



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

GME - 08
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS SOB INCERTEZA NA DEMANDA EM LEILÕES DE ENERGIA

**André Resende Guimarães* Mario Veiga Pereira José Rosenblatt Rafael Kelman
Luiz Augusto Barroso Eduardo Faria**

PSR / MERCADOS DE ENERGIA

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma ferramenta computacional para servir como base na elaboração de estratégias de atuação de distribuidores nos leilões de energia instituídos pelo novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. O problema consiste em determinar a declaração anual de compra de energia das distribuidoras em cada leilão, dado um conjunto de instrumentos de gerência de risco. A metodologia de solução é a otimização estocástica multi-estágio, levando em consideração, principalmente, a incerteza no crescimento da demanda, os diversos horizontes de contratação e preços da energia. Exemplo e estudo de caso serão apresentados com dados do Sistema Elétrico Brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Leilões de energia; Decisão sob incerteza; Otimização estocástica; Árvore de decisão; Previsão de demanda

1.0 - INTRODUÇÃO

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, apresentado pelo Ministério de Minas e Energia em Dezembro de 2003, aprovado em março de 2004 no Congresso Nacional, e regulamentado em Julho de 2004 [1], tem três objetivos principais: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e promover a inserção social no setor elétrico, em particular através dos programas de universalização do serviço de energia elétrica. Para garantir a segurança de suprimento, o novo Modelo estabelece que toda demanda (distribuidoras e consumidores livres) deve estar 100% contratada, onde todo contrato firmado deve possuir um "lastro" físico de produção. Por sua vez, a contratação da demanda das distribuidoras deve ser feita através de leilões de mínimo preço, a fim de garantir a modicidade tarifária.

Um dos maiores desafios para a nova regulamentação do setor elétrico é a alocação de riscos e incentivos entre geradores e distribuidoras que induza à máxima eficiência – e, portanto, à modicidade tarifária para o consumidor cativo. Existem dois instrumentos principais para promover esta eficiência: o primeiro é a realização da compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade menor preço; o segundo consiste na contratação de energia por licitação conjunta do montante a ser contratado por todas as distribuidoras, dentro de um ambiente de Contratação Regulada (ACR), com o objetivo de obter economia de escala na contratação de nova energia, repartir riscos e benefícios dos contratos e, sobretudo, equalizar tarifas de suprimento.

O modelo prevê a realização de dois tipos de leilões. O primeiro tipo tem como objetivo atender o crescimento previsto do consumo acima da capacidade existente de geração. Como o atendimento deste consumo adicional requer, por definição, a construção de novas usinas, este leilão é realizado com antecedência de cinco anos (A₅) ou três anos (A₃) em relação à data de entrega da energia. Além disto, para viabilizar o "project finance", são

oferecidos contratos de duração mais longa, entre quinze e trinta anos de duração. Por esta razão, este tipo de leilão é conhecido como leilão de “energia nova”. Para estimular a eficiência na contratação, há um incentivo à compra de energia nova de fontes mais baratas, já que nos três primeiros anos de entrega de energia nova, o repasse de cada distribuidora é limitado ao preço médio de contratação de todas as distribuidoras no ACR. Desta forma, cada distribuidora terá um custo/lucro líquido calculado pela diferença entre o seu custo individual de aquisição da energia e o repasse as tarifas dos consumidores finais (custo médio do ACR).

O segundo tipo de leilão visa renovar os contratos de atendimento do consumo existente ao término dos chamados Contratos Iniciais e outros contratos bilaterais em vigor. Visto que estes contratos já são, por definição, respaldados por geradores em operação, não há necessidade de um prazo maior para sua entrada. Como conseqüência, as licitações são realizadas com um ano de antecedência (A_{-1}), sendo oferecidos contratos com durações variadas, entre cinco e quinze anos. Por analogia ao primeiro tipo de leilão, o segundo tipo é conhecido como leilão de “energia existente”.

A existência dos leilões cria desafios importantes tanto para distribuidoras como para geradoras. No caso das distribuidoras, deve-se desenvolver uma estratégia de contratação que garanta o abastecimento de 100% do mercado em condições de grande incerteza na demanda, evitando tanto a sobre-contratação (devido ao limite de repasse à tarifa de no máximo 3% de excesso de contratação em relação à demanda) como a sub-contratação (que penaliza a distribuidora em multa correspondente ao máximo entre o valor de referência – cujo proxy será o valor da energia nova - e o preço no mercado de curto prazo). A situação se torna mais complexa devido ao conjunto de instrumentos para gerência de risco permitido pela regulamentação: (i) contratação de energia nova com cinco e três anos de antecedência (com limites de quantidade para o segundo e punições/incentivos se o preço médio de contratação for superior/inferior à média do mercado); (ii) contratação de energia existente a cada ano (com exigência de re-contratação de parte da energia recém-descontratada); (iii) leilões de ajuste (com limites na quantidade) e (iv) possibilidade de redução do montante contratado de energia existente em até 4% (do seu montante inicial) anualmente, para compensar variações na demanda prevista.

Este trabalho apresenta um modelo computacional para determinar a estratégia de contratação das distribuidoras, isto é, o montante a ser contratado nos leilões de energia existente e energia nova, sob condições de incerteza da demanda. O objetivo é minimizar o custo ponderado pela contratação de energia a partir de um conjunto de opções que reproduz as características dos instrumentos de gerência de riscos propostos para o modelo setorial, bem como o conjunto de incentivos e penalizações.

2.0 - DECLARAÇÃO DE COMPRA E DECISÃO SOB INCERTEZA

Como foi visto, as distribuidoras anualmente deverão declarar a quantidade a ser contratada nos leilões de energia visando o atendimento de 100% de sua carga. Esta decisão necessita ser tomada com uma certa antecedência em relação à sua realização. Com isso, a decisão de contratação é feita baseada em uma previsão futura da demanda a qual deseja-se atender. Entretanto, a distribuidora desconhece hoje qual demanda de fato ocorrerá quando a energia contratada no leilão for entregue, isto é, a decisão de contratação é tomada sob incerteza.

Tradicionalmente, os comitês para estudos de mercado das empresas ou dos órgãos Governamentais do setor constroem três cenários de projeção de demanda (do país ou das empresas). O processo para elaboração destes cenários consiste em correlacionar o consumo de energia elétrica com variáveis macroeconômicas, financeiras e demográficas que revelem boa “explicação” do consumo. Em geral, os três cenários são obtidos a partir de três trajetórias possíveis para o crescimento da economia, em nível nacional, regional e estadual [2]. Uma vez obtidos estes três cenários, uma alternativa seria determinar a contratação das distribuidoras através dos mesmos: por exemplo, pelo modo clássico, a contratação da demanda pelas distribuidoras seria feita a favor da segurança, visando o suprimento do cenário de máxima demanda ao menor custo. Ou ainda, fazendo uma contratação tendo como referência o cenário de maior probabilidade.

Estes tipos de estratégia podem ser classificados como “planos fixos” de contratação, onde as decisões são tomadas levando em conta somente um cenário de demanda determinístico [3,4]. Caso os valores de realização da demanda sejam iguais aos deste cenário, teremos de fato atingido o custo mínimo para o problema. Entretanto, o que ocorreria se a realização da demanda fosse diferente do cenário traçado para contratação?

Imagine que uma distribuidora BRASIL (representando o conjunto de todas as distribuidoras do Brasil) deva se contratar de forma a atender o crescimento da demanda do país cinco anos à frente. A figura 1 apresenta as projeções de mercado de energia elaboradas pelo CTEM/CCPE/MME e ONS (2003 a 2008) [9], baseadas em um cenário macroeconômico de referência e um cenário alto.

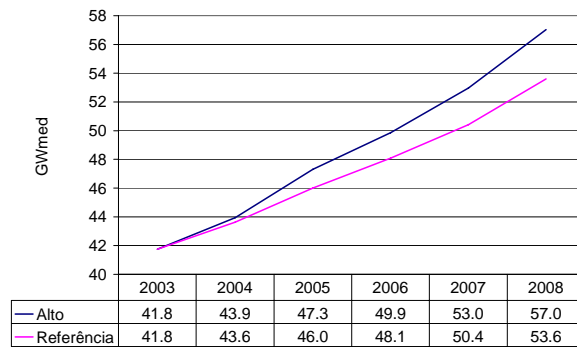


FIGURA 1 – Previsões de mercado do Brasil com horizonte de cinco anos

Suponha que existam dois planos de contratação: (P1) contratar a diferença de demanda entre 2003 e 2008 correspondente ao crescimento alto ($\Delta = 15.3$ GWmed) ao menor custo, e (P2) contratar a diferença de demanda entre 2003 e 2008 correspondente ao crescimento médio de referência ($\Delta = 11.9$ GWmed) ao menor custo. As opções de contratação são: A-3, com antecedência de três anos e custo líquido (preço de aquisição - repasse) de R\$ 10 /MWh e A-5, com antecedência de cinco anos e custo líquido nulo (repasse integral). Já as penalidades/custos de sub e sobre-contratação são respectivamente iguais a R\$ 200 /MWh (multa) e R\$ 100 /MWh (limite de repasse).

Como era de se esperar, o plano P1 contrata em 2003 toda a diferença para 2008 do cenário alto pelo leilão A-5. Da mesma forma, o plano P2 contrata em 2003 toda a diferença para 2008 do cenário de referência pelo leilão A-5. Assim, os planos P1 e P2 resultariam em custo nulo para a realização dos cenários alto e de referência, respectivamente. Isto ocorre porque estes planos foram ajustados exatamente para cada um desses cenários. Por outro lado, caso aconteça o cenário de referência, o plano P1 levará a uma sobre-contratação, representando um alto custo para distribuidora devido à limitação de repasse. Já no caso da ocorrência de um cenário alto, o plano P2 apresentará um custo ainda maior, devido à aplicação de multa por sub-contratação. Supondo que o cenário de referência tenha 75% probabilidade de ocorrência, contra 25% do cenário alto, o valor esperado do custo pelo plano P1 é de R\$ 2,25 bilhões, enquanto para P2 é de R\$ 1,50 bilhões.

Suponha agora um novo plano (P3), onde a distribuidora deva se contratar, ao menor custo, para uma demanda correspondente à média dos dois cenários (13.6 GWmed). Caso ocorra o cenário alto, este plano apresenta um custo menor que o plano P2, e caso ocorra o cenário de referência, um custo menor que o plano P1. Porém, o valor esperado do custo para distribuidora utilizando o plano P3 é de R\$ 1,87 bilhões, um valor ainda maior que o do plano P2.

Finalmente, imagine que, ao invés de seguir um plano fixo, a distribuidora adote uma *estratégia dinâmica de contratação*, onde as decisões são *condicionadas* aos eventos futuros. Dada a natureza estocástica do problema e o conjunto de opções de contratação, este tipo de estratégia pode ser facilmente aplicada. Pela figura 2, observa-se que em 2003 não há nenhum indício se a demanda a contratar irá evoluir pelo cenário alto ou pelo cenário de referência. O ano seguinte (2004) apresenta uma pequena diferença entre os dois cenários, mas ainda insuficiente para concluir algo sobre a evolução da demanda. Já passados dois anos (2005), pode-se supor que a tendência entre o cenário alto e o cenário de referência estará definida. Ou seja, neste momento, caso ocorra uma demanda próxima ao cenário alto, a distribuidora terá uma certeza maior de que nos anos futuros as realizações das demandas seguirão pelo cenário alto, e vice-versa.

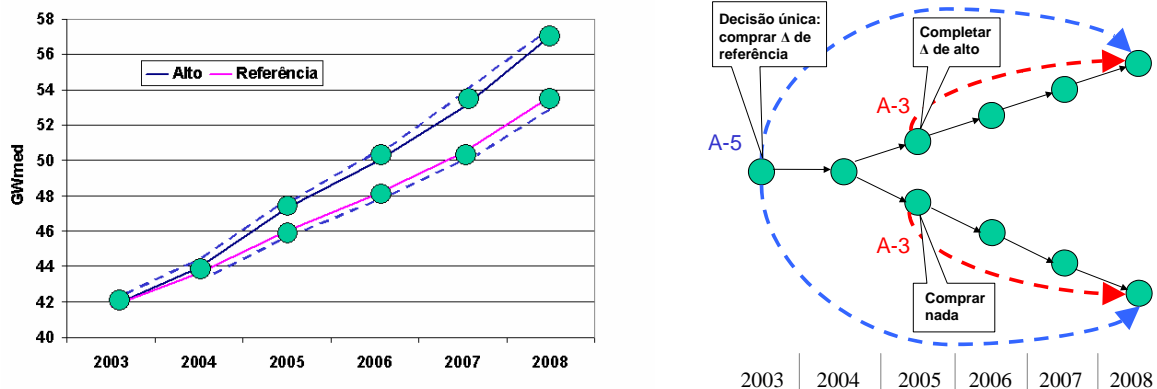


FIGURA 2 e 3 – Cenários de demanda e árvore de decisão associada

Desta forma, será formulada uma estratégia (E1) da seguinte maneira: em 2003 contratar Δ de demanda relativo ao cenário de referência (11.9 GWmed) por A₅. Dois anos depois (2005), tomar uma decisão condicionada: caso a demanda esteja seguindo o cenário alto, contratar o que falta para completar o Δ de demanda deste cenário (3.4 GWmed) por A₃. Caso a demanda esteja seguindo o cenário de referência, não comprar nada (Figura 3). Em outras palavras, as decisões tomadas são de caráter *dinâmico*, “corrigidas” a cada etapa em função da ocorrência condicionada dos eventos futuros [6,7].

Com esta estratégia, o cenário alto acarreta em um custo de R\$ 300 milhões e o cenário baixo em custo nulo. O valor esperado do custo da estratégia de contratação (E1) é de R\$ 75 milhões, bastante inferior aos planos fixos de contratação. A figura 4 abaixo apresenta o resumo dos custos associados aos cenários alto e de referência de cada plano ou estratégia de contratação estudada, onde se pode traçar uma fronteira eficiente de contratação.

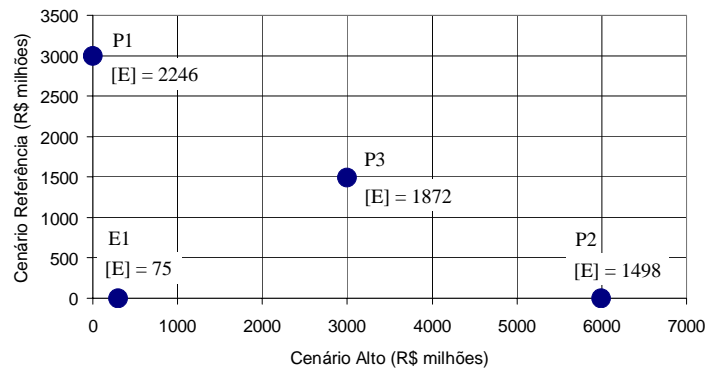


Figura 4 – Custos dos planos fixos e da estratégia para cada cenário e valor esperado (milhões de Reais)

Voltando ao problema real das distribuidoras, ao invés de determinar um “plano fixo” de contratação, será determinada uma “estratégia” de contratação que melhor se adapte aos distintos cenários de crescimento da demanda.

3.0 - MODELO COMPUTACIONAL

O modelo computacional desenvolvido utiliza diferentes cenários de demanda e uma árvore de decisão, onde cada “nó” da árvore está condicionado a um evento estocástico (evolução da demanda). O principal resultado de interesse do modelo é a definição da estratégia ótima de contratação de uma distribuidora nos distintos leilões (A₅, A₃, A₁, A₀) que melhor conciliam dois objetivos: minimizar os custos de compra de energia para o consumidor cativo e/ou os riscos de penalidade da distribuidora por sub e sobre-contratação. Como subprodutos do processo de otimização, o modelo fornece diversos outros resultados de interesse, como possíveis cenários de sobre e sub-contratação da distribuidora, exercício da opção de descontração etc.

3.1 Árvore de crescimentos da demanda

A demanda é modelada através de uma “árvore” de cenários, que representa a incerteza na sua evolução. Em outras palavras, a demanda em um ano t pode evoluir para diversos cenários no ano $t+1$, estabelecidos de acordo com taxas de crescimento anuais pré-determinadas, e com probabilidades distintas de evolução para cada cenário (também pré-determinadas). Estas probabilidades são condicionadas à realização da demanda no ano anterior, ou seja, a incerteza na demanda é modelada como um processo estocástico Markoviano ou autoregressivo de primeira ordem.

Uma vez determinado o número N de “nós” (ou “aberturas”) da árvore a cada etapa T (ano) simulada, são obtidas N^T possíveis *trajetórias* de evolução da demanda no modelo de decisão de contratação. A figura 4 ilustra um exemplo da “árvore” de cenários e de matriz de transição entre os possíveis cenários de crescimento.

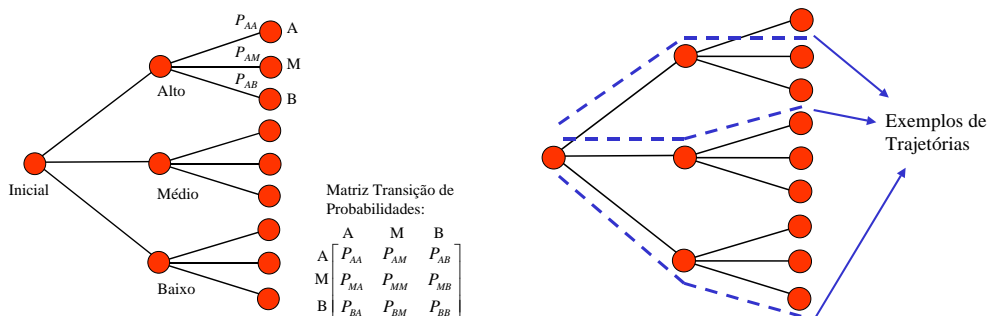


FIGURA 4 – Árvore de expansão da demanda e Matriz de transição

É importante ressaltar que o esforço computacional do modelo cresce exponencialmente com o número de nós da árvore. Portanto, o custo/benefício entre número de nós e tempo computacional deve ser considerado.

3.2 Dados de Entrada da Simulação

O modelo computacional desenvolvido considera os seguintes dados de entrada:

- Preços de contrato para os leilões A_{-5} , A_{-3} , A_{-1} e ajuste (A_{-0}): Corresponde ao preço da energia candidata a ser contratada em cada leilão A_{-j} . Caso haja a decisão de contratação desta energia em uma etapa t qualquer, a mesma será entregue (e passará a fazer parte do portfólio de contratos da distribuidora) na etapa $t+j$.
- Valor Anual de Referência (VR): Corresponde ao “preço de benchmark”, o preço médio (ponderado pelas respectivas quantidades totais de compra) dos leilões A_{-5} e A_{-3} . Na modelagem atual este valor é um dado de entrada. Cabe lembrar que sua utilização principal é possibilitar a modelagem de ganhos e perdas da distribuidora durante três anos caso sua estratégia de contratação seja, respectivamente, melhor ou pior que a “média do mercado” daquele ano. Esta “média do mercado” é representada pelo VR.
- Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD): Como estabelecido no Decreto 5.163, o custo líquido da distribuidora por sub e sobre-contratação está relacionado com o preço de liquidação de diferenças (PLD). Caso a distribuidora esteja sobre-contratada, a diferença de contratos (superior a 103% da demanda) é automaticamente vendida no mercado de curto prazo a PLD e atribuída como receita para a distribuidora. Já em caso de sub-contratação, a distribuidora deve completar sua demanda com energia adquirida no mercado de curto prazo a PLD e repassá-los até VR. Além disso, há aplicação de multa no valor do montante adquirido vezes PLD ou VR (o maior). Devido à possibilidade do PLD em cenários de sobre-contratação ser diferente do PLD em cenários de sub-contratação, o modelo oferece a possibilidade de simular dois cenários de PLD, um para cada situação estrutural (sobre e sub contratação). Isto significa que, em seu estágio atual de desenvolvimento, o modelo não calcula o PLD para cada ano associado à situação estrutural de cada nó da árvore.
- Taxa de desconto anual: Corresponde à taxa anual de desconto (juros reais ao ano) que é utilizada no modelo para trazer a valor presente os custos de um ano qualquer.
- Preço de contratos do leilão de transição: Corresponde ao preço de energia a ser contratada no “mega” leilão de 2004. Os preços demonstram o valor de um contrato iniciando em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 com a duração de acordo com as regras do novo modelo.

3.3 Dados de Entrada da Distribuidora

- Contratos antigos da distribuidora: montante anual de energia já contratada pela distribuidora (por exemplo, Cotas de Itaipu, Contratos Iniciais e bilaterais firmados, PROINFRA) para cada ano do horizonte de estudo.
- Árvore de Crescimento da Demanda (ver 3.1) – a partir de N cenários de projeção de demanda estabelecidos pelos comitês de estudos de mercado da distribuidora (usualmente $N = 3$), são obtidas as taxas de crescimento anual associadas a cada cenário. Estas taxas são informadas ao modelo, junto com o mercado do ano inicial e a matriz de probabilidade de transição entre taxas de crescimento de um ano para outro. Com isso é produzida uma “árvore” de cenários de crescimento da demanda que representa a incerteza na evolução da mesma.

3.4 Função Objetivo do Modelo

O objetivo da distribuidora no modelo é minimizar a soma ponderada de dois fatores:

$$\lambda CE + (1-\lambda) CP$$

onde CE é o custo esperado total da energia para os consumidores cativos e CP é o custo esperado das penalizações/incentivos para a distribuidora, devido à sub-contratação (multa); sobre-contratação (proibição de repasse acima de 103% de contratação) e contratação eficiente (preço do repasse comparado à média dos leilões de energia nova). O fator de ponderação λ reflete a aversão a risco de cada distribuidora. Em um dos extremos, $\lambda=1$ modelaria uma distribuidora indiferente a risco, cujo único objetivo é minimizar o custo da energia para seus consumidores; no outro extremo, $\lambda=0$ representaria uma distribuidora cujo único interesse é minimizar seus próprios riscos.

3.5 Metodologia de solução

O modelo computacional descrito é formado por um problema de otimização linear de grande porte, cuja função objetivo é a minimização da média ponderada dos custos da distribuidora e seu conjunto de restrições é formado pelas equações matemáticas que modelam o conjunto das regras setoriais (por exemplo, a data de entrega dos distintos contratos, as restrições devidas ao processo de transição, e os níveis mínimo e máximo de reposição de contratos de energia existente relativos a cada caso). Este conjunto de restrições é modelado para cada nó da árvore. As variáveis de decisão do modelo são, para cada nó da árvore, os montantes de energia a contratar nos leilões A-5, A-3, A-1 e ajuste (A-0) e os montantes a descontratar de energia existente (limitado a 4% do montante inicial de contratos de energia existente estabelecidos após 2004). Como subproduto do modelo, são obtidas as penalizações resultantes por sub e sobre contratação, custo de oportunidade dos geradores existentes (variação no custo de atendimento se tivéssemos uma unidade a mais de energia existente), etc. A formulação matemática detalhada do modelo encontra-se descrita em [6].

A metodologia de solução para cada distribuidora é otimização linear estocástica multi-estágio, que leva em consideração a incerteza no crescimento da demanda e os diversos horizontes de contratação de energia. Para a solução do problema de otimização, utiliza-se o Xpress [8], um pacote comercialmente disponível para solução de problemas programação matemática.

4.0 - ESTUDO DE CASO

O modelo descrito será utilizado para simular o comportamento do conjunto de distribuidoras do Brasil nos leilões de energia, visando determinar a quantidade de energia a declarar pelo conjunto de distribuidoras no leilão da transição. Como o objetivo é verificar o total de energia a ser comprada ("demanda do leilão"), será representada uma "distribuidora Brasil", cuja demanda corresponde à soma das demandas individuais de todas as distribuidoras do país. Caso uma distribuidora em particular estivesse interessada em determinar sua estratégia de compra, o modelo deveria ser utilizado apenas com os dados desta distribuidora. Utilizou-se o período 2004-2014 como horizonte de simulação. A taxa de desconto utilizada foi de 9%a.a.

4.1 Dados de Entrada

4.1.1 Parâmetros gerais da simulação

As tabelas a seguir apresentam os principais parâmetros utilizados na simulação realizada:

Tabela 4.1 - Preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1, ajuste e VR (R\$/MWh):

Preços	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A-1	-	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
A-5	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
A-3	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Ajuste	-	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
VR	-	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80

* Preço dos leilões de energia nova realizados no primeiro semestre de 2005 serão considerados como de 2004.

Tabela 4.2 - Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh):

PLD	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sub	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sobre	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabela 4.3 - Preço de contratos do leilão de transição (R\$/MWh):

	2005	2006	2007	2008	2009
	55	65	75	85	95

Tabela 4.4 - Montante de contratos existentes da distribuidora (GWmed):

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	27.3	21.5	22.2	22.5	23.1	23.1	23.1	23.2	23.3	23.4

4.1.2 Árvore de crescimentos da demanda, Probabilidade de ocorrência dos cenários e Função Objetivo

As taxas de crescimento referentes ao cenário médio de projeção da demanda do Brasil foram obtidas através de fontes públicas, utilizando os valores do relatório "Planejamento Anual da Operação Energética de 2004" (ONS) para o horizonte 2004 a 2008 e os valores do Plano Decenal de Expansão de 2003 (CCPE) para o horizonte 2008 a 2014 (o crescimento de 2012 foi estendido para 2013 e 2014). Já os cenários alto e baixo foram criados variando 1% nas taxas de crescimento anuais do cenário médio, com o objetivo de recriar a incerteza das distribuidoras em relação às demandas. As taxas de crescimento resultantes estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 4.5 – Taxas de crescimento da demanda:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alto	6.4%	5.5%	5.9%	7.3%	6.7%	7.8%	6.2%	6.1%	6.1%	6.1%
Médio	5.4%	4.5%	4.9%	6.3%	5.7%	6.8%	5.2%	5.1%	5.1%	5.1%
Baixo	4.4%	3.5%	3.9%	5.3%	4.7%	5.8%	4.2%	4.1%	4.1%	4.1%

Para a primeira transição, que parte de um valor único de 2004 para três valores em 2005, foi feita a seguinte partilha das probabilidades: 25% de probabilidade de evoluir para o cenário alto, 50% de probabilidade de evoluir para o cenário médio e 25% de probabilidade de evoluir para o cenário baixo. Para os demais anos, foi uniformizado que, dado a ocorrência de um cenário (alto, médio ou baixo) no instante t , a probabilidade no instante $t+1$ de o mesmo cenário se realizar é de 80%. Já uma mudança na tendência teria 20% de chance de ocorrer (10% para cada cenário diferente do ano anterior). Assim, a matriz de transição tem a seguinte forma:

Tabela 4.6 – Matriz de Transição de Probabilidades:

↓t t+1→	Alto	Médio	Baixo
Alto	80%	10%	10%
Médio	10%	80%	10%
Baixo	10%	10%	80%

Para este estudo, as distribuidoras foram consideradas totalmente aversas a risco. Desta forma, foi utilizado $\lambda=0$, representando que as distribuidoras querem minimizar seus próprios riscos.

4.2 Resultados

Como solução deste problema de otimização linear de grande porte^{*}, o modelo fornece o montante a contratar de cada leilão, condicionado à evolução da demanda. Assim, para um mesmo ano há diversas alternativas possíveis de compra de energia, uma para cada nó de decisão da árvore. Por outro lado, em 2004 (origem da árvore) há somente um nó de decisão, com uma demanda única e, conseqüentemente, uma única alternativa de compra. Ou seja, na origem da árvore o modelo fornece a decisão que deve ser tomada imediatamente, baseando-se nas possíveis alternativas futuras que levariam ao menor custo esperado. Para os demais anos, pode-se obter a distribuição de probabilidades dos demais resultados obtidos. Ao total foram analisadas 2187 possíveis trajetórias de demanda.

4.2.1 Mega-Leilão de Energia Existente

Uma análise interessante é verificar quanto o modelo estima como melhor decisão de compra no mega-leilão de 2004. Estes valores estão expressos no gráfico abaixo. A título de comparação, estão também no gráfico os valores realmente demandados pelas distribuidoras no leilão de energia existente de 07 de dezembro de 2004.

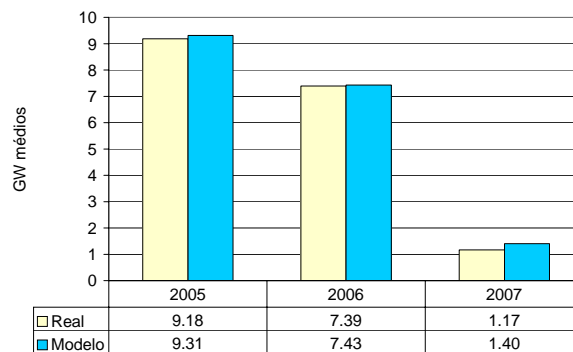


Figura 5 – Contratação de energia existente para 2005, 2006 e 2007.

A proximidade entre os montantes estimados e a quantidade realmente demanda pelas distribuidoras no leilão de 2004 indica a capacidade de simulação da atuação dos agentes nos leilões de energia, sob incerteza de demanda, considerando as novas regras do Setor.

4.2.2 Sobre e Sub-Contratação

A figura 6 apresenta os valores da média (ponderada pelas probabilidades dos cenários) de sub e sobre contratação do conjunto de distribuidoras do Brasil de 2005 a 2009. Também foi verificado, dentre todas as séries de demanda analisadas, o maior valor obtido para sub e sobre contratação a cada ano.

^{*} Problema de programação linear formulado com 59 mil variáveis de decisão e 200 mil restrições. O tempo computacional de processamento foi de 3 minutos com um Pentium IV 2.7 GHz e 512 Mb de memória RAM.

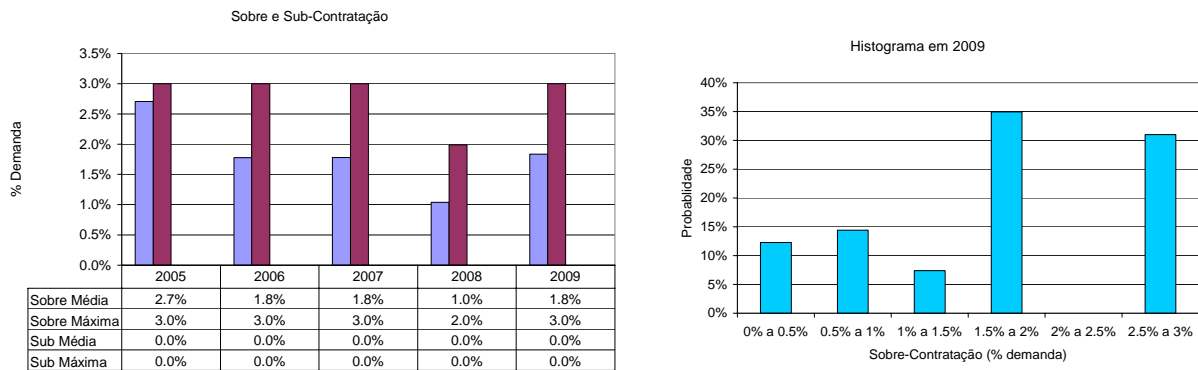


Figura 6 e 7 – Sobre e Sub-Contratação (% da demanda) e Histograma da Sobre-contratação em 2009.

Por esta simulação, a sobre-contratação nunca ultrapassa os 3% da demanda, valor estabelecido como teto de repasse pelo decreto. Após 2005, a sobre-contratação média fica entre 1% e 2%. Percebe-se também que não há sub-contratação por parte das distribuidoras em nenhuma das séries analisadas. Assim, pode-se interpretar que os mecanismos de incentivos e penalidades da nova regulamentação levam os agentes a uma contratação eficiente e segura, de encontro às premissas primárias de modicidade tarifária e segurança no atendimento do novo modelo.

4.2.3 Outros resultados de interesse do modelo

Conforme ilustrado no exemplo anterior, o principal resultado de interesse do modelo é a definição da estratégia ótima de contratação de uma distribuidora nos distintos leilões. Entretanto, o modelo computacional desenvolvido oferece diversos outros resultados de interesse, como por exemplo:

- cenários de contratação de energia nova (leilões A-3 e A-5) – que podem ser utilizados para calcular seu impacto na tarifa distribuidora, na medida que esta energia “nova” passar a fazer parte do mix de contratos da distribuidora;
- cenários de exercício da opção de descontração – que podem ser utilizados para avaliar a necessidade de descontração dos contratos de energia existente firmados após 2004.

Para uma simulação da distribuidora “Brasil” (como neste trabalho), os resultados anteriores podem ser utilizados para avaliar a repartição de riscos entre geradores e distribuidores, na medida que os resultados decorrentes do modelo podem ser utilizados para avaliar impacto tarifário, energia existente deslocada por energia nova, contratação de energia nova, sobre-contratação física no sistema, etc.

5.0 - CONCLUSÃO

As mudanças na contratação do mercado cativo de energia, trazidas pela implementação do marco regulatório do setor elétrico, demandam novas ferramentas de gerenciamento de risco para os agentes. Grande parte deste risco se deve à tomada de decisões de impacto futuro num ambiente de incerteza na evolução da demanda. As formas tradicionais de se tratar o problema, com planos fixos de contratação obtidos minimizando os custos de contratação para um cenário determinístico, não aproveitam inteiramente todos os instrumentos oferecidos às distribuidoras pela regulamentação para mitigação destas incertezas. Este trabalho apresentou uma ferramenta computacional para auxiliar neste processo decisório. O modelo proposto considera, simultaneamente, diversos cenários possíveis para realização da demanda, ao invés de trabalhar com um único cenário de cada vez. Utilizando as diversas ferramentas oferecidas pela regulamentação, é possível traçar uma estratégia de contratação, que se “adapta” conforme a evolução do crescimento do mercado.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- Decreto Presidencial Nº 5.163, de 31 de Julho de 2004.
- AZEVEDO, J.B.L; VELLOSO, C.G., DAVID, J.M., Projeção do mercado de energia elétrica para o Plano Decenal de Expansão, XVI SNTPEE, Campinas, 2001.
- M.V.F. PEREIRA; M.F. MCCOY; H.M. MERYLL, Managing risk in the new power business, IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13, Issue: 2, April 2000, Pages:18 – 24
- B.G.GOREISTIN, N.M.CAMPODÓNICO, J.P.COSTA, M.V.F.PEREIRA, “Power System Planning Under Uncertainty”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- RESENDE, A. Estratégia de contratação de distribuidoras sob incerteza em leilões de energia elétrica, Tese de MSc, PUC/Rio, 2005.
- DIXIT, A.K., PINDYCK, R.S. Investment Under Uncertainty; Princeton University Press, 1994.
- KEENEY, R., RAIFFA, R. Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs; Wiley, 1976.
- Xpress – Dash Optimization: <http://www.dashoptimization.com.br>