



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

BR/GCR/06
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VI

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

UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA DEFINIÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA VIA PROGRESSIVE HEDGING

Hermano Dumont Veronese*
ANEEL

Erlon Cristian Finardi
LabPlan/UFSC

RESUMO

A regulação na comercialização imposta pela complexa regulamentação setorial brasileira, combinada às incertezas quanto ao comportamento futuro de preços e demanda, expõe as distribuidoras a riscos de elevadas perdas financeiras e torna a contratação extremamente complicada. Esse artigo busca explorar a gestão da contratação das distribuidoras nesse contexto, abordando-o como um problema de otimização estocástica. É apresentado um modelo computacional usado para a definição da contratação ótima que leva em conta as complexidades das regras de compra e repasse e incertezas na demanda. O problema é formulado como um problema de programação estocástica linear multiestágio, resolvido via *Progressive Hedging*.

PALAVRAS-CHAVE

Comercialização de Energia, Ambiente de Contratação Regulada, Otimização Estocástica, *Progressive Hedging*, Árvore de Cenários.

1.0 - NOTAÇÃO MATEMÁTICA

t	índice referente aos estágios de tempo (ano);
i	índice referente a modalidade de aquisição contratual, tal que $i = 1, 2, \dots, 5$ refere-se aos leilões A-0 ¹ , A-1, A-3, A-5 e Trocas ² , respectivamente;
κ	índice dos contratos adquiridos antes do início do horizonte de estudo, tal que $\kappa = 1, 2, \dots, 4$, referem-se a demais contratos (bilaterais, Itaipu, geração distribuída, etc.), A-1, A-3 e A-5 respectivamente;
j	taxa de desconto utilizada na atualização dos custos para valor presente;
h	horizonte de estudo do problema;
gr	índice de correção do preço dos contratos. Para esse trabalho foi usado o IPCA ³ ;
n	número de opções de leilão disponíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
pld_t	Preço de Liquidação de Diferenças, no estágio t em R\$/MWh;
$x_{i,t}$	montante de energia contratada na modalidade i no ACR, no estágio t , em MWh;
$w_{i,t}$	montante acumulado de contratos na modalidade i , vigentes no estágio t , em MWh;
$ca_{\kappa,t}$	“contratos anteriores”, adquiridos antes do horizonte de estudo via leilões ou de forma diversa (e.g., bilaterais, Itaipu, geração distribuída, cotas de energia renovada, etc.), na modalidade κ , vigentes no estágio t em MWh;
mr_t	montante de reposição no estágio t , em MWh;
d_t	energia demandada pelo mercado da concessionária no estágio t , em MWh;
$\rho_{i,t}$	preço do contrato na modalidade i no ACR, no estágio t , em R\$/MWh;
mix_t	preço médio de compra de energia da distribuidora no ACR no estágio t , em R\$/MWh;
vr_t	valor de referência para repasse de energia no estágio t , em R\$/MWh;
vre_t	valor de referência para repasse de energia existente no estágio t , em R\$/MWh;

¹ Compra em Leilões de Ajuste.

² Trocas de CCEAR de energia existente ou nova via MCSO ou outra modalidade de trocas.

³ Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

sob_t	sobrecontratação de energia no intervalo entre 100% e 103% da carga prevista pela distribuidora no estágio t , em MWh;
z_sob_t	sobrecontratação de energia no intervalo acima de 103% no estágio t , em MWh;
z_sub_t	subcontratação de energia no estágio t , em MWh;
z_a3_t	montante de energia proveniente do A-3 que excede o limite regulatório no estágio t , em MWh;
z_en_t	montante de energia proveniente do A-1 que precisa ser comprada para atingir o limite regulatório no estágio t , em MWh;
dl_i	tempo de entrada em vigor de determinado CCEAR na modalidade i , a partir da data da sua aquisição, em anos;
L_i	duração de determinado CCEAR na modalidade i , a partir da data que entra em vigor, em anos;
Pv_t	penalidade da variável “v” no estágio t , em R\$. Por exemplo, $Psob$ é penalidade por sobrecontratação e assim por diante;
$VPPv_t$	valor presente de Pv no estágio t , em R\$.

2.0 - INTRODUÇÃO

A comercialização da energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) se caracteriza pela presença de dois ambientes: (a) o Ambiente de Contratação de Livre (ACL), de livre negociação, destinado compra de energia no atacado por consumidores livres e comercializadores de uma forma geral, (b) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de contratação específica e regulada, destinado a garantir a cobertura contratual das distribuidoras para atendimento do seu mercado cativo por meio de leilões públicos. A comercialização no SEB, portanto, caracteriza-se como um regime parcialmente liberalizado em que apenas parte dos consumidores tem liberdade de negociar livremente a sua energia via contratos bilaterais. A importância dos leilões do ACR vai além do atendimento ao mercado cativo. Por meio deles se assegura a contratação antecipada de energia de novas usinas antes da sua construção. Tais contratos são fatores de mitigação de riscos para fluxo de caixa dos empreendimentos, viabilizando a captação dos recursos junto às entidades financeiras e, assim, a expansão do parque gerador. Logo, é fundamental para o bom funcionamento desse modelo que a energia destinada ao mercado cativo seja contratada com a maior antecedência possível. Nesse sentido, cabe às distribuidoras assegurar a compra de energia nos leilões do ACR, de forma antecipada, ainda que não detenha na data do leilão o conhecimento exato do seu mercado no futuro. Adicionalmente, há uma série de limites para aquisição e seção desses contratos, bem como o respectivo repasse tarifário. O resultado é um sistema rígido e complexo de regras que restringem a liberdade de atuação das distribuidoras, deixando-as sujeitas a riscos financeiros ante a variabilidade de realização futura do seu mercado. Devido a reestruturação e liberalização dos mercados, cada vez mais os agentes têm se voltado para o problema da contratação de energia com o intuito de gerenciar os seus portfólios e minimizar a exposição a riscos. A literatura é rica assuntos tais como *energy procurement*, *energy management*, *risk management*, etc, (9)(10) em que o objetivo é estabelecer uma estratégia de atuação, de forma a otimizar os riscos e custos de aquisição ou maximizar a receita futura. Definir a quantidade de energia a ser adquirida não é uma tarefa fácil, pois envolve a previsão de uma série de variáveis aleatórias com grande impacto sobre o resultado do problema. No SEB esse problema se distingue particularmente no caso das distribuidoras que atuam no ACR sob forte regulação. Nesse contexto, este artigo aborda o problema da contratação de energia nos leilões do ACR sob a ótica da distribuidora. Inicialmente, na Seção 3 são apresentadas as características do ACR. As seções 4 e 5 detalham a modelagem matemática das regras e a formulação do modelo de otimização estocástica, respectivamente. A Seção 6 apresenta o estudo de dois exemplos para avaliar o desempenho do modelo na solução de problemas práticos. Por fim, a Seção 7 apresenta as considerações finais sobre o trabalho.

3.0 - GESTÃO DA CONTRATAÇÃO NO AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO REGULADA

A partir da segmentação e regulamentação da comercialização com promulgação da Lei nº 10.848, de março de 2004, e do Decreto nº 5.163, de julho de 2004, as distribuidoras ficaram limitadas a comprar energia exclusivamente em leilões de energia promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com antecedência de até cinco anos contados a partir da entrega. A participação da distribuidora nesses leilões se restringe à sua declaração de necessidade de contratação para o futuro. Existem diversas categorias de contrato no ACR, com prazo de entrega e duração variando de acordo com o tipo de leilão. Leilões provenientes de novos empreendimentos (Energia Nova), ocorrem com antecedência de três a cinco anos⁴. Em relação ao ano de suprimento, ano “A”. Tais contratos são essencialmente de longo prazo, com duração de até 30 anos dependendo do tipo de fonte vendedora. Já os leilões destinados a contratação de energia de empreendimentos existentes (Energia Existente), podem ocorrer no ano anterior ao início de suprimento, nos chamados Leilões A-1. E há ainda os Leilões de ajuste ou A-0 com entrega no próprio ano do leilão. A duração desses contratos em relação aos Leilões A-5 e A-3 é consideravelmente menor, variando de um a 15 anos no caso de A-1 e de dois meses a dois anos no caso do A-0. Além dos leilões, existe a possibilidade de trocas de contratos com outras distribuidoras pelo Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos (MCSD), o qual permite o intercâmbio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia existente e de energia nova, esta última prevista pela Resolução Normativa nº 508/2012 – ANEEL. Existem, portanto, uma série de possibilidades para aquisição de contratos no ACR, bem como a possibilidade de devolução ou seção de contratos via trocas. Cabe então a distribuidora gerenciar o seu nível contratual adquirindo e/ou cedendo contratos de forma manter um nível de contratação suficiente para

⁴ Por isso esses leilões são conhecidos como A-5 e A-3. O Dec. 5.163/2004 permite ainda a realização de leilões em “A-4”, “A-2” e “A-1” para contratação provenientes de empreendimentos fontes alternativas e contratação de Geração Distribuída.

atendimento do seu mercado. Por essa razão é de fundamental importância para concessionária a definição de uma boa estratégia de contratação.

De forma a evitar que a estratégia da distribuidora comprometa a expansão do sistema, ou exponha o consumidor uma elevação das tarifas, foram criados mecanismos de incentivo à contratação eficiente, os quais restringem o repasse de preços quando existe violação de limites estabelecidos. Um mecanismo desta natureza é o Valor de Referência (VR) que limita o repasse ao preço médio ponderado da energia nova observado pelo *pool* das distribuidoras. Seu valor é calculado anualmente por $VR = (VL_5 \cdot Q_5 + VL_3 \cdot Q_3) / (Q_5 + Q_3)$, em que Q_5 , Q_3 , VL_5 e VL_3 representam as quantidades adquiridas e preços médios negociados nos leilões A-5 e A-3, respectivamente, para um determinado ano "A". Existe também o Valor de Referência de Energia Existente (VRE) que corresponde ao preço médio de compra nos leilões de energia existente, utilizado para limitar o preço de compra de energia nova nos casos em que se descumpra o critério de recontração mínima em leilões A-1, como será explicado mais à frente. Nesse cenário, a atuação da distribuidora é bastante restrita, principalmente nos leilões com prazo de entrega mais curto, pois além das regras de repasse a regulamentação restringe os montantes e preços máximos da energia que podem ser adquiridos em cada tipo de leilão. De uma forma geral, o que a norma se propõe é incentivar as distribuidoras a comprar a sua energia com maior antecedência possível, viabilizando a expansão e garantindo a adequação do suprimento. Ao mesmo tempo, a distribuidora é incentivada a projetar com precisão o crescimento de seu mercado pois há penalidades para desvios de contratação muito grandes em relação a carga. Tendo em vista a dificuldade de prever com precisão a evolução do mercado, é permitido 3%⁵ de sobrecontratação em relação a carga, situação em que é garantido o repasse integral do custo da compra de energia. Em contrapartida, se a distribuidora estiver subcontratada estará sujeita a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

Além das penalidades por violação dos limites de sub(sobre)contratação, existem riscos de perda de repasse no preço de determinados contratos. O leilão de ajuste, por exemplo, oferece um risco de perda financeira quando o preço no leilão supere o valor do VR para aquele ano. No caso do A-3, a parcela que excede 2% terá o seu repasse limitado ao menor valor entre o preço de fechamento dos leilões A-3 e A-5. Essa limitação incentiva que a contratação predominante seja feita no A-5. O risco de repasse do preço da energia nova, por sua vez, decorre do descumprimento da recontração de 96% do MR no A-1. O montante equivalente à diferença entre o total recontratado e o referido limite aplicado aos contratos de energia nova terá o seu preço limitado ao VRE. A intenção é desestimular a substituição da energia existente por nova, elevando excessivamente o custo médio pago pelo consumidor.

De todo exposto, uma distribuidora deve gerir seus contratos dentro de um equilíbrio fino e respeitando-se os limites de aquisição de cada modalidade de leilão de forma a evitar as penalizações. Naturalmente, quanto maior a antecedência da contratação, menos certeza haverá com relação ao comportamento do mercado e dos preços no futuro. Portanto, existe um *trade off* entre se contratar com muita antecedência e ficar exposto ao risco da variação demanda, ou contratar com menos antecedência, ficando sujeito a penalizações no repasse às tarifas. Trata-se, então, de um problema de mitigação de risco no qual uma atuação equivocada pode conduzir a um impacto significativo no caixa da distribuidora. A definição da estratégia adequada de atuação, que minimize o custo esperado com perdas de receita da concessionária é justamente o que este trabalho se propõe a estudar. A natureza estocástica dos dados envolvidos abre espaço para a utilização de técnicas de otimização estocástica como o *Progressive Hedging* (PH) (7), o qual leva em consideração a incerteza por meio da consideração de múltiplos cenários baseados em uma árvore de possíveis realizações futuras.

4.0 - MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DA GESTÃO DA CONTRATAÇÃO

A contratação pode ser representada como um problema de otimização cujo objetivo é estabelecer determinado conjunto de contratos que atenda a demanda da distribuidora com o mínimo de perdas financeiras decorrentes de restrições de repasse e penalidades. Começando pela descrição das restrições, em [1] detalha o balanço contratual, i.e., conjunto de contratos vigentes, trocas, contratos anteriores e eventuais ser iguais à carga da distribuidora em cada estágio. Em [1] é possível ver os limites para algumas variáveis associadas com a sobre e a subcontratação.

$$\sum_{i=1}^n w_{i,t} + \sum_{k=1}^4 ca_{k,t} + z_{sub,t} - sob_t - z_{sob,t} = d_t, 0 \leq sob_t \leq 0,03 \cdot d_t, 0 \leq z_{sob,t} \leq d_t, 0 \leq z_{sub,t} \leq d_t. \quad [1]$$

Dada à sistemática do problema, os montantes contratados devem ser contabilizados ano a ano considerando a sua vigência, i.e. o tempo até a sua entrada em vigor e sua duração. Isso então dá origem a seguinte restrição:

$$w_{i,t} = w_{i,t-1} + x_{i,t-dl_i} - x_{i,t-dl_i-L_i}, x_i \geq 0, w_i \geq 0. \quad [2]$$

Com relação aos mecanismos ajustes, no caso de contratos de energia existente é facultado à distribuidora devolver unilateralmente até 4% do contrato via "MCSD 4%", acrescido dos montantes de perda de mercado por migração de consumidores para o mercado livre. Há outros mecanismos como o "MCSD trocas livres" e intercâmbios bilaterais de energia nova, etc. Não existe limitação quanto ao volume que pode ser intercambiada por estes mecanismos; contudo, existem limitações de ordem prática em razão da necessidade de se obter uma contraparte disposta a ceder ou adquirir. Assim, nesse trabalho optou-se por limitar o montante de aquisição em 1% para o MCSD e 0,5% para os intercâmbios de energia nova em função da menor liquidez do processo, gerando a seguinte restrição:

⁵ No momento da confecção desse artigo está se estudando a alteração do limite superior de sobrecontratação em decorrência das alterações provocadas pela Lei nº 12.783/2013.

$$\begin{aligned} -0,04 \cdot (w_{2,t} + w_{5,t} + ca_{2,t}) - 0,005 \cdot (w_{3,t} + w_{4,t} + ca_{3,t} + ca_{4,t}) &\leq x_{5,t} \\ &\leq 0,01 \cdot (w_{2,t} + w_{5,t} + ca_{2,t}) + 0,005 \cdot (w_{3,t} + w_{4,t} + ca_{3,t} + ca_{4,t}) \end{aligned} \quad [3]$$

Por sua vez, o montante de reposição refere-se ao montante de contratos que estão por vencer ao final do ano “A-1”, incluindo CCEARs, bilaterais e contratos anteriores a Lei nº 10.848/2004. Sua apuração é fundamental para definição dos limites de compra de energia no “A-1”. A restrição abaixo representa esse efeito no problema.

$$mr_t = x_{2,t+1-dl_2-L_2} + x_{3,t+1-dl_3-L_3} + x_{4,t+1-dl_4-L_4} + x_{5,t+1-dl_5-L_5} + \sum_{\kappa} [ca_{\kappa,t} - ca_{\kappa,t+1}]^+ \quad [4]$$

No tocante aos leilões “A-1”, a distribuidora pode recontratar até o limite do seu MR acrescido de 0,5% do seu mercado realizado no ano A-1. Por outro lado, a distribuidora deve recontratar no mínimo 96% do seu MR no “A-1”, sob pena de sofrer limitação de repasse do montante de energia nova equivalente a parcela que deixou de ser recomprada. Esta limitação de repasse passa a existir partir do momento em que o contrato “A-1” entra em vigor, dando origem a variável de folga z_{en} . Nesse cenário, a Equação [5] representa os limites de repasse no A-1.

$$x_{2,t} \leq mr_t + 0,05 \cdot d_t \quad \text{e} \quad x_{2,t-dl_2} + z_{en_t} \geq 0,96 \cdot mr_{t-dl_2} \quad [5]$$

A compra de energia em A-3 deve ficar limitada a 2% da carga da distribuidora no ano “A-5”. No caso de transgressão desse limite, o repasse do montante de energia que excedeu ao limite é limitado, dando origem à variável z_{a3} na Restrição [6] a qual limita a compra no A-3.

$$x_{3,t-3} - z_{a3_t} \leq 0,02 \cdot d_{t-5} \quad [6]$$

Finalizando a modelagem das restrições, a Equação [7] limita a compra em A-0 em 1% do total de contratos tipos CCEAR da distribuidora.

$$x_{1,t} \leq 0,01 \cdot \left[\sum_{\kappa=1}^4 ca_{\kappa,t} + \sum_{i=1}^n w_{i,t} \right] \quad [7]$$

Com relação a função objetivo do problema, a mesma é composta pelo valor presente dos custos associados às penalizações no repasse e a compra da energia em si. Em [8] λ representa uma constante que objetiva dar um peso diferente entre ao custo com energia e as penalizações. A parcela não penalizada da energia tem repasse integral de forma que esse componente tem pouca relevância para a tomada de decisão da distribuidora. Nesse trabalho foi usado $\lambda = 0,001$.

$$F = \min_{x_i} \sum_{t=1}^h \left[\lambda \cdot \sum_{i=1}^n VPP_{x_{i,t}} + VPP_{sub,t} + VPP_{sob,t} + VPP_{ra0,t} + VPP_{ra3,t} + VPP_{ren,t} \right] \quad [8]$$

Na sequência, cada termo de [8] é detalhado matematicamente.

$$VPP_{sub,t} = \frac{1}{(1+j)^{t-1}} [\lambda \cdot pld_t + pld_t - \min(vr_t, pld_t) + \max(vr_t, pld_t)] \cdot z_{sub_t} \quad [9]$$

Em [9] é mostrado o segundo termo da função objetivo, referente a subcontratação, em que o repasse da compra no mercado de curto prazo é limitada ao mínimo entre o VR e o PLD. Além disso, neste caso há penalidade por insuficiência de lastro correspondente ao maior entre VR e PLD, multiplicado pelo déficit.

$$VPP_{sob}^t = \frac{1}{(1+j)^{t-1}} [mix_t - pld_t]^+ \cdot z_{sob_t} \quad [10]$$

Em [10] detalha-se o terceiro termo de [8], relacionado com a sobrecontratação. Neste caso, o montante de energia que exceder 103% de sobrecontratação não é repassado para a tarifa, constituindo uma perda de receita. Contudo, a distribuidora liquida essa energia no mercado de curto prazo a PLD, de forma que esse valor⁶ pode ser usado compensar parcial ou integralmente o prejuízo obtido pelo não repasse.

$$VPP_{ra0}^t = \frac{1}{(1+j)^{t-1}} [\rho_{1,t} - \min(\rho_{1,t}, vr_t)] \cdot w_{1,t} \quad [11]$$

Em [11] é detalhado o quarto termo de [8] em que existe uma penalidade por falta de repasse em A-0, sendo que o mesmo fica limitado ao VR.

$$VPP_{ra3,t} = \frac{\{\rho_{3,t-dl_3}(1+gr)^3 - \min[\rho_{3,t-dl_3}(1+gr)^3, \rho_{4,t-dl_5}(1+gr)^5]\} \cdot z_{a3_t}}{(1+j)^{t-1}} \cdot \left[\frac{1}{1-gr} - \frac{(1+gr)^{\min(h-t+1, L_3)}}{(1-gr)(1+j)^{\min(h-t+1, L_3)}} \right] \quad [12]$$

Em [12] é apresentado o quinto termo de [8], referente a penalidade por falta de repasse em A-3, o qual deve ser aplicada ao montante que exceder o limite de 2%, limitada ao preço médio de fechamento realizado no leilão de “energia nova” ocorrido no A-5, considerando as atualizações monetárias dos contratos. Note-se que a penalização estende além da data de início de exercício, crescente de acordo com a atualização dos contratos pelo IPCA, caracterizando uma despesa com crescimento uniforme⁷.

$$VPP_{ren,t} = \frac{\left[\max_{k \in \Omega^t} \rho_k - vre_t \right] \cdot z_{en_t}}{(1+j)^{t-1}} \left[\frac{1}{1-gr} - \frac{(1+gr)^{\min(h-t+1, 3)}}{(1-gr)(1+j)^{\min(h-t+1, 3)}} \right] \quad [13]$$

⁶ Por simplicidade com foi considerado o valor de liquidação correspondente ao preço médio da energia existente no estágio.

⁷ Formulação se baseia no valor presente de uma série crescente com gradiente uniforme “ gr ”. $P = A \left[\frac{1}{(1-gr)} - \frac{(1+gr)^n}{(1-gr)(1+j)^n} \right]$

Em [13] é modelado o sexto e último termo de [8], referente a penalização por falta de repasse de energia nova, em que Ω^t representa o conjunto dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos, vigente no estágio t . Neste caso, o descumprimento de [5] enseja restrição de repasse de montante de energia nova equivalente ao que excedeu ao limite. O repasse será limitado ao VRE nos primeiros três anos do contrato. O Decreto 5.163 estabelece ainda que essa glosa deve ser realizada seguindo a ordem decrescente dos preços dos contratos vigentes.

$$VP_{x_i}^t = \frac{x_{i,t} \rho_{i,t} (1 + gr)^{dl_i}}{(1 + j)^{[t-1+dl_i-1]}} \left[\frac{1}{1 - gr} - \frac{(1 + gr)^{\min(h-t-dl_i+1, L_i)}}{(1 - gr)(1 + j)^{\min(h-t-dl_i+1, L_i)}} \right] \quad [14]$$

Por fim, [14] modela o valor presente do custo com aquisição de energia que também se caracteriza por uma sequência de pagamentos informes.

5.0 - DESCRIÇÃO DO MODELO ESTOCÁSTICO E DO PROGRESSIVE HEDGING

Há uma série de incertezas associadas ao problema da gestão da contratação e, diante disso, soluções de caráter determinístico tendem a se mostrar pouco robustos. Uma solução ótima para determinado cenário pode ser extremamente desastrosa em outro. Modelos de otimização estocástica buscam contrapor essas incertezas por meio de uma solução de que agregue múltiplos cenários, sendo a cada cenário atribuída uma probabilidade de realização. A solução então passa a ser um valor ótimo esperado tendo as vista as possíveis realizações futuras. Nos casos de problemas com múltiplos estágios, é usual a representação das incertezas por meio de árvores de cenários. Contudo, na medida em que se considera um grande número de cenários, o custo computacional torna-se muito elevado, inviabilizando o procedimento de solução. Nesse contexto, existem diversas classes de algoritmo de decomposição que buscam dividir o problema original em uma série de subproblemas menores com o objetivo para reduzir o esforço computacional. O método do PH, desenvolvido por Rockafellar e Wets(7), pertence à classe de algoritmos baseados no Lagrangeano Aumentado (LA) (3) e tem por característica principal a decomposição do problema em subproblemas correspondente aos cenários do problema original. Para alcançar essa “separabilidade” entre cenários, basicamente são feitos dois passos: (i) aproximar as chamadas restrições de não antecipatividade⁸ de tal modo que não existe mais restrições com variáveis comuns entre cenários diferentes, e (ii) transferir essas restrições para a função objetivo por meio do uso de multiplicadores de Lagrange e um termo quadrático penalizador. Em linhas gerais, o algoritmo do PH segue os seguintes passos:

- 1) Inicializam-se os valores dos multiplicadores de Lagrange, das restrições de não antecipatividade e do parâmetro de penalidade dos termos quadráticos;
- 2) Com esses valores fixados, resolvem-se todos os subproblemas referentes a cada cenário. Em particular, para este trabalho, cada subproblema é composto pela função objetivo⁹ [8] e restrições [1]-[7] referente a um conjunto fixo de valores de PLD e demanda ao longo do horizonte de planejamento;
- 3) Com base nas soluções de todos os subproblemas, são atualizados os multiplicadores de Lagrange, as aproximações para as restrições de não antecipatividade;
- 4) Executa-se o teste de parada que é basicamente dado pela norma do vetor das restrições de não antecipatividade e da diferença absoluta entre duas iterações do vetor dos multiplicadores de Lagrange. Se o teste é atendido então o algoritmo é finalizado; caso contrário, deve usar os novos valores de multiplicadores e não antecipatividade no Passo 2 e realizar uma nova iteração.

Para maiores detalhes, sugere-se ao leitor o tutorial (4) sobre modelos de otimização estocástica e a referência (3) que ilustra, didaticamente, o processo de solução empregado pelo PH.

6.0 - ESTUDOS DE CASOS

Neste trabalho resolvem-se exemplos práticos a partir de uma situação hipotética de uma distribuidora que deve definir a estratégia de contratação para o ano corrente, ou seja, a definição dos montantes que devem ser declarados nos leilões A-0, A-1, A-3 e A-5, bem como montantes transacionados via MCSD e demais trocas. Na representação das incertezas procurou-se controlar o número de discretizações das variáveis a cada ano, de forma a limitar a dimensão do problema. Dentre as variáveis testadas, a demanda é aquela que tem maior impacto nos resultados. Assim a incerteza é introduzida no modelo por meio de uma árvore de crescimento da demanda, sendo que no primeiro ano do horizonte de estudo a demanda é conhecida e igual 100 MWh. Também por questão de dimensionalidade o horizonte de estudo foi restrito a seis estágios (anos), número suficiente para que os efeitos associados a todas as decisões de compra no primeiro estágio sejam percebidas. A condição inicial do problema considera contratos suficientes para atender a 100% da demanda no primeiro estágio. Além disso, é assumido a existência de contratos firmados em estágios anteriores ao início do horizonte de estudo, os quais entram em vigor nos estágios 2 a 4. Nos estudos existe ainda um portfólio de contratos diversificado, composto por uma parcela de CCEAR (Energias Nova e Existente) e de contratos inflexíveis (bilaterais, GD, Itaipu, Cotas, Proinfa, etc.) na proporção apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Proporção inicial de contratos da distribuidora.

Tipo de contrato	Proporção
------------------	-----------

⁸ Em modelos estocásticos, uma decisão deve ser tomada em um momento presente, sem ser possível antecipar qual realização futura irá acontecer. As restrições de não antecipatividade asseguram essa propriedade.

⁹ Na verdade em cada subproblema ainda existem termos referentes ao multiplicadores de Lagrange e penalizações quadráticas de um único cenário.

CCEAR-Existente	20%
CCEAR-Nova	20%
Demais Contratos	60%

A projeção de crescimento da demanda de referência, usada para realização das contratações de energia nos estágios anteriores ao início do horizonte de estudo está apresentada na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Projeção de referência para demanda.

Ano	2	3	4	5	6
Projeção	4,94%	4,25%	3,68%	3,80%	3,90%

Por fim, os preços de fechamento dos leilões foram obtidos por um sorteio em uma função de densidade uniforme com intervalo de confiança para cada tipo de leilão. No caso da energia de mecanismos de troca, utilizou-se como preço, a média móvel de contratos A-1 e A-5 vigentes nos últimos cinco anos até o estágio em análise.

Tabela 3 – Intervalo de preços do sorteio.

Tipo/Limite	Inferior [R\$/MWh]	Superior [R\$/MWh]
Ajuste ou A-0	40	150
A-1	80	105
A-3	100	150
A-5	90	130
Trocas	Média móvel A-1 e A-5	Média móvel A-1 e A-5

6.1 Caso 1

Inicialmente, a fim de validar a consistência do modelo, é feita uma comparação da solução obtida pelo PH com aquela a obtida pela resolução do problema completo sem decomposição, conhecido como Equivalente Determinístico (ED). Tal comparação só é possível para problemas pequenos com apenas 32 cenários, isto é duas realizações de demanda em cada ano¹⁰. A resolução do problema sem decomposição com maior número de cenários se mostrou impraticável computacionalmente. Um aspecto crucial para o desempenho do algoritmo do PH é a seleção do parâmetro de penalidade (μ), fortemente dependente da estrutura do problema¹¹. Para esse caso foram testados dois valores ($\mu = 1$ e $\mu = 10$). Os resultados se mostraram satisfatórios. A solução do PH convergiu para valores muito próximos do ED, indicando a eficácia do algoritmo. Conforme esperado a simulação utilizando um maior valor de parâmetro apresentou uma convergência mais rápida, porém, também com uma maior divergência em relação a solução do ED. As figuras 4-a e 4-b apresentam a evolução da função objetivo do PH e da norma das restrições de não antecipatividade ao longo do processo iterativo. Na Figura 4-a, real corresponde ao valor ótimo encontrado no ED. As variáveis de decisão referentes a solução do primeiro estágio, bem como os custos ótimos associados, para os diferentes testes feitos neste Caso 1, podem ser vistos na Tabela 4, a seguir.

Tabela 4 – Resultado da otimização – Caso 1.

	ED	PH ($\mu=1$)	PH ($\mu=10$)
Função Objetivo (\$)	30,47	30,47	30,67
Declaração Ajuste (MWh)	0,00	0,00	0,00
Declaração A-1 (MWh)	0,50	0,50	0,50
Declaração A-3 (MWh)	1,98	1,98	1,98
Declaração A-5 (MWh)	4,27	4,24	2,91
Declaração Trocas (MWh)	0,30	0,30	0,30

A solução via PH indica uma rápida convergência para uma região próxima da solução ao longo das primeiras iterações, a partir do qual ocorre apenas um “refinamento” da solução. Esse comportamento é claro com $\mu = 1$, conforme Figura 4-b. Com relação a Tabela 4, chama atenção a diferença dos valores apresentados pela variável de compra no leilão A-5. Diferentemente das demais variáveis, a política de contratação no A-5 no primeiro estágio mudou muito a depender do valor do parâmetro de penalidade escolhido. Por outro lado, o valor da função objetivo no ponto apresentou pouca alteração. Tal fato se explica pela estrutura particular do problema em a compra de energia tem peso muito pequeno na função objetivo e, além disso, a energia comprada no A-5 só estará disponível no último estágio do problema, de forma que é possível suprir uma possível diferença de contratação no primeiro estágio usando as margens de ajustes disponíveis nos demais leilões ao longo dos estágios intermediários. Todas as soluções nesse contexto seriam igualmente ótimas. De qualquer forma, as simulações indicam que os montantes comprados no A-5 têm menor relevância no âmbito desse problema especificamente.

6.2 Caso 2

O Caso 2 consiste na aplicação do PH para um problema de maior porte. Nesse sentido, são utilizadas cinco realizações equiprováveis de demanda por ano, o que garante uma árvore com 3.125 cenários¹². As demais condições do problema são as mesmas, exceto o limites de trocas que apresentam um ajuste devido ao comportamento sistêmico dos mercados das distribuidoras. Nos cenários em que há grande crescimento de demanda não é considerada a possibilidade de compra por trocas, pois dado a correlação entre os mercados pode não haver energia dis-

¹⁰ Correspondente a dois cenários de crescimento: a projeção de referência e um cenário otimista com desvio de 1,5% acima da meta.

¹¹ Para maiores detalhamentos vide (3), (5), (6) e (7).

¹² Cenários otimistas representam a projeção de referência +1,5% e +1,0% e pessimistas -1,5% e -1,0%.

ponível para cessão. Pelas mesmas razões, nos cenários de queda de demanda não há possibilidade de cessão de energia via trocas. O resultado da aplicação do PH para este caso é resumido na Tabela 5. A estratégia ótima para o primeiro estágio sugere a compra no A-5 de apenas parte do crescimento da demanda projetado para último estágio do horizonte (4,59 MWh). O restante permanece descontratado para contratação em leilões de mais curto prazo, de forma flexibilizar à concessionária nos cenários de baixo crescimento. Além disso, se observa compras de curto prazo via trocas e no A-3, além do uso da margem de 0,5% da demanda para aquisição no A-1. Essas aquisições não seriam a rigor necessárias visto que uma das premissas do modelo é que o crescimento médio já foi contratado em leilões anteriores. Contudo, se observa que a estratégia obtida busca certo grau de sobrecontratação nos estágios iniciais.

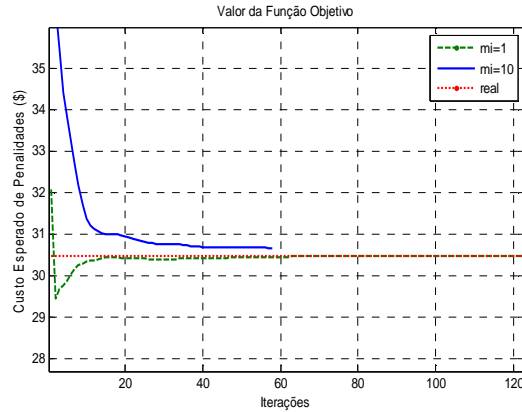


FIGURA 4-a – Função objetivo do PH.

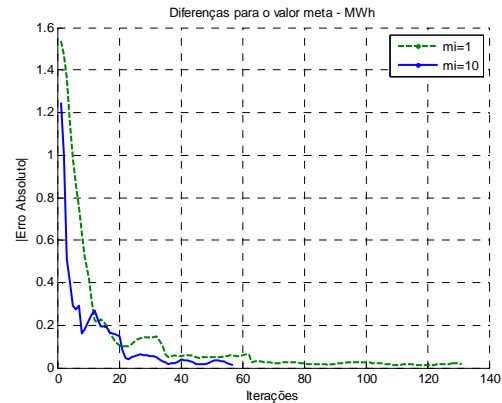


FIGURA 4-b - Norma do vetor de não antecipatividade.

Tabela 5 – Resultado da aplicação do PH no Caso 2.

Função Objetivo (\$)	26,07
Declaração Ajuste (MWh)	0,00
Declaração A-1 (MWh)	0,50
Declaração A-3 (MWh)	0,93
Declaração A-5 (MWh)	3,31
Declaração Trocas (MWh)	0,18

A solução sugere o uso do intervalo de tolerância de entre 100%-103%, como pode ser visto na Tabela 6. Esse comportamento indica a necessidade de proteção contra cenários de crescimento de mercado muito elevado, fazendo hedge contratual com a margem de 103% de forma a evitar situações de subcontratação nos estágios futuros. Tal comportamento está alinhado com o que se observa na prática cotidiana das distribuidoras, que de fato tendem sobrecontratar no ponto central do intervalo, dado que existe falta de capacidade de compra de no curto prazo devido às limitadas margens no A-1 e A-0 e nas incertezas do MCSD.

Tabela 6 – Nível médio de contratação em relação a carga no Caso 2.

Estágio	1	2	3	4	5	6
Contratação	100,18%	100,65%	100,51%	101,05%	101,47%	101,00%

A Figura 5 apresenta a frequência do nível de contratação para todos os estágios e cenários. Mais uma vez fica evidente o uso de hedge contratual por sobrecontratação, com valor esperado da ordem de 100,5%, embora em alguns casos não é possível manter dentro do intervalo de tolerância. Em termos de frequência, o risco de sobrecontratação ficou em 2,99% e o de subcontratação ficou em 3,27%. O valor esperado do risco financeiro para a distribuidora ficou em \$ 26,07, o que representa 0,049% do custo total com compra de energia da distribuidora para esse exemplo hipotético.

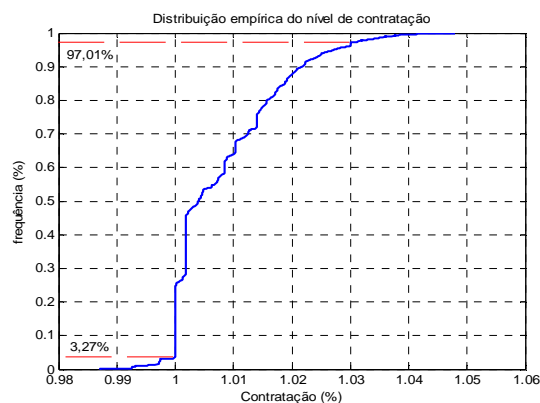


FIGURA 5 – Frequência do nível da contratação para o Caso 2.

7.0 - CONCLUSÕES

Este artigo aborda a contratação das distribuidoras no ACR sob a forma de um problema de otimização estocástica. A escolha do *PH* como método de decomposição se mostrou adequado, apresentando soluções de qualidade, em comparação com o ED. Os resultados permitem definir estratégias de atuação que minimiza o valor esperado de perdas de receita da concessionária de forma coerente, factível e em certos aspectos intuitiva, semelhante ao que se observa na prática do setor, demonstrando o potencial dessa abordagem na construção de uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão. Como sugestão de aprimoramentos do modelo proposto, sugere-se a inclusão de mecanismos de aversão ao risco, como por exemplo, o *Conditional-Value-at-Risk* o qual pode ser incluindo facilmente na função objetivo do problema.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. Introduction to stochastic programming. Second edition. New York: Springer, 2011.
- (2) GUIMARÃES, A. R. Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda. 2006. 124p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.
- (3) GONÇALVES, R. E. C. Desenvolvimento de modelos de programação estocástica aplicados à programação mensal da operação energética: uma análise comparativa de desempenho computacional. 2011. 211 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Santa Catarina, Florianópolis. 2001.
- (4) Finardi, E. C.; Decker, B.U; Matos, V. L. An Introductory Tutorial on Stochastic Programming Using a Long-Term Hydrothermal Scheduling Problem. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, DOI 10.1007/s40313-013-0039-9.
- (5) WATSON, J. P.; WOODRUFF, D. L.; STRIP, D. R. Progressive Hedging Innovations for a Stochastic Spare Parts Support Enterprise Problem. *Journal Article*, Naval research Logistics, 2007.
- (6) MULVEY, J. M.; VLADIMIROU, H. (1991). Applying the Progressive Hedging Algorithm to Stochastic Generalized Networks. *Annals of Operation Research*, 31, p.399-424, 1991.
- (7) ROCKAFELLAR, R. T.; WETS, J. B. (1991). Scenarios and Policy Aggregation in Optimization Under Uncertainty. *Mathematics of Operations Research*, Vol 16, 1991.
- (8) TOMALSQUIM, M. T.; Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.
- (9) Ventosa, M.; Baílo, A.; Ramos, A.; Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *IEEE Power Energy Policy*, 33, p.897-913, 2005.
- (10) LIU, M.; WU, F. F.; NI, Y. (2006). A survey on risk management in electricity markets. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- (11) Brasil. Decreto Presidencial nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30/jul/2004. Seção 1, p. 1.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Hermano Dumont Veronese, nascido em Belo Horizonte (MG) em 1980. Graduiu-se em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília – UnB no ano de 2004 e atualmente está em fase de conclusão do curso de mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Trabalha desde 2007 como especialista em regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL onde atua na área de regulação econômica da distribuição envolvendo, dentre outras, as atividades a determinação de custos regulatórios, revisões, reajustes e estudos tarifários. Suas áreas de interesse incluem economia aplicada ao setor de energia, regulação de monopólios naturais, modelos de otimização estocástica e mercados de eletricidade.

Publicações: 1) “Um Modelo de *Yardstick Competition* para a Regulação de Perdas Comerciais de Energia Elétrica”, publicado no XVIII SENDI (Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica); 2) “Aplicação de um Modelo de Equações Simultâneas na Definição de Custos no Setor de Energia Elétrica”, publicado no CIDEL 2010 (Congresso Internacional de Distribución Eléctrica).

Erlon Cristian Finardi, Nascido em Lages (SC) em 1974. Graduiu-se em engenharia elétrica em 1996 na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e obteve os títulos de mestre e doutor em engenharia nos anos de 1999 e 2002, respectivamente, na mesma universidade. De 2002 a 2006 esteve vinculado ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) - UFSC como pesquisador colaborador. Entre 1999 e 2001 trabalhou como consultor do Projeto DESSEM, junto ao Centro de Pesquisas em Energia Elétrica - CEPEL. Em 2004 e 2005 foi consultor do Programa para o Desenvolvimento das Nações Unidas - PNUD/ANEEL, onde prestou

suporte técnico nos Procedimentos de Rede ligados com a elaboração do despacho hidrotérmico. Também tem feito parte do corpo técnico de cursos de aperfeiçoamento e especialização em engenharia elétrica oferecido pela parceria LabPlan/UFSC/Fundação COGE. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, programação da manutenção preventiva, Otimização Estocástica, processamento de alto desempenho aplicado no planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, métodos numéricos de otimização e programação computacional. Atualmente é professor DE Adjunto IV do Departamento de EEL da UFSC, estando vinculado ao LabPlan.

Publicações correlatas com este trabalho: 1) GONCALVES, R.; Finardi, Erlon Cristian; SILVA, Edson Luiz da. Applying different decomposition schemes using the progressive hedging algorithm to the operation planning problem of a hydrothermal system. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 83, p. 19-27, 2012. 2) Matos, Vitor Luiz de; Finardi, Erlon Cristian. A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 43, p. 1443-1452, 2012 3) GONCALVES, R. ; FINARDI, Erlon Cristian ; SILVA, Edson Luiz da ; SANTOS, Marcelo Luis Loureiro . Comparing Stochastic Optimization Methods to Solve the Medium-Term Operation Planning Problem. *Matemática Aplicada e Computacional (Cessou em 1997. Cont. ISSN 1807-0302 Computational & Applied Mathematics)*, v. 30, p. 289-313, 2011. 4) MATOS, V. L. ; HOMEM-DE-MELLO, T. ; FINARDI, Erlon Cristian . Sampling Strategies and Stopping Criteria for Stochastic Dual Dynamic Programming: A Case Study in Long-Term Hydrothermal Scheduling. *Energy Systems*, v. 2, p. 1-31, 2011. 5) dos Santos, Marcelo L.L. ; da Silva, Edson Luiz ; Finardi, Erlon Cristian ; Gonçalves, Raphael E.C. .Practical aspects in solving the medium-term operation planning problem of hydrothermal power systems by using the progressive hedging method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, p. 546-552, 2009.