



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

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RISCO COM PLD HORÁRIO

MONICA DE SOUZA ZAMBELLI(1); JOYCE MICHELLE DE FARIA(1); ALECSANDRI DE ALMEIDA SOUZA DIAS(1); CPFL Energia(1);

RESUMO

Muitas mudanças vêm sendo observadas no setor de energia elétrica impulsionadas, principalmente, pelo aumento de consumidores livres e fontes renováveis na matriz. No Brasil, está sendo proposta a formação de preços em base horária de acordo com um novo modelo de otimização integrado aos modelos de planejamento vigentes.

Este trabalho propõe uma metodologia para análise de risco com PLD horário baseada na aplicação de perfis horários sobre séries de PLD mensais, fornecendo séries de PLD por hora que possibilitam estimar a probabilidade e a severidade dos riscos de mercado visando orientar decisões estratégicas de contratação com gestão de risco.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado de energia, PLD, preço horário, risco de mercado, análise de risco

1.0 - INTRODUÇÃO

Muitos mercados de energia no mundo já se encontram abertos a livre negociação e os preços de energia são dados pelo equilíbrio entre oferta e demanda, de acordo com lances definidos pelos agentes diariamente. Uma característica desses mercados de energia elétrica é o fato de não serem suficientemente líquidos, com comportamentos de preços de curto e longo prazo inexistentes em outros mercados de *commodities* [1].

Uma característica singular é a diferenciação dos ambientes e preços, para negociações de curto prazo (mercado *spot*) versus médio e longo prazo (mercado futuro ou *forward*). Os preços de longo prazo são relativamente menos voláteis que os preços de curto prazo, que são mais diretamente ligados a programação da geração hidrotérmica. Um exemplo de mercado *spot* é a bolsa de energia EPEX SPOT, que atende os países do Centro-Oeste europeu, e permite aos participantes negociarem volumes de energia para o dia seguinte (*day-ahead*), informando os preços hora-a-hora que estariam dispostos a negociar. O preço de equilíbrio horário é determinado por um algoritmo que leva em conta as ofertas (*bids*).

Em países com mercados abertos já maduros muito se avançou na pesquisa de projeção de preços *day-ahead*, análise e modelagem de volatilidade de preços. No caso da Alemanha, onde houve grande introdução de energia renovável eólica e solar, a volatilidade dos preços horários é percebida como um risco importante, pelos participantes do mercado [2]. As projeções de preços de curto prazo são utilizadas nas decisões de *bids* no

(*)Rod. Eng.Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5 - Parque São Quirino - CEP: 13088-900, Campinas, SP, Brasil



mercado *day-ahead*, sendo que o grande número de fatores que afetam estes preços traz complexidade e dificuldade para a realização de projeções acuradas [3].

No Brasil, não há um mercado de oferta para definição do despacho, mas há um mercado de livre negociação bilateral de curto, médio e longo prazo, com uma entidade central, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que contabiliza as exposições residuais de curto prazo dos agentes. Apesar das inúmeras discussões acerca da abertura do mercado, impulsionadas pelo o aumento de consumidores livres, da participação de fontes renováveis (principalmente eólicas) e de geração distribuída, no médio prazo, definiu-se que o despacho de geração deverá permanecer centralizado pelo operador e baseado em modelos de otimização.

Em 2017, foi estabelecido um plano para integração de um modelo de curtíssimo prazo à cadeia de modelos de planejamento da operação a fim de melhor orientar as decisões de despacho hidrotérmico e reduzir diferenças em pós-operação. Dessa forma, está em fase de implantação o modelo de despacho semi-horário, denominado DESSEM, que se integra ao processo de planejamento da operação para fornecer diariamente um plano indicativo para a programação do dia seguinte e, conseqüentemente, o custo marginal da operação (CMO), em base semi-horária. Tais mudanças terão efeito comercial e o preço de liquidação das diferenças (PLD) passará a ser fornecido diariamente, em base horária, para cada um dos quatro submercados existentes.

O PLD é um dos fatores de risco principais considerados na gestão de risco de mercado por agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres. A exposição de energia de um agente, como por exemplo uma sobra de energia adquirida e não consumida, é avaliada ao PLD. Esta parcela de energia será uma receita variável, que dependerá do valor do PLD. Da mesma forma, se houver uma falta de energia entre volume consumido e o adquirido e/ou produzido, este agente terá uma despesa variável, avaliada ao PLD.

A principal ferramenta de gestão de risco de mercado disponível aos agentes, para se protegerem das oscilações do PLD, é a contratação de energia antecipadamente com fixação dos preços *ex-ante* ao fornecimento. Os principais instrumentos utilizados são contratos *forward* de energia a preço fixo, negociados bilateralmente. De um lado, a venda antecipada da energia garante ao fornecedor travar seu preço de venda, trazendo mais estabilidade para sua receita, por outro lado, ao adquirente, a compra com fixação de preços traz maior estabilidade aos seus custos. Desta forma, cabe a consumidores, geradores e comercializadores de energia definirem a melhor estratégia de decisão para gerir o risco de mercado.

Além do risco por variação de preços, o volume de energia considerado também pode acarretar risco, pois a realização antecipada de compra de um dado volume de energia a preço fixo não garante que o volume negociado será suficiente ou necessário para cobrir as necessidades energéticas do agente na data de execução do contrato (meses ou anos à frente). Em outras palavras, os geradores trabalham com uma estimativa do volume que irão gerar e os consumidores com uma estimativa do que irão consumir; quando as estimativas não se concretizam, ou são atualizadas, estes agentes ficam com montantes em sobra ou déficit, expostos à volatilidade dos preços.

Para se proteger da variação do volume de energia, são normalmente adicionadas e negociadas mais condições nos contratos. Uma vez que o consumo e a geração de energia elétrica possuem características sazonais conhecidas, podem ser negociados os direitos de comprar ou vender volumes diferentes ao longo dos meses do ano de fornecimento. Esta flexibilidade de alocação entre meses do ano é chamada de sazonalização e é definida em termos de um percentual do volume anual médio. Adicionalmente, podem ser negociadas condições de *take-or-pay* sobre o volume mensal médio, tipicamente de 10% [4].

Outro tipo de flexibilidade, chamada de modulação, permite ao comprador ajustar como quer receber a energia nos diferentes patamares de carga (leve, média ou pesada). Por ser limitada, esta flexibilidade cobre apenas parcialmente os desvios de energia nos patamares de carga, acarretando uma exposição a diferença de preços entre patamares. Com o PLD horário, haverá uma potencialização no risco associado a modulação já que um agente que não consiga cobrir suas necessidades de energia nas diferentes horas do dia, ficará exposto a diferenças no PLD horário, possivelmente mais voláteis que no PLD por semana/patamar.

Diante desse novo cenário de formação de preços, a fim de suportar decisões estratégicas de contratação com uma precificação adequada e com gestão de risco faz-se necessária uma metodologia que permita mensurar a

probabilidade e severidade do risco de modulação advindo da variação intra-diária de preços. Dessa forma, este trabalho propõe uma metodologia baseada no modelo NEWAVE para análise de risco com PLD em base horária (PLDh). A abordagem consiste na aplicação de perfis horários sobre as séries de PLD por patamar (PLDpat) geradas pelo modelo NEWAVE, fornecendo séries de PLD por hora que possibilitam a análise de decisão sobre incerteza, incluindo modulação.

Este trabalho está organizado como se segue. Na seção 2.0 é apresentada a metodologia proposta desde a composição dos fatores horo-sazonais até a sua aplicação em possíveis contratações. Na seção 3.0 são apresentados estudos de caso hipotéticos da aplicação da metodologia para análise de risco na contratação de empreendimentos eólicos. Finalmente na seção 4.0 são apresentadas algumas conclusões.

2.0 - METODOLOGIA

A metodologia proposta consiste em gerar séries sintéticas de preço horário, que permitam a mensuração do risco de modulação na contratação de energia, a fim de orientar a tomada de decisão sob incerteza e, dimensionar possíveis prêmios de risco conforme a estratégia e nível de aversão a risco do agente.

O PLD, calculado pela CCEE, é parte dos resultados de uma cadeia de modelos de otimização utilizada para o planejamento e operação do sistema elétrico, como se observa no esquemático da Figura 1. O processo central é conduzido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), visando estabelecer as diretrizes de curto prazo para a operação do sistema, assegurando o uso otimizado dos recursos de geração para o atendimento da demanda [5].

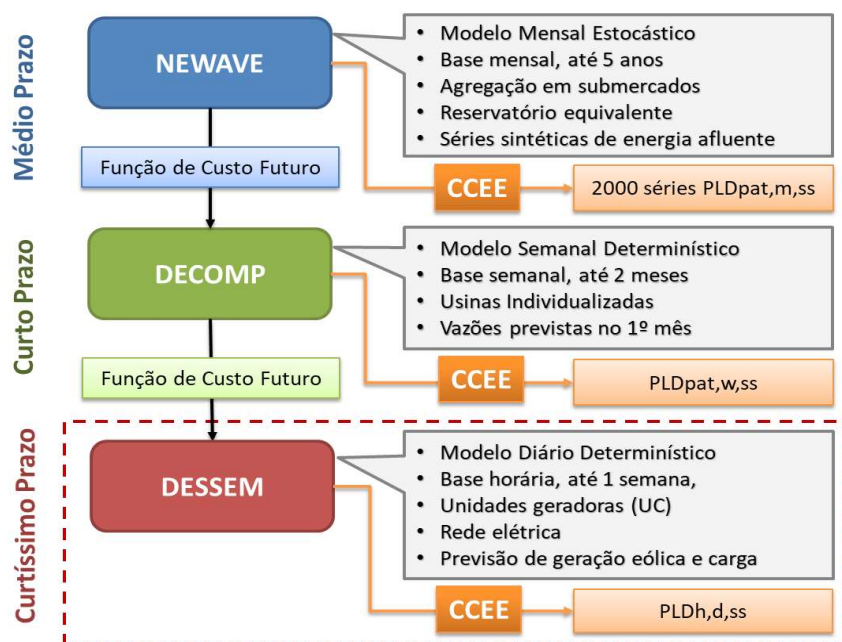


FIGURA 1 – Esquema da cadeia de modelos para o planejamento da operação

A etapa de médio prazo utiliza o modelo NEWAVE [6], que é executado mensalmente com projeções atualizadas de expansão da geração e carga até 5 anos à frente, em base mensal. A representação do sistema elétrico é simplificada por agregações em submercados interligados, reservatórios equivalentes e energias afluentes pois sua prioridade é a representação das incertezas associadas às vazões. Um modelo auxiliar gera séries de energia afluente para cada subsistema (Sudeste - SE, Sul - S, Nordeste - NE e Norte - N) com base no histórico e estas séries são utilizadas pelo modelo para construir a chamada Função de Custo Futuro, que fornece o custo

esperado da operação ao longo de todo o horizonte, dado o nível de armazenamento dos subsistemas no início do mês e as energias afluentes observadas anteriormente. Através de simulações é possível obter também indicadores probabilísticos de desempenho do sistema e distribuições de probabilidades de diversas grandezas, incluindo os custos marginais de operação. No âmbito da CCEE, após ajustes previstos em regulação esse processo fornece 2000 séries de PLD por patamar de carga (pat), para cada mês (m) do planejamento e subsistema (ss), aqui denominado *PLDpat,m,ss*.

Em seguida, na etapa de curto prazo, o modelo DECOMP [7][8] é executado semanalmente, com uma representação mais detalhada do sistema na qual usinas hidrelétricas e termoeletricas são despachadas individualmente. No primeiro mês, que é discretizado em períodos semanais, as vazões são determinadas por modelos de previsão para cada usina e para o segundo mês séries de vazões são geradas, acoplando-se a função de custo futuro ao final do seu horizonte (2 meses). Como resultado, o modelo DECOMP produz metas semanais para todas as usinas hidroelétricas e termoeletricas além de estimar intercâmbios de energia entre os subsistemas, bem como uma função de custo futuro que será utilizada para acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo. Na CCEE, ao final dessa etapa são fornecidos os PLDs por patamar (pat) para as próximas semanas (w), por submercado (ss), aqui denominado *PLDpat,w,ss*.

Na etapa de curtíssimo prazo o objetivo principal é determinar a programação diária da operação por unidade geradora, para o dia seguinte. No modelo vigente, essa etapa é conduzida pelo ONS a partir de propostas dos agentes de geração, mas para esta etapa é prevista a implantação do modelo DESSEM [9], com discretização temporal de até meia hora e um horizonte de até 1 semana que se acopla com o modelo de curto prazo, DECOMP. Além dos diversos aspectos já considerados na operação de curto prazo, nesse modelo adicionam-se diversos aspectos da operação, como: restrições de reserva de potência, modelagem da rede elétrica com restrições de segurança; *unit commitment* das unidades geradoras termoeletricas, incluindo-se a operação de usinas térmicas a ciclo combinado; restrições de propagação de vazão nos rios, operação de canais, entre outras funcionalidades. Além disso, a nova metodologia prevê a utilização de modelos de previsão para vazões, projeção de carga e geração de fontes intermitentes como eólica e solar, com atualização diária. Como saída desse modelo, além da programação da operação são fornecidos os custos marginais da operação (CMO) e, no âmbito da CCEE, os PLDs por hora (h), para o dia seguinte (d) e por submercado (ss), aqui denominado *PLDh,d,ss*. Desde Abril/2018 estão sendo produzidos resultados desse modelo através de uma operação sombra, compondo uma base de dados interessante para análise.

Assim, a abordagem proposta se baseia na derivação de séries de preço horário (*PLDh,m,ss*) a partir das séries de PLD por patamar (*PLDpat,m,ss*) geradas pelo modelo estocástico de médio prazo e utilizando fatores de modulação compilados dos resultados da operação sombra do modelo de curtíssimo prazo.

O processo se inicia pela expansão horária das séries resultantes do modelo de médio prazo, na qual cada mês do ano (m) é expandido em duas séries de 24 horas, aos quais são atribuídos os PLDs por patamar (*PLDpat*) de acordo com os dois padrões de alocação de carga existentes (Tipo1: dia útil e Tipo2: sábado, domingo, e feriado) distribuídos de forma distinta entre os meses do ano de acordo com a Figura 2.

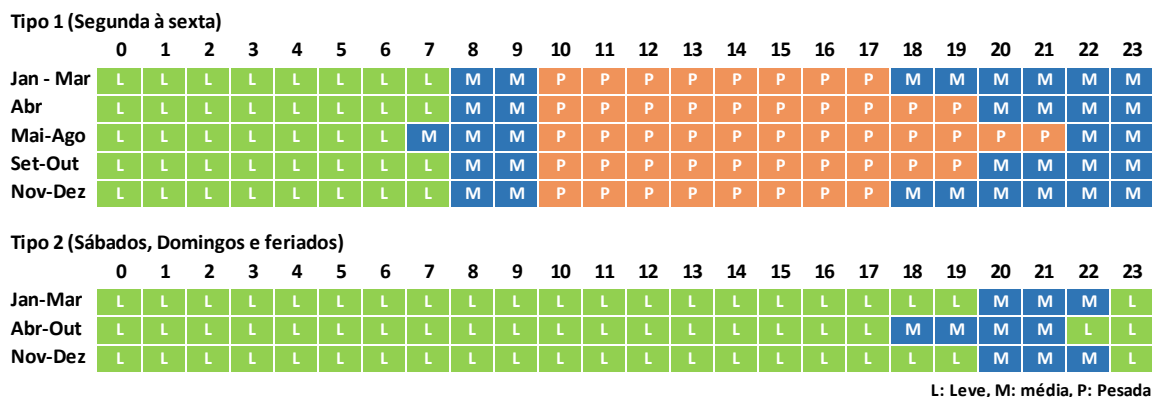


FIGURA 2 – Alocação horária dos patamares de carga por mês

Então, fatores de modulação intra-diários são aplicados gerando diferenças de PLD dentro dos patamares. Tais fatores podem ser obtidos de diversas formas, mas a fim de incluir resultados no novo modelo de curtíssimo prazo, foram ajustadas curvas mensais considerando uma compilação de resultados da operação sombria do modelo horário DESSEM em relação aos PLD_{pat} oficiais fornecidos pelo modelo de curto prazo DECOMP.

As diferenças percentuais dos PLDs desses dois modelos são então agrupadas seguindo as mesmas categorias da atribuição dos patamares, atualizada em 2018, para períodos mensais, quais são: verão (Novembro a Março), Inverno (Maio a Agosto), e Transição (Abril, Setembro e Outubro). Os dias do Tipo 2 são agrupados apenas em Verão (Novembro a Março) e Inverno (Abril a Outubro), conforme se observa também na Figura 2. Os fatores de modulação horária para cada grupo $F_{h,g}$ são descritos pela Equação 1.

$$F_{h,g} = \sum_{m \in g} \frac{PLD_{h,m} - PLD_{pat,m}}{PLD_{pat,m}}, \forall h=0..23, \forall m=1..12, h \in pat, g = \{Ver\tilde{a}o, Inverno, Transi\tilde{c}\tilde{a}o\} \quad (1)$$

Os fatores $F_{h,g}$ são aplicados sobre cada séries de PLD do tipo 1 e 2 de modo que, combinando-se as séries mês a mês, conforme a proporção de dias de cada tipo, obtêm-se series de PLD médio para as 24h de cada mês, por submercado, denominado $PLD_{h,m,ss}$, para horizonte de longo prazo, em R\$/MWh.

Depois, observando-se os dados históricos de geração do empreendimento cuja contratação se pretende avaliar, são compostos perfis horários de geração por mês, $G_{h,m}$, em MWh. De acordo com um nível de aversão a risco deve-se escolher entre médias, medianas, percentis ou selecionar períodos históricos adversos ou favoráveis a geração.

Finalmente, os montantes com exposição são determinados pela diferença entre a geração ($G_{h,m}$) no perfil adotado e o contratado (Ch,m), que é dado, para todos os meses do período em análise (Ω). Quando a geração é superior a contratada, essa exposição se reverte em uma receita para o gerador, e assume-se que o montante da diferença será liquidada a PLD. De forma análoga, quando a geração é inferior a contratada, a exposição gera uma despesa para o gerador que deve adquirir o montante da diferença a PLD. Valorando-se as exposições pelos $PLD_{h,m}$, temos então um resultado, R_s em R\$ MM, conforme as premissas adotadas, o que, considerando o conjunto (deck) de 2000 séries (s) de PLD, possibilita uma análise probabilística de receitas/despesas advindas de modulação em um empreendimento em contratação. A Equação 2 descreve o cálculo para uma dada série s, onde os índices de submercado (ss) são suprimidos por simplificação.

$$R_s = (G_{h,m} - Ch,m) * PLD_{h,m}, \forall h=0..23, \forall m=1..12, m \in \Omega \quad (2)$$

3.0 - ESTUDOS DE CASO

A abordagem proposta foi aplicada para avaliação de contratação de dois parques eólicos hipotéticos no NE, cujos históricos de geração foram extraídos de consultas ao Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga (SAGIC), disponível a agentes cadastrados através do site do ONS. A fim de isolar a componente do risco de modulação, foi considerado um perfil de contrato constante (*flat*), sazonalizado no ano, e execução do contrato nos anos de 2019-2020.

Foram utilizadas as séries de PLD resultantes dos PMOs de Abril e Agosto de 2018, que representam tendências distintas de preços para 2019, respectivamente, baixos, com médias em torno de 86 R\$/MWh e altos, com médias em torno de 152 R\$/MWh. Cada deck é composto por 2000 séries de PLD, associadas a diferentes cenários de vazão, mas fortemente influenciados pelas observações de meses recentes. Assim, para melhor ilustrar a dispersão dos PLDs utilizados, na Figura 3 apresenta-se um histograma onde se pode observar que a maior parte (73%) dos preços gerados no PMO de Abril/18 para o ano de 2019 era inferior a 100 R\$/MWh, enquanto no PMO de Agosto, com tendência de alta, 58% dos PLDs gerados estavam entre 50R\$/MWh e 200 R\$/MWh.

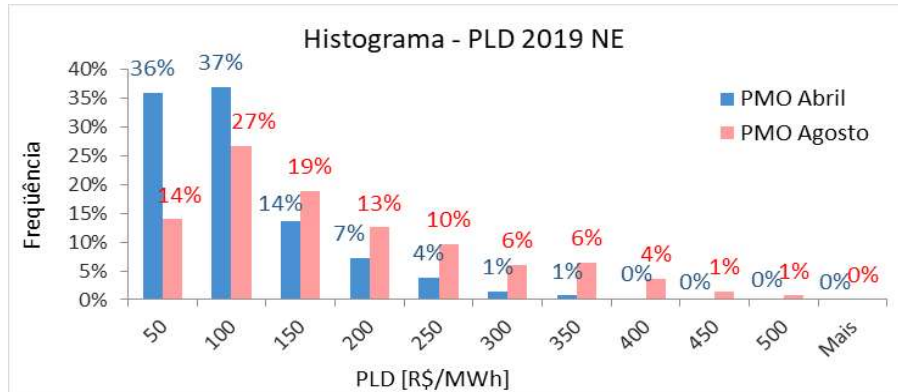


FIGURA 3 – Fatores de modulação

A seguir são detalhadas as etapas de composição dos fatores de modulação e a compilação dos perfis de geração.

3.1 Obtenção dos fatores de modulação

Observando os resultados do modelo de curtíssimo prazo produzidos pela operação sombra de Maio/18 a Janeiro/19, especificamente o PLDh do submercado NE, foram calculadas as diferenças médias para cada hora, entre o PLDh e o PLD oficial ($PLD_{pat,m}$), divulgado pela CCEE por semana e patamar no mesmo período.

Depois, seguindo o procedimento descrito na seção 2, foram calculados os fatores de modulação horária para cada agrupamento e os resultados podem ser vistos na Figura 4. Pode-se observar que o modelo de curtíssimo prazo apontou, em média, redução dos PLDs nos horários da madrugada, atualmente associados ao patamar de carga Leve, e elevação nos horários da tarde, atualmente associados ao patamar de carga Pesada.

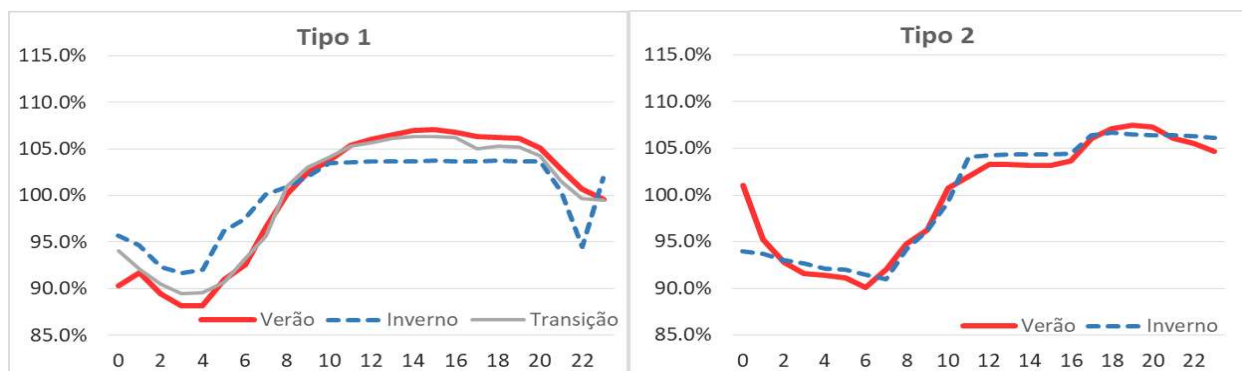


FIGURA 4 – Fatores de modulação

3.2 Aplicação no modelo mensal

Uma vez estabelecidos os fatores de modulação, estes são aplicados às 24 horas de cada mês, para cada uma das 2000 séries de PLD produzidas pelo modelo de médio prazo, respeitando assim o direcionamento individual da tendência de cada série, mas adicionando diferenças de preços entre as horas do dia. Uma amostra dessa aplicação pode ser vista na Figura 5 para o mês de Janeiro/19 e uma série (PLD_{pat}) do modelo NEWAVE.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

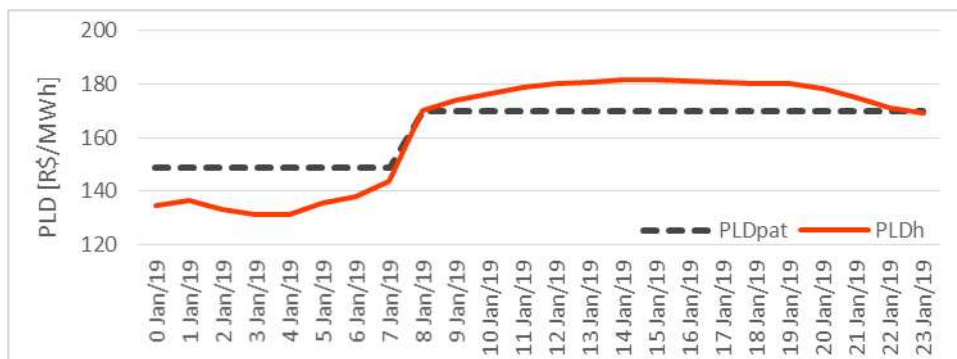


FIGURA 5 – Fatores de modulação

3.3 Perfis de geração

Em uma análise de risco para uma contratação real, o gerador frequentemente dispõe de uma massa de dados relacionada a geração do seu parque eólico. Se for um empreendimento novo, observa-se diretamente o histórico de geração e sendo um novo empreendimento, constroem-se séries de geração com base no histórico de vento da região. Essa massa de dados é muito crítica e deve ser observada com atenção.

Para análise de risco devem ser adotados perfis horários de geração por mês, que representam a geração média esperada para aquele mês. Mas a adoção da média mensal simples pode incorrer em riscos mais altos que o desejável. Por exemplo, em um histórico de 10 anos, a média pode estar influenciada por 1 ou 2 anos benéficos mais que estão longe da tendência recente, que por sua vez pode estar influenciada por fenômenos climáticos de longa duração. Assim, conforme o nível de aversão a risco (conservador ou agressivo) e a análise dos dados históricos no tempo, o analista deve decidir entre a média, um percentil que cubra o percentual desejado de risco de não atendimento, ou outro critério que desejar, no limite, as piores séries de seu histórico.

Neste exemplo, apenas ilustrativo, dois conjuntos de dados foram selecionados do banco de dados do ONS (SAGIC) representando parques eólicos com características de geração distintas entre as horas do dia. Na Figura 6 podem-se visualizar os perfis de geração dos parques denominados A e B.

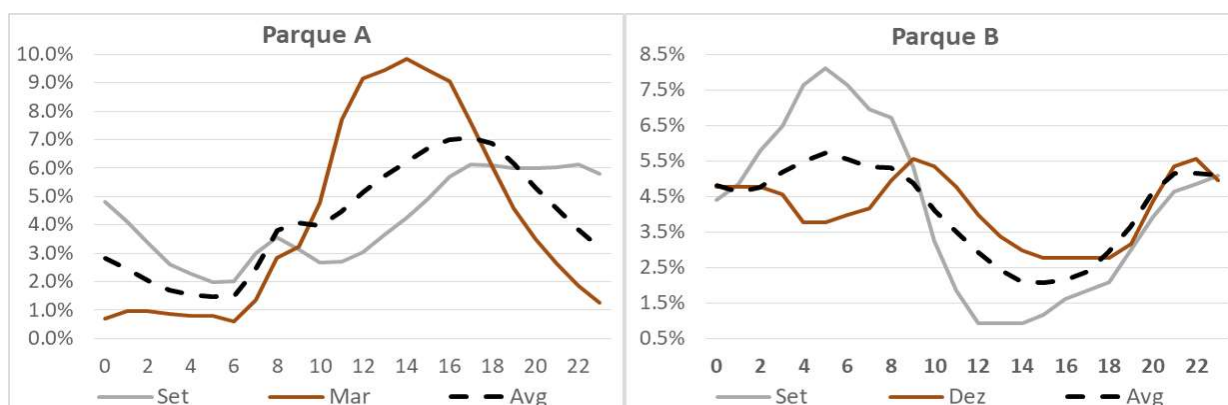


Figura 6 – Perfis de Geração

Pode-se observar que o Parque A possui uma geração média elevada no período da tarde e reduzida no período da madrugada, enquanto o Parque B apresenta, em média, uma maior geração esperada no período da manhã e uma redução no horário de tarde. Pela figura, é interessante ainda notar que há grandes diferenças sazonais entre os meses do ano, por exemplo, no Parque A podem-se esperar maiores sobras no mês de março.

3.3 Cálculo de risco

De posse dos dados de geração e séries de preço, é conduzida uma simulação onde são calculadas as diferenças entre o perfil de geração analisado e contrato em análise, para cada mês dos anos de vigência do contrato, nesse exemplo, 2019-2020. Essas curvas são ilustradas na Figura 7, onde se pode ver as diferenças sazonais entre os meses (conforme Contrato) e as diferenças de modulação (conforme o Perfil Geração) para o ano de 2019.

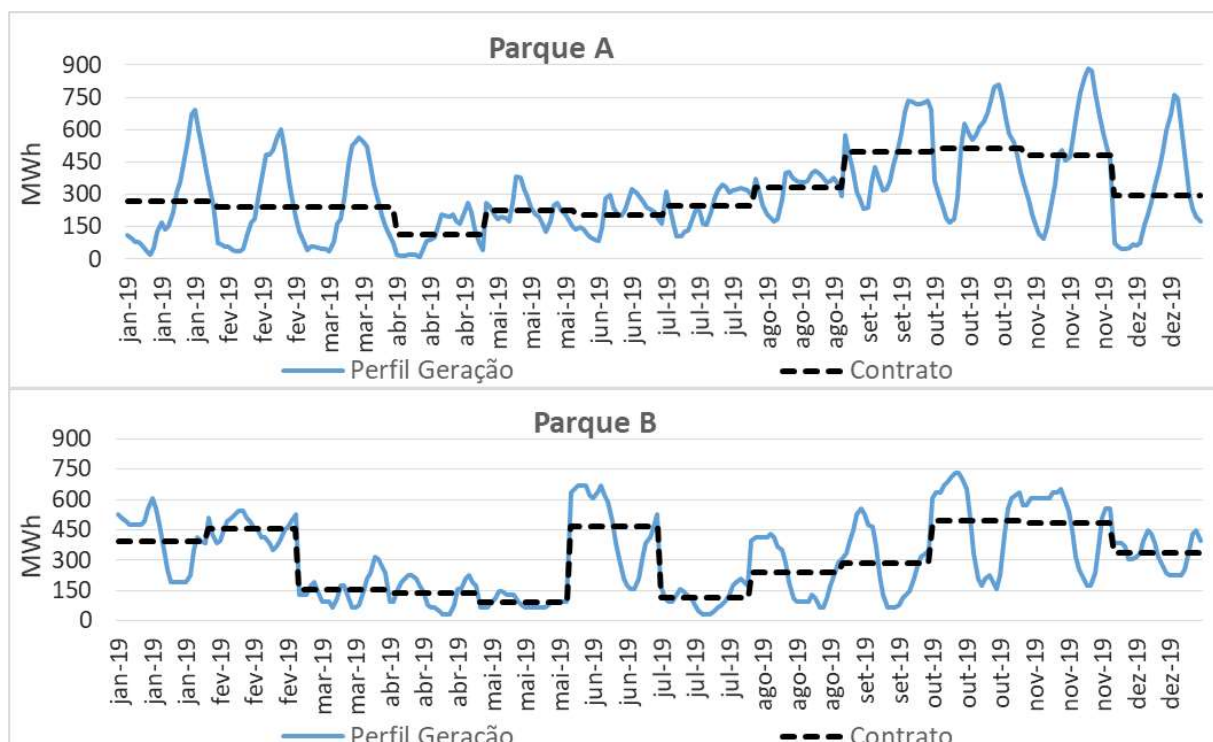


Figura 7 – Perfis sazonais e geração e contrato

Finalmente, os resultados dessa simulação são agrupados por ano, gerando montantes anuais esperados de perda/ganho em R\$ MM. Na Tabela 1, são apresentados os resultados das análises de risco para cada parque A e B, em cada um dos cenários de preço. Para facilitar a avaliação os resultados foram divididos pelo montante total de geração anual, resultando em valores na dimensão do PLD (R\$/MWh).

Tabela 1 – Resultados Esperados da Contratação com Modulação

Parque A

Cenário de preços altos				Cenário de preços baixo			
R\$/MWh	2019	2020	Média	R\$/MWh	2019	2020	Média
Var 95%	0.5	0.4	0.5	Var 95%	0.4	0.4	0.4
Média	3.9	1.7	2.8	Média	1.8	1.7	1.8
Perda Média	0.0	0.0	0.0	Perda Média	0.0	0.0	0.0
Probabilidade de Perda	0%	0%	0%	Probabilidade de Perda	0%	0%	0%
Ganho Médio	3.9	1.7	2.8	Ganho Médio	1.8	1.7	1.8
probabilidade de Ganho	100%	100%	100%	probabilidade de Ganho	100%	100%	100%

Parque B

Cenário de preços altos				Cenário de preços baixo			
R\$/MWh	2019	2020	Média	R\$/MWh	2019	2020	Média
Var 95%	-5.2	-4.0	-4.6	Var 95%	-3.1	-3.8	-3.4
Média	-2.2	-1.4	-1.8	Média	-1.0	-1.5	-1.3
Perda Média	-2.2	-1.4	-1.8	Perda Média	-1.0	-1.5	-1.3
Probabilidade de Perda	100%	100%	100%	Probabilidade de Perda	100%	100%	100%
Ganho Médio	0.0	0.0	0.0	Ganho Médio	0.0	0.0	0.0
probabilidade de Ganho	0%	0%	0%	probabilidade de Ganho	0%	0%	0%

Os resultados apontaram para um ganho com modulação horária no parque A em virtude de seu excedente energético, em relação a um contrato *flat*, ocorrer nas horas de maior preço; o gerador teria um ganho médio, média dos cenários com ganho, de 2.8 R\$/MWh.

No parque B haveria uma perda com modulação em virtude de seu excedente energético ocorrer nas horas de menor preço e seu déficit energético ocorrer nas horas de maior preço; o gerador teria uma perda média, média dos cenários com perda, de até 1.8 R\$/MWh. Nota-se que a escolha do deck de cenários de preços (preço alto ou baixo) não interfere nessa conclusão, e apenas afeta o valor do ganho/perda média esperados, sendo acentuados na ocorrência de preços mais elevados.

Com posse destes dados, por exemplo, um empreendedor que participa de um leilão de empreendimento eólico, para posterior venda da energia no perfil *flat*, terá espaço para ser mais competitivo no preço de um parque A, enquanto deverá ser menos agressivo no *bid* de um parque B, garantindo que seu preço cubra a perda esperada com a modulação horária, até um determinado nível de confiabilidade.

Adicionalmente, mensurou-se o risco da decisão do gerador em vender sua energia no perfil *flat*, ao invés do perfil de geração. Ao fazer uma venda com perfil igual ao perfil de geração esperado ou o real, o gerador praticamente transfere todo o risco de modulação ao comprador da energia. No caso do parque B, um gerador avesso a risco poderia buscar compradores dispostos a aceitar a entrega no perfil de geração por um desconto no preço da energia, ou seja, um prêmio pela transferência deste risco.

4.0 - CONCLUSÃO

No presente trabalho foi apresentada uma metodologia para mensurar o risco de modulação associado ao PLD horário, para as decisões sob incerteza de gestão de risco de mercado. A literatura pesquisada demonstra que a projeção de preços horários, *day-ahead*, é de extrema relevância, porém de grande complexidade e limitação acerca de sua acurácia. Desta forma, buscou-se utilizar a própria cadeia de modelos existentes para projeção de preços, com o benefício imediato de não se limitar em escopo aos preços do dia seguinte, mas possibilitar projeções de preços horários para o horizonte de um ano ou mais.



Para avaliação do risco, o método proposto considera as séries de PLD provenientes do modelo estocástico NEWAVE, considerando a variabilidade do PLD mensal, influenciadas por condições de curto e médio prazo, em composição com uma variabilidade hora-hora projetada para cada tipo de dia e mês, possibilitando a análise estatística dos resultados.

Para exemplificar a aplicação da metodologia foram apresentadas análises de risco para dois parques eólicos com comportamentos de geração diferentes e utilizando conjuntos de cenários de preços da CCEE, com tendências a preços altos e baixos. No primeiro parque, observou-se clara vantagem em virtude de seu perfil médio de geração alocar seu excedente energético, em relação a um contrato *flat*, em horas do dia de maior preço. No segundo parque observou-se o inverso, o que exigirá estratégias distintas de negociação de contratos para esses empreendimentos, considerando o risco de modulação.

Diante da possibilidade de precificação horária, com um modelo de otimização que levará em conta amplas variações de oferta e demanda intra-diária, é de se esperar uma maior flutuação dos PLDs, o que certamente irá afetar as percepções de risco de mercado dos agentes do mercado livre. Apesar de dispor de instrumentos para mitigação do risco oriundo de variação do PLD, existem exposições de energia em diferentes patamares de carga que implicam em risco de modulação para os agentes, que poderá ser potencializado pelos preços horários.

Dessa forma, apesar de não haver um mercado de oferta para definição da programação diária de despacho, o atual mercado bilateral de curto prazo é influenciado pelo PLD e deverá se adequar em termos de produtos e prazos com a introdução do PLD horário. A metodologia proposta é um poderoso instrumento nesse novo panorama de preços horários pois permite a análise de riscos, incluindo modulação, sob premissas flexíveis (deck de preços, fatores de modulação e perfis de geração), que devem ser definidas e ajustadas conforme a estratégia e o apetite a risco do agente.

Desdobramentos futuros deste trabalho podem envolver: 1) o estudo do impacto dos preços horários nas diferenças de PLD entre submercados e métodos de avaliação deste risco, 2) a inserção de novos instrumentos de gestão do risco de modulação para mercado com PLD horário.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A.J. Conejo, F.J. Nogales, M. Carrión, J.M. Morales, "Electricity Pool Prices: Long-Term Uncertainty Characterization for Futures-Market Trading and Risk Management", volume 61, 235 – 245, Journal of the Operational Research Society, 2010
- (2) Khoshrou A., Pauwels E., Dorsman A., "The evolution of electricity price on the German day-ahead market before and after the energy switch", volume 134, 1-13, Renewable Energy Journal, 2019
- (3) M. Marracci, P. Pelacchi, M. Benini, A. Venturini, "A new day-ahead spot market price forecasting technique based on volatility analysis", International Institute for Research and Education in Power Systems (IREP), 2004
- (4) Zanfelice, F. R. "Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica" – Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica - Campinas, Brasil, 2007.
- (5) M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, M.P. Zimmermann, "Application of stochastic programming and probabilistic analyses as key parameters for real decision making regarding implementing or not energy rationing - a case study for the Brazilian hydrothermal interconnected system", 19th Power Systems Computation Conference, Gênova, 2016.
- (6) M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G.Melo, "Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil – Description of the Newave program", 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- (7) Diniz, A.L., Costa, F. S., Pimentel, A. L. G., Xavier, L. N. R. and Maceira, M. E. P. , "Improvement in the Hydro Plants Production Function for the Mid-Term Operation Planning Model in Hydrothermal Systems". International Conference on Engineering Optimization -EngOpt , Rio de Janeiro, Brazil, 2008

(*)Rod. Eng.Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5 - Parque São Quirino - CEP: 13088-900, Campinas, SP, Brasil

Tel: (+55 19) 3756-7330 / 8828 / 6406 – Email: mzambelli@cpfl.com.br

(8) S. H. F. Cunha, S. Prado, J. P. Costa, "Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética", XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, volume 2, 391-397, Brazil, 1997.

(9) A. L. Diniz, T.N.Santos, C.H. Saboia, M.E.P. Maceira, "Network constrained hydrothermal unit commitment problem for hourly dispatch and price setting in Brazil: the DESSEM model", Accepted for presentation in the 6th Int. Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets, Norway, 2018

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Monica de Souza Zambelli é natural de Vitória, ES, possui graduação em Engenharia de Computação pela Universidade Federal do Espírito Santo (2003), mestrado (2006), doutorado (2009) e pós-doutorado (2014) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas na área de Planejamento Energético de Sistemas de Potência. Desde 2015 atua na empresa CPFL Energia com planejamento energético e risco de mercado, na diretoria de Planejamento e Inovação.



Joyce Michelle de Faria é natural de São José dos Campos, SP, possui graduação em Engenharia Elétrica (2011), mestrado pela Universidade Federal de Itajubá na área de Sistemas Elétricos de Potência (2013). Em 2012 trabalhou na Empresa Andrade & Canellas na área de Estudo de Mercado e Tarifação de Energia. Desde 2013 atua na empresa CPFL Energia com planejamento energético e risco de mercado, na diretoria de Planejamento e Inovação.



Alecsandri de Almeida Souza Dias é natural de Campinas, SP, possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (1999), mestrado em Administração pela Universidade Nova de Lisboa e Universidade Católica Portuguesa (2012) na área de Derivativos e Gestão de Risco. Desde 2012 atua na empresa CPFL Energia como gerente de Planejamento Energético e Risco de Mercado, na diretoria de Planejamento e Inovação.