



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

FI/GCR/14  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – VI**

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

**ESTRATÉGIA ÓTIMA DE CONTRATAÇÃO PARA CONSUMIDORES LIVRES, COMO “TRADE-OFF” ENTRE CONTRATAÇÃO IMEDIATA E POSTERGAÇÃO DE DECISÃO, PONDERANDO INCERTEZAS NOS PREÇOS DE CURTO PRAZO E NA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS**

**Luiz A. S. Camargo(\*)      Ewerton Guarnier      Dorel S. Ramos**  
**Escola Politécnica da Universidade de São Paulo**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta um modelo de precificação de contratos com diferentes períodos de vigência, onde condições estruturais e sistêmicas são consideradas na formação do preço. Não obstante, o modelo contempla a precificação em data-base corrente, quando as condições de formação de preço são conhecidas, e em data-base futura, quando há incerteza sobre os principais condicionantes formadores do preço. Um modelo de otimização estocástica para definição da estratégia de contratação para consumidores livres, onde o controle de risco é realizado pela incorporação da métrica CVaR, é aplicado num estudo de caso para analisar o trade-off entre contratação imediata e postergação da decisão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Consumidores Livres, Estratégia Ótima, Contratação, Incertezas, Decisão

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Os consumidores de energia elétrica no Brasil têm a opção de contratar energia nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL). No ACR compra-se energia da distribuidora em que o consumidor está conectado fisicamente, situação onde o custo da energia consumida fica vinculado ao mix de compra que a distribuidora contratou em leilões de energia. No ACL o consumidor faz a gestão da compra, podendo realizar contratos com geradoras ou comercializadoras, negociando bilateralmente as condições contratuais, tais como preços, data de entrega, duração e flexibilidade. Assim, no ACL, se por um lado o consumidor pode buscar preços mais baixos do que os ofertados pela concessionária, por outro fica mais suscetível à volatilidade dos preços.

A tomada de decisão de contratação de energia de um consumidor livre é dinâmica, pois a cada instante o balanço energético de consumo versus contratos de aquisição deve ser atendido. A composição do portfólio de contratos de compra de energia depende do perfil de risco do consumidor. Perfis mais avessos ao risco buscam mitigar exposições financeiras, mesmo que implique em aumento do custo global, enquanto os de perfil com maior apetite ao risco aceitam um certo nível de exposição, tendo em vista a possibilidade de obter custo global menor.

Basicamente, estes tipos de consumidores se diferenciam em relação à estratégia de contratação, que pode ser composta preferencialmente de contratos de curto ou de longo prazo, cujas vantagens resumem-se conforme segue.

- Estratégia de contratação no curto prazo: (i) o agente consegue fazer uma melhor previsão de consumo e, por isso, pode contratar um montante mais ajustado às necessidades, reduzindo a possibilidade de sobras, e (ii) capturar os momentos de preços baixos em condições sistêmicas favoráveis. Entretanto, (iii) fica desprotegido contra elevações bruscas no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), que influenciam fortemente os preços dos contratos bilaterais de curto prazo.

- Estratégia de contratação no longo prazo: (i) o agente tem maior previsibilidade do custo de energia, e (ii) fica menos suscetível as condições de preços elevados dos contratos em função da influência das condições sistêmicas. Porém (iii) perde oportunidade de receber energia a preços baixíssimos quando houver grande disponibilidade energética.

Assim, consumidores livres devem responder três questões fundamentais para definir sua estratégia, estabelecendo (i) a duração do contrato; (ii) o prazo de entrega da energia; e (iii) se convém aguardar por preços mais propícios. Neste trabalho, primeiramente, será apresentado um modelo de precificação de contratos que considera a representação sistemática de suas principais variáveis e o conceito de equivalente econômico para valoração. Para contratos de curta duração atribui-se peso maior para condições conjunturais, representadas pelo PLD; enquanto que para contratos de longa-duração considera-se o custo de novos entrantes, representado pelo Custo Marginal de Expansão. Situações intermediárias são contempladas a depender do horizonte com o qual se trabalha. O modelo permite que preços de contratos sejam calculados para qualquer data de entrega e duração, além da representação da tendência dos preços através de cenários com a captura da evolução das condições sistêmicas na precificação de contratos.

Adicionalmente, objetiva-se apresentar um modelo para definição da estratégia ótima de contratação do consumidor, programado em linguagem Mosel e otimizado no programa Xpress<sup>1</sup>. A função objetivo do modelo visa a minimização da função convexa que pondera o custo esperado de aquisição de energia e uma métrica de risco de custos elevados, nesse caso representada pelo CVaR (Conditional Value-at-Risk), ponderado pelo parâmetro  $\rho$ , que representa a aversão ao risco do agente (trade-off entre custo esperado e risco associado). A variável de decisão é o montante a ser alocado em contratos de compra de energia realizados na data presente e/ou em uma data futura, de forma a representar a postergação na decisão de contratação.

Um estudo de caso com foco ajustado em agentes consumidores que necessitam definir suas estratégias de contratação para os próximos quatro anos ilustra a aplicação dos modelos. Os resultados obtidos definem a política de contratação ótima dos consumidores simulados, como consequência da minimização da função convexa custo versus risco, sendo que a composição ótima de portfólio depende do apetite ao risco e, também, da análise particular do consumidor no que concerne aos cenários de evolução dos preços, influenciando a tomada de decisão em função do cotejo entre ganhos potenciais (custos evitados).

## 2.0 - MODELO DE PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS

A precificação dos contratos será alicerçada, do ponto de vista formal, no conceito de “preço justo da energia elétrica” (preço definido por mecanismos de mercado, sem distorções), fixado em função do período de suprimento dos contratos e da data de início de entrega da energia elétrica aos Compradores. Os ingredientes básicos que ponderam o preço são discretizados a seguir.

- ☐ Projeção do PLD.
- ☐ Preço da Oferta Estrutural de Energia Futura (Energia Nova)
- ☐ Período de Suprimento do Contrato.
- ☐ Data de início de entrega da energia (“delay” de entrega)

O preço do contrato final é particionado em preços distintos de contratos de um ano de duração e diferentes “delays” de entrega, sendo depois feita uma agregação desses contratos anuais para se formar o valor final do preço de um contrato que cubra todo o horizonte desejado. Cada ano de contrato tem uma diferente fórmula para a determinação do preço. As regras para a construção destes preços são apresentadas a seguir.

- 1º Ano :  $PLD + A1\%$  de Ágio
- 2º Ano :  $P2\%$  de PLD,  $CE2\%$  de  $CME_{Existente}$  e  $CG2\%$  de  $CME_{GD}$ , +  $A2\%$  de ágio
- 3º Ano :  $P3\%$  de PLD,  $CA3\%$  de  $CME_{A-3}$  e  $CG3\%$  de  $CME_{GD}$ , +  $A3\%$  de ágio
- 4º Ano :  $CME_{A-3/A-5} + A4\%$  Deságio
- 5º Ano para frente :  $CME_{A-5} + A5\%$  Deságio

Os parâmetros  $A1$ ,  $A2$ ,  $A3$ ,  $A4$  e  $A5$  representam os percentuais de ágio para cada ano de contrato; os parâmetros  $P2$ ,  $CE2$  e  $CG2$  representam a participação do PLD, do  $CME_{Existente}$  (Leilões de Energia Existente) e do  $CME_{GD}$  (leilões de fonte alternativa) no preço do 2º ano; e os parâmetros  $P3$ ,  $CA3$  e  $CG3$  representam a participação do PLD, do  $CME_{A-3}$  (Leilões de Energia Nova A-3) e do  $CME_{GD}$  (leilões de fonte alternativa) no preço do 3º ano.

Assume-se que o PLD possa ter influência na formação dos preços até o 3º ano, sendo que no 1º ano o preço é integralmente influenciado pela previsão do PLD, no 2º e 3º ano esta influência cai gradativamente e o preço do contrato vai se aproximando do CME.

<sup>1</sup> [www.fico.com](http://www.fico.com)

O valor do contrato é obtido através de um equivalente econômico das expectativas de preços futuros para contratos de um ano, com a energia entregue em momentos distintos, a partir da fixação do contrato. Em outras palavras, o preço do contrato deriva do equivalente econômico de um conjunto de contratos de um ano, com energia entregue, sucessivamente, a um ano da pactuação do contrato, a dois anos, a três anos, etc.

Na representação do equivalente econômico, os montantes de entrada no fluxo de caixa são representados pelo preço do contrato, que possui valor fixo durante todo o horizonte de contratação, e as saídas são representadas pelos preços mensais do contrato, conforme referido anteriormente neste documento. O valor do contrato é obtido igualando-se, em valor presente, todas as entradas e saídas do fluxo de caixa. A equação (2.1) é utilizada para o cálculo do valor do contrato. Como o preço do contrato é constante para todos os meses do período de contratação, o termo  $P_c$  pode ser retirado de dentro da somatória, resultando na equação (2.2).

O prazo de entrega da energia é considerado no equacionamento dos contratos da seguinte forma: para os meses em que o contrato é válido utiliza-se a metodologia apresentada anteriormente; para os meses em que o contrato não tem validade, este é considerado com valor nulo. O valor do contrato é obtido a partir da equação (2.3).

$$\sum_{j=1}^m \frac{P_c}{(1+i)^j} = \sum_{j=1}^m \frac{Preço_j}{(1+i)^j} \quad (2.1)$$

$$P_c = \frac{\sum_{j=1}^m \frac{Preço_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^m \frac{1}{(1+i)^j}} \quad (2.2)$$

$$P_c = \frac{\sum_{j=entr}^m \frac{Preço_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=entr}^m \frac{1}{(1+i)^j}} \quad (2.3)$$

Onde:

- $P_c$ : Preço do contrato;
- $m$ : Duração do contrato, em meses;
- $i$ : Custo de oportunidade mensal de capital;
- $Preço_j$ : Preço da energia no mês  $j$ .
- $entr$ : Prazo de entrega da energia em meses;
- $m$ : Mês final do contrato,  $m = entr + duração$ ;

A determinação da participação de cada parâmetro ( $PLD$ ,  $CME_{Existente}$ ,  $CME_{GD}$ , etc) na composição do preço anual do contrato é de vital importância para a robustez do modelo. Assim, estes parâmetros foram calibrados através da minimização do erro quadrático entre a precificação do modelo descrito anteriormente e mais de 1.400 cotações de preços do mercado. Esta minimização foi realizada com a aplicação da técnica de algoritmos genéticos.

## 2.1 Contratos “Estocásticos”

Neste contexto, entende-se por Contrato “Estocástico” aquele Contrato Bilateral de qualquer duração e “delay” de entrega da energia, que venha a ser firmado em data futura, ou seja, um Contrato em que a negociação de preços se desenvolverá em data futura e cuja fixação dependerá de condições de contorno do Sistema e do Mercado não conhecidas na data de início da simulação.

Esse tipo de Contrato representa a situação comumente vivenciada por um agente, que em determinado momento tem que decidir o quanto compra ou vende de energia naquele mesmo mês e quanto pode deixar para comercializar em data futura. Essa decisão, por óbvio, envolve uma solução de compromisso entre um ganho que pode ser garantido no presente (“travando” o preço do contrato e, conseqüentemente, da energia a ser comercializada), versus a expectativa de ganho (ou perda) quando se posterga a decisão para o futuro e daí, dependendo da evolução das variáveis condicionantes do preço no interregno entre a data de postergação e a nova data de negociação de contrato, se deparar com condições mais favoráveis (ou desfavoráveis) para a formação do preço dos contratos bilaterais.

Para a representação de Contratos “Estocásticos” se considera que, quando se posterga a decisão de contratar para o futuro, se estará defronte a uma situação hoje desconhecida e que somente pode ser simulada probabilisticamente. A ideia é, portanto, cenarizar estocasticamente situações no futuro e em cada caso aplicar a metodologia determinística de Precificação de Contratos, descrita anteriormente. Assim, por exemplo, a decisão para fixação das condições de um contrato de 3 anos de duração, com entrega daqui a dois anos, pode ser tomada agora e, nesse caso as condições conjunturais atuais terão uma influência menos significativa no contrato, ou o agente pode decidir aguardar mais um ou dois anos e daí negociar as condições do contrato, que terão uma maior influência do  $PLD$  projetado no momento da fixação do preço, aumentando a incerteza.

Em tendo decidido pela postergação, as condições do sistema serão cenarizadas para o futuro, particularmente no que respeita ao  $PLD$ . Assim, as projeções de  $PLD$  para as 2000 séries sintéticas de Energia Natural Afluente do Modelo NEWAVE serão decompostas em “clusters”, com probabilidades associadas (dado pelo número de séries do “cluster” dividido por 2000), aplicando-se a cada conjunto de séries a metodologia de precificação de contratos, como se o agente tomador de decisão tivesse sido transportado para o futuro e estivesse tomando uma decisão de precificação perante cada um dos “clusters” de cenários.

Nas simulações referentes à estratégia de contratação, um contrato a ser fixado no futuro será representado, portanto, não por um preço fixo, mas sim por uma distribuição de preços possível e atrelada ao episódio hidrológico que estiver sendo simulado (por exemplo, hidrologia favorável acarreta preços mais baixos, enquanto a hidrologia adversa acarreta preços mais elevados). A Figura 1 ilustra a precificação “hoje”, onde as variáveis utilizadas na definição dos preços são conhecidas, e a precificação futura, onde existe uma incerteza em relação ao estado do sistema e das variáveis utilizadas na precificação, especialmente o PLD.

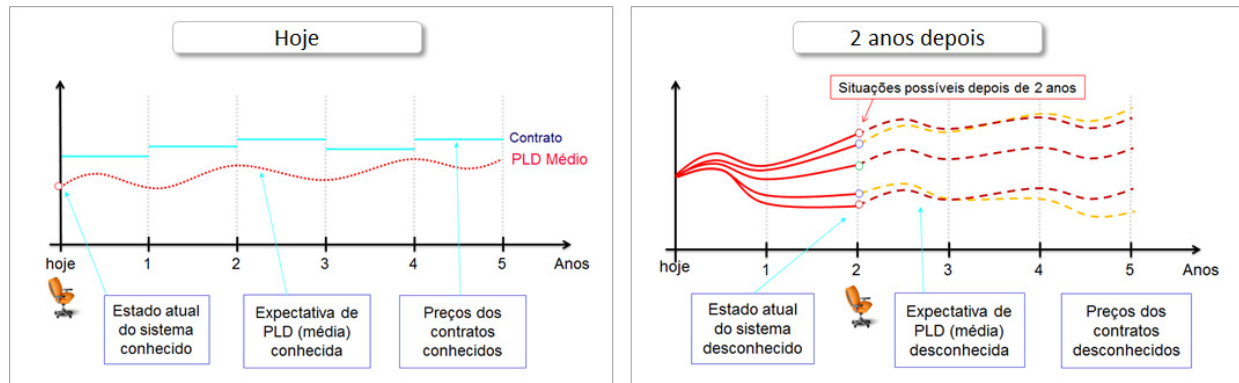


Figura 1 – Precificação “hoje” versus Precificação depois de 2 anos

O número de clusters utilizado determinará a quantidade de cenários de preços para cada tipo de contrato. Este número dependerá da distância entre “hoje” e o mês com a “cadeira de precificação”, sendo que quanto maior a distância da tomada de decisão em relação ao “hoje” maior será o número de “clusters” utilizados, representando assim a incerteza do preço com a postergação da decisão.

### 3.0 - MODELO PARA DEFINIÇÃO DA ESTRATÉGIA ÓTIMA – CONSUMIDOR

O modelo busca auxiliar o agente consumidor na definição da estratégia ótima de contratação, tendo como base a política de gerenciamento de risco e o atendimento da demanda no horizonte de estudo. Apresentamos na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo a descrição matemática do modelo com a explicação de cada termo utilizado. Assume-se como premissa que este tipo de agente possui a alternativa de garantir o suprimento de energia através da realização de contratos bilaterais de médio e longo-prazos e diretamente no mercado de curto prazo (MCP) – assumindo aqui a possibilidade de compra de contratos mensais ao valor de PLD mais um (des)ágio (doravante denominados Contratos “MCP”). Não foi modelada a possibilidade de redução proposital de carga para a venda do excedente no MCP.

A fonte de incerteza no modelo está atrelada ao valor projetado do PLD, que representa contratos mensais. Assume-se que o agente tem sua carga pré-definida para todo o horizonte de análise, sendo assim não foi considerada a demanda como fonte de incerteza. Esta premissa está fundamenta no fato da projeção da demanda ser muito particular de cada agente e sua projeção não é o escopo principal desse trabalho. Para um exemplo de projeção de demanda ver Rocha & Kuhn (2012).

Em suma, dado o perfil de carga do agente, busca-se definir o portfólio ótimo de contratos que atendem sua demanda pré-estabelecida e com base na aversão ao risco da empresa, de forma a minimizar o custo global de aquisição de energia. A função objetivo do modelo visa a minimização da função convexa entre a Custo Esperado e o CVaR (Conditional Value-at-Risk), ponderado pelo parâmetro  $\rho$ , que representa a aversão ao risco do agente (trade-off entre o custo esperado e o risco associado). Ver mais em: Conejo et al (2010).

A variável de decisão do modelo é o montante (volume) a ser alocado em cada contrato de compra de energia, que compõem um portfólio de contratos candidatos. O portfólio candidato é composto por múltiplos contratos de compra do tipo por quantidade, com preço, prazos e durações distintas, proporcionando alternativas para a contratação e tendo como base contratos com maior liquidez no mercado.

Os contratos foram precificados com base na data presente e futura, para permitir uma análise entre uma decisão imediata ou sua postergação à uma data futura. Ademais, para a projeção dos preços dos contratos os cenários de PLD foram ‘clusterizados’ para permitir trabalhar em patamares de preços dos contratos atrelados a grupos de cenários clusterizados de PLD.

Neste modelo de contratação assumimos a premissa que o consumidor segue a política de gerenciamento da contabilização do risco a cada semestre, isto é, o CVaR é contabilizado em cada semestre do horizonte de estudo, com nível de confiança de 5%. Para mais informações sobre CVaR ver: Pflug & Römisich (2007); Rockfellar & Uryasev (2000).

Tabela 1 – Modelo para Definição da Estratégia Ótima de um Consumidor

<p>Minimizar <math display="block">\sum_{t \in T} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot \left[ \frac{(1-\rho) \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot C_{t,s}) + \rho \cdot \left( A_t + \frac{1}{\alpha} \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot a_{t,s}) \right)}{\right] \quad (1)</math></p> <p>Onde: Para todo <math>c \in C</math>, <math>t \in T</math> e <math>s \in S</math></p> <p><math display="block">C_{t,s} = \left[ \sum_{c \in C} (v_c \cdot \varphi_{t,c} \cdot h_t \cdot P_c^C) \right] + [V_t \cdot h_t \cdot P_{t,s}^{SPOT}] \quad (2)</math></p> <p>Para todo <math>c \in C^c</math> e <math>t \in T</math>  <math display="block">D_t = \left[ \sum_{c \in C} (v_c \cdot \varphi_{t,c}) \right] + (V_t) \quad (3)</math></p> <p>Para <math>t \in T</math> e <math>s \in S</math>:</p> <p><math display="block">a_{t,s} \geq C_{t,s} - A_t \quad (4a)</math></p> <p><math display="block">a_{t,s} \geq 0 \quad (4b)</math></p> <p><math display="block">V_t \geq 0 \quad (5)</math></p> <p><math display="block">v_c \leq V_c^{MAX} \quad (6)</math></p>	<p><b>Função Objetivo:</b>  1º Termo: Custo Esperado / 2º Termo: CVaR  <i>C: Custo (R\$)</i>  <i>A<sub>t</sub> e a<sub>t,s</sub>: Variáveis auxiliares (CVaR)</i>  <i>p<sub>s</sub>: Probabilidade do cenário 's'</i>  <i>α: Nível de confiança (CVaR)</i>  <i>ρ: Parâmetro de aversão ao risco (0 &lt; ρ &lt; 1)</i></p> <p><b>Custo com Aquisição de Energia:</b>  1º Termo: Compra Contrato Bilateral / 2º Termo: Compra Contrato "MCP"  <i>φ<sub>t,c</sub>: Perfil de entrega</i>  <i>V: Volume (MWmed)</i>  <i>P: Preço de contrato e spot (R\$/MWh)</i>  <i>h: Horas no mês 't'</i></p> <p><b>Restrição para Atendimento de 100 % Demanda:</b>  Compra via Contratos Bilaterais e Contrato "MCP".  <i>D<sub>t</sub>: Demanda (MWmed)</i></p> <p><b>Restrições para Cômputo do CVaR:</b> Essas restrições, em conjunto com o 2º Termo da equação (1), definem o valor do CVaR no ponto ótimo.</p> <p><b>Restrição para compra (e não a venda) no MCP.</b></p> <p><b>Restrição limitante do volume disponível para aquisição em cada contrato.</b></p>
--	--

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

O presente estudo de caso analisa a situação de um agente consumidor que deseja definir sua estratégia de contratação num horizonte de 4 anos (2015-2018), cuja demanda fixa a ser atendida é de 100 MWm. No estudo analisaremos duas situações que se apresentam conforme segue: (i) A tomada de decisão deverá ser realizada na presente data; (ii) A tomada de decisão poderá ser na presente data ou postergada para uma data futura (janeiro de 2015). As análises tiveram como dados de entrada as projeções de PLD do deck oficial de Outubro de 2014.

##### 4.1.1 Tomada de Decisão na Data 'Presente'

Nesta primeira simulação analisamos a estratégia de contratação de um agente consumidor que deve travar sua posição na presente data para o atendimento da sua demanda fixa de 100 MWm no horizonte de 4 anos, tendo como oferta de mercado os contratos candidatos de compra apresentados na Figura 2, cujos preços estão expressos em R\$/MWh e foram precificados na data "hoje". Observe que os prazos dos contratos cobrem o horizonte de análise e fornecem diversas possibilidades para contratação, com inícios e termos distintos.

Índice	Início	Fim	Preço	Índice	Início	Fim	Preço
1	jan-15	jun-15	507.36	7	jan-16	dez-16	176.97
2	jan-15	dez-15	419.48	8	jan-16	dez-17	174.82
3	jan-15	dez-16	304.00	9	jan-16	dez-18	171.27
4	jan-15	dez-17	264.26	10	jan-17	dez-17	172.46
5	jan-15	dez-18	242.45	11	jan-17	dez-18	167.98
6	jul-15	dez-15	327.32	12	jan-18	dez-18	163.06

Figura 2 - Caso Consumidor. Contratos candidatos, precificação data "hoje".

O modelo de otimização foi processado para diferentes níveis de aversão ao risco do agente, onde analisou-se o comportamento da política de contratação em função do apetite do consumidor em tomar mais risco ou não. A Figura 3 apresenta os resultados de alocação ótima em cada contrato candidato selecionado e para diferentes níveis de aversão ao risco do agente.

Índice	Período		Rho											Preços
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	507.36
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	419.48
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304.00
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	264.26
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242.45
C_6	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	327.32
C_7	jan-16	dez-16	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	176.97
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.82
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	171.27
C_10	jan-17	dez-17	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	172.46
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.98
C_12	jan-18	dez-18	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	163.06

Figura 3 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Volume ótimo alocado nos Contratos.

No caso do agente neutro ao risco ( $\rho = 0\%$ ), em que a decisão é pautada considerando somente o custo esperado, observa-se como resposta a seleção única do contrato anual '2016', condição esta que indica para não realizar nenhum contrato candidato nos demais períodos (torna-se vantajoso para esse agente neutro ao risco comprar contratos mensais a valor de PLD mais ágio, assumindo o elevadíssimo risco de um custo maior, conforme Figura 4). Quando o CVaR começa a ganhar mais peso na decisão, por exemplo, a partir da aversão ao risco de 30% e até 100% ( $\rho$ ), verifica-se uma mudança na estratégia ótima que passa a contemplar a contratação total para atendimento da demanda via contratos semestrais '2015' e contratos anuais '2016', '2017' e '2018'. A resposta de contratação total ou não, sem valores intermediários, se deve ao fato de que nesta simulação utilizamos um deck de PLD muito estressado, dado a conjuntura do sistema em Outubro de 2014, com concentração de probabilidade de valores de extremos que influenciam numa decisão com risco (CVaR) de custos elevados. Assim, para evitar este custo no MCP o agente contrata a totalidade de sua necessidade.

A Figura 4 apresenta os valores globais em todo o horizonte para o Custo Esperado e o CVaR em cada patamar de aversão ao risco. Observamos que na condição de neutralidade ao risco ( $\rho < 30\%$ ) o Custo Esperado é menor, mas carrega consigo um risco de custos elevados (CVaR), estes maiores daqueles quando temos a indicação para a contratação total. Para a condição de aversão ao risco maior ( $\rho > 30\%$ ), o valor do Custo Esperado e do CVaR se igualam (232,46 R\$/MWh), já que não há exposição ao MCP, pois não foi modelado o risco de variação da carga.

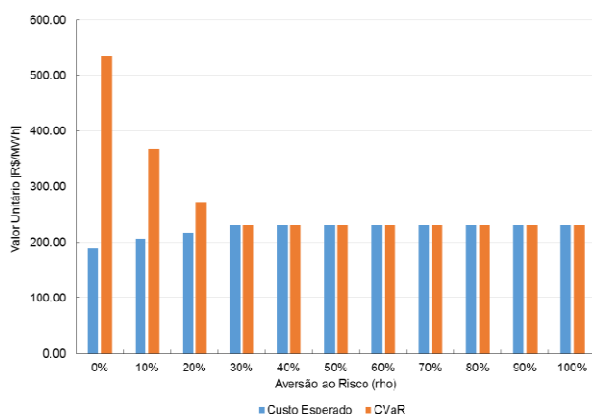


Figura 4 - Precificação data 'hoje'. Valores globais (Custo e CVaR).

Na condição descrita, certamente um agente consumidor de perfil mais avesso ao risco iria optar pela estratégia de alocação indicada nos resultados, ficando totalmente contratado durante todo o horizonte e não se expondo ao risco de ocorrência de cenários adversos, condição esta que minimiza seu custo global (Custo Esperado mais CVaR). Para o agente com perfil mais avesso ao risco, a decisão pauta pelo raciocínio clássico de investimento com risco, onde o agente prefere ter um custo maior em troca de uma melhora no risco ao invés do contrário.

#### 4.1.2 Tomada de decisão: data 'presente' versus data 'futura'

Na presente análise aborda-se o processo de decisão sobre o momento em que a contratação deve ser realizada. Assume-se que o agente possui duas datas para realização da contratação, que poderá ser sacramentada na data base presente (Outubro de 2014) ou na data futura (Janeiro de 2015). Nessa linha, o agente deve decidir na presente data se executa sua estratégia "hoje" ou posterga sua decisão para "2015". Os contratos candidatos 'futuros' (estocásticos) foram precificados considerando como base de análise a data futura "2015" (janeiro) e

tiveram seus preços agrupados em quatro grupos que compõem a expectativa de preço alto, médio e baixo, conforme apresentamos na Figura 5. Cada grupo está associado com a probabilidade de ocorrência de determinados cenários de PLD, que agrupa séries primas de projeções de CMO, conforme descrito anteriormente.

Como resposta do processo de clusterização, cada grupo possui um conjunto de cenários atrelados a si. Dado que se tem 2.000 séries, obtem-se a probabilidade de ocorrência futura dos grupos com tendência de preço alto (15,40%), médio (53,05%) e baixo (31,55%), o que evidencia a perspectiva de curto e médio prazo de preços elevados. Com a dinâmica da evolução dos preços, o agente enfrenta o dilema de decidir por esperar para tomar a decisão mesmo sem a certeza sobre os preços futuros ou então se deve tomar a decisão 'hoje' para travar os preços. Assim, simulou-se a decisão entre a data presente e/ou futura, considerando o portfólio candidato composto por todos os contratos precificados na data 'hoje' (Figura 2) e na data '2015' (Figura 5). No caso dos contratos com precificação '2015' considerou-se a possibilidade de ocorrência, concomitante, dos três patamares de preços (alto, médio e baixo), para auferir qual decisão o agente deve tomar dado a possibilidade de ocorrência dos cenários futuros.

Índice	Início	Fim	Alto				Médio				Baixo			
			Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
1	jan-15	jun-15	744.58	542.87	338.59	154.43								
2	jan-15	dez-15	709.94	471.02	280.39	118.19								
3	jan-15	dez-16	474.03	334.37	223.76	131.09								
4	jan-15	dez-17	383.80	286.33	209.14	144.46								
5	jan-15	dez-18	336.30	259.83	199.27	148.53								
6	jul-15	dez-15	673.62	395.66	219.36	80.18								

Figura 5 Caso Consumidor. Contratos candidatos, precificação data "2015".

Os resultados da seleção dos contratos e a alocação ótima são apresentados na Figura 6, onde é possível observar que as decisões ótimas se alteram em função do nível de aversão ao risco assumida pelo agente e, em particular para este caso, quando há uma baixa aversão ao risco.

Índice	Período		Rho												
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	Precificação data presente	
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_6	jul-15	dez-15	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
C_7	jan-16	dez-16	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_10	jan-17	dez-17	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_12	jan-18	dez-18	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		
C_13	jan-15	jun-15	-	100.0	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	Precificação data futura 2015	
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_19	jan-16	dez-16	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
C_24	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Figura 6 Caso Consumidor. Volume ótimo alocado nos Contratos "hoje" versus "futuro".

Por exemplo, em condição de neutralidade ao risco ( $\rho=0\%$ ) verifica-se a indicação somente via contrato anual '2016' na data futura, ficando o período remanescente em situação de desconstratação ou contratando mensalmente ao valor de PLD (mais ágio). Enquanto que na situação extrema oposta, de total aversão ao risco ( $\rho=100\%$ ), a indicação é pela contratação total na data presente via semestrais '2015' e anuais '2016', '2017' e '2018', que permanece inalterada entre os níveis de aversão de 40% a 100%. No caso da decisão pautar-se na contratação totalmente na data presente (ex. em  $\rho>40\%$ ), os valores globais se igualam em 232,46 R\$/MWh (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

A seleção dos contratos 'futuros' ( $\rho<40\%$ ) implica numa diferença entre os valores globais mesmo quando se indica a contratação para atendimento de 100% da demanda. Por exemplo, em  $\rho=10\%$  o Custo Esperado é de 200,00 R\$/MWh e o CVaR é de 410,00 R\$/MWh. A diferença decorre dos contratos precificados em data futura possuírem a possibilidade de mais de um preço (por grupo). Esse caráter estocástico implica que o Custo Esperado e o CVaR não necessariamente sejam iguais, pois a incerteza atrelada ao PLD e aos preços dos contratos estocásticos terão efeito sobre a resposta do modelo.

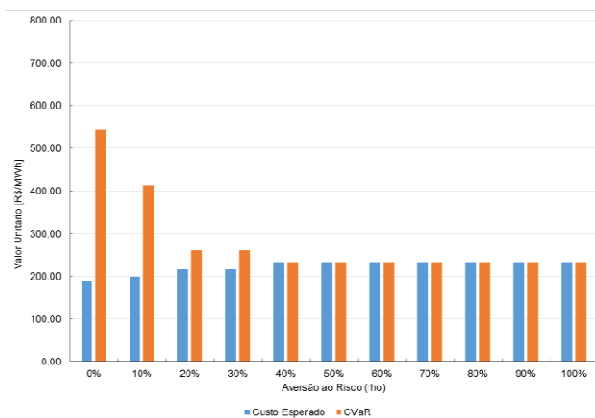


Figura 7 - Precificação data “hoje” versus “2015” (Patamares Alto, Médio e Baixo). Valores globais (Custo e CVaR).

Por outro lado, os contratos precificados na data “hoje” são determinísticos (possuem um único valor) e no ponto de contratação de 100% da demanda a incerteza (atrelada ao PLD) não mais afeta a resposta do modelo e, assim, os valores do Custo Esperado e do CVaR se igualam. Embora não tenha sido detalhado nesse estudo, por limitação de espaço, para cada patamar de preço (grupo) futuro, foi simulado o cruzamento com os contratos de preço presente. Os resultados apontaram que: (i) na ocorrência somente do patamar de preço futuro para o grupo alto, tem-se a seleção dos contratos na data presente, com a mesma seleção apontada na Figura 3; (ii) na ocorrência somente do patamar de preço futuro para o grupo médio, tem-se, para aversão ao risco menor que 40%, a postergação da decisão para os contratos semestrais 2015 e anual 2016, contratando no presente os contratos anuais 2017 e 2018. Para aversões maiores que 40%, a indicação é similar ao caso anterior; (iii) na ocorrência do patamar de preço futuro para o grupo baixo, em rho maior que 40% tem-se a indicação para postergar a contratação via quadrienal 2015-2018.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um modelo inédito de precificação de contratos que permite não somente auferir, na data presente, o preço justo de um contrato, mas também as probabilidades de alteração do seu preço quando esse for precificado numa data futura. Além do ferramental por si já representar um importante auxílio ao agente consumidor (e demais agentes) para analisar as tendências de preço, permite gerar as bases para uma análise da estratégia ótima de contratação como “trade-off” entre contratação imediata e a postergação da decisão, ponderando incertezas nos preços de curto prazo e na precificação de contratos bilaterais, conforme destacado no estudo.

Para realizar a análise de contratação, foi criado um modelo com métrica de risco CVaR incorporada e realizada a análise de decisão quando o agente assume diferentes níveis de aversão ao risco. Os resultados obtidos evidenciaram as alterações nas estratégias quando há alterações nas tendências de preços e para agentes com diferentes níveis aversão ao risco.

Estudo em desenvolvimento visa a análise da postergação da decisão para o caso do agente gerador onde, nesse caso, adiciona-se a modelagem da incerteza sobre a geração deste agente. Ademais, visa-se analisar o custo de arrependimento do agente quando no presente é tomada uma decisão e, no futuro, as premissas que embasaram a opção não se concretizam.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ROCHA, P.; KUHN, D. “Multistage stochastic portfolio optimisation in deregulated electricity markets using linear decision rules”. *European Journal of Operational Research* 216 (2012) 397–408.
- (2) PFLUG, G.; RÖMISCH, W. “Modeling Measuring and Managing Risk”. World Scientific Publishing, 2007, p. 286.
- (3) ROCKFELLAR, R.; URYASEV, S. “Optimization of Conditional Value-at-Risk”. *The Journal of Risk*, 2000, 21-41.
- (4) CONEJO A. J., CARRIÓN, M., MORALES, J. “Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets”, *International Series in Operations Research & Management Science* 153. Springer Science; 2010, p. 540.
- (5) GUARNIER, E.; RAMOS, D. S.; BARILARI, S. N.; PELEGRINI, M.A.; CAMARGO, L.A.S.; QUEEN, A. S. Projeção de Preços no Mercado de Curto Prazo: Análise por Clusterização de ENAs e Incorporação de Fenômenos Climatológicos. In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2012, Goiânia / Goiás.



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Luiz Armando Steinle Camargo**

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de São Paulo - EESC/USP (2002), mestrado em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e doutorando no Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica - USP (desde 2010), com estágio doutorado na NTNU - Dep. of Industrial Economics and Technology Management - na área de Energia com ênfase em Otimização, Finanças Aplicadas e Análises de Investimentos em condições de incertezas (2012-2013). Possui experiência atuando principalmente em Consultoria e Projetos de P&D nas áreas de Energia Renováveis, Comercialização e Investimentos. Gerenciamento de Projetos Industriais do setor de Óleo & Gás, Engenharia Econômica, Geomática Aplicada e Meio Ambiente. Atualmente é consultor da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda e sócio da filial no Brasil da BBB Umwelttechnik GmbH, empresa alemã de consultoria especializada em Energia Eólica.



**Ewerton Guarner**

Possui graduação em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, mestrado em comercialização de energia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo com o tema "Simulador de estratégias de participação em leilões de energia existente para geradores" e cursa o Doutorado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo com o tema "Metodologia e ferramental para previsão de preços no mercado livre com o suporte de Algoritmos Genéticos e utilização de técnicas de Clusterização".

Tem atuado em todos os segmentos do setor elétrico com foco em (i) regulação econômica, desenvolvimento de modelos para projeção de ativos e passivos regulatórios, elaboração de estudos para participação em Audiências Públicas, participação em reajustes e revisões tarifárias, para as distribuidoras de energia elétrica; (ii) otimização da carteira de contratos e investimentos, otimização de contratos, precificação de contratos, tratamento de dados de ventos e de radiação solar, desenvolvimento de modelo para a simulação/otimização da geração de hidrelétricas e desenvolvimento de ferramentas de inteligência de mercado com foco em análise de investimentos, comercialização de energia e participação em leilões, para as geradoras de energia elétrica.



**Dorel Soares Ramos** - Graduação (1975), mestre (1988) e doutor em Engenharia Elétrica pela USP (1996). Foi Diretor do Grupo EDP Energias do Brasil. É Professor Doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Escola Politécnica da USP. Atuou na CESP - Companhia Energética de São Paulo por 18 anos, onde foi Gerente do Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico, responsável pelos estudos de projeção de mercado e expansão da rede de transmissão e parque gerador da companhia. Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento de Sistemas Elétricos e em Modelagem Institucional em vários países, tais como México; El Salvador; Venezuela; Colômbia; Chile; Argentina; Costa Rica e Suriname.

Foi Consultor do Ministério de Minas e Energia, tendo participado do Projeto RE-SEB (Re-estruturação do Setor Elétrico Brasileiro); Projeto RE-SEB - COM (Complementação do trabalho anterior) e foi um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor. Realizou trabalhos de Consultoria para os principais Grupos estrangeiros, tais como Enron; AES; Total; PowerGen; Duke Energy; British Gas; Endesa; Union Fenosa; Amoco Nova Gas; Hydro Quebec; Intergen; EDF; Florida Power (EUA) e National Power (UK) através da consultora americana Hagler Bailly. Tem 40 anos de atuação no setor elétrico, nas áreas de planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia e modelagem institucional do setor elétrico. Publicou mais de 250 artigos e dois livros na sua área de atuação.