
PROGRAMAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E INCERTEZAS NA PREVISÃO DE DEMANDA

Flávia F. C. Rodrigues *
flavia.capano@eletrobras.com

Carmen L.T. Borges†
carmen@dee.ufrj.br

Djalma M. Falcão†
falcao@nacad.ufrj.br

*Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Rio de Janeiro - RJ

†COPPE/UFRJ - Programa de Engenharia Elétrica
Caixa Postal 68504 - CEP 21941-972 - Rio de Janeiro - RJ

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo computacional para planejamento de contratação de energia elétrica de concessionárias de distribuição do Brasil objetivando o horizonte do curto/curtíssimo prazo de modo a se obter a menor despesa com compra de energia para atendimento da totalidade de seus mercados, incluindo unidades de geração distribuída. O modelo contempla as especificidades e restrições mercadológicas e regulatórias do setor elétrico brasileiro e os limites técnicos inerentes às capacidades máximas de unidades de geração distribuída. A função objetivo proposta engloba o mercado de curto prazo, a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação por parte da concessionária de distribuição, leilões de ajuste e geração distribuída localizada na rede da distribuidora. Foi utilizada programação linear *fuzzy* de modo a prover o melhor tratamento às incertezas inerentes ao processo como a previsão de demanda e baixa provisão de energia de fonte eólica. A metodologia proposta foi aplicada em uma distribuidora localizada no Sudeste do Brasil e foram realizadas variações paramétricas de custos e tarifas de alternativas de contratação de energia para estabelecer uma reflexão sobre a viabilidade econômica da inserção de gera-

ção distribuída na otimização de despesas da distribuidora. Os resultados reproduziram com sucesso o objetivo de custo mínimo do modelo.

PALAVRAS-CHAVE: Contratação de Energia, Geração Distribuída, Previsão de Demanda, Programação Linear Fuzzy.

ABSTRACT

This paper presents a computer model for planning the optimal electric energy purchasing by Brazilian distribution utilities. The goal of the model is to find the least energy purchase cost, in short/very short term, in order to fully meet the commitments of energy supply to utility's consumers, according to the current regulatory conditions and taking into account distributed generation. The model assesses regulatory and market peculiarities and constraints related to the Brazilian Electric Power Sector, as well as the technical limits of distributed generation units ratings. The proposed objective function includes short term market, penalties for insufficient energy contracting by the distribution utility, adjustment biddings and distributed generation units connected to the utility network. Fuzzy Linear Programming was used in order to provide a better treatment to the uncertainties inherent to the process, such as demand forecasting or high variability of wind power generation. The proposed methodology was tested for a Southeastern Brazilian distribution utility. Para-

Artigo submetido em 14/07/2006
1a. Revisão em 13/11/2006
2a. Revisão em 25/01/2007
Aceito sob recomendação do Editor Associado
Prof. Carlos A. Castro

metric variations of costs and tariffs, for the contracting alternatives, were carried out to investigate the economical feasibility of distributed generation inclusion on the global energy purchase costs of the distribution utility. The results showed successful coherence with the objective of minimum cost model, as expected.

KEYWORDS: Energy Purchasing, Distributed Generation, Load Forecasting, Fuzzy Linear Programming.

1 INTRODUÇÃO

A geração predominante no setor elétrico brasileiro é a Geração Centralizada (GC), que representa grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado. Em contrapartida, a geração distribuída (GD) se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuidora local de energia elétrica.

A geração distribuída de energia oferece vantagens ao setor elétrico devido à sua proximidade em relação à carga, o que pode permitir a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica (Jenkins et alli, 2000). Além disso, permite uma diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e a escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, podendo levar à postergação de investimentos.

O mercado a ser ocupado pela geração distribuída está em expansão devido a políticas institucionais de incentivo e desenvolvimento e o aprimoramento de tecnologias (Ackermann et alli, 2001). Dessa forma, vários países têm fomentado e incentivado a GD com políticas públicas específicas. Essas medidas visam a criação de arcabouço legal e regulatório para a inserção e participação de novas tecnologias energéticas – e das renováveis em particular – em um mercado competitivo.

Em função da sua baixa densidade energética, as fontes renováveis de energia, como a eólica, adaptam-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada. As características de produção intermitente, inerentes a essas tecnologias, bem como seus ainda elevados custos unitários de capital, podem constituir barreiras para sua inserção na matriz energética (Pfeifenberger et alli, 1996; Sharma et alli, 1998). No entanto, a consideração dos seus benefícios ambientais e sociais fez com que governos de vários países tenham traçado suas políticas energéticas visando sua maior participação (Silva, 2002; Rodriguez, 2002).

Em 2004, foi instituído um novo modelo para o setor elétrico brasileiro (MME,2004/03; MME, 2004/07), no qual as bases da comercialização e contratação de energia elétrica foram modificadas. Nesse novo modelo, as concessionárias de dis-

tribuição e outros agentes de consumo ficaram obrigados a contratar 100% de suas necessidades de carga sob risco de penalidades. Esse sistema, sólido do ponto de vista do planejador, impõe à distribuidora de energia a necessidade de um altíssimo nível de assertividade de sua previsão de consumo, que tem por sua vez, incertezas pertinentes ao processo.

No novo modelo, a geração distribuída é incentivada uma vez que a mesma poderá ser contratada diretamente pela distribuidora até o limite de 10% de sua carga a partir somente de chamada pública. A geração centralizada, por outro lado, deverá se submeter às licitações inerentes ao processo de leilões regulados por órgãos do governo. A geração distribuída, por sua vez, também poderá participar dessa modalidade de contratação.

Nesse cenário de necessidade de distribuidoras estarem 100% contratadas, surge a GD como uma alternativa concreta de contratação pela mesma. Poderão ser celebrados contratos de prazos variados em função da necessidade da concessionária de distribuição. Essa ênfase à participação de GD no rol de compra de energia pelas distribuidoras é a contribuição deste trabalho. O problema abordado tem o objetivo de inserir a GD mais amplamente na matriz energética brasileira, minimizar os custos de compra de energia elétrica pela distribuidora e gerenciar as incertezas pertinentes ao processo como previsão de demanda e baixa provisão de algumas fontes, como é o caso da geração eólica.

O modelo desenvolvido para programação da contratação de energia elétrica pela distribuidora tem como objetivo minimizar, dentro de limitações técnicas e impostas pela legislação, a despesa com a compra de energia elétrica, o que pode acarretar um ganho imediato ao consumidor final através da redução da tarifa de energia elétrica. Para tanto, são avaliadas todas as possibilidades de compra de energia, a partir das opções de contratação estipuladas pela regulamentação vigente.

2 O PAPEL DA GD NO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

As incertezas associadas à afluência dos reservatórios, competição entre os agentes, preocupações ambientais, etc., evidenciam a importância da adoção de estratégias criativas para aliviar condições críticas de suprimento de energia elétrica.

Merecem especial atenção, pela flexibilidade de operação que proporcionam, por seu custo relativamente baixo e pela factibilidade de implementação, as estratégias baseadas na suplementação das fontes convencionais de energia via geração local de pequeno porte, chamada geração distribuída.

A legislação brasileira através da Lei 10.848/04 (MME,

2004/03), do Decreto 5.163/04 (MME, 2004/07) e da Resolução Normativa ANEEL 167/05 (ANEEL, 2005) enquadra como geração distribuída a produção de energia elétrica para o empreendimento que estiver necessariamente conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto:

- PCH's, que representam geração por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas, com potência instalada superior a 30MW; e
- Usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Para as usinas a biomassa e aquelas que utilizam resíduos de processo como combustível não é exigida a eficiência mínima de 75%.

Para a geração distribuída, dispõem-se de diversas tecnologias de geração de pequeno porte, como o convencional grupo moto-gerador Diesel, as inovadoras microturbinas a gás, células de combustível e as fontes renováveis como as fotovoltaicas, eólicas, as movidas a biomassa e as que utilizam resíduos.

É admitida por força da legislação vigente, a aquisição de geração descentralizada de pequeno porte (pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração) diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300 GWh) ou pertencente a terceiros.

A compra de energia proveniente de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora até o limite de 10% de sua carga. Essa aquisição poderá ocorrer à margem dos leilões, devendo ser somente precedida de chamada pública, e o preço da aquisição de energia poderá ser repassado à tarifa integralmente até o limite do Valor Anual de Referência – VR.

Uma das principais novidades introduzidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico é o reconhecimento formal da GD e de sua participação efetiva no suprimento de energia às concessionárias. Com isso, criaram-se as condições para a geração de um mercado prospectivo para a GD.

A GD poderá participar do mercado de energia elétrica no Brasil nas seguintes formas de contratação:

- Comercialização de energia a partir de chamadas públicas diretamente com as distribuidoras, até o limite de 10% de suas cargas;
- Participação como gerador nos leilões regulados de energia nova e leilões de ajustes, ambos regulados e promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica (CCEE), com a autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- Comercialização de energia diretamente com consumidores livres ou comercializadores.

Em consequência, a GD poderá ser utilizada para ajustes da previsão de demanda das distribuidoras, uma vez que têm um prazo de implantação mais curto e uma modalidade de contratação mais flexível que os grandes empreendimentos. Dessa forma, a entrada da GD no mercado cria um cenário propício à uma nova cadeia de negócios, que demanda o desenvolvimento de novos modelos de base econômica.

3 MODELO COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO

3.1 Descrição Geral

O modelo matemático desenvolvido analisa como contratar uma nova capacidade de geração baseada em previsões de crescimento da demanda realizadas com pouca antecedência (de um mês a um ano a frente), a partir dos custos de geração de cada fonte de produção de energia. A demanda, por sua vez, é uma grandeza detentora de um alto grau de incerteza e portanto precisa de modelagem matemática específica. Quanto maior a incerteza do crescimento da demanda, maior a probabilidade da distribuidora de sobre ou subcontratar.

A decisão de contratação é tomada com vistas a minimizar eventuais erros de previsão de demanda, caso no qual a distribuidora poderá ser penalizada por não possuir lastro contratual de 100% de seu consumo, de maneira a minimizar as despesas com a compra de energia.

As opções de contratação de energia de uma distribuidora são:

- Contratos compulsórios, como é o caso da parcela da energia de Itaipu Binacional (distribuidoras do Sul e Sudeste) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), e Contratos firmados antes da publicação da Lei 10.848/04.
- Contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), chamados de CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado), que são realizados a partir dos leilões de menor preço;
- Contratos com Geração Distribuída na área de concessão da distribuidora, cujo montante não pode ultrapassar 10% da carga da distribuidora;
- Leilões de Ajuste, feitos pela CCEE, para até dois anos de suprimento. O montante contratado nos leilões de

ajuste não pode ultrapassar 1% do montante contratado da distribuidora.

A distribuidora tem a responsabilidade de informar a previsão de seu mercado na ocorrência dos leilões do ACR. Para tanto, a distribuidora realiza a previsão de seu mercado de acordo com modelos específicos e abate o que já está contratado com contratos compulsórios e já existentes. O restante de energia é informado à CCEE para ser contratado nos leilões de energia nova e existente do ACR.

No processo de contabilização, realizado mensalmente, onde é verificada a diferença entre a energia consumida e a energia contratada, as diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo de acordo com o seguinte procedimento:

- No caso de subcontratação, a distribuidora deverá comprar energia no mercado de curto prazo ao preço do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e pagar penalidade por não estar 100% contratada naquele mês. O valor comprado no curto prazo pode ser repassado para a tarifa do consumidor final até o limite do VR, devendo a distribuidora, no entanto, arcar com o custo da penalidade;
- No caso de sobrecontratação, a distribuidora venderá essa diferença para o mercado de curto prazo ao preço do PLD. Só é permitido o repasse para a tarifa do consumidor final de 3% de sobrecontratação. Valores superiores a 3% ficarão por conta e risco da distribuidora. Caso a tarifa de contrato no ACR para compra de energia seja maior que o PLD, a distribuidora terá déficit no seu balanço financeiro.

A volatilidade dos preços do curto prazo é enorme devido a incertezas hidrológicas e da composição do mercado em geral. Expor-se a essa volatilidade é um risco apreciável para a distribuidora. Aliado a isso, a demanda de uma distribuidora é uma grandeza com um alto grau de incerteza, pois depende de fatores sociais, econômicos e naturais.

Dessa forma, o modelo desenvolvido propõe uma otimização de todas as possibilidades de contratação da distribuidora e, no caso de erro de previsão da demanda, o modelo se utiliza das opções de contratação de curto prazo (Geração Distribuída e Leilões de Ajuste), de modo a distribuidora não ficar exposta ao curto prazo e a penalidades por subcontratação. A Figura 1 apresenta uma estratégia, dentre as opções de comercialização da distribuidora, para a contratação da totalidade de seu mercado. No modelo proposto, a carga será modelada como uma grandeza *fuzzy*, devido à sua incerteza. Para a GD, são considerados dois tipos de usinas: térmicas e eólicas. Como a geração eólica também possui incerteza



Figura 1: Uma Estratégia de Contratação da Distribuidora

pois utiliza recursos naturais não estocáveis, a geração deste tipo de usina será modelada como variável *fuzzy*.

A contabilização das diferenças entre energia contratada e demandada são feitas mensalmente, porém com base nos resultados dos últimos doze meses. Ou seja, é utilizada uma média móvel de modo a levar em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam se compensar.

Dessa forma, o modelo proposto é de discretização mensal para um horizonte de planejamento anual. Assim, o modelo indica ao planejador da distribuidora quais contratos de suprimento realizar no horizonte de um ano, de modo a obter a menor despesa na compra de energia.

3.2 Formulação Matemática

A formulação matemática do problema de otimização em base mensal, que atenda às restrições técnicas e impostas pela legislação, com vistas a estabelecer uma estratégia de contratação de energia para o horizonte anual, pode ser representada como uma Programação Linear (PL) convencional (Murty, 1983):

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } & f_{ob} = T_{GT} * GT + T_{GEO} * GEO + \\
 & (T_{PEN} + T_{SPOT}) * SPOT + \\
 & T_{LAJ} * LAJ \\
 \text{Sujeito a } & GT + GEO + SPOT + LAJ = \\
 & D - OBRIGA \\
 & 0 \leq LAJ \leq 0,01(OBRIGA + GT + GEO) \\
 & GT + GEO \leq 0,1 * D \\
 & 0 \leq GT \leq GT_{max} \\
 & 0 \leq GEO \leq GEO_{max} \\
 \text{Custo Total } & = T_{OBRIGA} * OBRIGA + f_{ob}
 \end{aligned}$$

onde:

T_{OBRIGA} – Tarifa de compra de energia em Leilões de

Energia Nova, Leilões de Energia Existente e Compras Compulsórias (R\$/MWh);

OBRIGA – Energia comprada em Leilões de Energia Nova, Leilões de Energia Existente e Compras Compulsórias (MWh);

T_{GT} – Tarifa de compra de GD Térmica (R\$/MWh);

GT – Energia comprada de GD Térmica (MWh);

T_{GEO} – Tarifa de compra de GD Eólica (R\$/MWh);

GEO – Energia Comprada de GD Eólica (MWh);

T_{PEN} – Tarifa para Penalidade (R\$/MWh);

T_{SPOT} – Custo da Energia no Mercado de Curto Prazo (PLD) do mês, calculado como a média ponderada dos PLDs semanais (R\$/MWh);

$SPOT$ – Energia Comprada no Mercado de Curto Prazo (MWh);

T_{LAJ} – Tarifa média de compra em Leilão de Ajuste (R\$/MWh);

LAJ – Energia comprada em Leilão de Ajuste (MWh);

D – Demanda Total da Distribuidora (MWh).

A razão da separação da contratação da GD em duas parcelas se deve a existência de dois fatores pertinentes:

- a incerteza de geração inerente às centrais eólicas, o que demanda um tratamento especial no modelo; e
- a necessidade de caracterizar corretamente a distinção das tarifas entre geração térmica e eólica distribuídas. Notadamente, a geração eólica distribuída apresenta custos superiores.

A parcela $(T_{PEN} + T_{SPOT}) * SPOT$ corresponde aos custos dos montantes de energia negociada no curto prazo. É importante ressaltar que esta parcela pode resultar ‘positiva’ ou ‘negativa’: negativa quando a concessionária vende energia excedente, devido ao nível de contrato ser superior à demanda a ser atendida; e positiva quando negocia energia no curto prazo para suprimento de sua demanda de energia superior à prevista. Nessa parcela há a tarifa de penalidade, a ser paga pela distribuidora devido ao não atendimento da obrigatoriedade de contratação de 100% de seu mercado. O modelo matemático descrito nesse item se caracteriza como convencional ou crisp, isto é, ambivalente, determinístico, preciso por hipótese e não-ambíguo.

3.3 Introdução de Componentes Fuzzy

O modelo de programação linear (PL) proposto terá como componentes *fuzzy*: a demanda da distribuidora e o valor da geração eólica. No tratamento da PL *fuzzy* adotada neste trabalho (Zimmermann, 1993), o problema de PL *fuzzy* adquire a forma de uma PL convencional com algumas restrições adicionais, entre as quais a função objetivo original. Essa adequação se baseia em acrescentar os parâmetros d e p , que correspondem respectivamente ao nível de aspiração da meta e à flexibilidade com que essa meta pode ser atingida, na forma de restrições adicionais, de modo a representar as incertezas no processo de otimização. O operador λ , que representa o grau de satisfação de atendimento às restrições, deverá estar no intervalo entre 0 (se as restrições, inclusive a *fob* da PL convencional, são fortemente violadas) e 1 (se as restrições e a *fob* da PL convencional são plenamente satisfeitas).

Nessa modelagem, o operador λ deve ser maximizado, de modo a ficar mais próximo da unidade, com o objetivo de reduzir as incertezas. Assim, o objetivo principal do problema de PL *fuzzy* não é mais minimizar o custo total de compra de energia e sim maximizar o parâmetro λ , de modo a garantir que o resultado final se coloque dentro da pertinência desejada. A minimização do custo total de compra de energia se torna, na modelagem *fuzzy* adotada, uma restrição do problema com o mesmo peso das demais restrições existentes. Dessa forma, a formulação matemática da PL *Fuzzy* relativa ao problema é:

<p><i>Maximizar</i> λ</p> <p>s.a. $GT + GEO + SPOT + LAJ = D - OBRIGA$</p> <p>$0 \leq LAJ \leq 0,01 (OBRIGA + GT + GEO)$</p> <p>$GT + GEO \leq 0,1 * D$</p> <p>$-GEO + \lambda * p_{GEO} \leq (p_{GEO} - d_{GEO})$</p> <p>$GEO + \lambda * p_{GEO} \leq (p_{GEO} + d_{GEO})$</p> <p>$-D + \lambda * p_D \leq (p_D - d_D)$</p> <p>$D + \lambda * p_D \leq (p_D + d_D)$</p> <p>$\lambda * p_{fob} + (T_{GT} * GT + T_{GEO} * GEO + (T_{SPOT} + T_{PEN}) * SPOT + T_{LAJ} * LAJ) \leq (p_{fob} + d_{fob})$</p> <p>$0 \leq GT \leq GT_{max}$</p> <p>$0 \leq \lambda \leq 1$</p>
--

onde:

p_{GEO} e d_{GEO} – parâmetros que compõem a característica *fuzzy* da variável GEO. O modelo toma por base os valores de capacidade nominal da geração eólica;

p_D e d_D – parâmetros que compõem a característica *fuzzy*

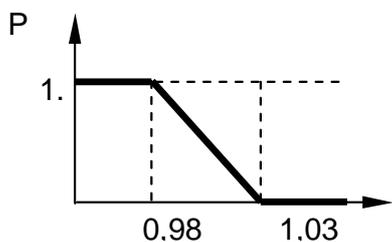


Figura 2: Função de Pertinência para a Função Objetivo

da variável D. O modelo toma por base os valores da previsão de demanda da distribuidora;

p_{fob} e d_{fob} – parâmetros da função de pertinência modelada para a flexibilização da restrição composta pela função objetivo do modelo de PL convencional.

A função objetivo original será modelada como restrição *fuzzy* e tomará como base a função de pertinência apresentada na Figura 2. O intervalo permissível de violação das restrições foi arbitrado em no máximo 98% do valor obtido como resultado da PL convencional. O parâmetro p foi arbitrado em 5%.

A função de pertinência considerada para a incerteza da previsão de demanda mensal da distribuidora está mostrada na Figura 3.

Essa função de pertinência foi definida com base na literatura para previsão de consumo *fuzzy* (Leão, 1995) e considerando a possibilidade de repasse, pela distribuidora, do limite de 3% de sobrecontratação aos consumidores finais. Assim, o limite superior para pertinência máxima foi modelado em 103% da demanda *crisp* prevista e o inferior foi definido a fim de manter a mesma proporcionalidade.

A função de pertinência das centrais eólicas está mostrada na Figura 4, baseada em (Leão, 1995). Adicionalmente em

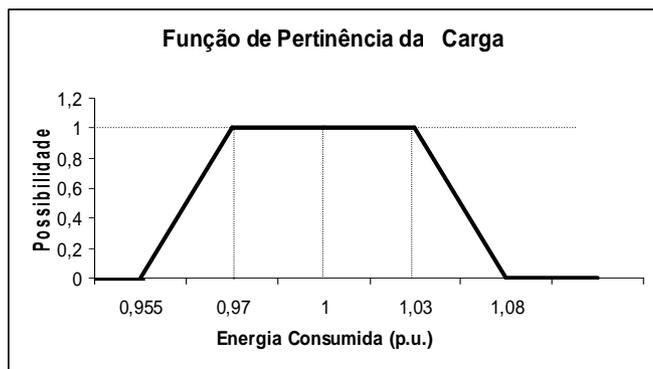


Figura 3: Função de Pertinência para a Demanda

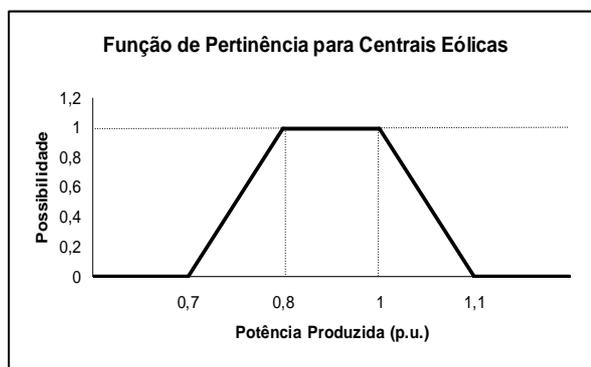


Figura 4: Função de Pertinência para GD Eólica

(Leão, 1995), são apresentados modelos para cinco tipos de regularidades dos ventos (muito pouco regular, regular, bastante irregular e muito regular) para centrais eólicas. Adotou-se, dentre os diversos tipos de regularidade de ventos, o vento 'regular' como sendo o padrão com que as centrais eólicas estarão operando, por ser um modelo intermediário dentre todos. A metodologia, no entanto, é aplicável para qualquer tipo de regularidade do vento, implicando apenas em função de pertinência da central eólica distinta para cada modelo.

4 RESULTADOS

4.1 Dados de Entrada

Foi estudado um problema real referente a uma distribuidora do Sudeste do Brasil, que representa em torno de 5% do total do consumo do SIN – Sistema Interligado Nacional. Foi definido como ano de estudo o ano de 2005.

Para a aplicação do modelo desenvolvido, foram levantadas as seguintes informações:

1. Previsão de demanda mensal da distribuidora para 2005;
2. Contratos regulados e suas respectivas tarifas, a saber:
 - Compra nos leilões de energia existente já ocorridos para entrega de energia em 2005 e a tarifa de 57,51 R\$/MWh praticada nesse leilão para os doze meses do ano;
 - Contratos celebrados antes da Lei 10.848/04 em vigência em 2005 e as tarifas referentes a esses contratos;
 - Parcela da energia comprada referente a Itaipu Binacional e a tarifa de 18,73 US\$/MWh para os doze meses do ano;
 - Parcela da energia comprada referente ao PROINFA nula para o ano de 2005;

- Valor do VR para o ano de 2005 é igual à tarifa do leilão de energia existente ocorrido em 2005, ou seja, 57,51 R\$/MWh para os doze meses do ano.

3. Valor do PLD médio mensal do Sudeste para os doze meses de 2005, baseada na previsão do Custo Marginal de Operação (CMO).
4. O valor das tarifas dos Leilões de Ajuste foi arbitrado como a média entre o valor da compra no curto prazo (PLD mais penalidade) no mês e o valor do VR.
5. Os custos médios para GD térmica (biomassa, por exemplo) e eólica foram considerados de acordo com a média dos valores de referência do PROINFA, a saber 95,00 R\$/MWh para a GD Térmica e 204,00 R\$/MWh para a GD Eólica.

Denominou-se como alternativa de contratação Tipo 1 a contratação em leilões regulados, a parcela de ITAIPU (pois a distribuidora pertence ao Sudeste) e a parcela referente ao PROINFA, ou seja, os contratos já firmados ou compulsórios da distribuidora.

O montante de energia contratada e a previsão de demanda da distribuidora para o ano de estudo (2005) estão mostradas na Tabela 1 e apresentados nas curvas da Figura 5.

Adotou-se valores de capacidade nominal para as unidades de GD térmica e eólica e fatores de capacidade de acordo com os contratados pela Eletrobrás no PROINFA (ELETROBRÁS, 2006), conforme mostrado na Tabela 2.

Os custos ou tarifas de compra de energia para suprimento representam o ponto chave do modelo. As tarifas de compra dos leilões de energia e as tarifas de contratos compulsórios são impostas à distribuidora e repassadas na íntegra ao consumidor final. No entanto, o valor do PLD é definido

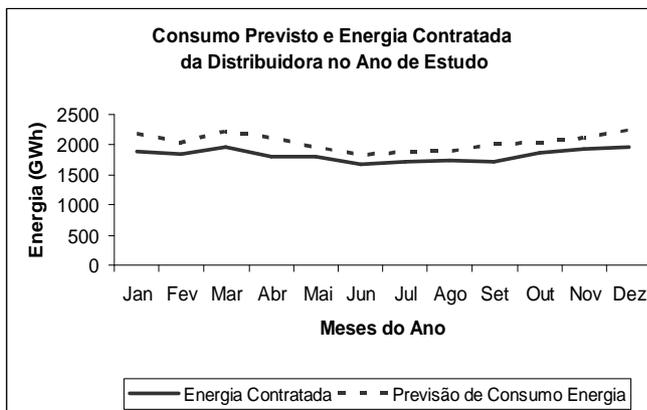


Figura 5: Curvas de Demanda Prevista e Energia Contratada

Tabela 1: Demanda Prevista e Energia Contratada no Ano

	Valores de Energia em GWh					
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Contratos Tipo 1 realizados a priori para o ano de estudo	1882	1853	1960	1806	1804	1672
Consumo Previsto no ano de estudo	2162	2038	2217	2116	1951	1818

	Valores de Energia em GWh					
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Contratos Tipo 1 realizados a priori para o ano de estudo	1723	1733	1712	1861	1918	1974
Consumo Previsto no ano de estudo	1874	1895	2002	2019	2110	2230

Tabela 2: Geração Mínima, Máxima e Fator de Capacidade

Tipo de GD	Ger. Mínima (MW)	Ger. Máxima (MW)	Fator de Capacidade
Térmica	0,0	30,0	0,5
Eólica	0,0	2,5	0,3

somente um dia antes da semana de operação, apresentando-se bastante volátil por depender basicamente de condições de armazenamento hídrico do sistema e da configuração elétrica. De modo a explorar as incertezas em relação às tarifas, foram analisados três cenários distintos de custos, chamados:

1. Caso Base – custos e tarifas anteriormente apresentados;
2. Caso 2 – modificação do Caso Base com o acréscimo de 64% nas tarifas advindas de contratos regulados, que por sua vez modificam também a tarifa para os leilões de ajuste e penalidade, e acréscimo de 40% nos valores do PLD. O percentual de aumento para os contratos regulados se baseia no acréscimo esperado para os leilões de energia nova, cujo valor deve ser em torno de 60-70% mais caro que a energia existente. O aumento para o PLD se deve ao fato de que o mesmo é bastante

Tabela 3: Programação da Contratação Mensal - Caso Base

Dados de Energia (GWh)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Total da Distribuidora	2100,600	2004,900	2153,500	2055,700	1895,100	1785,300
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,110	151,540	193,820	249,660	90,638	112,420
Geração Térmica	5,781	5,303	5,805	5,597	4,356	4,890
Geração Eólica	0,482	0,500	0,491	0,440	0,413	0,500
Compra no Curto Prazo	206,750	138,190	182,710	237,640	78,095	99,416
Compra em Leilões de Ajuste	5,096	7,553	4,816	5,975	7,774	7,614

Dados de Energia (GWh)	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Total da Distribuidora	1839,400	1846,300	1945,300	1960,300	2049,300	2188,400
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	115,650	112,870	232,990	98,541	130,290	213,960
Geração Térmica	4,894	4,904	5,346	4,455	5,071	5,841
Geração Eólica	0,500	0,500	0,406	0,493	0,493	0,489
Compra no Curto Prazo	102,930	102,160	220,940	84,510	119,070	204,330
Compra em Leilões de Ajuste	7,325	5,311	6,297	9,082	5,661	3,307

volátil e incorre a possibilidade de sofrer aumentos.

3. Caso 3 - modificação do Caso Base com acréscimos nos valores do PLD de acordo com a sazonalidade das aflúncias nos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN. Foi adotado um aumento de 20%, de outubro a abril, e um aumento de 60%, de maio a setembro, em relação aos valores do Caso Base, na tentativa de representar a volatilidade do PLD historicamente observada nos períodos seco (baixa hidráulidade) e úmido (alta hidráulidade), respectivamente.

4.2 Caso Base

A Tabela 3 mostra o resultado da programação da contratação para cada mês do ano. A Tabela 3 mostra o fechamento anual da contratação de energia distribuidora.

Neste caso, os custos para as opções de contratação em ordem crescente, para os meses de Janeiro a Abril e Junho a Dezembro são:

Tabela 4: Contratação Total do Ano - Caso Base

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23824,200
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1920,500
Geração Térmica	62,243
Geração Eólica	5,705
Compra no Curto Prazo	1776,700
Compra em Leilões de Ajuste	75,811

1. Leilões de Ajuste;
2. Curto Prazo acrescido da Penalidade;
3. GD Térmica;
4. GD Eólica.

Para o mês de Maio são:

1. Leilões de Ajuste;
2. GD Térmica;
3. Curto Prazo acrescido da Penalidade;
4. GD Eólica.

O modelo de otimização segue o critério de menor custo, o que pode ser observado nos resultados de contratação das quatro alternativas disponíveis ao longo do ano. A alternativa de leilão de ajuste possui a limitação, respeitada pelo modelo, de 1% do montante total já contratado. Já a alternativa de compra no curto prazo, acrescida do pagamento de penalidades, não possui limites previstos na legislação. As alternativas de GD possuem o limite de 10% da demanda total da distribuidora e as limitações técnicas de capacidade e fator de carga da planta.

Observa-se que o modelo indica a geração eólica, em quantidades bem pequenas, como uma alternativa de compra da distribuidora. A solução da PL *fuzzy* deve conciliar a máxima pertinência para λ com a restrição de menor custo e limitações técnicas e regulatórias. Dessa forma, o modelo indica a contratação de geração eólica, de acordo com sua respectiva curva de pertinência, apesar do alto custo deste tipo de energia. Para todos os meses do ano, λ se manteve igual à unidade, o que significa que as restrições foram plenamente atendidas com risco nulo.

Tabela 5: Custo Total de Contratação do Ano - Caso Base

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	162,044
Valor Custo Total	1628,975

Tabela 6: Programação da Contratação Mensal - Caso 2

Dados de Energia (GWh)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Total da Distribuidora	2107,500	1984,400	2161,000	2062,900	1901,400	1770,500
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	224,990	131,010	201,290	256,880	96,973	97,570
Geração Térmica	5,045	4,994	5,090	4,957	4,902	4,857
Geração Eólica	0,500	0,443	0,500	0,459	0,500	0,474
Compra no Curto Prazo	212,360	120,580	189,020	243,440	85,890	87,753
Compra em Leilões de Ajuste	7,087	4,995	6,680	8,020	5,682	4,486

Dados de Energia (GWh)	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Total da Distribuidora	1826,500	1847,600	1952,000	1967,000	2056,700	2172,800
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	102,720	114,140	239,640	105,230	137,700	198,360
Geração Térmica	4,919	4,935	4,885	4,937	4,969	4,904
Geração Eólica	0,500	0,500	0,476	0,500	0,500	0,498
Compra no Curto Prazo	92,255	103,190	226,320	94,572	125,880	184,930
Compra em Leilões de Ajuste	5,047	5,512	7,963	5,219	6,344	8,031

A Tabela 5 apresenta, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para a totalidade do ano de estudo.

4.3 Caso 2

A Tabela 6 mostra o resultado da programação da contratação para cada mês do ano. A Tabela 7 mostra o fechamento anual da contratação de energia distribuidora.

Neste caso, os custos para as opções de contratação para todo o ano, em ordem crescente, seguem a mesma ordem do mês de Maio do Caso Base. A solução de contratação segue o critério de menor custo para todos os meses do ano, respei-

Tabela 7: Contratação Total do Ano - Caso 2

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23810,200
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1906,500
Geração Térmica	59,393
Geração Eólica	5,849
Compra no Curto Prazo	1766,200
Compra em Leilões de Ajuste	75,065

Tabela 8: Custo Total de Contratação do Ano - Caso 2

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	285,772
Valor Custo Total	2691,515

tando as limitações técnicas e regulatórias inerentes a cada alternativa.

Pode-se observar que a tarifa da GD térmica neste caso torna-se mais competitiva com o mercado e a compra no curto prazo é mesmo indicada pelo modelo. Observa-se também que, similarmente ao Caso Base, nesse caso também se considera a geração eólica como uma alternativa de compra da distribuidora. Para todos os meses do ano de estudo, λ se manteve igual à unidade, significando restrições plenamente atendidas.

A Tabela 8 apresenta, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para a totalidade do ano de estudo.

Com o acréscimo dos custos para esse caso, o aumento da despesa anual de compra de energia da distribuidora foi de 65% em relação ao Caso Base. Já o aumento para o custo anual relativo às alternativas de contratação para otimização em relação ao Caso Base é de 76%.

4.4 Caso 3

A Tabela 9 mostra o resultado da programação da contratação para cada mês do ano. A Tabela 10 mostra o fechamento anual da contratação de energia distribuidora.

Neste caso, os custos para as opções de contratação para os meses de Janeiro a Março, em ordem crescente, seguem a mesma ordem de todos os meses, exceto Maio, do Caso Base. Já para os meses de Abril a Dezembro, a ordem é a mesma

Tabela 9: Programação da Contratação Mensal - Caso 3

Dados de Energia (GWh)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo Total da Distribuidora	2100,700	1993,900	2153,700	2056,900	1896,300	1765,600
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	218,260	140,530	194,010	250,890	91,872	92,644
Geração Térmica	5,682	5,318	5,709	5,232	4,557	4,648
Geração Eólica	0,477	0,459	0,486	0,404	0,400	0,496
Compra no Curto Prazo	206,600	128,510	182,680	238,410	82,159	83,921
Compra em Leilões de Ajuste	5,497	6,242	5,130	6,842	4,756	3,580

Dados de Energia (GWh)	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Consumo Total da Distribuidora	1820,300	1841,300	1950,200	1976,100	2049,500	2166,300
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	96,584	107,870	237,860	114,330	130,550	191,870
Geração Térmica	4,606	4,633	5,002	4,939	5,021	5,285
Geração Eólica	0,491	0,475	0,451	0,435	0,490	0,460
Compra no Curto Prazo	87,332	97,938	225,380	102,240	119,930	179,660
Compra em Leilões de Ajuste	4,155	4,826	7,029	6,721	5,105	6,467

Tabela 10: Contratação Total do Ano - Caso 3

Dados de Energia (GWh)	TOTAL NO ANO
Consumo Total da Distribuidora	23771,000
Diferença entre Energia Prevista e Energia Contratada	1867,300
Geração Térmica	60,631
Geração Eólica	5,525
Compra no Curto Prazo	1734,800
Compra em Leilões de Ajuste	66,349

do mês de Maio do Caso Base.

Tendo em vista esta ordem de custos, o modelo explora as opções de contratação, respeitando as limitações técnicas e regulatórias inerentes a cada alternativa. Observa-se que neste caso houve uma redução da compra em Leilões de Ajuste, especialmente nos meses de maior acréscimo no valor do PLD.

Tabela 11: Custo Total de Contratação do Ano - Caso 3

Dados de Custo (MMR\$)	TOTAL NO ANO
Valor Custo Alternativas Contratação	179,819
Valor Custo Total	1646,750

Na análise dos resultados, observa-se que a otimização *fuzzy* não esgota o nível de geração térmica distribuída disponível, que possui custos inferiores aos custos para o curto prazo acrescido de penalidades, para os meses de abril a dezembro. A modelagem *fuzzy* atende à prerrogativa de um custo total mínimo aliada à solução de compromisso do λ máximo.

Para esse caso, a otimização também calcula um valor unitário para λ nas três funções de pertinência representadas (função objetivo *crisp*, demanda e geração eólica).

A Tabela 11 apresenta, em milhões de Reais, as despesas totais da distribuidora, incluindo os contratos regulados e/ou compulsórios, para a totalidade do ano de estudo.

Como o Caso 2 possui maiores tarifas que este caso, o custo total com compra de energia foi inferior em 39% em relação ao Caso 2 e o custo anual relativo às alternativas de contratação para otimização, foi inferior em 37%. Em relação aos Caso Base, houve aumento de 1% e 11%, respectivamente, em relação ao custo total anual e ao custo anual das alternativas de otimização. Este caso contempla alterações somente nos custos de PLD e portanto os aumentos em relação aos custos dos Caso Base são de baixa profundidade.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um modelo, com base em programação linear *fuzzy*, para programação da contratação de energia considerando a inserção de unidades de Geração Distribuída no processo de otimização contratual de concessionárias de distribuição.

O modelo matemático visa explorar a inserção de geração distribuída dentre as alternativas de contratação de concessionárias de distribuição de energia, de modo a maximizar a lucratividade da distribuidora, diminuindo suas despesas com compra de energia, porém de modo a atender à totalidade de seu mercado sem punições indesejáveis.

O modelo de otimização do custo com compras de energia desenvolvido pode ser usado pela distribuidora para avaliar as possibilidades de contratação a menor custo e julgar o risco financeiro incorrido numa revisão de sua previsão de consumo por apresentar-se subcontratada. Aliado a esta avaliação, no entanto, é necessário que a distribuidora faça uma

análise técnica e econômica dos impactos da conexão de GD em sua rede, dentro dos interesses de mercado da mesma, de modo a garantir a segurança e qualidade do serviço prestado.

REFERÊNCIAS

- Jenkins N., et alii. (2000). *Embedded Generation*. IEE, ISBN 0-85296-774-8.
- Ackermann T., Andersson G., Soder L. (2001). "Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation". *Renewable Energy*, v. 22, pp. 197-204.
- Pfeifenberger J. P., Ammann P. R., Taylor G.A. (1996). "Distributed Generation Technology in a Newly Competitive Electric Power Industry". *American Power Conference*, v.1,p.523-8.
- Sharma D., Bartels R. (1998). "Distributed Electricity Generation in Competitive Markets: A Case Study". *The Energy Journal*, Published by the International Association for Energy Economics, Cleveland.
- Silva J. C. B. (2002). "*Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Geração Distribuída*", Tese D.Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.
- Rodriguez C.R.C. (2002). "*Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*", Dissertação M.Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- Ministério das Minas e Energia. Brasil (2004). *Lei nº 10848*, de 15 de março de 2004.
- Ministério das Minas e Energia. Brasil (2004). *Decreto nº 5163*, de 30 de julho de 2004.
- ANEEL (2005). *Resolução Normativa nº 167*, de 10 de outubro de 2005.
- Murty K. G. (1983). *Linear Programming*. John Wiley & Sons, New York, New York.
- Zimmermann H.J. (1993). *Fuzzy Set Theory and its Application*. Kluwer Academic Press, Boston.
- Leão M.T.P. (1995). "*Planejamento de Redes de Distribuição com Produção Independente*". Tese D.Sc., Faculdade do Porto, Porto, Portugal.
- ELETROBRÁS (2006). <http://www.eletronbras.com>.