deste resultado é um contrato com mais energia alocada no meio do dia e menos energia alocada no começo e final do dia – tipicamente consumidor de atividades no comércio e pequena indústria.

A ocorrência de maiores impactos do PLD horário sem rede com relação ao PLD horário com rede (em média PLD com rede < PLD sem rede) em alguns meses se dá devido a possibilidade de “represamento” de geração eólica no sistema Nordeste em alguns momentos, devido a uma maior restrição para o escoamento desta energia com a consideração da rede. Os resultados aqui apresentados são fruto de simulações utilizando um modelo (DESSEM) ainda não acabado e com possibilidade de mudanças relevantes até a sua aplicação plena.

6.0 - MITIGAÇÃO DO RISCO

No caso-teste estudado foi utilizado um parque eólico no Rio Grande do Norte, que possui um regime de ventos diferente de outros Estados da região Nordeste. Na Figura 5 é possível comparar o perfil do Rio Grande do Norte (RN) com o do Estado da Bahia (BA). Notar que a maior incidência de ventos no RN ocorre no período da tarde-noite e no BA ocorre noite-madrugada. Com o PLD horário os valores nestes períodos são bem diferentes. Neste caso, os projetos no RN levam vantagem em relação aqueles no BA. O projeto específico no RN possui um padrão de produção (Figura 8) ligeiramente diferente do padrão geral do RN, com ligeiro deslocamento da maior produção para a noite. Uma perda média no faturamento ficou em torno de 5%, no cenário 1 com toda a energia vendida no curto-prazo, e como foi computado apenas o valor médio, existe situação de maior e menor impacto como aquelas ilustradas nas Figura 11 e Figura 12.

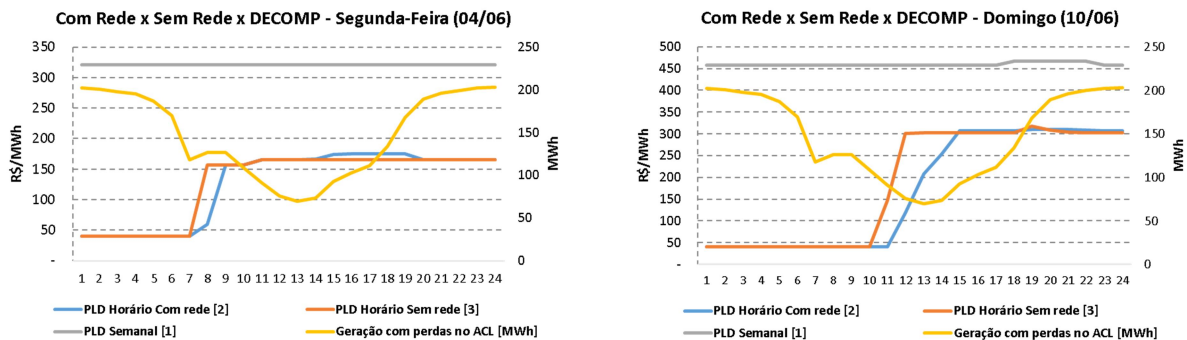


Figura 11 – Detalhamento Padrão de Geração e PLD Horário e Semanal (junho/2018)

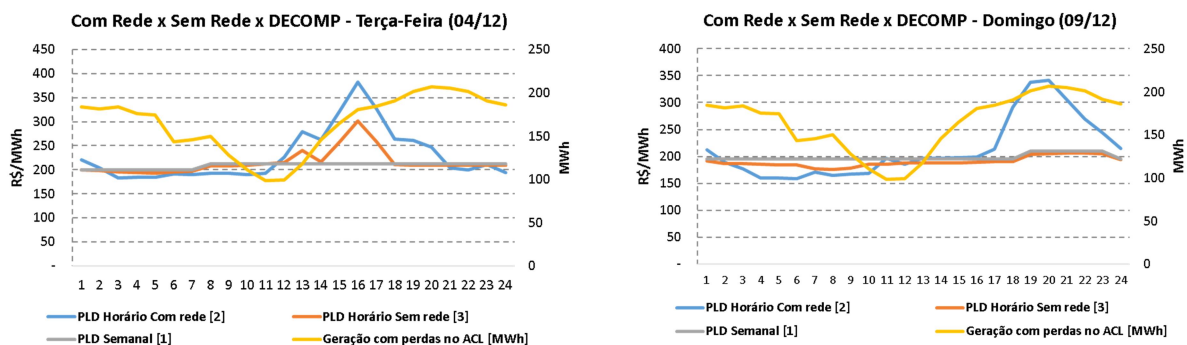


Figura 12 – Detalhamento Padrão de Geração e PLD Horário e Semanal (dezembro/2018)

Na Figura 11 com foco em 2 dias específicos do mês de junho, a média do PLD horário ficou muito abaixo do PLD por patamar. Isto cria uma situação de PLD horário alto com geração baixa e PLD baixo com geração alta no começo do dia. Este efeito tira valor de faturamento do projeto. Já na Figura 12, com foco em dezembro, a média do PLD horário ficou maior que o PLD por patamar e se percebe um PLD horário alto em período do dia com alta geração. Este efeito cria valor positivo no projeto eólico. Ou seja, dois momentos diferentes e dois efeitos diferentes do PLD Horário. Evidentemente, isto cria mais incertezas aos futuros investidores, e mesmo aqueles que já estão com projetos em operação. Da mesma forma, um projeto na BA teria um impacto ligeiramente maior que o padrão de produção de um projeto no RN (ver Figura 5).

6.1.1 Pontos de Atenção

Na época da análise não estava implementado o Unit Commitment das térmicas que poderá acentuar as diferenças observadas, principalmente o efeito que ocorre quando o PLD fica mais alto.

6.1.2 Avaliação dos Impactos

Apesar de se esperar uma redução dos encargos, a CCEE não quantificou tal benefício na operação sombra quando da implementação do PLD horário. De fato, os benefícios para a modicidade tarifária para os consumidores dependerão da evolução da liberação do ACL e se a alta volatilidade dos preços horários não o afetará num primeiro momento.

Ressalta-se que a implementação do PLD horário pode vir a gerar perdas relevantes para projetos eólicos já viabilizados, visto que, parte da geração é oriunda da diferença entre a produção estimada pelo P50 e P90. Logo, os projetos que venderem energia no ACR poderão ser prejudicados. Desta forma, é necessário que seja visualizado pelo regulador formas de compensação desses empreendedores a fim de evitar uma judicialização do setor semelhante ao que ocorreu com o GSF. Adicionalmente, a implementação do preço horário aumentará o risco de novos

projetos visto que o aumento das incertezas (alta volatilidade, imprevisibilidade e insegurança jurídica) o que aumentará o custo das fontes renováveis devido a incorporação de novos riscos para esses novos projetos.

6.1.3 Avanços Regulatórios e Contratuais

Para aqueles investidores que estão próximos de construir e operar novos parques eólicos, o novo perfil de preços horários é uma lição a ser aprendida, e os ajustes nos preços de contratos no mercado serão por sua conta e risco. Ao contrário, para aqueles investidores que já aplicaram em parques eólicos com planos de negócios baseado no preço semanal por patamar, os resultados dos projetos neste novo contexto de preços horários poderão sofrer um impacto negativo de menor e maior monta, seja no ACR ou mesmo no ACL. Ressalta-se que a regulação deve proteger os projetos ACR que venderam energia na regra atual e deve respeitar às premissas de investimento dos projetos ACL. No sentido de evitar um litígio judicial amplo dos geradores eólicos contra a adoção do preço horário, os autores sugerem que o governo imagine algumas medidas mitigatórias para atenuar o novo risco no setor. Dentre as medidas a serem consideradas algumas são bem objetivas, como ajustar o preço nos contratos dos leilões no ACR, e também a extensão do prazo da outorga para que os investidores possam acomodar as novas incertezas que o preço horário pode trazer.

6.1.4 Usinas Híbridas

As usinas híbridas tendem a ser uma “proteção” contra exposições indesejadas no MCP, que aumentam a eficiência do conjunto como todo. Este esquema busca a complementariedade dos recursos energéticos e da produção de energia das fontes envolvidas, de forma a produzir resultados mais eficientes, que sejam adequados e confiáveis para otimização do uso do sistema de transporte para o escoamento da energia [3]. A entrada do armazenamento neste processo híbrido também é um avanço tecnológico esperado conjugado com a fonte eólica. Evidentemente, esta é uma ótima saída para evitar impactos negativos do PLD horário nos projetos eólicos, contudo as baterias apresentam ainda custos elevados.

7.0 - CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho busca debater o impacto do preço horário nos projetos eólicos brasileiros, sempre lembrando que a comercialização de energia dos parques eólicos está cada vez maior no SIN. O fato é que as eólicas fazem parte das fontes de “custo marginal zero” e são despachadas com prioridade, atendendo ao requisito de energia do sistema, e não o de potência. Os estados brasileiros do Nordeste e Sul são aqueles com maior incidência de ventos adequados para a produção da energia eólica, e ainda assim perfil de produção eólica dentre estes é diferente. A previsibilidade da receita com a geração eólica é desafiadora, já que sua produção depende de um fenômeno meteorológico, e seu despacho é prioritário. Com a utilização do PLD horário como nova plataforma de preços na CCEE, as incertezas nas receitas tendem a aumentar. Isto pode acontecer em contratos no ACR, que a partir de 2018 adotou os Contratos por Quantidade, e onde podem ocorrer exposições indesejadas em horário de PLD mais elevado, ou acontecer no ACL com maior e menor impacto dependendo do padrão contratual. As medidas de mercado para mitigação dos riscos no SIN ainda possuem baixa liquidez, e além disso, é interessante que o governo proponha medidas de mitigação do risco para aqueles projetos que montaram seu plano de negócio no padrão de preços semanais. Estas medidas podem incluir de aditivos nos contratos para acomodar diferenças de preços, ou mesmo, a extensão da outorga, estabelecendo um prazo máximo para projetos já com outorga para que os investidores podem ter mais tempo para recuperação do capital aplicado.

8.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica – nas investigações e alguns dos dados disponibilizados neste trabalho.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico” - Consulta Pública MME nº 33 - julho de 2017 – disponível em www.mme.org.br
- [2] F. Wolak – “Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market” – 2008 - Relatório preparado para a CCEE. - Disponível em <https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/?q=node/3>
- [3] ONS – “Boletim Mensal de Geração Eólica - Março/2018”
- [4] EPE, “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento” (nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0)

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



J.C.O. MELLO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

D. SOUZA é graduada Engenheira Eletricista pela Universidade de Pernambuco e Especialista em Sistema de Transmissão por Itajubá, Gerente na Thymos Energia.

E. NEVES é Mestre em Engenharia Elétrica e Doutora em Física Computacional pela Universidade de São Paulo, MBA em Regulação de Mercados pela FIPE, e Consultora Sênior na Thymos Energia.

A. CASTRO é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá e atuou como Analista de Estudos de Mercado na Thymos Energia e hoje é Analista de Negócios na Beta Energia.

L.A. SOARES é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Atua no mercado de energia elétrica como Analista de Estudos de Mercado na Thymos Energia.

C. FERREIRA é vice-presidente corporativo e de novos negócios da ECHOENERGIA. Possui Doutorado em Economia PUC/SP.