



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

CB/GCR/20

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VI**

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

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS**

**Regiane Yamanaka(\*), Bruno Apolinário, André Valverde, Guilherme Borin da Silva, Carlos Dornellas e  
Nilton Lima  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**

**RESUMO**

Este artigo tem como objetivo principal propor um método para auxiliar na decisão dos consumidores livres e especiais a se contratarem. O modelo de otimização construído permite que o consumidor tenha maior gestão sobre os potenciais riscos de exposição ou sobrecontratação e a otimização de suas contratações, através da diversificação do seu portfólio de compra, em relação ao risco que estão dispostos a correr.

**PALAVRAS-CHAVE**

Mercado de energia, Gestão de Risco, Nível de Contratação e Fronteira Eficiente.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O ano de 2016 foi marcado pela prolongação da crise política-financeira do país, contínua elevação da tarifa de energia, em decorrência da crise hídrica ocorrida entre os anos de 2014 e 2015 e elevação da migração de consumidores de energia para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), como consequência de preços de energia mais competitivos quando comparados com as tarifas de energia aplicadas no mercado regulado. No ano de 2016, a migração para o mercado livre possibilitou um desconto entre 20% e 30% em comparação com o mercado cativo.

Em dez/16, 2.236 consumidores cativos migraram para o ACL, sendo 2.047 consumidores especiais. O número de consumidores especiais cresceu 170% em relação a dez/15 e já representa 57,5% das classes de agentes da CCEE.

A decisão de migrar para o ACL implica algumas modificações no comportamento do consumidor, exigindo uma postura ativa em relação à contratação do seu suprimento energético. No ambiente livre, o consumidor sujeita-se a eventuais mudanças no preço de energia e pode optar por diferentes estratégias de contratação, correndo riscos referentes à sua participação neste mercado. No ambiente regulado, as distribuidoras gerenciam tais riscos, retirando-os dos consumidores de energia.

Recorrer a modelos de otimização para contratação de energia possibilita, ao consumidor, a mitigação de eventuais riscos de mudança do preço de energia que aumentem demasiadamente os custos esperados. Assim, nesse trabalho, buscou-se auxiliar os consumidores livres e especiais a contratarem-se por meio da construção de um modelo de otimização da compra de energia elétrica. O modelo leva em consideração a atual posição contratual do consumidor, os diferentes produtos e preços ofertados no mercado para os novos contratos, a projeção do preço de

(\*). Avenida Paulista, n° 2064 - 13º Andar - CEP 01310-200 - São Paulo, SP - Brasil

Tel: (+55 11) 3175-6005 – Cel.: (+55 11) 97652-1280 – e-mail: [regiane.yamanaka@ccee.org.br](mailto:regiane.yamanaka@ccee.org.br)

Disclaimer: O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial da CCEE.

liquidação das diferenças (PLD) e a duração dos contratos de compra, de longo prazo, com duração superior a um ano.

Ressalta-se que o consumidor não deve considerar o modelo como a única ferramenta para a tomada de decisão da contratação de energia, pois a modelagem proposta não considera outras variáveis de decisão, como o apetite ao risco dos consumidores e despesas administrativas para efetuar a gestão do portfólio de contratação.

## 2.0 - METODOLOGIA PROPOSTA PARA O MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Baseado em dois conceitos amplamente utilizados no mercado financeiro, a fronteira eficiente de Markowitz, que analisa o risco-retorno de um portfólio, e o Conditional Value at Risk (CVaR) como métrica de risco. O modelo proposto neste artigo indica o nível de contratação dos consumidores, diferença entre compra e consumo, que minimiza, para os próximos três anos de suprimento, os custos de contratação e os riscos de exposição à diferentes preços de produtos e de preços de liquidação de diferença (PLD) para o submercado onde está localizada a carga.

Em relação as variáveis utilizadas na construção deste modelo, considerou-se a carga mensal do consumidor, o submercado de localização da carga, as contratações existentes e suas condições, o preço médio destes contratos, as necessidades de compras futuras, os dois mil cenários de PLD por submercado e a expectativa do preço médio de mercado da energia convencional e incentivada para os próximos 3 anos (R\$/MWh). Como esta última variável pode sofrer oscilações conforme a localização da carga, foi considerado um incremento ("spread") referente ao risco de submercado com base na expectativa dos preços do submercado Sudeste/Centro-Oeste.

As otimizações realizadas neste modelo ocorrem nas seguintes etapas:

- i. Contratação existente: o objetivo é reduzir os custos de contratação de energia em relação ao preço de mercado e PLD, através da otimização das condições contratuais existentes, como as flexibilidades anual e mensal e sazonalidade dos contratos.
- ii. Contratação futura de longo prazo: o objetivo é minimizar o custo de contratação por meio da escolha de diferentes produtos, com diferentes preços e período de suprimento, considerando a compra de energia em um período de três anos.
- iii. Definição do nível de contratação no longo prazo: após definição da melhor estratégia de contratação, esta etapa define, qual mínimo nível de compra de produtos de longo prazo, por meio da relação entre custo de contratação e risco de exposição.

Para avaliar o resultado do modelo de otimização, foram simulados testes com algumas cargas mensais para o período de 3 anos, considerando o resultado com menor custo e risco a ser assumido pelo consumidor. Excluiu-se a possibilidade do agente consumidor obter ganhos financeiros através da redução forçada da sua carga para comercializar o excedente via cessão ou liquidação no MCP.

### 2.1 Fronteira Eficiente de Markowitz

A técnica criada por Harry Markowitz em 1952, ganhador do Prêmio Nobel em Economia, até hoje utilizada pelo mercado financeiro para analisar portfólios de investimentos. Markowitz define a fronteira eficiente como sendo o conjunto de portfólios que apresentam menor nível de risco para dado retorno esperado.

A fronteira ótima desenvolvida por Markowitz foi obtida através da análise do retorno e desvio padrão de um determinado número de ativos e da combinação desses ativos em diferentes proporções até a obtenção da fronteira ótima, em que para determinado nível de risco existe um retorno máximo.

A equação da carteira eficiente pode ser descrita como:

$$I. \quad \text{Retorno do portfólio } R_p = \sum_{i=1}^N r_i W_i$$

Onde:

$r_i$  : Retorno médio do ativo i

$W_i$  : Peso médio do ativo i

$$II. \quad \text{Risco do portfólio } \sigma_p = \sqrt{(W_A^2 \cdot \sigma_A^2) + (W_B^2 \cdot \sigma_B^2) + 2 \cdot (W_A \cdot W_B \cdot \rho_{AB} \cdot \sigma_A \cdot \sigma_B)}$$

Onde:

$\sigma$  = Desvio Padrão

$\rho$  = Correlação entre os dois ativos

W = peso (%) de cada ativo

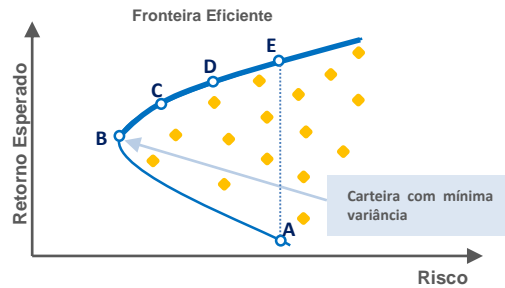


Figura 1 - Fronteira ótima de Markowitz

Na figura 1, os portfólios B, C, D e E, são os considerados mais eficientes, pois apresentam o maior retorno com menor nível de risco. Sendo o portfólio E o que possui maior retorno e maior risco. Ao avaliar o portfólio A, pode-se afirmar que ele não é eficiente, pois o portfólio E possui o mesmo nível de risco, porém o retorno é superior ao de A. Pelo mesmo motivo, os demais portfólios localizados na área interna da curva podem ser considerados ineficientes.

## 2.2 Métricas de Risco

2.2.1 Value at Risk (VaR): mede a pior perda esperada em um determinado intervalo de tempo. Usualmente, utiliza-se o VaR com o intervalo de confiança de 95% ou 99%, ou seja, avalia-se os 5% ou 1% cenários com as piores perdas.

Segundo [1], o VaR deve ser visto como um procedimento necessário, mas insuficiente, para o controle de risco. Uma das críticas sobre a sua utilização baseia-se no fato do VaR não fornecer estimativa do montante da perda esperada, pois ele informa apenas o valor do quantil  $1-\alpha$ , sendo  $\alpha$  de confiança.

2.2.2 Conditional Value at Risk (CVaR) ou Expected Shortfall (ES): medida que indica a perda média que excede o VaR, desta forma o CVaR fornece maiores informações a respeito da cauda da distribuição.

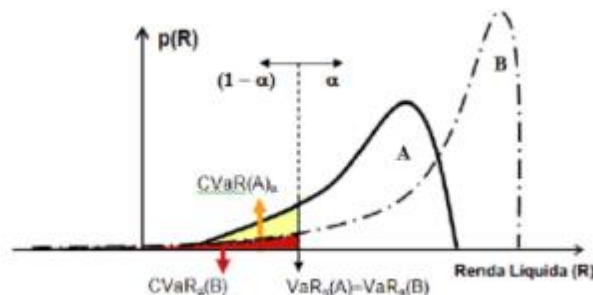


Figura 2- Duas distribuições com o mesmo VaR idênticos e diferentes CVaR

Fonte: [2]

Neste trabalho, adotou-se o CVaR como medida de risco das exposições valoradas ao PLD do submercado analisado.

## 2.3 Modelo de Otimização

No modelo de otimização escolhido, entende-se por solução ótima o nível de contratação de energia no longo prazo que minimize os custos totais e os riscos de compra de energia no curto prazo do consumidor, sujeita à volatilidade do PLD. Para alcançar este objetivo, duas otimizações foram necessárias: dos contratos existentes e da contratação futura de longo prazo.

De acordo com [3], o bom planejamento deve indicar as quantidades associadas aos diversos produtos que complementem a necessidade de recurso de forma que as quantidades alocadas, juntamente com os contratos existentes, minimizem o custo total de energia e os riscos de penalidades impostas pela legislação vigente e maximizem o ganho no curto prazo em função da diferença de preços.

O modelo proposto define a melhor estratégia de contratação de energia que o consumidor poderá realizar para o suprimento da sua carga nos próximos três anos levando em consideração as seguintes análises:

1. Atual nível de contratação, caso o consumidor já possua algum contrato de compra;
2. Otimização da contratação existente: através da análise do volume contratado, do preço médio da contratação, das condições contratuais como flexibilidades anual e mensal e da sazonalização dos contratos;

A flexibilidade anual pode ser definida por:

$$Flex_a = \begin{cases} 1 + flex_a, & PMC_a \leq \min(PLD_a; PF_a) \\ 1 - flex_a, & PMC_a > \min(PLD_a; PF_a) \end{cases}$$

$$MWm_a = MWmed_{flat} \times Flex_a$$

Onde:

$flex_a$  = Flexibilidade anual

$PMC_a$  = Preço Médio Anual dos Contratos existentes

$PLD_a$  = expectativa (P80) dos PLDs mensais para o ano

$PF_a$  = expectativa do Preço de Mercado para o ano

$MWm_{flat}$  = Volume de energia 100% contratada, sem a flexibilidade

Flexibilidades e sazonalidades mensais serão otimizadas no limite superior nos 6 meses de maior valor de consumo de energia e de PLD, mantendo, nos demais meses, a sazonalidade e flexibilidade mensal nos patamares do limite inferior.

3. Otimização dos contratos futuros de longo prazo: através da avaliação de novos produtos ofertados e seus preços, será definida a melhor estratégia de contratação.

O procedimento para a obtenção do menor custo de contratação se resume em somar todos os produtos existentes, variando o percentual ("x") de contratação de cada produto para a formação do portfólio, conforme equação abaixo.

$$Min CF = \{(xP_{1,1} + xP_{2,1} + xP_{3,1} + xP_{4,1} + xP_{5,1} + xP_{6,1})A_1 + (xP_{1,2} + xP_{2,2} + xP_{3,2} + xP_{4,2} + xP_{5,2} + xP_{6,2})A_2 + (\dots)A_n\}$$

Onde:

$Min CF$  = Mínimo custo de contratação futura

$xP_{n,A}$  = percentual de energia do produto  $P_n$  contratada para o ano  $A$

$A_n$  = ano de suprimento

Foram respeitadas as seguintes restrições:

- Na compra de energia de produtos com dois anos de duração, o montante de um dos dois anos não pode ser inferior a 50% do maior montante contratado entre os dois anos.
  - Na compra de energia de produtos com três anos de duração, o montante de dois dos três anos não pode ser inferior a 50% do maior montante contratado entre os três anos.
4. A avaliação do mínimo nível de contratação de longo prazo ocorreu por meio da relação entre a redução do risco e variação do custo, a depender do PLD, em decorrência do aumento da contratação de longo prazo.

$$Rel_{NC LP} = \left[ \frac{\left(\frac{R_{NC 0}}{R_{NC x}}\right)}{\left(\frac{CT_{NC 0}}{CT_{NC x}}\right)} - 1 \right]$$

Onde:

$Rel_{NC LP}$  = Relação entre a evolução do risco de exposição e o custo total de contratação

$RT_{NC 0}$  = Risco de exposição inicial, valorado ao CVaR das 2.000 séries do PLD

$RT_{NC x}$  = Risco de exposição remanescente após nova contratação, valorado ao CVaR das 2.000 séries do PLD

$CT_{NC 0}$  = Total do custo com contratações existentes e exposição inicial, valorado ao P80 das 2.000 séries do PLD

$CT_{NC x}$  = Total do Custo com contratações (existentes e futuras) e custo de exposição remanescente

### 3.0 - APLICAÇÃO

#### 3.1 Otimização dos Contratos Existentes

Possui como objetivo definir como o consumidor exercerá as condições contratuais das compras já realizadas para minimizar os custos de contratação. Abaixo, dados do exemplo de contrato existente adotado neste artigo:

Fonte: Convencional	Flexibilidade anual: 5%
Submercado: Nordeste	Sazonalidade: 10%
Volume (MWmed): 20 (2017), 10 (2018) e 5 (2019)	Flexibilidade mensal: 10%
Preço (R\$/MWh): 180 (2017), 150 (2018) e 145 (2019)	Modulação: flat

- Considerou-se que a flexibilidade anual seria informada ao vendedor até o último mês do ano que antecede a entrega da energia. Dessa forma, o consumidor deve comparar os preços de contratação de energia no mercado, o PLD e o preço médio dos contratos existentes. Assim, o consumidor exercerá a flexibilidade anual para cima quando o preço médio dos contratos for igual ou inferior à expectativa do PLD ou aos preços de mercado, permitindo o consumo superior por um preço inferior ao observado no mercado. De forma inversa, o modelo exercerá a flexibilidade para baixo apenas se a expectativa dos preços futuros - preço de mercado e PLD - for inferior ao preço médio dos contratos existentes, indicando vantagem na contratação futura.
- Além da flexibilidade anual, o modelo otimiza a sazonalidade e flexibilidade mensal dos contratos existentes, buscando exercer a sazonalidade e flexibilidade mensal para o limite superior nos 6 meses de maior valor de consumo de energia e de PLD, mantendo, nos demais meses, a sazonalidade e flexibilidade mensal nos patamares do limite inferior. Assim como ocorre na definição da flexibilidade anual, a sazonalidade dos contratos deve ser informada ao vendedor no último mês do ano anterior ao início de suprimento, já a flexibilidade mensal deve ser informada no início do mês de suprimento.

A Figura 3 ilustra a otimização das condições contratuais, nos meses em que o PLD e o consumo são elevados (maio a outubro), há o exercício da sazonalidade e flexibilidade para o limite superior e, nos seis meses restantes, exerce-se as condições para o limite inferior do contrato.

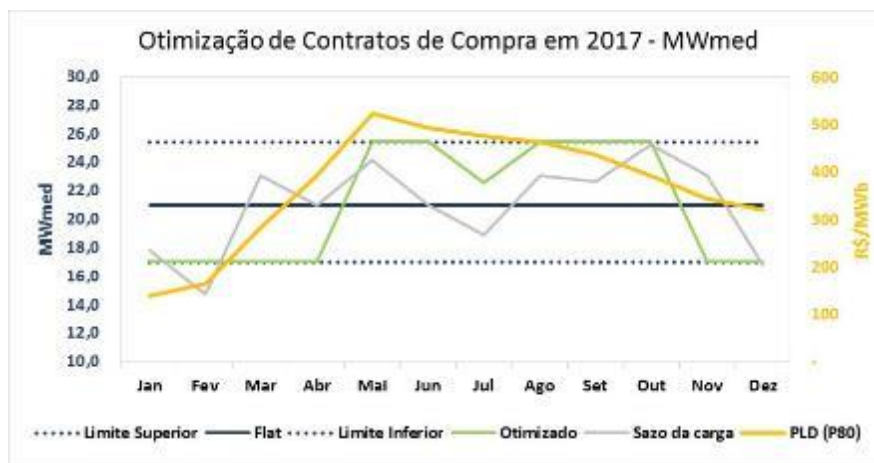


Figura 3- Otimização das condições contratuais mensais

#### 3.2 Otimização das contratações futuras de longo prazo

Nessa fase da otimização, procurou-se definir a combinação de produtos de longo prazo que resultasse nos menores custos para contratação de energia. Assim, com o objetivo de aproximar o modelo às formas de contratação do mercado de energia, foram criados seis produtos com diferentes preços e períodos de suprimento.

Como exemplo de preços de mercado para os anos 2017, 2018 e 2019, utilizou-se a ponderação entre o Custo Marginal da Expansão (CME) de 2016 [5] e a média do PLD dos anos em análise, considerando a proporção do CME compondo 50%, 65% e 80% dos preços de mercado, nos respectivos anos. Além disso, foi adicionado o *spread* de R\$ 50/MWh no preço da fonte convencional para obtenção do preço da energia incentivada. Os preços obtidos referem-se ao submercado Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO), conforme tabela abaixo:

Tabela 3.1 Preço de Mercado

Submercado	Fonte	Período	R\$/MWh
SE/CO	Conv.	2017	235,38
		2018	169,09
		2019	166,72
	I5	2017	285,38
		2018	219,09
		2019	216,72

Para ampliar o modelo para outros submercados, em decorrência das possíveis alterações de preços provocados pelas restrições elétricas, adicionou-se, aos preços do SE/CO, um *spread* determinado para cada submercado. Obteve-se o valor do *spread* através da análise das diferenças de PLD por submercado, considerando as 2.000 séries do PLD.

Tabela 3.2 – Expectativa de preços para outros submercados

Compra	Venda	Período	Spread	Preço de Venda	
				Convencional	Incentivada
SE/CO	Nordeste	2017	48,00	255,33	305,33
		2018	0,03	169,10	219,10
		2019	0,00	166,72	216,72
	Norte	2017	1,64	235,38	285,38
		2018	0,01	169,09	219,09
		2019	0,00	166,72	216,72
	Sul	2017	3,36	236,70	286,70
		2018	0,01	169,10	219,10
		2019	0,01	166,73	216,73

Por fim, os preços foram reajustados anualmente pela projeção do IGP-M, fornecido pelo relatório semanal do Banco Central (Boletim Focus), com data base de reajuste em out/2016, mesma data considerada na obtenção dos preços de mercado.

Realizadas todas as considerações acima, obteve-se a matriz de produtos e preços, apresentada na tabela 3.3. Para representá-la, foram considerados os preços anuais dos produtos selecionados para a fonte convencional e no Nordeste, submercado escolhido neste artigo como exemplo:

Tabela 3.3 - Preços reajustados conforme expectativa do IGP-M do Banco Central (10/03/2017)

Produto	Suprimento	Preço médio do produto	Preços do produto por ano		
			2017	2018	2019
Produto 1	2017	258,83	258,83		
Produto 2	2018	179,16		179,16	
Produto 3	2019	184,77			184,77
Produto 4	2017-2018	219,98	215,12	224,85	
Produto 5	2018-2019	182,00		177,91	186,09
Produto 6	2017-2019	208,97	199,75	208,78	218,38

Utilizando produtos para os diferentes períodos, fontes e submercados, foi construído o modelo de otimização, com objetivo de obter o menor custo de contratação de energia, combinando os produtos selecionados.

Por exemplo, conforme demonstrado na tabela anterior, o produto 6 possui o menor preço para o suprimento de 2017, apresentando, no entanto, o maior preço para o suprimento em 2019. Assim, o modelo considera os custos dos produtos em diferentes anos para obter o portfólio contratual com o menor custo.

### 3.3 Resultado do Nível de Contratação

Nesta etapa da análise, buscou-se estabelecer o nível de contratação que minimizasse os custos e riscos da compra de energia. Deste modo, considerou-se, para os custos de compra de energia no longo prazo, os resultados obtidos nas otimizações dos contratos existentes e nas contratações futuras do longo prazo e, para a exposição no MCP, o percentil 80 das 2.000 séries do PLD. Como métrica de risco de exposição, adotou-se a utilização do CVaR das 2.000 séries do PLD.

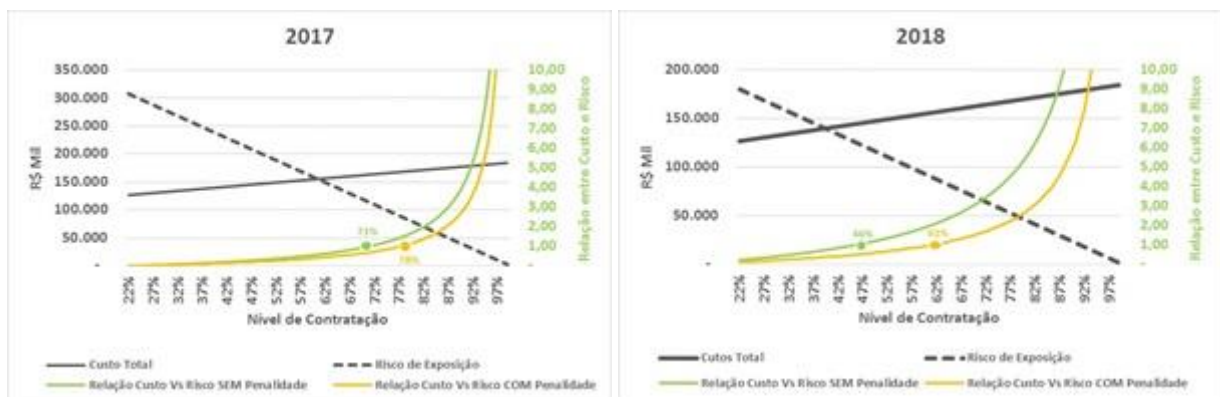
Em decorrência das diferenças dos preços de mercado e dos cenários de PLD anuais, optou-se por analisar o nível de contratação para cada ano de suprimento. Desta forma, foram identificados diferentes níveis de contratação para os anos analisados.



Nos gráficos de distribuição das 2.000 séries do PLD no submercado Nordeste, nota-se a diferença entre as distribuições anuais e o risco de exposição associado para cada ano (CVaR).

Figura 4 - Distribuição das 2.000 séries do PLD para os anos 2017, 2018 e 2019

Desta maneira, o modelo indica qual a contratação mínima por meio dos produtos de longo prazo para os anos em análise. A contratação de produtos de longo prazo inferior ao volume apresentado pelo modelo, indica que o custo de contratação supera o risco mitigado pela contratação. Ressalta-se a importância, para o consumidor, de constituir 100% do seu lastro, evitando penalidade por falta de lastro [6]. Para que o consumidor não seja penalizado, o restante da compra de energia poderá ocorrer com produtos de longo prazo apresentados anteriormente ou por meio de contratação a termo com fechamento mensal.



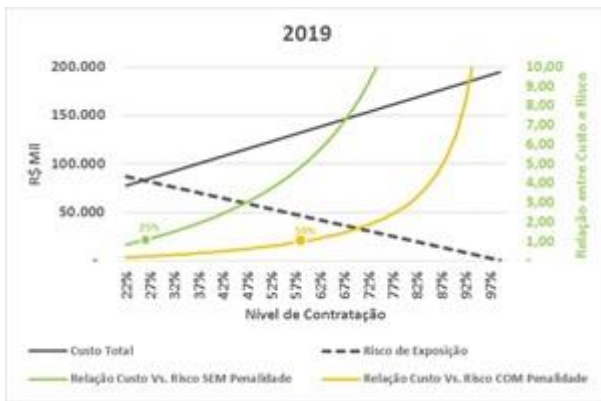


Figura 5 - Contratação Mínima com produtos de longo prazo - Relação entre Custo da Contratação e Risco da Exposição para os anos 2017, 2018 e 2019

#### 4.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho propôs uma metodologia para auxiliar consumidores de energia que atuam no mercado livre a contratarem energia minimizando seus riscos e custos na operação. Simulou-se os possíveis cenários de resultados para seis diferentes produtos fictícios para três anos à frente. Posteriormente, essa simulação foi confrontada com a análise de risco futuro do PLD, utilizando a metodologia CVaR.

Como resultado, por meio da relação entre o aumento do custo e redução do risco, em decorrência do aumento da contratação de energia através de contratos de longo prazo, obteve-se o menor nível de contratação anual recomendável ao consumidor. Uma vez que a penalidade por falta de lastro, conforme demonstrado nos gráficos da figura 5, contribui para o aumento dos custos, o consumidor poderá compor o restante do seu consumo futuro através de novos produtos, ofertados em períodos posteriores à análise, ou com produtos de contratação a termo com fechamento mensal.

Como sugestão para trabalhos futuros, aventa-se a possibilidade de análise do mesmo problema por via analítica, de forma a desenhá-lo por meio de equações diferenciais, otimizando-as. Essa abordagem ajudaria a entender melhor a ocorrência de pontos ótimos locais e globais, além de possibilitar uma melhor visualização da otimização por meio de ferramentas gráficas. Outra sugestão seria aplicar a metodologia em diferentes cenários de preço, com base em séries históricas, a fim de avaliar o desempenho das tomadas de decisões sugeridas pelo algoritmo em relação aos níveis de contratação e risco, avaliando com mais propriedade sua eficácia.

#### 5.0 - AGRADECIMENTOS

Agradecemos Humberto Alencar e Rodrigo Sacchi, membros da Gerência de Preços da CCEE, por contribuírem com as informações dos cenários de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

#### 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] JORION, P. "Value at Risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado". São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, pp 305, 1998.
- [2] AGUIAR, A. S. de. "Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica" – Dissertação de Mestrado na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)
- [3] ZANFELICE, R. S. "Estratégia de Comercialização Ótima na Comercialização de Energia Elétrica" – Dissertação de Mestrado na Universidade Estadual de Campinas, 2007.
- [4] MARKOWITZ, H. M. Portfolio Selection. The Journal of Finance, 7, 1, pp. 77–91, 1952.
- [5] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, "Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo" – NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0, Rio de Janeiro, 2016.
- [6] CCEE, Regras de Comercialização "13. Penalidades de Energia" versão 2017.1.0, 2017.



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Regiane Yuri Yamanaka, nascida em São Paulo (1980), graduada em Administração de Empresas com ênfase em Comércio Exterior, possui pós-graduação em Gestão Econômica e Financeira de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (2010) e especialização em Gestão de Risco pela BM&FBOVESPA (2015). Atualmente é gerente de Monitoramento de Agentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Possui interesse em análise das variáveis climáticas e econômicas que impactam o consumo de energia, gestão de risco de mercado e crédito e análises setoriais.



Bruno Filipe Ramos Apolinário, nascido em Florianópolis (1986), graduado em Engenharia Elétrica-Telemática pela Universidade do Sul de Santa Catarina, técnico em eletrotécnica pelo Instituto Federal de Santa Catarina. Atuou como fiscal de obras, planejamento e coordenação de manutenção. Possui experiência em empresas do Setor Elétrico, como Eletrosul e ONS. Atualmente é Analista de Monitoramento de Mercado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Possui interesse em gestão de riscos de mercado e análise multivariada de dados.



André Luiz Lopez Valverde, nascido em Jaú (1991), graduado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2012), cursa mestrado em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Atua como Analista de Monitoramento de Mercado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Tem experiência na área de Mercados de Energia. Possui interesse em segurança de mercados, análise de riscos no mercado de energia elétrica, integração energética e análises estatísticas de grandes volumes de dados.



Guilherme Borin da Silva, nascido em São Paulo (1982), possui graduação em Engenharia Mecatrônica pela Universidade de São Paulo (2006) e mestrado em Modelagem de Sistemas Complexos pela Universidade de São Paulo (2016). Atualmente é analista de Monitoramento de Mercado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Tem experiência na área de Mercados de Energia. Possui interesse em análises de sistemas complexos, especificamente os socioeconômicos, análises estatísticas de grandes volumes de dados, aprendizagem de máquina e cálculos de risco.



Carlos Dornellas, nascido em Itaperuna (1969), graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1993), mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ, doutorando em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, e Gerente Executivo de Monitoramento, Gestão de Penalidades & Informações na CCEE.



Nilton Alves de Lima, graduado em Matemática pela Faculdade de Educação e Cultura - FEC de São Paulo (1986), em curso Análise e Desenvolvimento de Sistema pela FAM - Faculdade das Américas São Paulo. Atualmente é especialista de Monitoramento de Mercado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com desenvolvimento de serviços e soluções implementado para o mercado de comercialização de energia elétrica da CCEE, como principais a Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo e os leilões do mercado Regulado. Com mais de 23 anos de experiência no setor de energia elétrica com atuações pela CESP - Companhia Energética de

São Paulo e ELEKTRO - Eletricidade e Serviços S.A. Possui interesse em segurança de mercados, análise de riscos no mercado de energia elétrica.