

Revista Brasileira de Energia

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte. Informação obtida no verso da folha de rosto da versão impressa em 22 de julho de 2014.

REFERÊNCIA

CASTRO, Marco Aurélio Lenzi; FIGUEIREDO, Fernando Monteiro de; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, v.10, n.1, p.1-13, 2004. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/rbe/revista/19/>>. Acesso em: 22 jul. 2014.

Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico

Marco Aurélio Lenzi Castro¹
Fernando Monteiro de Figueiredo²
Ivan Marques de Toledo Camargo³

Palavras-chave: Análise de Risco, Novo Modelo e Simulação de Monte Carlo.

Resumo

Com a publicação das Leis no 10.847 e no 10.848, em março de 2004, e do Decreto no 5.163, de 30/07/2004, o governo estabeleceu as diretrizes para construção de outro modelo para o setor elétrico, buscando a segurança no suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

Segundo as novas regras, as distribuidoras deverão atender a 100% do seu mercado, mediante contratação regulada e aquisição da energia por meio de leilões, além de serem obrigadas a prever seus mercados com antecedência de cinco anos.

Este artigo analisa os riscos que uma distribuidora estaria exposta ao prever seu mercado com tal antecedência e contratar toda energia necessária nos leilões públicos, face às variações no comportamento das diversas classes de consumo.

Para mensurar os riscos utilizou-se Simulação de Monte Carlo, que consiste na utilização de procedimentos estocásticos para gerar diversos cenários possíveis para a variável em estudo.

1. INTRODUÇÃO

Com a mudança de governo em 2003, decidiu-se reformular novamente o modelo institucional do setor elétrico. Assim, em março de 2004, foram publicadas as Leis nos 10.847 e 10.848, visando a segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

As bases do novo modelo consistem no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que funcionará como um pool e sucederá o MAE, na coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre, e na premissa de que as distribuidoras deverão prever e contratar energia suficiente para atender a 100% do seu mercado.

As distribuidoras deverão contratar energia dentro do ambiente de contratação regulada, por meio dos leilões de energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente). Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com produtores independentes serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu (somente para as distribuidoras das regiões sul, sudeste e centro-oeste).

As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças (PLD), o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por valores mínimo (piso) e máximo (teto), determinados pelo Ministério de Minas e Energia.

O objetivo desse trabalho é propor uma metodologia para estimar o risco que uma distribuidora estará exposta ao prever seu mercado com cinco anos de antecedência e contratar os montantes de energia nos leilões promovidos pela CCEE.

Para isso, são apresentados os conceitos da Simulação de Monte Carlo, a qual foi utilizada para gerar diversos cenários e calcular o risco associado à operação de compra e venda de energia. Por fim, são apresentados os resultados das simulações e os critérios utilizados para a tomada de decisões.

¹ Universidade de Brasília - marco.lc@pop.com.br

² Companhia Energética de Brasília - ferfig@pobox.com

³ Universidade de Brasília - ivancamargo@unb.br

2. ANÁLISE DE RISCO

ANDRADE (1998) define risco como a estimativa do grau de incerteza com relação aos possíveis resultados futuros. O autor considera também que, quanto maior o intervalo de ocorrência para os valores referentes ao retorno do investimento, maior o risco associado a essa transação [4].

Segundo JORION (1998), o Método de Monte Carlo Estruturado consiste na utilização de procedimentos estocásticos para simular uma grande quantidade de cenários possíveis para a variável em estudo, e calcula-se o risco por meio da análise da sua distribuição de probabilidade [2].

Para possibilitar a simulação de enorme diversidade de cenários, o Método de Monte Carlo faz uso de um gerador de números aleatórios, o qual sorteará aleatoriamente valores pertencentes à distribuição uniforme sobre o intervalo [0,1]. Em seguida, realiza-se a transformação da variável aleatória uniformemente distribuída para a distribuição desejada, por meio da inversa da função de distribuição de probabilidade cumulativa [2].

Com relação a critérios para decisão frente a alternativas concorrentes, o critério Maximin reflete uma visão pessimista do problema, considerando a ocorrência do pior evento possível. Assim, o tomador de decisões deverá optar pela alternativa que proporcionará o maior lucro mínimo. Já o critério Maxmax apresenta uma visão otimista do problema, supondo a ocorrência do melhor resultado possível. Com isso, deve-se escolher a alternativa que possibilitará o maior lucro máximo.

O critério de Hurwicz propõe uma regra de decisão que expressa uma visão intermediária entre os dois casos extremos anteriores. Dessa forma, calcula-se uma média ponderada H entre o pior e o melhor dos resultados possíveis, escolhendo-se a opção que maximiza o valor de H [4].

3. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO REGULADA E LIVRE

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), serão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de leilões públicos, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica. Os agentes vendedores serão os titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica.

As distribuidoras deverão comprar a energia necessária para atender a 100% de seu mercado cativo, mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais serão celebrados entre as distribuidoras e as concessionárias ou autorizadas de geração, com intermediação da CCEE.

O montante total de energia elétrica a ser leiloado, e a lista de usinas hidrelétricas e térmicas que participarão dos respectivos leilões, serão definidos pelo MME com base nas previsões de mercado elaboradas pelas distribuídas e nos estudos realizados pela EPE.

Segundo o Decreto no 5.163, de 2004, todos os geradores, autoprodutores, consumidores livres e distribuidoras deverão informar ao Ministério até 1o de agosto de cada ano, a partir de 2005, estimativas dos seus mercados ou cargas dos cinco anos subseqüentes.

No Ambiente de Contratação livre (ACL), ocorrerão a compra e venda de energia, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, com a participação dos agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres, não sendo permitido à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Também serão incluídos nos ACL os consumidores com carga maior ou igual a 500 kW que comprarem energia diretamente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fontes à base de biomassa, eólica ou solar.

Os geradores federais, estaduais ou municipais poderão comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as seguintes opções:

- leilões exclusivos para consumidores finais ou leilões organizados pelos próprios consumidores;
- oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente àqueles com demanda igual ou superior a 50MW;
- leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores; ou
- a possibilidade de aditamento dos contratos de fornecimento, em vigor em 26 de agosto de 2002, até o final de 2010.

No caso de perda de consumidores para o mercado livre, as distribuidoras poderão reduzir os contratos de energia com as usinas existentes na mesma proporção da energia perdida. Também serão

permitidas reduções anuais nos contratos com essas geradoras de até 4% do total inicialmente acertado, para acomodar as variações do mercado cativo.

3.2. CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA AS DISTRIBUIDORAS

A Figura 1 ilustra os tipos de contratação no ACR.

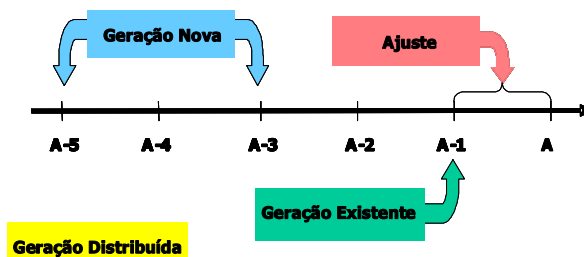


Figura 1: Tipos de Contratação de Energia no ACR [1].

A contratação de nova geração destina-se ao atendimento da expansão da carga, e será promovida por meio de licitações com antecedência de cinco (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas distribuidoras (ano A).

Os contratos celebrados nos anos A-5 e A-3 terão vigência de 15 a 35 anos, com início do suprimento no ano A. Para o primeiro caso, será permitido às distribuidoras o repasse integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. Já para o montante contratado no leilão no ano A-3, será garantido o repasse total dos custos de compra somente até o limite de 2% do mercado da distribuidora.

A contratação de energia existente, proveniente das usinas que já estavam em funcionamento no ano 2000, também será realizada por meio de leilões, cujos contratos terão duração de 3 a 15 anos, e início de suprimento para janeiro do ano subsequente. A contratação de ajuste destina-se a complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a 1% carga total contratada da distribuidora. A vigência dos contratos será de no máximo 2 anos.

Por fim, existe a possibilidade a concessionária realizar chamadas públicas para contratar energia de geração distribuída, limitada a 10% do seu mercado.

Nos três primeiros anos de suprimento, as concessionárias de distribuição serão autorizadas a repassar às tarifas dos consumidores regulados os custos referentes à compra de energia, calculados com base no valor de referência definido a seguir [11]:

$$VR = \frac{VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3}{Q5 + Q3} \quad (1)$$

onde:

- VL5 é valor da energia adquirida no ano A-5;
- VL3 é valor da energia adquirida no ano A-3;
- Q5 é o montante de energia adquirido no ano A-5;
- Q3 é o montante de energia adquirido no ano A-3; e
- VR é o valor de referência a ser publicado pela ANEEL.

Caso VR seja maior que a tarifa média ponderada da compra da distribuidora, a diferença entre os valores resultará em um ganho para a empresa nesses três anos. Porém, se VR for inferior à tarifa média ponderada, a concessionária não poderá repassar a diferença para os consumidores nesse período. Nos anos seguintes, haverá o repasse dos custos reais de compra de energia às tarifas. A Tabela 1 apresenta um exemplo que resume as principais regras de contratação.

Tabela 1: Resumo Exemplificado das Novas Regras de Contratação

ANO	Formas de Contratação da Energia - Leilões	Entrega	Prazo de Vigência (anos)	Regras para o Repasse dos Custos de Aquisição às Tarifas Reguladas
2004	Energia de usinas existentes	2005 2006 2007 2008	8 (mínimo) 8 (mínimo) 8 (mínimo) 5 (mínimo)	Repasse integral até VR. Para 2005 e 2006, VR igual ao preço máximo do leilão 2004 para entrega nos mesmos anos. Para 2007 e 2008, repassa a VR, mas com VL5 e Q5 iguais aos valores dos leilões de energia nova de 2005 para entrega em 2009 e 2010, e VL3 e Q3 iguais aos montantes dos leilões de energia nova com entrega em 2007 e 2008.
2005 2005 2006	Energia de usinas novas (A-5) Energia de usinas novas (A-5) Energia de usinas novas (A-5)	2009 2010 2011	15 (mínimo) 15 (mínimo) 15 (mínimo)	Repasse a VR nos 3 primeiros anos de suprimento e do valor integral a partir do quarto ano.
2006 2007 2008	Energia de usinas novas (A-3) Energia de usinas novas (A-3) Energia de usinas novas (A-3)	2009 2010 2011	15 (mínimo) 15 (mínimo) 15 (mínimo)	Repasse a VR nos 3 primeiros anos de suprimento e do valor integral a partir do quarto ano, até o limite de 2% do mercado da distribuidora no ano A-5. Acima disso, repasse ao mínimo entre VL5 e VL3.
2005 2006 2007 2008 2009 2010	Energia de usinas existentes (A-1) Energia de usinas existentes (A-1) Energia de usinas existentes (A-1) Energia de usinas existentes (A-1) Energia de usinas existentes (A-1) Energia de usinas existentes (A-1)	2006 2007 2008 2009 2010 2011	5 (mínimo) 5 (mínimo) 5 (mínimo) 5 (mínimo) 5 (mínimo) 5 (mínimo)	Para os leilões entre 2005 e 2008, repasse integral até o limite de 1% da carga verificada no ano anterior. Acima disso, repasse de 70% do valor médio dos leilões com entrega entre 2005 e 2008. A partir de 2009, repasses integrais.
Todo ano	Leilão de ajuste	2005 2006 etc...	2 (máximo) 2 (máximo)	Repasse integral até o limite de VR. Contratação limitada a 1% da carga total da distribuidora.

As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças (PLD), o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por valores mínimo e máximo, determinados pelo MME .

Quando a distribuidora apresentar desvios positivos, ou seja, estiver sobrecontratada no ano em análise, a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo obedecerá aos seguintes critérios:

- até o limite de 3% de desvio positivo, os lucros resultantes da venda da energia no mercado de curto prazo serão apropriados pelas empresas, e os prejuízos resultantes dessa mesma operação serão incorporados à tarifa dos consumidores;
- para desvios positivos superiores a 3%, os lucros obtidos no mercado de curto prazo serão incorporados pela distribuidora, contudo, se houver prejuízos nessas operações, a empresa absorverá somente a parcela que exceder o limite de 3% de sobrecontratação.

No caso de haver desvios negativos, ou seja, subcontratação do mercado cativo, a distribuidora poderá repassar os custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo aos consumidores, porém o montante contratado será valorado pelo mínimo entre o PLD e o Valor de Referência (VR), além da aplicação de uma penalidade [11]. A Tabela 2 apresenta os critérios adotados para a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Tabela 2: Resumo dos Critérios Adotados na Liquidação das Diferenças no Curto Prazo

<p>A) Desvios Positivos (DP)</p> <p>Se $DP \leq 3\%$ do montante contratado:</p> <ul style="list-style-type: none"> - o lucro será apropriado pela empresa; ou - a perda será repassada para o consumidor. <p>Se $DP > 3\%$ do montante contratado:</p> <ul style="list-style-type: none"> - o lucro será apropriado; ou - no caso de perda: <ul style="list-style-type: none"> ▪ se a distribuidora não optou pela redução de 4% aa \Rightarrow perda ▪ se optou: <ul style="list-style-type: none"> ✓ se $DP >$ a redução anual de 4% \Rightarrow perda ✓ se $DP \leq$ a redução anual de 4% \Rightarrow perda igual a zero
<p>B) Desvios Negativos (DN)</p> <p>Se $PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$:</p> <ul style="list-style-type: none"> - perda nula no curto prazo; - aplicação de penalidade; e - a diferença entre VR e o mix de compra (MC) representa a perda de oportunidade de ganhos no caso de acerto na previsão de mercado. <p>Se $VR < PLD \leq PLD_{\max}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> - perda no curto prazo; - aplicação de penalidade; e - a diferença entre VR e o mix de compra (MC) representa a perda de oportunidade de ganhos no caso de acerto na previsão de mercado.

4. RISCOS ASSOCIADOS AO NOVO MODELO

O Novo Modelo promove a concentração de decisões no Poder Executivo, e por consequência, o enfraquecimento da ANEEL. Além disso, a EPE, a CCEE, o CMSE e o ONS serão dirigidos por pessoas indicadas pelo governo.

Como a referida lei apresentou apenas a nova estrutura do setor elétrico, deixando a maior parte das novas regras a cargo do MME, criou-se um ambiente de incertezas sobre a estabilidade regulatória a médio e longo prazos, o que poderá afetar o nível de investimento dos agentes privados no setor.

As geradoras estarão expostas ao risco de inadimplência das distribuidoras, uma vez que várias empresas estão em situação financeira delicada, destacando-se as empresas federalizadas, e as garantias oferecidas podem não ser suficientes. Com a perspectiva de aumento do risco de crédito, os bancos tenderão a elevar os custos de financiamento, o que poderá inviabilizar a construção de novas usinas [12].

As distribuidoras também estarão sujeitas a riscos no Novo Modelo, pois deverão prever seus mercados com 5 anos de antecedência e contratar toda energia necessária em leilões públicos. Assim, para minimizar o risco de penalização por erros de previsão, as distribuidoras tenderão a celebrar contratos de curta duração e, por isso, as geradoras já existentes estarão expostas às variações no mercado cativo das distribuidoras, sob risco de redução de receita [12].

5. SIMULAÇÃO DAS NOVAS REGRAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Este trabalho propõe uma metodologia para simulação dos efeitos das novas regras nas operações de compra e venda de energia para uma concessionária de distribuição [13].

Para estimar o risco que a distribuidora estará exposta nessas operações, utilizou-se a Simulação de Monte Carlo para gerar diversos cenários, considerando as incertezas nas previsões para o mercado cativo e também com relação aos preços nos leilões e no mercado de curto prazo.

5.1. CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIDORA EM ESTUDO

A Tabela 3 apresenta a previsão de mercado da distribuidora em estudo para os anos de 2004 e 2009. A Projeção foi realizada com base nos valores realizados de 2003, considerando um crescimento anual de 5%.

Tabela 3: Mercado Previsto para 2004 e 2009

Mercado Total	Energia em MW médio	
	2.004	2.009
	508	678

Foram adotados faixas de variação percentual do mercado previsto para 2009, por classe de consumo, e gerados 1000 números aleatórios para construir diversos cenários, com intuito de medir os desvios entre os valores previstos e os possíveis de ocorrer.

Para estimar os custos associados à compra de energia nos leilões, assumiu-se a hipótese de que os preços podem variar segundo os valores apresentados na Tabela 4:

Tabela 4: Preços Mínimos e Máximos dos Leilões

Tipos de Leilões	Valor Mínimo (R\$/MWh)	Valor Máximo (R\$/MWh)
Energia Existente (2004)	60	80
Energia Nova (A-5)	95	120
Energia Nova (A-3)	110	130
Energia Existente (A-1)	60	80
Ajuste	75	100

A partir dos montantes de energia já negociados nos contratos de longo prazo e dos adquiridos nos leilões, calculou-se o valor médio ponderado da energia comprada, considerando-se um índice anual de reajuste tarifário de 12% até 2009 aplicado sobre os valores da Tabela 4. Também foi obtido o valor de referência (VR), nos termos da equação (1).

Como os desvios entre os valores previstos e os realizados no ano A serão comercializados no mercado de curto prazo, foram gerados 1000 números aleatórios para os seguintes casos:

- $PLD_{\min} \leq P \leq VR$; e
- $VR \leq P \leq PLD_{\max}$.

onde:

- $PLD_{\min} = 18,59$ R\$/MWh [7] para 2004;
- $PLD_{\max} = 452,00$ R\$/MWh [8];
- P é o preço de liquidação;
- VR é o valor de referência.

Para avaliar a venda de energia ao mercado cativo, foram utilizadas tarifas médias por classe de consumo, data base de 2002, simulando-se o efeito médio do realinhamento tarifário [16] por classe, e por fim, aplicou-se um índice anual de reajuste tarifário de 12% para obter a tarifa média em 2009. A Tabela 5 apresenta os efeitos do realinhamento.

Tabela 5: Efeitos do Realinhamento.

Classes de Consumo	Variação na tarifa
Residencial	-12,34%
Industrial	16,59%
Comercial	0,03%
Rural	-2,93%
Poder Público	6,29%
Iluminação Pública	-12,38%
Serviço Público	21,24%
Consumo Próprio	-12,38%

A tarifa média do consumidor é composta por parcelas referentes à compra de energia pela distribuidora, ao uso do sistema de transmissão, aos encargos setoriais e aos impostos. Para tarifas sem a incidência do ICMS, o percentual médio atribuído às distribuidoras é de 32,4% [9].

5.2. CASOS SIMULADOS

Considerando que a concessionária já contratou 365 MW médios para 2009 e que o consumo previsto é de 678 MW médios, foram formuladas as seguintes hipóteses:

Tabela 6: Resumo dos Casos Simulados

	Data de Entrega	Caso A	Caso B
Leilão 2004 (MW médio)	2005	150	155
	2006	25	60
	2007	20	40
	2008	30	40
Leilão A-1 (MW médio)	2006	5	0
	2007	4	0
	2008	4	5
	2009	4	5
Leilão ajuste (MW médio)	2008	5	0
	2009	5	0
Leilão A-3 (MW médio)	2009	10	5
Leilão A-5 (MW médio)	2009	10	30
Total Contratado (MW médio)	2005	544	549
	2006	545	580
	2007	569	620
	2008	608	665
	2009	637	705
Carga Prevista (MW médio)	2009	678	678

O Caso A representa uma atitude de atração ao risco, pois aposta-se que o mercado em 2009 será inferior ao valor previsto. Já o Caso B é mais conservador, contratando 4% a mais de energia em relação ao previsto.

5.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A Figura 2 apresenta a distribuição de frequência do desvio entre o mercado previsto e o possível de se realizar, obtida da Simulação de Monte Carlo.

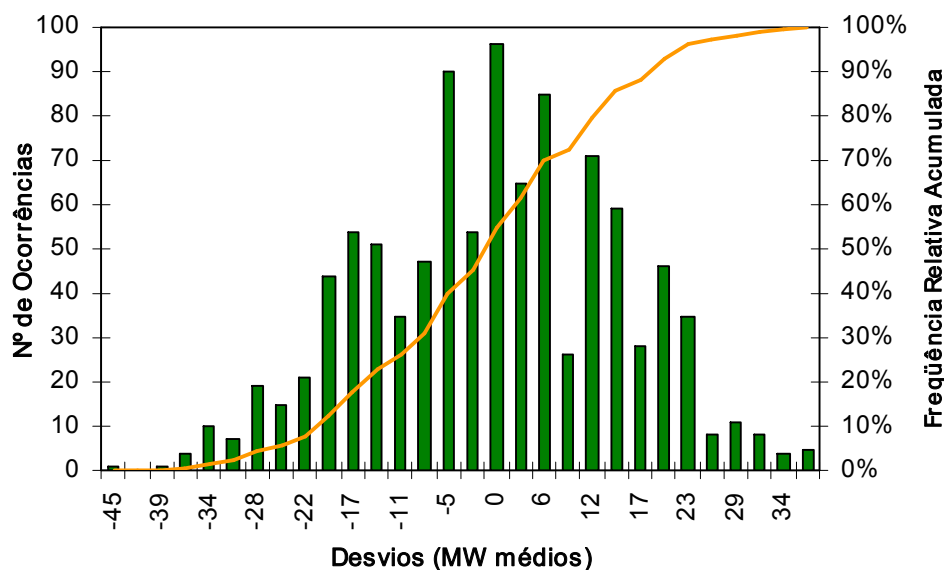


Figura 2: Histograma dos desvios do mercado em 2009 em relação à previsão inicial.

Conforme apresentado na Figura 2, os desvios negativos em relação ao valor previsto para 2009 (678 MW), ocorreram em 51,4% das 1000 simulações realizadas, sendo que o risco da diferença entre o mercado realizado e o previsto ser maior ou igual a 26 MW médios é de 5%. Os desvios positivos ocorreram em 43,1% dos casos, e o risco de haver diferenças positivas maiores ou iguais a 22 MW médios é de 5%. A Tabela 7 ilustra as estatísticas dessa distribuição.

Tabela 7: Estatística dos desvios no mercado da distribuidora.

Desvios em 2009 (MW médio)	
Média	-1,37
Mediana	-1
Desvio padrão	14,88
Curtose	-0,41
Assimetria	-0,07
Mínimo	-45
Máximo	40

Por meio dos dados apresentados na Tabela 7, pode-se inferir que a distribuição de frequência dos desvios entre o valor previsto para 2009 e os simulados não é simétrica em relação à média, uma vez que a mediana é maior que a média e o grau de assimetria é negativo, ou seja, a calda direita é menor que a esquerda. Também se pode afirmar que a curva é levemente achatada ou platicúrtica, pois a curtose é negativa, com desvio padrão igual a 14,88 MW médios.

As Figuras 3 e 4 apresentam, respectivamente, os valores dos percentis 5% e 95% obtidos nas liquidações das diferenças entre o valor contratado e o realizado, valorados pelo preço da energia no mercado de curto prazo, considerando a hipótese do preço estar compreendido na faixa entre o valor mínimo (PLDmin) e o VR.

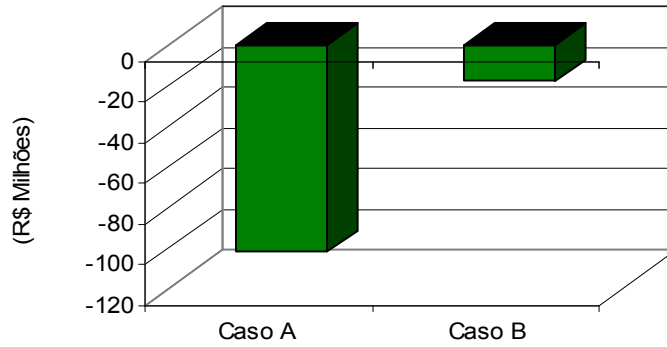


Figura 3: Percentil 5% no Curto Prazo ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

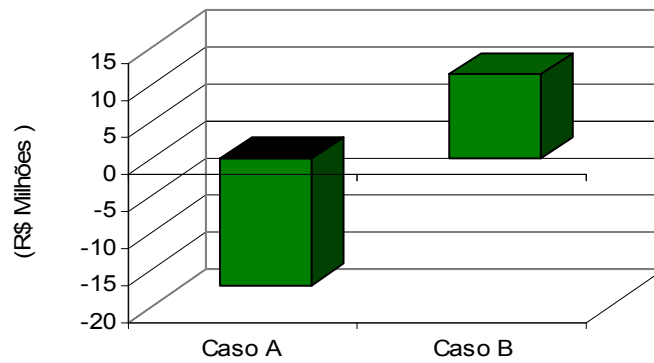


Figura 4: Percentil 95% no Curto Prazo ($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Os resultados ilustrados nas Figuras 3 indicam que o Caso A apresentou chances de 5% de ocorrerem perdas superiores a R\$ 102,01 milhões no ano, enquanto para o Caso B, houve possibilidades de perdas maiores que R\$ 17,72 milhões no ano em apenas 5% dos 1000 cenários simulados.

A Figura 4 ilustra que o Caso A apresentou perdas inferiores a R\$ 17,11 milhões no ano em 5% dos cenários, enquanto o Caso B registrou 5% de chances de lucros superiores a R\$ 11,35 milhões no ano, no ano, para o preço de liquidação na faixa entre PLD_{\min} e VR.

As Figuras 5 e 6 apresentam os resultados percentis 5% e 95% no curto prazo, considerando a hipótese do preço situar-se entre o VR e PLD_{\max} .

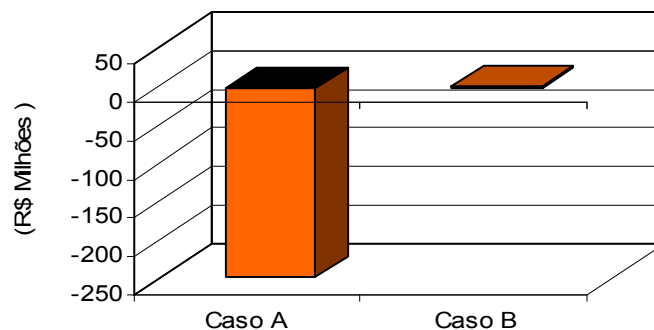


Figura 5: Percentil 5% no Curto Prazo
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

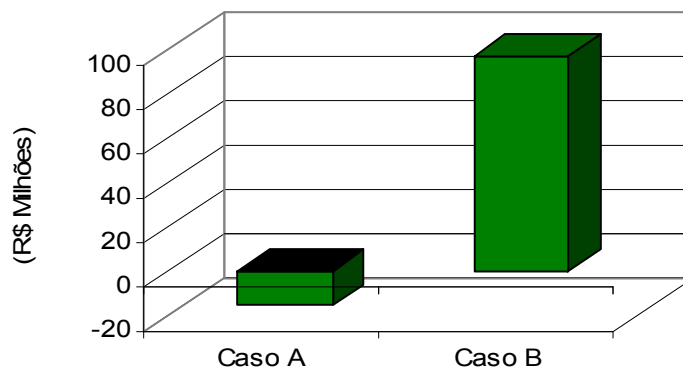


Figura 6: Percentil 95% no Curto Prazo
($VR < PLD \leq PLD_{max}$)

Conforme ilustrado nas Figuras 5 e 6, o Caso A apresentou 5% de possibilidades de ocorrerem perdas superiores a R\$ 247,55 milhões, e 5% de perdas inferiores a R\$ 15,80 milhões no ano. Por outro lado, o Caso B registrou lucros maiores que R\$ 97,39 milhões e inferiores a R\$ 0,77 milhão por ano em 5% dos 1000 cenários simulados, considerando preço variando entre VR e PLDmax.

Até este ponto, foram enfocados os resultados somente nas liquidações no mercado de curto prazo. Agora, serão apresentados os resultados finais para a distribuidora, considerando que cerca de 32,4% do total pago pelo consumidor destina-se à empresa [9], e incluindo o desempenho de cada Caso simulado no curto prazo.

Também serão analisadas as possíveis implicações da distribuidora ter optado por reduzir anualmente seus contratos de energia proveniente de empreendimentos existentes em até 4%, conforme previsto no art. 29 do Decreto no 5.163, de 2004. Para o ano de 2009, a Tabela 8 apresenta as quantidades máximas de energia que poderiam ter sido reduzidas dos referidos contratos, em cada Caso simulado.

Tabela 8: Redução Máxima Permitida para os Contratos até 2009

Redução Máxima (MW médio)	Caso A	Caso B
	32	37

Dessa forma, as Figuras 7 e 8 comparam os percentis 5% e 95% dos resultados finais obtidos para cada Caso simulado, considerando as hipóteses de reduzir ou não os montantes contratados de usinas existentes e que o preço no curto prazo permaneça no intervalo entre PLDmin e VR.

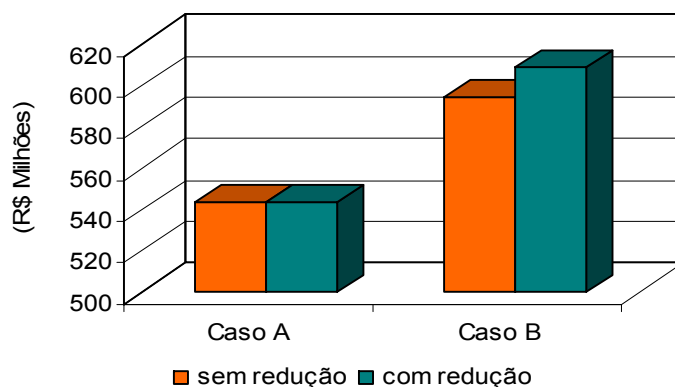


Figura 7: Resultado Final - Percentil 5%
($PLD_{min} \leq PLD \leq VR$)

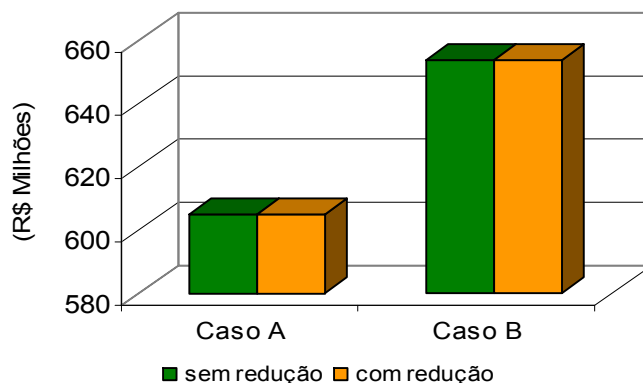


Figura 8: Resultado Final – Percentil 95%
($PLD_{\min} \leq PLD \leq VR$)

Com respeito aos valores apresentados na Figura 7, observa-se no Caso B a diferença entre as hipóteses de adoção ou não da redução anual de 4% nos contratos de energia de usinas existentes. O motivo dessa diferença reside no significativo grau de sobrecontratação acima do limite de 3% para o Caso B, que foi de 60,1%, pois conforme os critérios estabelecidos na Tabela 2, as perdas e os ganhos são incorporados pela empresa.

Contudo, segundo a Figura 8, não houve diferenças entre as alternativas de redução ou não dos contratos para os percentis 95% dos valores obtidos, em cada Caso simulado, considerando o preço do curto prazo entre PLDmin e VR.

As Figuras 9 e 10 apresentam os percentis 5% e 95% dos resultados finais obtidos em cada Caso simulado, comparando as hipóteses de redução ou não dos contratos, considerando o PLD variando entre o VR e o PLDmax.

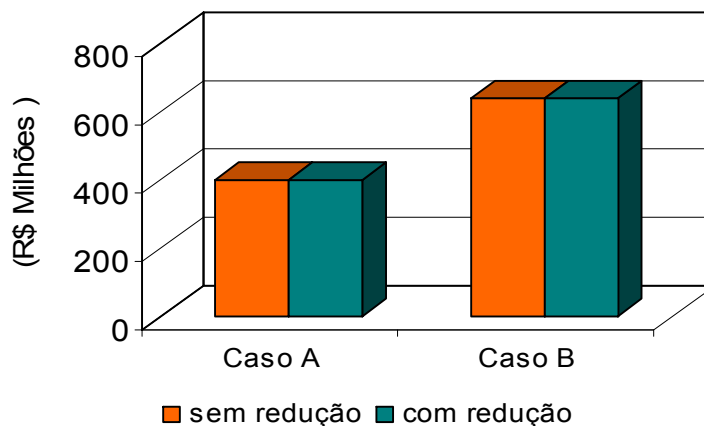


Figura 9: Resultado Final – Percentil 5%
($VR < PLD \leq PLD_{\max}$)

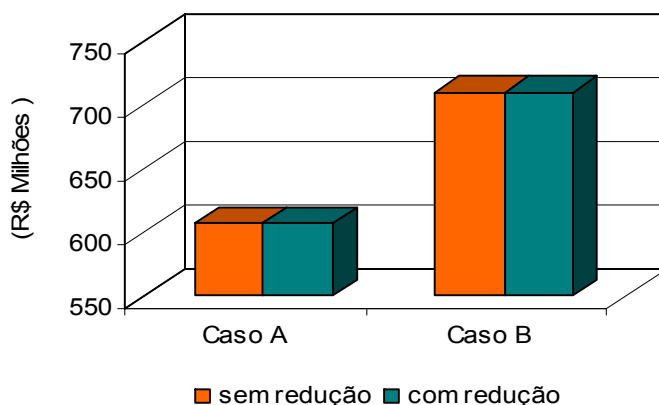


Figura 10: Resultado Final – Percentil 95%
 $(VR < PLD \leq PLD_{max})$

Conforme ilustrado nas Figuras 9 e 10, não houve diferenças entre as hipóteses de redução ou não dos contratos de energia com usinas existentes, tanto para os percentis 5%, quanto para percentis 95%, para o preço do curto prazo entre VR e PLD_{max}.

Assim, o Caso B apresentou os melhores resultados para as duas faixas de preços consideradas, tanto com relação aos valores mínimos, quanto aos valores máximos.

6. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou os principais pontos do Novo Modelo do Setor Elétrico, com base nas Leis no 10.847 e no 10.848, de março de 2004, e no Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.

Segundo as novas regras, a distribuidora deverá prever seu mercado cativo com cinco anos de antecedência e contratar a energia necessária por meio dos leilões de energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente). Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com produtores independentes serão respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu.

As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças (PLD), o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por valores mínimo (piso) e máximo (teto), determinados pelo Ministério de Minas e Energia.

Como os preços resultantes desses leilões tenderão a ser diferentes, e os desvios entre o mercado previsto e o realizado serão liquidados no mercado de curto prazo, que é bastante volátil, a distribuidora deverá gerenciar o risco associado à contratação de energia para não prejudicar sua receita.

Este artigo estudou o risco que uma distribuidora estará exposta ao prever seu mercado com cinco anos de antecedência e contratar os montantes de energia nos leilões promovidos pela CCEE.

Assim, utilizou-se neste trabalho a Simulação de Monte Carlo para gerar diversos cenários possíveis de mercado, e calcular o risco associado à nova forma de contratação de energia imposto às distribuidoras.

Para o estudo de caso foi caracterizada uma distribuidora. Foram consideradas incertezas quanto à realização de seu mercado futuro, bem como no preço de compra da energia nos anos seguintes. Com base nessas variáveis foram simuladas duas possibilidades de compra de energia para atender ao mercado da empresa. O Caso A considerou subcontratação e o Caso B, sobrecontratação. A lógica da construção dos casos foi efetuar o maior volume de compra de energia nos primeiros leilões, quando devem ocorrer os menores preços.

Além disso, foi também considerado no estudo o efeito do realinhamento tarifário nas tarifas vigentes.

Para cada caso foram efetuadas 1000 simulações variando as incertezas no mercado e no preço futuro de compra da energia.

Dessa forma, conclui-se que, considerando as incertezas simuladas, a alternativa mais conservadora (Caso B) é a mais indicada, e a opção mais arriscada (Caso A) registrou oportunidades de perdas superiores a R\$ 247,55 milhões no ano na liquidação das diferenças no curto prazo.

Finalmente destaca-se a aplicabilidade da metodologia apresentada neste artigo em função da nova conjuntura imposta às distribuidoras quanto à tratativa na compra de energia para atender aos seus mercados cativos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME – Ministério de Minas e Energia: Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, dezembro de 2003.
- [2] JORION, PHILIPPE. Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado. São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, informações técnicas obtidas no site: <http://www.aneel.gov.br>.
- [4] ANDRADE, EDUARDO L. Introdução à Pesquisa Operacional – Métodos e Modelos para Análise de Decisão. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editora, 1998.
- [5] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei no 10.847/04. Diário Oficial, 16 de março de 2004.
- [6] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei no 10.848/04. Diário Oficial, 16 de março de 2004.
- [7] ANEEL. Resolução Homologatória no 2, Diário Oficial, 22 de janeiro de 2003.
- [8] ANEEL. Resolução no 682, Diário Oficial, 23 de dezembro de 2003.
- [9] GALUPPO, MAURA B. M. & RODRIGUES, MIRIAN P. F. Carga Tributária no Setor Elétrico Brasileiro e seus Impactos Tarifários. Artigo Publicado no X SEPEF, Foz do Iguaçu, 2002.
- [10] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto no 4.667/03. Diário Oficial, 4 de abril de 2003.
- [11] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto no 5.163/04. Diário Oficial, 30 de julho de 2004.
- [12] LOYOLA, GUSTAVO & GUEDES FILHO, ERNESTO MOREIRA. O Efeito do Tratamento Diferenciado dos Empreendimentos de Geração no Modelo Proposto. Relatório da Tendências Consultoria Integrada, São Paulo, 2004.
- [13] CASTRO, MARCO AURÉLIO LENZI. Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Brasília, 2004. Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília.