



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GCR/27

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VI**

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

**ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE UM AGENTE HIDRÁULICO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Gerson Luiz Negrão Alves**  
UNIFEI

**Michel Ângelo Inácio Silva Júnior**  
UNIFEI

**Eduardo Crestana Guardia**  
UNIFEI

**RESUMO**

Esse trabalho apresenta a implementação de uma ferramenta de *hedge*, no planejamento para a comercialização de energia elétrica de um gerador hidráulico para o ano seguinte, atuando no mercado brasileiro de energia. Em sua elaboração busca-se encontrar o ponto ótimo da proporção da Garantia Física que este gerador deve comprometer em contratos à preço de mercado, que trará o melhor retorno (ou receita) para um nível de risco pré-determinado. São usadas as metodologias de aversão ao risco *Value at Risk (VaR)* e *conditional Value at Risk (cVaR)* para definir este ponto. Os resultados dos dois métodos são calculados por meio de simulações e apresentados graficamente para comparação e tomada de decisão do valor a contratar. Através de um estudo de caso, é realizado o planejamento para um agente de geração instalado no submercado SE/CO.

**PALAVRAS-CHAVE**

Comercialização de Energia, Energia, Gerenciamento de Riscos, Planejamento Energético, MRE

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui um modelo de operação diferente de outros países do mundo. A energia é proveniente principalmente de hidrelétricas de grande porte e as usinas térmicas desempenham papel fundamental, complementando a geração hidrelétrica em períodos de estiagem e em horários de pico.

No SEB, o sistema é atualmente dividido em quatro submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte). Cada um deles concentra regiões do país onde a energia circula livremente. A separação dos submercados é dada por limites de intercâmbio presentes no sistema de transmissão, ou seja, restrições elétricas no fluxo de energia entre as diversas regiões do país.

O mercado de energia brasileiro está estruturado para garantir a segurança no suprimento, incentivar a expansão da geração, diversificar a matriz energética e atender a demanda dos consumidores ao menor custo, onde a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem o papel de fortalecer o ambiente de comercialização, por meio de regras e mecanismos que promovam relações comerciais sólidas e justas para todos os segmentos (geração, distribuição, comercialização e consumo).

**1.1 O Mercado de Energia Elétrica**

Até a década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro era composto por empresas de estrutura verticalizada em monopólios naturais em suas áreas de concessão, uma característica de empresas estatais [1]. A partir da década de 90 com a desregulamentação do setor elétrico, o novo modelo passou a introduzir a competição nas atividades de geração, comercialização e transmissão de energia. Com isso, surgiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que posteriormente foi substituído pela CCEE, atuando como principal agente no mercado livre de energia, intermediando contratos de compra e venda de energia essencialmente, entre geradoras, distribuidoras, comercializadoras e empresas com grande consumo (consumidores livres) [1].

No novo modelo, a comercialização de energia é realizada no âmbito CCEE em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada, o ACR, e Ambiente de Contratação Livre, o ACL. O primeiro destinado ao atendimento de consumidores cativos no qual a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados de longa duração entre agentes vendedores (geradores) e compradores (distribuidores). Esses agentes participam de leilões nos quais a energia é adquirida pela menor tarifa, atendendo o princípio da modicidade tarifária. O segundo ambiente destina-se ao atendimento de consumidores livres, no qual a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais, cujas condições são livremente negociadas entre os agentes de geração, comercialização e consumidores livres [3].

### 1.2 Os Preços de Energia no Mercado de Curto Prazo (MCP)

A comercialização de energia elétrica ocorre por meio de contratos, que são registrados na CCEE. O PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) é o preço pelo qual são liquidadas as diferenças entre energia contratada e gerada efetivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP) no Brasil. Ele é calculado a partir de programas de otimização para geração hidrotérmica como: NEWAVE<sup>1</sup> (para o planejamento de médio prazo, até 5 anos) e DECOMP<sup>2</sup> (para planejamento de curto prazo, até 12 meses). É realizada comparação entre as quantidades de energia gerada e contratada, então o PLD é utilizado para precificar o montante dessas diferenças ao fim de cada período ou mês.

Os valores do PLD são baseados no Custo Marginal de Operação (CMO), por submercado e por patamar de carga (leve, médio e pesado). O CMO, por sua vez, representa o custo para se produzir o próximo megawatt hora (MWh), associado às variáveis duas relacionadas às restrições de atendimento da demanda de energia dos subsistemas. Como informações de entrada desses programas são usadas: condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, entrada de novos projetos, disponibilidade de equipamentos de transmissão e geração, etc.

A ANEEL é responsável por estipular os limites mínimo e máximo do PLD de acordo com a sua legislação [4]. Para o ano de 2017, os limites mínimo e máximo estipulados pela agência foram 33,68 R\$/MWh e 533,82 R\$/MWh [5].

### 1.3 A Garantia Física

A Garantia Física trata-se da quantidade de energia que pode ser considerada para fins de suprimento e planejamento da expansão do SIN, ou seja, representa a contribuição de uma usina à segurança de suprimento do sistema. Ela é calculada, para um gerador, pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) através de simulações realizadas em modelos computacionais (NEWAVE e MSUI<sup>3</sup>).

A Garantia Física de energia do SIN, segundo portaria do MME [16], é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração, que constituem o sistema, a fim de se obter as suas Garantias Físicas de energia com vistas à comercialização de energia, via contratos.

### 1.4 Modelo de Despacho Centralizado (Tight Pool)

O Brasil possui um sistema de despacho centralizado, o modelo *Tight Pool*, que considera as disponibilidades de cada uma das usinas em condições de operação no SIN. Essas usinas são despachadas com o objetivo de minimizar os custos totais operacionais e visando o menor CMO possível. A instituição responsável por definir o despacho de geração de forma centralizada é o ONS [8].

No planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio e sua consequência futura. Diz-se, então, que o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico é acoplado no tempo.

Segundo Oliveira (2009), na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico, deve-se comparar o benefício imediato do uso da água, obtido através da Função de Custo Imediato (FCI), e o benefício futuro de seu armazenamento, através da Função de Custo Futuro (FCF). O benefício futuro compreende todos os estágios até o fim do horizonte de estudo.

Dependendo do regime de chuvas nas regiões do Brasil, da afluência dos rios e da existência de usinas em cascata compartilhando a água de um mesmo rio (fazendo com que a operação, ou não, de uma usina à montante tenha influência na disponibilidade de água de usinas à jusante) o operador pode despachar uma usina a gerar mais ou menos energia. O despacho centralizado visa à otimização do recurso hídrico, porém, combinado à

<sup>1</sup> Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes).

<sup>2</sup> Modelo de otimização para o planejamento de curto prazo (1 ano com discretização semanal).

<sup>3</sup> O Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) é um software desenvolvido pela Eletrobrás que simula a operação detalhada do sistema hidrelétrico. No Cálculo da Garantia Física das usinas, o MSUI é usado para o cálculo das energias firmes das usinas as quais são utilizadas no rateio da Garantia Física Hidrelétrica do SIN.

diversidade dos regimes hidrológicos das bacias, representa riscos hidrológicos à operação das usinas hidráulicas [10].

### 1.5 O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE tem como objetivo fazer o compartilhamento dos riscos hidrológicos existentes na operação das usinas hidrelétricas, que fogem ao controle dos agentes proprietários dessas usinas. A adesão ao MRE é obrigatória para usinas despachadas pelo ONS e facultativa para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

O MRE funciona como uma associação, na qual os geradores que produzem uma quantidade de energia maior cedam energia de forma contábil para os geradores que produzem menos, para que estes não fiquem expostos aos preços do PLD no mercado *spot*. Segundo Brito (2016), a participação no mecanismo garante que sejam alocados aos seus participantes níveis de geração relacionados com suas Garantias Físicas, independentemente da sua geração real de energia. Ou seja, o MRE contabiliza a energia total gerada pelos geradores pertencentes ao mecanismo, e a divide de maneira proporcional à Garantia Física de cada uma das usinas. Esta Energia Alocada a que cada gerador tem direito é calculada a partir da multiplicação da Garantia Física da respectiva usina por um fator de ajuste do MRE, conhecido como GSF (*Generation Scaling Factor*). Este fator de ajuste é calculado em cada período, “j”, pela relação entre Energia Gerada Total e Garantia Física Total agregada no MRE, conforme é apresentado na equação (1).

$$GSF = \frac{GH_{total\ efetiva}}{GF_{total\ MRE}} \quad (1)$$

Vale ressaltar que a transferência de energia proveniente do MRE é valorada pela TEO (Tarifa de Energia de Otimização). Segundo Ribeiro (2012), os geradores que cedem energia para os outros participantes do mecanismo são ressarcidos de modo a cobrir os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, além do pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

No caso de baixa geração hidráulica, ou baixo GSF, haverá a necessidade do uso da energia proveniente de outras fontes, a fim de suprir a demanda energética não atendida na totalidade pelas hidrelétricas, fato este que ocorre via despacho de usinas térmicas. Como o valor do CMO está vinculado ao preço do combustível utilizado na geração da energia, este fato contribuirá para um alto valor de PLD no período. Em síntese, baixos valores de GSF, trarão altos valores de PLD, fazendo que com que casos de exposições negativas tenham valores, em módulo, maiores do que exposições positivas.

Este fato traz a necessidade, de que os geradores realizem o planejamento das quantidades de energia que irão comprometer em contratos, para assegurar que os mesmos tenham no futuro, o melhor retorno possível e minimizem o risco de prejuízos em casos de cenários desfavoráveis para a geração hidrelétrica.

## 2.0 - MÉTRICAS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

É feita a seguir, uma explanação sobre as diferentes métricas de risco utilizadas no trabalho, a fim de avaliar a melhor estratégia de contratação, selecionando a melhor combinação entre as quantidades de energia que deverão ser negociadas em contratos bilaterais e mercado *spot* [2]. Para auxiliar a tomada de decisão do gerador sobre o percentual da sua garantia física contratada, são usadas as métricas indicadas na bibliografia pesquisada, como *VaR* (*Value at Risk*) e *cVaR* (*conditional Value at Risk*).

### 2.1 Métrica *VaR*

O *VaR* é uma estimativa da máxima perda potencial, a um dado nível de confiança que uma instituição estaria exposta durante um período. Ou seja, com uma certa probabilidade, as perdas não excederão o *VaR*[7].

Segundo Oliveira (2009), se o nível de significância é de 5% ( $\alpha = 5\%$ ), basta determinar o quinto percentil da distribuição empírica atual dos retornos, para se obter o *VaR* de uma série de amostras. Esta abordagem simples para estimação do *VaR* admite que os valores assumidos pelo retorno representam uma boa aproximação para o valor futuro da variável aleatória retorno.

### 2.2 Métrica *cVaR*

O *cVaR* foi desenvolvido com o intuito de corrigir as imperfeições e limitações impostas pelo *VaR* (ROCKAFELLAR & URYASEV, 2000). Esta métrica introduziu o conceito de perda esperada, ou condicional. Por definição, o *cVaR* é definido a partir do *VaR* estimado, sendo obtido a partir da média das observações menores que o correspondente *VaR* estimado.

Existem algumas razões que fazem com que o *cVaR* seja uma medida de risco mais consistente e preferível ao *VaR*, entre elas destacam-se:

- *cVaR* quantifica os resultados piores que o *VaR*;
- O *cVaR* tem a propriedade de unicidade, pois é um valor ótimo. O *VaR*, por ser um minimizador, não apresenta tal propriedade;
- *cVaR* é uma medida de risco altamente flexível. Quando o nível de confiança tende a 1, o *cVaR* tende ao mínimo da distribuição (critério extremamente conservador). Quando o nível de confiança tende a 0, o *cVaR* tende ao valor esperado da distribuição (neutralidade ao risco);
- O *cVaR* é uma função convexa, podendo ser encontrado um ponto ótimo, sem múltiplos extremos locais (o que pode ocorrer no *VaR*).

A Figura 1 mostra a relação entre *VaR* e *cVaR*.

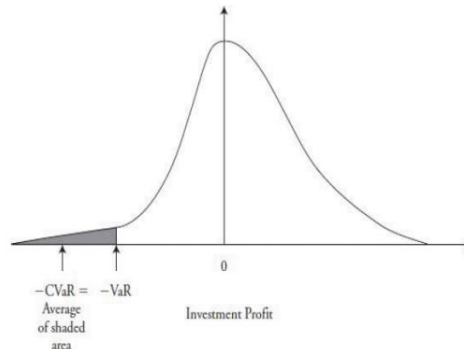


FIGURA 1 - Função Densidade de Probabilidade (%) - *cVaR* e *VaR*  
(Fonte: Lleo, 2010)

### 3.0 - METODOLOGIA

Na análise, será considerada uma usina participante do MRE, com determinada Garantia Física considerada constante. Através de simulações computacionais realizadas de geração hídrica total do sistema e projeções de PLD para um dado período, será feito o planejamento para a comercialização ou meta de contratação de energia elétrica deste gerador.

O objetivo do planejamento é encontrar o ponto ótimo que apresenta a melhor relação entre risco e retorno, dadas determinadas métricas e níveis de risco, para a proporção da Garantia Física que este gerador deve comprometer em contratos à preço de mercado para o referido período.

Segundo Oliveira (2009), a receita de um gerador hidráulico pode ser calculada pela expressão:

$$R = P_i \cdot E_i + PLD \cdot (G_t - E_i) - cop \cdot G_t \quad (2)$$

Onde:

*R* – Receita do gerador hidráulico

*P<sub>i</sub>* – Preço da energia em contratos futuros *i*

*E<sub>i</sub>* – Volume de energia contratada em contratos futuros *i*

*PLD* – Preço da energia no mercado *spot*

*G<sub>t</sub>* – Geração hidrelétrica total do gerador

*cop* – Custo de operação variável da usina

A título de simplificação, será desprezado neste estudo o custo de operação variável da usina (*cop*), considerando-se apenas a receita bruta. Como está sendo avaliada a curva de receita, é entendido que seu formato não será alterado pela consideração, ou não, desta variável.

Por se tratar de uma usina participante do MRE, o termo referente à geração hidrelétrica total (*G<sub>t</sub>*) será substituído pela Energia Alocada, ou seja, a parcela da geração a que o gerador tem direito em relação à geração total das usinas participantes do MRE, como citado anteriormente, e que pode ser calculada da seguinte forma:

$$E_{aloc} = GF \cdot GSF \quad (3)$$

Onde:

*GF* – Garantia Física da usina;

*GSF* – Fator de ajuste do MRE (*Generation Scaling Factor*).

Assim a receita pode ser reescrita pela seguinte fórmula:

$$R_t = P_i \cdot E_i + PLD \cdot (E_{atloc} - E_i) \quad (4)$$

Para realizar o estudo de caso, será utilizado o programa NEWAVE, que fornece conjuntamente a projeção de s séries equiprováveis para o CMO e a geração hidráulica do sistema para os próximos 60 meses, onde apenas o período de interesse será utilizado.

O CMO é utilizado para a obtenção das s séries de PLD. Os valores de PLD serão os próprios fornecidos para o CMO, porém limitadas aos valores máximo e mínimo determinados pela ANEEL.

Como visto na equação (1), o GSF pode ser calculado através divisão da geração hídrica efetiva total das usinas participantes do MRE pela soma da garantia física total das mesmas usinas. Este somatório será obtido através do boletim InfoMercado [17]. E a partir das s séries de projeção de geração hídrica total serão obtidas s séries de projeções para o GSF no ano de 2018.

Substituindo a equação (3) na equação (4), a receita para os  $i$  meses e s séries será dada por:

$$R_{is} = P_i \cdot E_i + PLD_{is} \cdot (GF \cdot GSF_{is} - E_i) \quad (5)$$

Como o foco está na obtenção do nível de contratação para fins de planejamento, para o preço de energia em contratos futuros ( $P_i$ ), ao invés do valor de cada contrato individualmente, será utilizada uma projeção do preço de mercado da energia a ser praticado em determinado tempo futuro. Para isto, foi escolhida a curva futura de projeção obtida da plataforma BRIX<sup>4</sup>.

Finalmente, a variável  $E_i$  que representa o volume de energia contratada em contratos futuros  $i$ , de forma análoga ao que foi feito com  $P_i$ , não será tratada separadamente para cada contrato, mas equivalente à quantidade de energia total a ser comprometida em contratos de venda de energia pelo referido gerador. Esta é a variável de interesse e, após a obtenção de todos os dados acima mencionados, serão realizadas simulações para todo o intervalo de níveis de contratação de energia possíveis para o gerador (0 a 100% ou 0 (zero) ao total da Garantia Física do gerador), obtendo s projeções dos valores finais da receita para o período de interesse  $i$ .

Para a análise das projeções das receitas para os s cenários estocásticos obtidos, serão utilizadas métricas de risco. Como mencionado acima, podem ser utilizados diferentes tipos de métricas de risco para se encontrar um ponto ótimo. As métricas de risco a serem simuladas para todos os níveis de contratação serão o  $VaR$  e o  $cVaR$ , de modo a fornecer subsídios para a tomada de decisão sobre qual a estratégia de contratação a ser utilizada.

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

O presente estudo de caso considera uma usina fictícia localizada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, com garantia física de 250 [MW], participante do MRE e que deseja encontrar os níveis de risco para o planejamento da comercialização de sua energia para os 12 meses do ano de 2018.

O preço da energia para esse período é obtido através da curva futura da plataforma BRIX, de energia convencional para entrega no submercado SE/CO, com valores em reais por megawatt-hora. Os valores da "BRIX curva de preços futuros em 02/03/2017, Energia convencional para entrega no submercado SE-CO" (13) entre os meses de janeiro/2018 a dezembro/2018 foram de 170,00 R\$/MWh.

Com o programa NEWAVE, foram obtidas 200 séries de projeções de CMO e geração hidráulica total para os 60 meses seguintes, das quais apenas os 12 meses de 2018 foram utilizados.

Para os limites do PLD, foram utilizadas estimativas de limites a serem estabelecidos pela CCEE para o ano de 2018, no valor de 33,68 R\$/MWh para o limite mínimo. Este limite é o mesmo aplicado nos últimos anos e equivale ao maior valor entre custos de Itaipu e a Receita Anual de Geração, com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) [15]. E para o limite máximo, o valor de 533,82R\$/MWh que representa o custo variável de operação da térmica mais cara a ser contratada no ACR, a UTE Mário Lago.

No cálculo do GSF para o período, é utilizada a geração hidráulica total do MRE. Para tanto, foi necessário considerar além da previsão de geração do NEWAVE para as usinas despachadas pelo ONS, a geração de todas as PCHs que não são despachadas pelo operador, mas que participam do mecanismo de realocação.

A geração das PCHs foi calculada, por aproximação, através da multiplicação de um fator de despacho de pequenas centrais (valor adotado de 0,85) pela garantia física total das mesmas. Esta última informação pode ser encontrada no boletim InfoMercado emitido mensalmente pela CCEE.

A garantia física total do MRE utilizada para o cálculo do GSF, corresponde à garantia física total líquida do MRE, ou seja, descontadas as perdas, FID (Fator de Disponibilidade do sistema) e consumo interno, todos em valores médios para o sistema, sendo distribuída de maneira não sazonalizada. Também se considerou a expansão hidrelétrica do sistema para o ano de 2018.

<sup>4</sup> A curva futura de preços BRIX representa as expectativas dos agentes participantes da BRIX para o comportamento do preço de energia nos meses futuros e constitui ferramenta de importância estratégica e gerencial para as empresas do segmento [13].

## 5.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

De posse de todos esses dados, foram obtidas 200 séries de GSF mês a mês para o período, e, a partir delas, a previsão do GSF médio para o ano de 2018, que foi de 0,9652. Em outras palavras, a previsão de geração total média do MRE para o ano de 2018 é de 96,52% da Garantia Física total do Mecanismo de Realocação de Energia.

Na Figura 2, são exibidos a média total e os valores médios anuais das 200 séries obtidas para o GSF e para o PLD de 2018, onde o eixo x apresenta os percentis da série e o eixo y o valor do GSF e PLD, respectivamente.

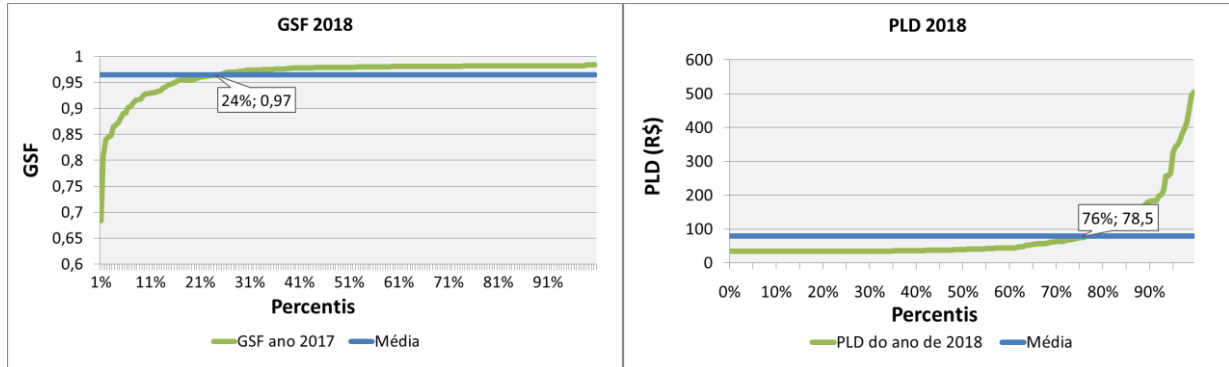


FIGURA 2 – Gráfico de permanência do GSF médio e do PLD médio de 2018

Observa-se que, em aproximadamente 24% dos casos, os valores obtidos de GSF são menores do que a média total da série e, em aproximadamente 24% dos casos, os valores obtidos de PLD são maiores do que a média total da série. A comparação dessas duas informações reafirmam a tese de que casos de exposições negativas tendem a ser consideravelmente desfavoráveis para os geradores hidráulicos.

Finalmente, para analisar a melhor situação para a contratação do Agente, foram realizadas simulações para todos os níveis de contratação, com intervalo de 0,1% entre as mesmas.

Primeiramente, foi utilizado o VaR como métrica de risco, para  $\alpha$  igual a 25% e 5%, respectivamente:

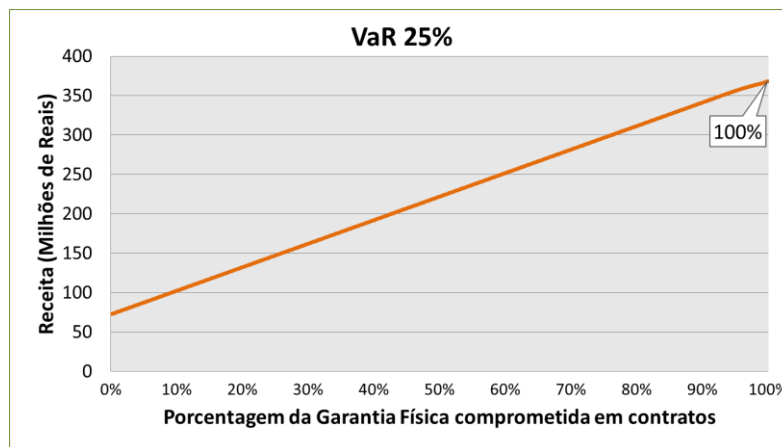


FIGURA 3 – Gráfico do VaR 25%

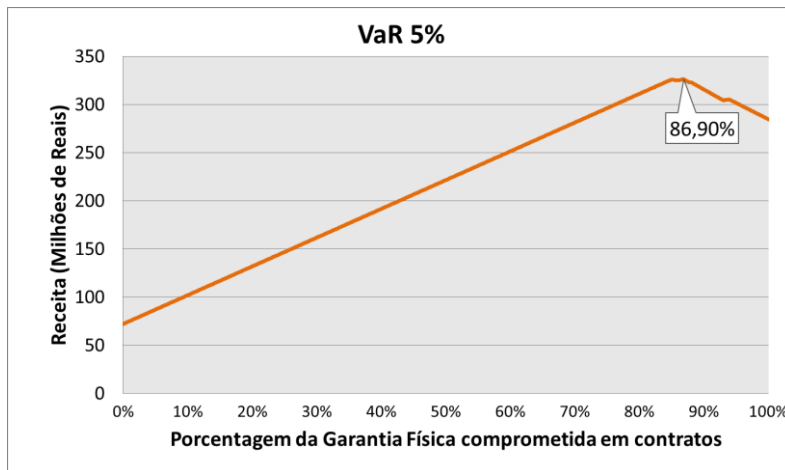


FIGURA 4 – Gráfico do VaR 5%

Analisando os resultados para um VaR com nível de confiança de 75% (Figura 3), notou-se que o ponto ótimo encontra-se na contratação de 100% da Garantia Física em contratos bilaterais. Entretanto, à medida que reduz-se o VaR e, conseqüentemente, aumenta-se o nível de confiança, observa-se uma redução no valor ótimo do nível de contratação. Assim, com um nível de confiança de 95% (Figura 4), o melhor resultado seria a contratação de 86,9% da Garantia Física em contratos bilaterais.

Os resultados exibidos a seguir, por sua vez, foram obtidos através de simulações utilizando a métrica de risco cVaR, para  $\alpha$  igual a, 25% e 5%, respectivamente.

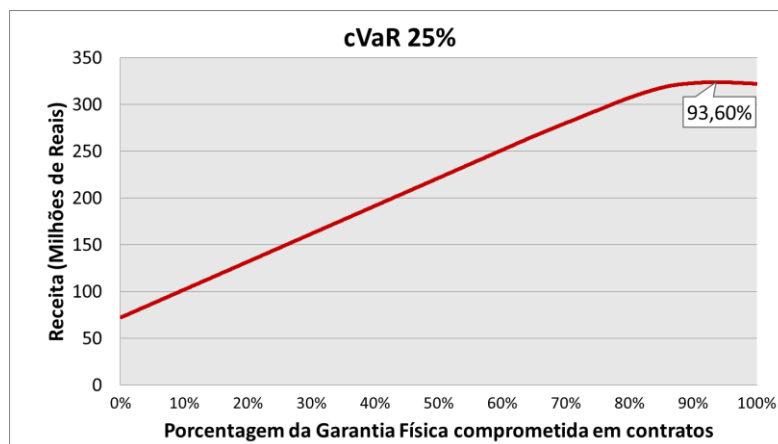


FIGURA 5 – Gráfico para cVaR 25%

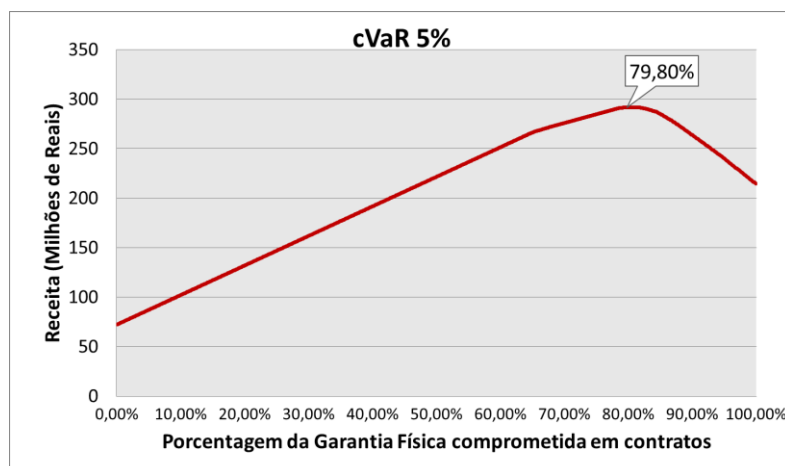


FIGURA 6 – Gráfico para cVaR 5%

Analisando os resultados para um cVaR com nível de confiança de 75% (Figura 5), notou-se que o ponto ótimo encontrava-se na contratação de 93,6% da Garantia Física em contratos bilaterais. Contudo, com a redução do

*cVaR* e, conseqüente aumento do nível de confiança, observa-se uma redução no valor ótimo do nível de contratação. Assim, com um nível de confiança de 95% (ver Figura 6), o melhor resultado seria a contratação de 79,8% da Garantia Física em contratos bilaterais.

As métricas de risco utilizadas em nosso estudo foram o *VaR* e o *cVaR*. Entre elas, o *cVaR* foi a métrica que apresentou resultados mais seguros e de menor risco para o gerador. A métrica condicional leva em consideração não só a probabilidade de se existirem perdas maiores do que  $\alpha\%$ , como é o caso do *VaR*, mas também a média dos resultados piores do que  $\alpha\%$  dos casos, possibilitando assim uma análise mais sólida dos resultados.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Foi realizado um estudo sobre mercado e comércio de energia elétrica no Brasil e suas aplicações, discutindo seus principais temas e a forma como eles influenciam na comercialização da energia no cenário nacional. Através das simulações obtidas, foi possível concluir que, para obtenção dos melhores resultados no planejamento da comercialização de energia, a métrica de risco *cVaR* é a mais adequada e a mais conservadora. Essa métrica foi capaz de explorar as perdas de maneira mais eficaz, pois considera a “profundidade” das mesmas e possibilita resultados mais sólidos. Tal característica facilita a obtenção de um ponto ótimo mais confiável, sem a existência de múltiplos extremos locais, condição observada na métrica *VaR*.

Os resultados alcançados, todavia, precisam ser considerados dentro das limitações que os caracterizam. A desconsideração da Sazonalização da Garantia Física, foi uma premissa adotada neste trabalho, justificada pelo fato de que os geradores participantes do MRE seguem a curva de sazonalização do Mecanismo, que só será feita e publicada em dezembro de 2017 e janeiro de 2018, respectivamente.

Outro fator foi a consideração de apenas um tipo de contrato no portfólio. Recomenda-se a variação dos tipos de contratos como continuação deste estudo. Apesar de a modalidade contratual aplicada neste trabalho ser a mais utilizada nas negociações realizadas no mercado de energia no Brasil, outros tipos de contratos podem produzir diferentes comportamentos no resultado de um gerador.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) GOMES, L. L., Brandao, L. E., & Pinto, A. C. (2009). Otimização de carteiras de contratos de energia elétrica através de medida ômega.
- (2) OLIVEIRA, F. A. (2009). Estratégia de comercialização de energia elétrica através da otimização de portfólio de contratos utilizando projetos de experimentos de misturas. ISEE. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá.
- (3) MAYO, R. (2009). Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco.
- (4) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Preços Semanais”. Disponível em: [http://www.ccee.org.br/preco\\_adm/precos/semanal/](http://www.ccee.org.br/preco_adm/precos/semanal/). Acesso em 23/05/16.
- (5) Agência Nacional de Energia Elétrica, “ANEEL estabelece limites do PLD para 2016”. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/> Acesso em 22/05/16.
- (6) Rockafellar, R. T., & Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value at risk. Applied Mathematics; Industrial and systems engineering. University of Washington; University of Florida.
- (7) JP Morgan. (1996). Risk Metrics. New York: Technica Document.
- (8) SANTOS, F. F. G. (2013). Gerenciamento de Riscos: Otimização Multiobjetivo e Análise de Portfólio de Compra e Venda de Energia.
- (9) EPE, “Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas”. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME, julho, 2008
- (10) RIBEIRO, R. C. (2012). Avaliação dos Riscos de Liquidação de Energia Associados à Sazonalização de Garantia Física de Pequenas Centrais Hidrelétricas.
- (11) BRITO, M. C. T. (2016). Análise da Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.
- (12) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Informações ao mercado”. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em 19/09/16.
- (13) BRIX, “O mercado de energia do Brasil”. Disponível em: <https://www.brix.com.br> Acesso em 19/09/16.
- (14) Eletrobras, “Manual de metodologia Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – MSUI”, Eletrobras, novembro de 2015.
- (15) ANEEL, “Conclusão AP 54/2014 – Limite máximo e mínimo do PLD”. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/>. Acesso em 26/09/16.
- (16) MME, “PORTARIA No 101, DE 22 DE MARÇO DE 2016”.
- (17) CCEE, “InfoMercado – Dados Individuais – 2016”. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>



## 8.0 DADOS BIOGRÁFICOS

**Gerson Luiz Negrão Alves**

Nasceu em Itajubá (MG), em 1987. Estudou Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas de potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), realizou estágio em FURNAS Centrais Elétricas e trabalha na CCEE.



**Michel Ângelo Inácio Silva Júnior** nasceu em Itajubá-MG, em 1992. Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas de potência pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Áreas de interesse: Comércio de Energia, Geração de Energia Elétrica e Eletrônica de Potência.



**Eduardo Crestana Guardia** é natural de Rio Claro / SP – Brasil. Fez graduação em Engenharia Elétrica, mestrado em Engenharia da Energia e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI Itajubá em 1998, 2007 e 2014, respectivamente. Foi pesquisador visitante no grupo Operations Research and Industrial Engineering da University of Texas, Austin em 2009, quando realizou estágio de doutorado. É professor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da UNIFEI Itajubá, onde desenvolve estudos nas áreas de Eficiência Energética, Regulação Tarifária e Mercado de Eletricidade. Outras áreas de interesse são Smart Grid, Fontes Renováveis, Gestão de Ativos, Confiabilidade e Análise de falhas.