



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -VI

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

**COMPARAÇÃO ENTRE AS PROGRAMAÇÕES DINÂMICA ESTOCÁSTICA E DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA
NA FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA EM SISTEMA HIDROTÉRMICOS DE GRANDE PORTE**

André Luís M. Marcato (*)
UFJF

Bruno Henriques Dias
UFJF

Marcelo Aroca Tomim
UFJF

Tales P. Ramos
UFJF

Rafael B. S. Brandi
UFJF

Ivo Chaves da Silva Junior
UFJF

João Alberto Passos Filho
UFJF

Reinaldo Castro Souza
PUC-Rio

Anderson M. lung
Duke Energy

RESUMO

Este artigo descreve os desenvolvimentos realizados pela UFJF e PUC-Rio no âmbito do Projeto de P&D Estratégico ANEEL - Otimização do Despacho Hidrotérmico e suas possíveis aplicações na área de comercialização de energia elétrica. A primeira parte deste trabalho descreve o desenvolvimento de uma metodologia baseada em Programação Dinâmica Estocástica conjugada com a teoria de fechos convexos para determinação da política ótima de operação a reservatórios equivalentes de energia. A segunda parte descreve o desenvolvimento de um Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico. Os resultados são comparados com os modelos NEWAVE e SUISHI-O desenvolvidos pelo CEPEL.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento Energético, Formação de Preços, Programação Dinâmica, Fechos Convexos, Rateio do Bloco Hidráulico

1.0 - INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) utiliza oficialmente a metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [1] para, principalmente: realizar o planejamento da operação de longo, médio e curto prazo [2]; definir o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) utilizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica); definir os lastros comerciais dos geradores e; avaliar cenários do planejamento da expansão do sistema.

Além da abordagem baseada em PDDE, os modelos Auto-Regressivos Periódicos (PAR(p)) são utilizados para a geração dos cenários sintéticos de vazões para as usinas hidrelétricas ou energias naturais afluentes para os subsistemas equivalentes de energia. Atualmente, estas tecnologias encontram-se encapsuladas em uma cadeia de modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [3].

No final de 2008, através de uma chamada de P&Ds Estratégicos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulgou um edital voltado para o tema de Otimização do Despacho Hidrotérmico. Este edital surgiu de uma demanda oriunda dos principais agentes do SEB interessados em investigar novas metodologias e/ou propor adaptações na metodologia vigente.

A Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em conjunto com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) propôs uma linha de pesquisa voltada para a utilização da Programação Dinâmica Estocástica

(*) Faculdade de Engenharia, Campus da Universidade Federal de Juiz de Fora, – sala 206 - PPEE
CEP 36.036-330, Juiz de Fora, MG – Brasil
Tel: (+55) 32 2102-3460 – Email: andre.marcato@ufjf.edu.br

(PDE) que, apesar do problema da “maldição da dimensionalidade” inerente ao algoritmo, ainda não foi devidamente reavaliada utilizando-se as modernas arquiteturas computacionais paralelas de alto desempenho e outras metodologias matemáticas e de otimização capazes de acelerar o processo de convergência do algoritmo. Além da utilização da PDE, a linha de pesquisa propõe a utilização de metodologias alternativas ao PAR(p) para a geração dos cenários sintéticos de vazões e/ou energias. Por fim, foi proposto também um modelo de rateio do bloco hidráulico baseado em programação não-linear para avaliar a simulação da operação à usinas individualizadas.

O presente artigo tem por objetivo principal apresentar os resultados parciais dos desenvolvimentos realizados pela UFJF e PUC-Rio no tocante à comparação das metodologias PDE e PDDE e também do Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico (MRBH) [4] para a formação do preço de energia no SEB. Neste sentido, na seção de resultados os modelos desenvolvidos neste projeto são comparados aos modelos NEWAVE [5] e SUISHI-O [6], que são utilizados oficialmente no SEB.

2.0 - METODOLOGIA

2.1 Programação Dinâmica Estocástica e Fechos Convexos

A metodologia PDDE substituiu a PDE, que era utilizada no SEB até os anos 80. A PDDE é um método iterativo que utiliza aproximação linear por partes das Funções de Custo Futuro (FCFs). Esta metodologia apresenta como vantagem a não discretização do espaço de estados dos referidos sistemas, evitando a “maldição da dimensionalidade” presente na PDE [7].

A implementação da PDE baseia-se no cálculo da FCF para cada estágio iniciando-se o processo no último estágio e terminando no primeiro (*backward*). Em cada estágio, há a necessidade de discretização do espaço de estados. Em todos os estágios, para cada estado discretizado do sistema e para cada cenário hidrológico é resolvido um problema de programação linear. Ou seja, para cada estado discretizado é gerado um custo correspondente ao valor esperado de todos os cenários hidrológicos. Considerando-se todos os estados analisados e os custos associados é possível observar uma envoltória convexa que corresponde à FCF. Neste trabalho, para calcular os hiperplanos que forma esta envoltória convexa foi utilizado o algoritmo de fechos convexos. Cada hiperplano corresponde a uma inequação que deve ser considerada em todos os problemas de programação linear a serem resolvido no período anterior [8]. Devido ao grande número de hiperplanos gerados, foi desenvolvida uma metodologia baseada em clusterização que elimina os hiperplanos com gradientes próximos. Depois de levantadas as FCFs associadas a cada período que compõem o horizonte de estudo, a otimização do sistema (simulação final) pode ser efetuada para quaisquer cenários de vazões, sejam eles históricos ou sintéticos.

Dada a complexidade e dimensão do referido problema, foram utilizadas técnicas de programação paralela de alto desempenho. O fluxograma da obtenção da FCF's é apresentado na Figura 1 [9]. Observa-se que, de acordo com as técnicas e Programação Dinâmica, o processo inicia-se pelo último estágio. No Bloco 1, os diversos problemas de Programação Linear (PL's) correspondentes ao cálculo dos custos operacionais médios de cada estado operativo são divididos entre os múltiplos processadores. Os pontos que relacionam o armazenamento dos reservatórios com os custos de operação médios são fornecidos ao algoritmo de fechos convexos, obtendo o conjunto de planos que modelam as FCF's. Em continuidade, o processo é repetido para todos os estágios de forma recursiva, até que se atinja o primeiro estágio.

A partir do conjunto de FCF's obtido no processo de recursão da PDE, pode-se estimar o custo operacional médio de operação do sistema ao longo do horizonte de estudo para um determinado cenário a ser simulado.

Além do processamento paralelo, a presente implementação utiliza uma abordagem iterativa para a inserção dos hiperplanos que modelam as restrições que compõem a FCF. Nesta abordagem, as restrições, ou cortes, obtidos através do algoritmo mostrado no Bloco 2 da Figura 1, são inseridos no estágio anterior, Bloco 1, de forma iterativa, reduzindo drasticamente o tempo computacional. Maiores detalhes deste algoritmo podem ser vistos em [10].

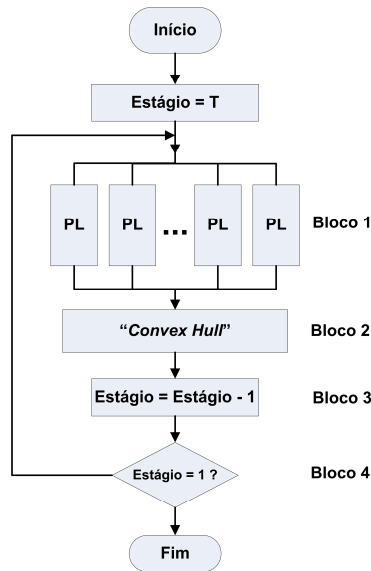


Figura 1 - Fluxograma da PDE-Fechos Convexos utilizando processamento paralelo

2.2 Rateio do Bloco Hidráulico

A metodologia desenvolvida para o rateio do bloco hidráulico consiste na utilização de métodos de otimização baseados em programação não-linear, plataforma LINGO® de otimização [12], para a determinação dos valores de geração hidráulica e térmica de cada usina existente no sistema, além dos intercâmbios entre os subsistemas, custo marginal de energia das usinas individualizadas, déficit e demais variáveis de decisão. Neste sentido, é proposto um Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico (MRBH) para a solução do problema. O objetivo principal deste modelo consiste em minimizar o custo de operação no horizonte considerado, levando-se em consideração todas as restrições físicas e operacionais do sistema.

A idéia principal é utilizar as FCFs calculadas por um modelo de decisão estratégica baseado em sistemas equivalentes de energia, como por exemplo, as exportadas pelo modelo NEWAVE ou pelo modelo baseado em PDE descrito na seção anterior. Considerando-se que existe uma FCF para cada estágio (ou mês) do horizonte de planejamento da operação, o problema pode ser desacoplado em estágios mensais.

A função objetivo do problema consiste em minimizar a soma dos custos imediato de operação de cada mês (geração térmica e custo de déficits de energia) e o custo futuro. O custo futuro representa o valor esperado de operação considerando-se a decisão operativa (geração térmica e déficit) do estágio corrente. Desta forma, o problema pode ser modelado em cada mês (t) de estudo pela equação (1).

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NSIS} \left(\sum_{n=1}^{NGT} CT_n \cdot GT_n^{t,s} \right) + (CD^s \cdot DEF^{t,s}) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_t \\ & \text{s.a.} \\ & \text{Restrições físicas e operacionais} \end{aligned} \quad (1)$$

Onde,

CT_n : Custo de geração associado à unidade termoeletrica n (\$/MW-médio);

$GT_n^{t,s}$: Geração da unidade termoeletrica n , no estágio t para o subsistema s (MW-médio);

CD^s : Custo de déficit para o subsistema s (\$/MW-médio);

$DEF^{t,s}$: Déficit no estágio t , para o subsistema s (MW-médio);

T : Número de estágios do horizonte considerado;

$NSIS$: Número de subsistemas;

NGT : Número de unidades termoeletricas;

α_t : Função de custo futuro;

β : Taxa de desconto;

A seguir são apresentadas de uma forma sucinta as restrições físicas e operacionais do problema individualizado. Além disso, é descrita a restrição responsável pelo acoplamento do despacho a usinas individualizadas com a FCF baseada em subsistemas equivalentes (modelo de decisão estratégico) [4].

2.2.1. Função de custo futuro (FCF)

As restrições relativas ao custo futuro representam o acoplamento temporal das decisões presentes, ou seja, o uso da geração hidráulica no mês presente representa um aumento no custo de operação nos meses subsequentes devido ao aumento da probabilidade de necessidade de geração térmica no futuro ocasionado pela redução do volume de água disponível nos reservatórios no estágio atual. Estas funções relacionam este impacto no custo da operação do sistema, conforme descrito em [13]. A FCF é composta por hiperplanos relacionando as variáveis de estado associadas ao problema e o correspondente custo futuro esperado. No caso do modelo NEWAVE, o custo futuro é função das energias armazenadas finais de cada subsistema e das energias afluentes a cada subsistema nos últimos seis meses. Em relação ao modelo baseado em PDE, o custo futuro é função apenas das energias armazenadas finais de cada subsistema.

2.2.2. Equação de Atendimento a Demanda

Esta restrição representa o atendimento ao mercado de energia através das gerações das usinas hidráulicas e térmicas. Adicionalmente, devem ser contabilizados os valores de intercâmbio entre subsistemas (troca de energia), além de um possível déficit no sistema.

2.2.3. Equação de Balanço Hídrico

O volume do reservatório no final do período de estudo deve ser igual ao volume no início do período adicionado à vazão natural incremental ao reservatório mais o volume deplecionado nos reservatórios à montante, subtraído do volume turbinado, vertido e evaporado neste mesmo reservatório. No caso das usinas a fio d'água, o volume inicial deve ser desconsiderado.

2.2.4. Restrições de canalização

Estas restrições representam os limites operativos dos geradores, bem como os limites possíveis de intercâmbio entre os subsistemas.

2.2.5. Produtibilidade das UHEs

A produtividade no modelo proposto é representada através de uma restrição não linear, sendo função dos seguintes parâmetros: (i) Polinômio Cota-Montante (PCM); (ii) Polinômio Cota-Jusante (PCJ); (iii) Produtibilidade específica; (iv) Perdas Hidráulicas (PH). Os parâmetros dos polinômios PCM e PCJ, a produtividade específica e a perda hidráulica são disponibilizados para cada usina hidrelétrica pelo Operador Nacional do Sistema [14].

2.2.6. Volume Mínimo para Vertimento

Esta restrição tem como objetivo principal representar a cota do vertedouro dos reservatórios. Esta representação é importante uma vez que, em determinadas condições operativas, pode ser necessário realizar vertimento sem que o reservatório esteja com seu volume armazenado máximo. No entanto, obviamente, só poderá ocorrer vertimento se o nível do reservatório estiver superior a cota do vertedouro. Neste sentido, define-se como volume mínimo para vertimento todo o volume do reservatório que está abaixo da cota do vertedouro da usina.

Para a correta consideração desta restrição no problema de otimização deve ser inserida uma nova restrição de desigualdade de forma a garantir que o vertimento, quando necessário, somente ocorra quando o volume armazenado no reservatório for superior ao volume mínimo para vertimento.

3.0 - RESULTADOS

Nas simulações realizadas nas duas metodologias apresentadas foram utilizados os dados oficiais do SEB referentes ao Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro de 2011 [14]. Os resultados obtidos são comparados com os programas oficialmente adotados no Setor Elétrico Brasileiro.

3.1 Programação Dinâmica Estocástica e Fechos Convexos

Os resultados obtidos nesta metodologia foram comparados com o modelo NEWAVE. Para a realização do cálculo da política, foram considerados, na PDE-Convex-Hull, o conjunto de 60 cenários de de aflúncias, correspondendo aos anos de 1931 a 1990 da série histórica de vazões para o cálculo da política operativa. O modelo NEWAVE, por sua vez, utilizou 200 séries sintéticas e 20 aberturas nesta fase. A seguir, foi realizada a simulação da operação para cada um dos modelos utilizando-se cenários históricos em ambos.

Tendo em vista que o número de discretizações influencia na aproximação das FCFs da PDE e, por conseguinte, nos valores obtidos na simulação, além de impactar no tempo computacional, foram realizadas simulações utilizando 3, 5 e 11 discretizações, representando, respectivamente, uma variação de 50, 25 e 10% na variação do volume útil dos reservatórios equivalentes de energia. Adicionalmente, utilizou-se processamento paralelo utilizando 8 processadores.

Para comparação com o modelo NEWAVE foi utilizado o custo esperado de operação, correspondendo ao custo de operação imediato médio obtido para todas as séries do histórico. Os resultados podem ser observados na Tabela 1. Observa-se que a implementação proposta da PDE apresenta resultados próximos ao do Newave. E ainda que, mesmo com apenas três discretizações, os custos médios foram próximos, porém com um tempo computacional extremamente inferior.

Tabela 1 - Custo Operativo Médio

Descrição do Modelo	Custo (milhões R\$)	Desvio Padrão (milhões R\$)	Tempo
PDE 3 discretizações	25.791,14	21.930,03	29,4 (s)
PDE 5 discretizações	25.082,89	22.402,31	492,9 (s)
PDE 11 discretizações	24.931,32	22.794,26	37,6 (h)
NEWAVE	25.558,30	22.606,37	--

Na Tabela 1 são também mostrados os tempos utilizados em cada uma das simulações da PDE. O tempo computacional para execução do modelo NEWAVE não é mostrado tendo em vista que a mesma foi realizada utilizando-se hardware diferente do utilizado na metodologia proposta. Em um número reduzido de discretizações as simulações são realizadas em um tempo significativamente reduzido. A seguir são apresentadas comparações entre os resultados obtidos.

A média dos Custos de Operação Mensal para os dois sistemas computacionais são comparados e mostrados na Figura 2, para a série de 1949 e na Figura 3, para a média das séries. Observa-se uma coerência entre as curvas, porém com a PDE apresentando uma maior variabilidade em alguns meses.

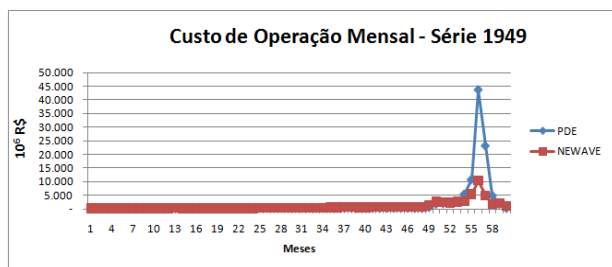


Figura 2 – Custo de Operação Mensal simulado – série de 1949

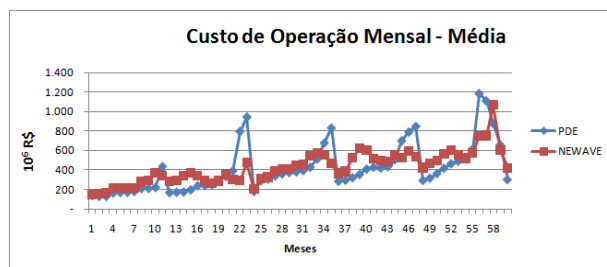


Figura 3 – Custo de Operação Mensal – média das 60 séries

Por fim, é mostrado, na Figura 4, os Custos Marginais da Operação (CMO) para o ano de 1949 e, na Figura 5, para a média das séries. Embora a área sob a curva de CMO seja menor na curvas geradas pela metodologia PDE, o modelo NEWAVE apresentou um valor máximo de CMO menor.

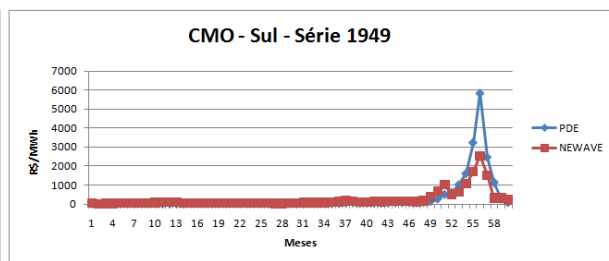
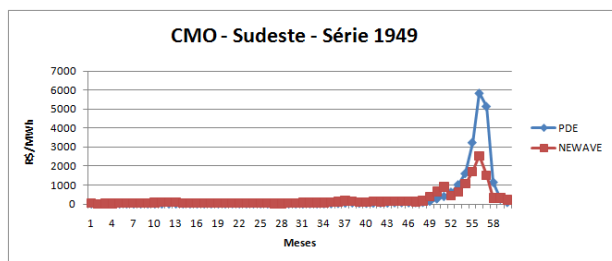


Figura 4 – Custo Marginal de Operação - série de 1949

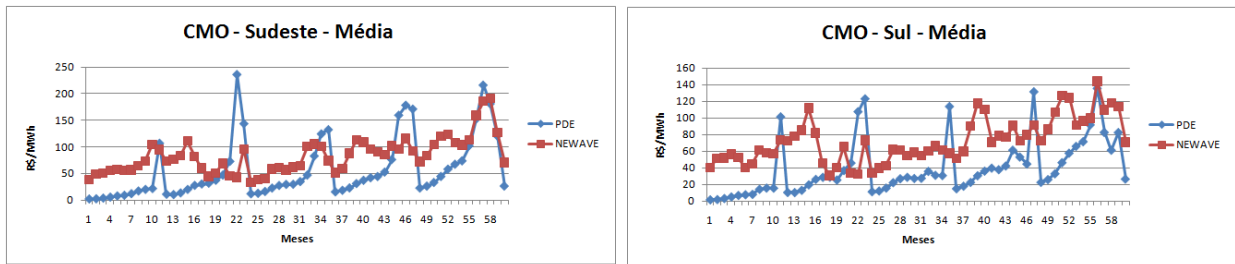


Figura 5 – Custo Marginal de Operação – média das séries

3.2 Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico utilizando programação não linear

Os resultados apresentados para o rateio do bloco hidráulico utilizando programação não linear foram obtidos utilizando as FCF's provenientes do modelo NEWAVE e a seguir os resultados obtidos pela metodologia proposta são comparados aos obtidos pelo SUISHI-O. Na simulação foram consideradas as seguintes simplificações para ambos os modelos: (i) Taxa de desconto igual a zero; (ii) consideração de apenas um patamar de carga; (iii) não consideração do desvio de água nas usinas hidráulicas; (iv) não consideração da curva de aversão ao risco. Assim como no estudo de caso anterior, foram consideradas 200 séries sintéticas para o cálculo da política no modelo NEWAVE e as séries históricas para a obtenção das FCF's no caso da utilização do modelo PDE-CHULL.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) obtidos para o MRBH com as FCF's fornecidas pelo NEWAVE são mostrados na Figura 6, onde observa-se que, em linhas gerais, o modelo MRBH apresenta em média um CMO menor e com menor variabilidade do que o obtido pelo SUISHI-O.

Os CMO's para os subsistemas SUDESTE e SUL são apresentados na Figura 7, onde assim como no CMO do sistema completo, o modelo MRBH apresenta em média menor CMO e com menor variabilidade. Contudo, destaca-se que os resultados obtidos foram compatíveis com os mostrados para os subsistemas SUDESTE e SUL. A justificativa para esta diferença é a utilização da estratégia de operação em paralelo das usinas [15], adotada no modelo SUISHI-O, a qual não é adotada pelo modelo MRBH que é baseado em um modelo de otimização não linear.

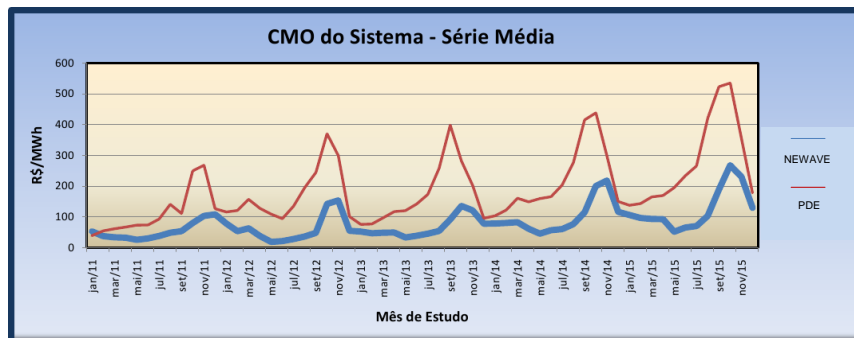


Figura 6 – CMO do sistema completo para a série média

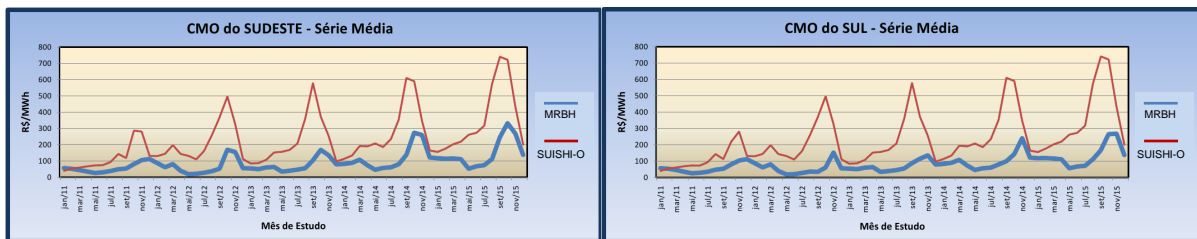


Figura 7 – CMO do sistema completo para a série média

Por fim, foi é mostrado o CME obtido as usinas de Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão do SEB, mostrado na Figura 8. Este gráfico mostra uma possibilidade adicional oferecida pelo modelo MRBH visto que é associado à restrição de balanço hídrico de cada usina hidrelétrica tem-se o multiplicador de lagrange que reflete o Custo Marginal de Energia (CME) da usina. O CME obtido pela metodologia pode ser utilizado em diversos estudos voltados para a comercialização de energia elétrica.

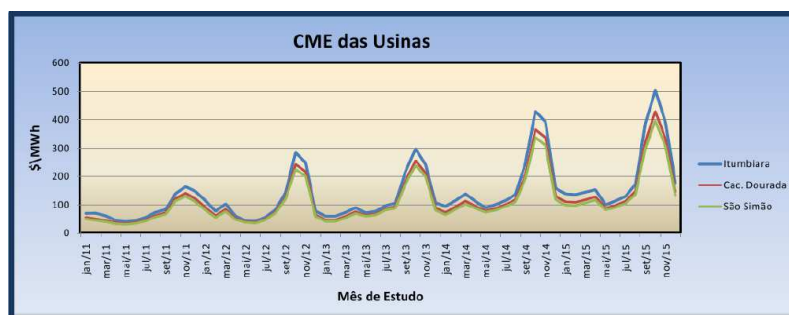


Figura 8 – CME obtido pela plataforma computacional para três usinas do SEB

4.0 - CONCLUSÕES

No presente trabalho foram desenvolvidas duas metodologias para o planejamento energético do Setor Elétrico Brasileiro e aplicadas ao problema da comercialização de energia. Na primeira parte deste trabalho foi descrito o desenvolvimento de uma metodologia baseada em Programação Dinâmica Estocástica conjugada com a teoria de fechos convexos para determinação da política ótima de operação a reservatórios equivalentes de energia.

Na segunda parte foi descrito o desenvolvimento de um Modelo para Rateio do Bloco Hidráulico, o qual tem como objetivo a determinação dos valores de geração hidráulica e térmica de cada usina existente no sistema, além dos intercâmbios entre os subsistemas, custo marginal de energia individualizado, déficit e demais variáveis de decisão para todos os períodos de estudo e cenários hidrológicos.

Tabela 2 – Comparação entre os modelos oficialmente adotados e o modelo computacional proposto

	Modelo Proposto (PDE-Chull e MRBH)	Modelos Oficiais (NEWAVE – SUISHI-O)
Cálculo da Política Operativa	Séries Históricas ou Sintéticas geradas por qualquer modelo estocástico	PAR(p)
	Variável de Estado: Energia Armazenada	Variável de Estado: Energia Armazenada e Energia Afluente nos períodos anteriores
	PDE	PDDE
Simulação Final da Operação – Sistemas Equivalentes	Séries Históricas ou Sintéticas geradas por qualquer modelo estocástico	Séries Históricas ou Sintéticas geradas pelo Modelo PAR(p)
	FCF Calculada pelo próprio modelo proposto ou calculada pelo modelo NEWAVE. Mediante implementação computacional podem ser incluídos outros modelos (SDDP da PSR, por exemplo)	FCF Calculada apenas pelo próprio modelo NEWAVE
Simulação Final da Operação - Modelo Individualizado	Modelo de Otimização Não Linear	Heurísticas baseada na operação em paralelo do reservatório
	FCF Calculada pelo próprio modelo proposto ou calculada pelo modelo NEWAVE. Mediante implementação computacional podem ser incluídos outros modelos (SDDP da PSR, por exemplo)	FCF Calculada apenas pelo próprio modelo NEWAVE
	Séries Históricas ou Sintéticas geradas por qualquer modelo estocástico	Séries Históricas ou Sintéticas geradas pelo Modelo PAR(p)
	Tempo Computacional: 200 segundos por série	Tempo Computacional: 15 segundos por série

Os modelos descritos na primeira e segunda etapa foram implementados em uma plataforma computacional robusta que utiliza a mesma base de dados dos modelos oficiais do SEB. Esta plataforma disponibiliza três funcionalidades básicas: (a) Cálculo da Política Operativa através de programação dinâmica estocástica e sistemas equivalentes de energia; (b) Cálculo da Simulação Final baseada em sistemas equivalentes de energia e (c) Cálculo da Simulação Final a usinas individualizadas. Nas três funcionalidades básicas é possível utilizar-se cenários históricos ou sintéticos de energia ou vazão, sendo que os cenários sintéticos podem ser gerados por quaisquer modelos estocásticos. Na simulação final, é possível utilizar as funções de custo futuro geradas pela própria plataforma ou geradas pelo modelo NEWAVE.

Os resultados gerados por esta plataforma computacional foram avaliados através de comparações com os modelos NEWAVE e SUISHI-O, que são utilizados oficialmente pelo Setor Elétrico Brasileiro, através de um caso real do Sistema Interligado Nacional disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema. No estágio atual de desenvolvimento da pesquisa, os resultados apresentados são apenas indicativos de que a metodologia proposta possui as características requeridas pelos principais agentes do SEB. A Tabela 2 mostra uma comparação destacando-se as principais vantagens e desvantagens do modelo proposto em relação a metodologia oficial.

Em relação aos trabalhos futuros, principalmente, estão sendo avaliadas alternativas para a incorporação da tendência hidrológica como variável de estado, e para a utilização do modelo individualizado no cálculo da energia firme e assegurada do sistema e das usinas hidráulicas.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Marcato, A. L. M., (2002), Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro.
- [2] Fortunato, L. A. M., Neto, A. and Alencar, T. (1990). *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF, Niterói – RJ.
- [3] Maceira, M. E. P.; Terry, L. A.; Costa, F. S.; Damázio, J. M. and Melo, A. C. G.; “Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system”. in 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla - Spain, June 2002.
- [4] Ramos, T. P, Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica. Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2011.
- [5] CEPEL, “Manual de Referência – Modelo NEWAVE”, Relatório Técnico, CEPEL, Rio de Janeiro, RJ, 2001.
- [6] CEPEL, “Manual de Referência do Programa SUIHI-O 6.10 – Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados”, Relatório Técnico DP/DEA 51566/07 e 51572/07, CEPEL, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [7] Gorenstin, B. G., Campodonico, N. M., Costa, J. P., e Pereira, M. V. F., “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints”. Power Industry Computer Application Conference, 1991.
- [8] Dias, B. H.; Marcato, A. L. M.; Souza, R. C., Soares, M. P.; Silva Jr, I. C.; Oliveira, E. J.; Brandi, R. B. S.; and Ramos, T. P., “Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm”, Mathematical Problems in Engineering vol. 2010.
- [9] Dias, B. H.; Marcato, A. L. M.; Souza, R. C., Soares, M. P.; Silva Jr, I. C.; Ramos, T. P.; Brandi, R. B. S.; Oliveira, E. J.; e Tomim, M. A., “ Programação dinâmica estocástica aplicada ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro através do uso de processamento paralelo”, 42º Simpósio Brasileiro de Pesquisas Operacionais (SBPO), Bento Gonçalves, RS – Brasil, Ago/Set, 2010.
- [10] Brandi, R. B. S., Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE-Convex-Hull. Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2011.
- [11] ONS, página oficial do Operador Nacional do Sistema, disponível em <http://www.ons.com.br>, acessado em fevereiro 2011.
- [12] LINGO, “LINGO – User's Guide”, LINDO Systems Inc, Chicago, Illinois, 2008.
- [13] Silva, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre – RS, 2001.
- [14] ONS, Site oficial do Operador Nacional do Sistema, <<http://www.ons.org.br>>, acessado em janeiro de 2011.
- [15] Secundino, S. and Carneiro A. A. F. M., “Reservoir Operation Rules for Hidroelectric Power System Optimization”, *Proceedings of the PowerTech*, Vol II, pp. 965-969, Athens, 1993.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



André Luís Marques Marcato é graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (1995), mestre (1998) e doutor (2002) em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. É *senior member* do IEEE. Atualmente é professor Associado do departamento de energia da UFJF. Atua nas áreas de pesquisa operacional aplicada à coordenação hidrotérmica, planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos e energéticos de grande porte.

Bruno Henriques Dias é graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (2005), mestre (2006) e doutor (2010) em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. Atualmente é Pós-doutorando do Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFJF. Atua nas áreas de mercados de energia e planejamento da operação de sistemas elétricos e energéticos.

Marcelo Aroca Tomim é graduado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (2001), mestre pela Universidade Federal de Itajubá (2004) e Doutor pela Universidade de British Columbia (2009), Vancouver, Canadá. Atualmente é professor Adjunto do curso de Engenharia Elétrica da UFJF. Atua na área de modelagem, simulação dinâmica e estabilidade de sistemas de potência, e programação paralela aplicada a sistemas de potência.

Tales Pulinho Ramos é graduado (2009) e mestre (2011) em Engenharia Elétrica pela UFJF. Atualmente é doutorando do Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFJF. Atua nas áreas de coordenação hidrotérmica, planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos e energéticos de grande porte e mercado de energia elétrica.

Rafael B. Silva Brandi é graduado (2009) e mestre (2011) em Engenharia Elétrica pela UFJF. Atualmente é doutorando do Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFJF. Atua nas áreas de coordenação hidrotérmica, planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos e energéticos de grande porte e mercado de energia elétrica.

João Alberto Passos Filho possui graduação e mestrado em engenharia elétrica pela UFJF (1995 e 2000) e doutorado em engenharia elétrica pela UFRJ/COPPE (2006). Foi *trainee* do Grupo WEG durante o ano de 1996 e trabalhou por dez anos no CEPEL. Atualmente é professor Adjunto da Faculdade de Engenharia na UFJF. Tem experiência na área de desenvolvimento de modelos computacionais aplicados a Sistemas de Potência.

Ivo Chaves da Silva Junior é graduado em Engenharia Eletrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2001), mestre (2003) pela mesma instituição. Doutor (2008) em Engenharia Elétrica pela UFRJ/COPPE. Atualmente é professor adjunto do curso de engenharia elétrica da UFJF. Atua principalmente nos seguintes temas: Otimização de sistemas elétricos de potência, Expansão de sistemas de transmissão, Operação de sistemas hidrotérmicos, Técnicas heurísticas, Metaheurísticas e Mercado de Energia.

Reinaldo Castro Souza é engenheiro eletricitista formado pela UFJF (1971), mestre em Engenharia de Sistemas pela PUC-Rio (1974), PhD em Estatística (Séries Temporais, Modelos de Previsão e Estatística Bayesiana) pela Warwick University, Coventry, UK (1978) e Pós-Doutor pela *London School of Economics*, Londres, UK (1986). É Professor Titular do Depto de Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Sua área de atuação é em desenvolvimento de modelos estatísticos clássicos e/ou bayesianos para a previsão de séries temporais, análise de risco e tomada de decisão sob incerteza.

Anderson Mitterhofer lung é graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (1997), mestre (2001) em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. Atualmente é Gerente de Risco & Portfólio da Duke Energy Geração Paranapanema Ltda e doutorando do Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFJF. Atua nas áreas de mercados de energia, risco e planejamento da operação de sistemas elétricos e energéticos.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq, CAPES, FAPEMIG e ANEEL, juntamente com as 20 empresas do Setor Elétrico Brasileiro que financiam o P&D Estratégico no tema "Modelos de Despacho Hidrotérmico". Agradece-se ainda à empresa Duke Energy por ceder os resultados das simulações dos modelos NEWAVE e SUISHI-O, utilizados neste trabalho.