



GOP/019

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO IX

GRUPO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS EM AMBIENTE DE MERCADO

Priscila R. Lino
Luiz Augusto N. Barroso
MERCADOS DE ENERGIA

Mario Veiga F. Pereira
Rafael Kelman
PSR CONSULTORIA

Marcia H. C. Fampa
IM-DCC-NCE/UFRJ

RESUMO

O objetivo deste trabalho é investigar possíveis ineficiências numa operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos. Mostra-se que a operação descentralizada de usinas hidroelétricas isoladas num mercado perfeito converge para a operação de mínimo custo. Além disso, o problema de despacho de usinas hidroelétricas em cascata pertencentes à diferentes agentes será formulado. Mostra-se que o esquema de pagamento *spot* não provê os incentivos corretos para os reservatórios à montante regularizarem a produção à jusante. A solução proposta é a criação de um "Mercado Atacadista de Água", análogo ao Mercado Atacadista de Energia, que comercialize a água regularizada. Estudos de caso serão analisados.

Palavras chave: Despacho Descentralizado, Competição Perfeita, Mercado Atacadista de Água, Otimização Estocástica, Operação de Sistemas Hidrotérmicos

1.0 INTRODUÇÃO

A introdução de mercados competitivos nos mais variados setores da economia tem por objetivo melhorar a qualidade dos produtos e serviços comercializados através do estímulo à competição entre seus agentes participantes. Esse fenômeno vem sendo observado, em particular, em um setor de extrema importância para economia: o setor elétrico. Vários países estão reestruturando seus setores elétricos com o intuito de torná-los mais eficientes através da introdução da competição entre seus agentes geradores e comercializadores.

Na maioria dos países, o processo de reestruturação tem substituído o tradicional planejamento da expansão e operação, baseados em uma otimização de

custos, por procedimentos baseados no funcionamento de mercado:

- a) Ao invés de seguir um plano de expansão produzido por uma agência de planejamento central, os agentes são livres para decidir a construção de unidades geradoras e competir pelos contratos de vendas energia;
- b) Além do mercado de contratos, os geradores podem livremente fazer suas ofertas (x MWh ao preço mínimo de y \$/MWh) para a produção de energia em um *Mercado Atacadista de Energia - MAE*. As unidades são então carregadas por ordem crescente da oferta de preço unitário mínimo até que a demanda seja atendida. Os geradores despachados pelo *Operador do Sistema* recebem pelo preço da unidade mais cara despachada, que corresponde ao preço *spot*.
- c) Uma vez calculada a geração de cada usina, esta recebe do MAE um valor (\$) dado pelo preço *spot* (\$/MWh) multiplicado pela energia gerada (MWh). Por sua vez, cada demanda paga ao MAE um valor (\$) relativo aos MWh consumidos neste período, multiplicados pelo mesmo preço *spot*.

Um dos aspectos conceitualmente atraentes do esquema de pagamento *spot* é que, havendo competição perfeita, ele produz sinais econômicos eficientes para a expansão do sistema. Isto é, se o sistema está otimamente dimensionado, a remuneração *spot* se iguala aos custos de investimento mais as despesas operacionais. Isto se aplica bem a sistemas térmicos [3] e, como será visto neste trabalho, a sistemas hidrotérmicos com usinas hidroelétricas *isoladas* (localizadas em bacias hidrográficas distintas).

Entretanto, o mesmo não ocorre em sistemas hidrotérmicos quando existem duas ou mais empresas proprietárias de usinas hidroelétricas instaladas na mesma bacia hidrográfica, onde, como também será visto neste trabalho, as remunerações dos agentes no despacho baseado em ofertas e de mínimo custo são diferentes. Mostra-se que a correção dos sinais de mercado pode ser feita imaginando-se a existência de um Mercado Atacadista de Água (MAA), onde os reservatórios pagam aos demais agentes da Bacia hidrográfica ao estocarem água e recebem dos demais agentes ao deplecionarem sua energia armazenada. A soma das remunerações de venda de energia (MAE) e regularização de água (MAA) permite então corrigir a distorção do sinal econômico de usinas hidroelétricas em cascata.

Na seção 2 será analisada a operação descentralizada (baseada em ofertas) de usinas hidroelétricas. Na seção 3 o esquema de operação descentralizada será analisado para usinas hidro isoladas e na seção 4 será estendido para usinas em cascata, onde verificar-se-á a distorção causada pela não remuneração da regularização a jusante. Na seção 5 será introduzido o Mercado Atacadista da Água para a correção do problema e será analisada a operação descentralizada de usinas hidroelétricas em cascata considerando este mecanismo de correção. A seção 6 apresenta as conclusões.

2.0 OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Como mencionado na introdução, num esquema de ofertas, cada gerador informa a sua disponibilidade de produção (MWh) e o preço por esta energia (\$/MWh). As usinas são então despachadas de acordo com as quantidades e/ou preços ofertadas e o preço ofertado pela última usina despachada corresponde ao preço *spot* do sistema.

A questão que se coloca de imediato é se a operação com o esquema de ofertas, onde cada agente é livre para decidir a sua produção de energia, é diferente da operação centralizada (de mínimo custo) do mesmo sistema.

O principal objetivo de um agente gerador em ambiente de mercado consiste em estabelecer uma estratégia de operação que maximize a sua renda proveniente da venda de sua energia produzida no MAE. Tomemos o caso de uma usina hidroelétrica, com capacidade de armazenamento, cuja a oferta não altera o preço de venda e compra de energia no MAE conhecida como *price taker*. Para esta usina é de fundamental importância o conhecimento da evolução de cenários de preços *spot* ao longo do tempo, pois esta informação lhe será útil para determinar como ofertar sua energia no mercado, isto é, como construir sua estratégia de operação. Além da previsão de preços do MAE, é importante também trabalhar com cenários de disponibilidade de geração, que no caso de usinas hidroelétricas está associado à disponibilidade hídrica, capturada pelos cenários de vazões afluentes à usina. Os dois tipos de cenários (preço e hidrologia) serão dados de entrada de um modelo de decisão sob incerteza para a

determinação do uso ótimo da energia armazenada. Havendo uma grande tendência dos preços de energia no futuro serem mais altos que o atual, a melhor decisão do agente será, provavelmente, a de armazenar a energia hoje para vendê-la no futuro a um preço mais elevado no MAE. Entretanto, a evolução dos preços *spot* não é determinística pois estes preços são bastante influenciados pelas condições hidrológicas do sistema. Ou seja, os dois cenários (preço e vazão) estão relacionados e existe uma tendência de serem negativamente correlatados. A razão é simples quando as aflúncias são altas e os reservatórios cheios, aumenta a oferta de energia do sistema e o preço cai. Em estações secas o oposto ocorre e o preço sobe.

Uma vez que a decisão operativa de uma agente *price taker* não afeta o valor do preço *spot* e que existem incertezas quanto ao valor esperado deste preço no futuro, o planejamento da sua operação deve ser efetuado com base em um conjunto de *cenários de preços spot* que representem, com uma razoável precisão, as possíveis evoluções dos preços para o período de planejamento. Uma interessante questão passa a ser como obter cenários de preços *spot* de forma confiável. Embora existam várias alternativas disponíveis [4], neste trabalho optou-se pela *simulação* do sistema elétrico no qual o agente *price taker* está localizado para obtenção de previsões de preços futuros de energia. Nesta alternativa, um modelo de despacho de geração é aplicado às principais fontes de incerteza do sistema, como por exemplo a hidrologia. O sistema é simulado considerando tais condições e os cenários de preços *spot* são obtidos através da resolução do problema de despacho hidrotérmico [5]. Em um sistema hidroelétrico os preços *spot* de um período estão bastante correlacionados com os do período seguinte devido, principalmente, à correlação temporal existente entre as aflúncias do sistema. Esta autocorrelação de preços *spot* pode ser modelada através de uma distribuição de probabilidades. Para cada possível preço *spot* de uma dada etapa associa-se um conjunto de probabilidades condicionais que representam as possibilidades deste preço *transicionar* (evoluir) para os outros possíveis cenários de preços *spot* na etapa seguinte. Neste trabalho, este processo estocástico foi modelado através de uma Cadeia de Markov, onde foi construída uma matriz probabilidades de transição para os diversos cenários de preços na etapa $t+1$ dado o conhecimento de um preço na etapa t .

O agente então, baseado nos cenários de preços *spot*, e de hidrologias correspondentes, compara o custo de oportunidade de utilizar a água armazenada em seu reservatório hoje ou de mantê-la armazenada para um uso futuro, de acordo com a evolução dos preços *spot* contidas nas probabilidades de transição de preços. Desta forma, o agente hidroelétrico procura otimizar o uso do seu recurso (água), solucionando o seguinte problema de otimização a cada etapa e cenário de preço:

$$\text{Max } u_t \times p \times \pi_{dt}^k + \sum_{s=1}^S p_{t+1}(k,s) \times \text{FRF}(V_{t+1}, \pi_{dt+1}^s) \quad (2.1)$$

sujeito às seguintes restrições operativas:

$$V_{t+1} = V_t - u_t - w_t + a_t^k \quad (2.1a)$$

$$v_t \leq \bar{v}; \quad u_t \leq \bar{u} \quad (2.1b)$$

A variável de decisão (turbinamento) é representada por u_t ; t indexa a etapa, π_{dt}^k e a_t^k representam o preço *spot* e o volume afluyente na etapa t e cenário k ; Os volumes inicial e vertido na etapa t são representados por w_t e v_t . O coeficiente de produtividade é dado por ρ . A matriz $p_{t+1}(k,s)$ indica a probabilidade de transição do preço do cenário k na etapa t (valor conhecido) para o preço do cenário s na etapa $t+1$. O benefício (remuneração) associado ao preço do cenário s em $t+1$ para o volume final nesta etapa é representado por uma função de remuneração futura $FRF(V_{t+1}, \pi_{dt+1}^s)$. As equações (2.1a)-(b) representam o balanço hídrico e limites físicos da usina.

O problema de despacho hidrotérmico passa a ser resolvido por um esquema parecido ao de programação dinâmica estocástica (PDE) tradicional [5]: para cada etapa t , para cada estado de armazenamento e para cada cenário de preço (e correspondente cenário hidrológico), o agente toma a decisão que maximiza sua remuneração nesta etapa mais o valor esperado das remunerações associadas à diferentes cenários futuros de preços na etapa $t+1$. Este esquema de solução, denominado programação dinâmica estocástica amostral (PDEA), permite determinar a solução por etapa, estado e cenário de preço *spot*. Desta forma, o preço passa a ser também uma variável de estado da programação dinâmica. Detalhes da implementação podem ser encontrados em [1].

3.0 EXEMPLO - USINAS HIDRO ISOLADAS

A aplicação da metodologia da seção anterior será ilustrada através de um estudo de caso montado a partir de dados do sistema brasileiro que procurará reproduzir cada tipo de operação (baseada em ofertas e de mínimo custo), inicialmente para usinas hidroelétricas *isoladas*. A extensão para usinas em cascata será apresentada na seção 4.

Foram desenvolvidos dois modelos computacionais: o primeiro determina uma política e simulação de uma operação de mínimo custo através de um algoritmo de PDE para um sistema hidrotérmico cuja descrição será apresentada a seguir. A simulação foi realizada utilizando 2000 cenários de hidrologia obtidos por um modelo estocástico. Já o segundo modelo determina uma política e simulação de uma operação baseada em ofertas para uma usina hidroelétrica *price taker*, pertencente à este mesmo sistema utilizando o procedimento de PDEA apresentado na seção anterior. Os cenários de evoluções de preços *spot*, e os de vazões hidrológicas correspondentes, utilizados como base de entrada para este modelo descentralizado, foram fornecidos pela simulação de mínimo custo do sistema a partir do primeiro modelo.

O modelo de mínimo custo realiza o despacho de um sistema composto de 3 usinas hidroelétricas isoladas, denominadas A, B e C, e um conjunto de térmicas

selecionadas a partir da região Sudeste. As ofertas das térmicas são iguais aos seus custos variáveis de produção. A usina A representa um modelo equivalente da região Sudeste e é responsável por “ditar” o preço *spot* do sistema tornando as usinas B e C *tomadoras* de preço (*price takers*). O modelo de operação baseado em ofertas de agentes *price takers*, foi então executado para as usinas B e C. A demanda do sistema energética utilizada pelo modelo de mínimo custo corresponde à da região Sudeste para o ano de 1999. Foi utilizado um período de estudo de 7 anos, em etapas mensais onde os resultados foram calculados para os 3 anos intermediários a fim de evitar efeitos de início e fim de horizonte. A Tabela a seguir apresenta as características físicas das usinas hidroelétricas:

Usina Hidroelétrica	Turb. Max (m ³ /s)	Vol. Max (Hm ³)	Coef. Prod. (MW/m ³ /s)
A	47000	501250	1.000
B	1761	22950	0.745
C	1520	4040	0.314

A seguir serão apresentados os resultados energéticos e contábeis oriundos das simulações realizadas. Por simplicidade, apresenta-se apenas os resultados da usina hidroelétrica *price taker* C, porém as conclusões obtidas podem ser estendidas para a usina hidroelétrica, também *price taker*, B.

As Figuras 1 e 2 a seguir mostram a produção de energia e a remuneração *spot* da usina C (média mensal dos 3 anos) nos dois tipos de operação.

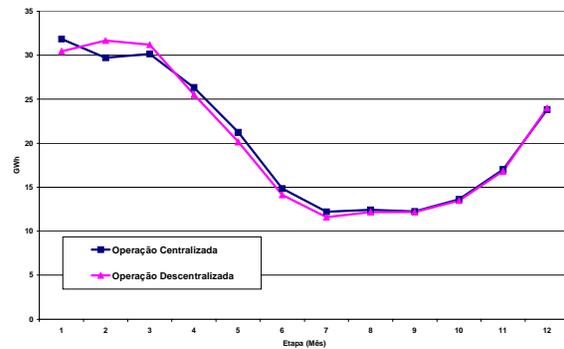


FIGURA 1 - Produção de Energia da Usina C (GWh)

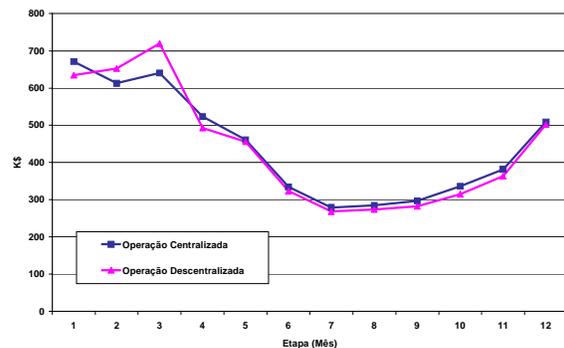


FIGURA 2 - Remuneração Spot da Usina C (k\$)

Pode-se observar que a operação “individualista”, ou seja, que busca maximizar a renda individual de uma

hidrelétrica *isolada numa bacia é muito parecida* com sua operação de mínimo custo global (centralizada). A razão é a seguinte: no caso da maximização de renda, é intuitivo que a melhor estratégia seja produzir mais energia nos cenários de maior preço *spot*, isto é, seja transferir água dos períodos úmidos para os secos. No caso de minimização de custos, a melhor estratégia é produzir mais energia nos cenários mais “caros”, isto é, onde o custo operativo seria maior. Entretanto, os cenários de maior custo *coincidem* com os de maior preço *spot*.

Em resumo, a operação “individualista” das usinas hidrelétricas isoladas em cada bacia não é prejudicial aos objetivos de eficiência operativa do sistema.

4.0 DISTORÇÃO NO MERCADO SPOT PARA USINAS EM CASCATA

A Figura 3 mostra um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, que está a montante de uma usina a fio d’água.

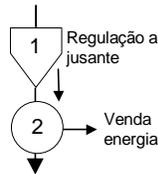


FIGURA 3 - Conjunto reservatório - usina a fio d’água

O reservatório 1 é obviamente benéfico para o sistema, pois regulariza as aflúências à usina 2 e, portanto, aumenta a capacidade de produção firme de energia do sistema. Entretanto, dado que o esquema *spot* remunera somente a *energia* gerada, o reservatório a montante não receberia nada do MAE, enquanto a usina a jusante ficaria com toda a renda. Isto indica que há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes. É importante observar que esta distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito *geral* para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem máquina.

Portanto, parece justificável concluir que a operação “individualista” no caso de usinas em cascata resulta em menor eficiência que a operação integrada.

4.1 Mercados de Água e Energia

A distorção identificada acima ocorre porque num sistema hidro há dois tipos de “produto”: *energia elétrica* - comercializada pelos conjuntos *turbina/gerador* das usinas hidro e *água* - comercializada pelos *reservatórios* das mesmas. Em outras palavras, o reservatório é um agente econômico que compra água nos períodos úmidos - quando a mesma está barata - e a armazena até que ocorra um período seco, quando seu preço está elevado. Por sua vez, um conjunto turbina/gerador é um agente econômico que compra água e a transforma em energia, para venda no MAE. Ambos os agentes devem ser remunerados num esquema de mercado.

Deve-se observar que a remuneração *spot total* da cascata - soma das remunerações associadas à produção de energia dos agentes - está correta mesmo sem considerar o efeito da regularização. O que está incorreto é a *distribuição* desta remuneração entre os agentes: as usinas a jusante capturam parte de uma renda que deveria ser atribuída às de montante. Ou seja: esta distorção não é importante se todas as usinas hidrelétricas localizadas em uma mesma cascata pertencerem ao mesmo agente, pois a renda total (soma dos pagamentos *spot* a todas as usinas da cascata) continua correta. Caso as usinas pertençam a diferentes agentes, a remuneração estará distorcida. No sistema brasileiro, por exemplo, há casos com seis empresas compartilhando usinas numa mesma cascata.

Conclui-se portanto que a razão para ineficiência no despacho individualista em cascata está no não reconhecimento do efeito da regularização de usinas à jusante

Apresenta-se a seguir um mecanismo de mercado que assegure a operação correta para o esquema descentralizado. Este mecanismo, que será chamado de Mercado Atacadista da Água (MAA), tem a mesma função de compra a venda do recurso “regularização” que o MAE tem para a comercialização de energia e será analisado a seguir.

4.2 Mercado Atacadista de Água (MAA)

Seja o despacho hidrotérmico de uma etapa para o sistema da Figura 4.1 representado a seguir:

$$\text{Min } \mathbf{Erro!} c_j \times g_{jt} + FCF(V_{t+1}) \quad (4.1)$$

sujeito a

$$v_{t+1}(1) = v_t(1) + a_t(1) - s_t(1) \quad \pi_{ht}(1) \quad (4.1a)$$

$$u_t(2) = a_t(2) + s_t(1) \quad \pi_{ht}(2) \quad (4.1b)$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (4.1c)$$

$$\mathbf{Erro!} g_{jt} + \rho_2 u_t(2) = d_t \quad \pi_{dt} \quad (4.1d)$$

As variáveis de decisão (turbinamento, vertimento) são representados por u_t e s_t . A notação e metodologia seguida neste trabalho é a mesma apresentada em [5]: t indexa a etapa, i e j indexam as usinas hidro e térmicas, $FCF_{t+1}(V_{t+1})$ é a função de custo futuro etc. As equações (4.1a)-(c) representam os balanços hídricos (reservatório e usina a fio d’água). Por facilidade de notação, não se representa o volume turbinado do reservatório, se supõe que o mesmo não tem capacidade instalada. Também não se representa o volume vertido das usinas a fio d’água, se supõe que não há limites na sua capacidade de turbinamento. Finalmente, as variáveis duais $\pi_{ht}(i)$ associados às equações de balanço hídrico representam o *valor da água* em cada lugar, isto é, o benefício operativo resultante de um m^3 adicional de aflúncia lateral. O preço *spot* é dado pelo multiplicador π_{dt} associado à restrição (4.1d).

A remuneração *spot* da usina a fio d’água é igual a sua produção de energia (produto do turbinamento pelo coeficiente de produção) valorizada pelo preço π_{dt} :

$$R_t(2) = \pi_{dt} \times p_2 \times u_t(2) \quad (4.2)$$

onde $R_t(i)$ é a remuneração da usina i na etapa t . Como discutido anteriormente, parte desta remuneração se deve ao efeito do reservatório, que não está reconhecido. Para representar este efeito de maneira explícita pode-se rescrever (4.1a) em termos de seus volumes de saída. Desta forma, tem-se:

$$s_t(1) = a_t(1) + \Delta v_t \quad (4.3)$$

onde $\Delta v_t = v_t(1) - v_{t+1}(1)$ representa a *variação* do armazenamento na etapa t . Substituindo (4.3) na equação de balanço da usina (4.1b), obtém-se:

$$u_t(2) = q_t(2) + \Delta v_t \quad (4.4)$$

onde $q_t(2) = a_t(1) + a_t(2)$ é a vazão natural *total* afluyente à usina 2, isto é, sem o efeito da variação Δv_t do reservatório. De (4.4), conclui-se que o turbinamento da usina se decompõe em uma parcela correspondente à vazão natural afluyente à usina (isto é, o que chegaria sem o efeito da regulação a montante) e uma parcela que se deve à variação do reservatório.

Isto sugere que a usina deveria alocar ao reservatório a *diferença* entre seu turbinamento e a vazão natural, valorizada pelo preço *spot*:

$$\Delta G_t(2) = \pi_{dt} \times p_2 \times [q_t(2) - u_t(2)] = \pi_{dt} \times p_2 \times [-\Delta v_t] \quad (4.5)$$

onde $\Delta G_t(i)$ é a compensação do gerador i na etapa t . As equações (4.5) são interpretadas da seguinte maneira: se o turbinamento $u_t(i)$ excede a vazão natural $q_t(i)$, isto indica que o reservatório está “vendendo” sua água armazenada às usinas e deve portanto ser remunerado por isto. A remuneração $\Delta G_t(i)$ representa o custo de oportunidade da venda do turbinamento adicional. Observa-se que neste caso $\Delta G_t(i)$ é negativo, isto é, representa uma saída na remuneração da usina. Por outro lado, se $u_t(i)$ é inferior a $q_t(i)$, isto indica que o reservatório está “comprando” água do sistema, e deve pagar pela mesma. Neste caso, a usina recebe do sistema uma indenização $\Delta G_t(i)$ (positivo) que representa o custo de oportunidade da geração não realizada.

Finalmente, pode-se demonstrar [3] que:

$$\pi_{dt} \times p_i = \pi_{ht}(i) - \pi_{ht}(i+1) \quad (4.6)$$

onde $i+1$ representa a usina a jusante i . Em outras palavras, o custo de oportunidade pela venda da energia produzida por 1 m^3 de água em i é igual à diferença entre os valores da água neste lugar e a jusante.

Sob o ponto de vista do reservatório, a venda e a compra da água armazenada deveriam ser remuneradas por:

$$\Delta R_t(1) = \pi_{ht}(1) \times \Delta v_t \quad (4.7)$$

onde $\Delta R_t(i)$ é a compensação do reservatório i na etapa t , e $\pi_{ht}(i)$ é seu valor da água (ver equação de balanço (4.1a)). Se Δv_t é positivo, isto significa que o reservatório está esvaziando, e portanto recebe do sistema - a compensação $\Delta R_t(1)$ é positiva. Por sua vez, se Δv_t é negativo, isto significa que o reservatório está enchen-

do, e portanto paga ao sistema - a compensação $\Delta R_t(1)$ é negativa.

No caso geral, uma usina composta de reservatório e turbina tem uma compensação total de:

$\Delta C_t(i) = \Delta R_t(i) + \Delta G_t(i) = \pi_{ht}(i) \times \Delta v_t(i) + \pi_{dt} \times p_i \times [\text{Erro!} - \Delta v_t(k)]$ onde M_i representa o conjunto composto da usina i e de todas as usinas a montante da mesma. Uma propriedade importante do esquema de compensações anterior é que a soma algébrica dos $\Delta C_t(i)$ das usinas hidro é igual a zero, isto é, as compensações pelo uso da água “fecham” a cada hora, de maneira semelhante as balanços de pagamento por energia no MAE. Para verificar isto, basta substituir $\pi_{dt} \times p_i$ em na compensação anterior pela expressão (4.6) e somar os termos.

5.0 OPERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE USINAS HIDRO EM CASCATA

A operação descentralizada de usinas hidro em cascata será analisada através do mesmo sistema do estudo de caso da seção 3, entretanto considerando agora as usinas B e C operando em cascata. Foram realizadas 4 simulações visando reproduzir cada tipo de operação, a saber: mínimo custo com e sem o MAA, descentralizada sem o MAA (remuneração apenas no MAE) e descentralizada com o MAA (além da remuneração no MAE). Os modelos de mínimo custo e descentralizado são os implementados para análise dos resultados da seção 3, entretanto agora adaptados para considerar (ou não) a remuneração no MAA.

As Figuras 4 e 5 a seguir apresentam as rendas spot para os três anos intermediários obtidas para as usinas B e C nas operações de mínimo custo e descentralizada (sem considerar o MAA):

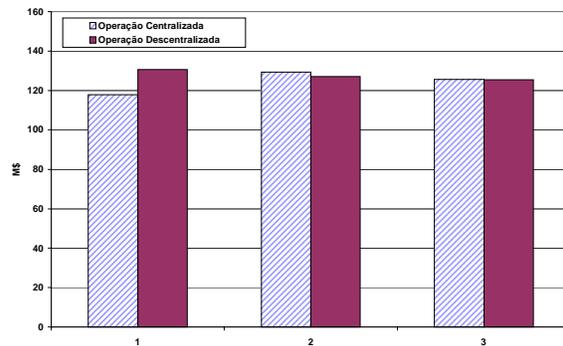


FIGURA 4 – Remuneração MAE Usina B (a montante)

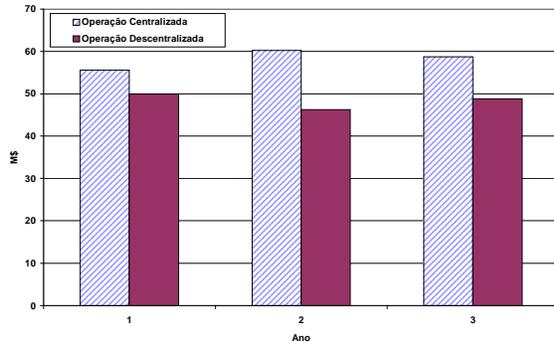


FIGURA 5 - Remuneração MAE Usina C (a jusante)

Observa-se inicialmente que, na operação descentralizada, a remuneração spot da usina C (a jusante) é menor que a obtida em sua operação de mínimo custo, ou seja, esta usina é prejudicada pela operação individualista da usina B (a montante).

As Figuras 6 e 7 abaixo apresentam, por sua vez, as remunerações destas mesmas usinas considerando a correção do pagamento spot pelo MAA.

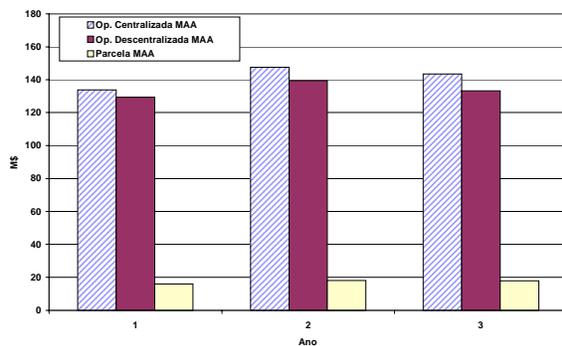


FIGURA 6 - Remuneração Usina B (MAE+MAA)

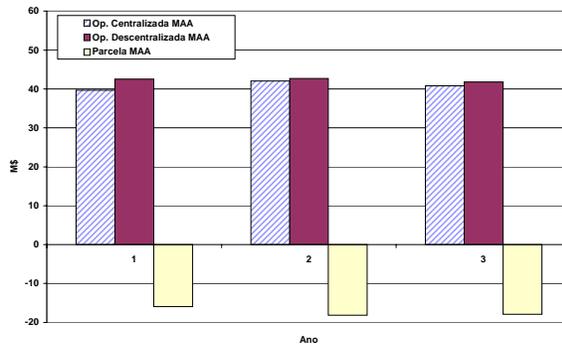


FIGURA 7 - Remuneração Usina C (MAE+MAA)

Observa-se que, considerando o MAA, as operações descentralizada e de mínimo custo se assemelham. Isto porque, com o MAA, a usina a montante passa a ter incentivos para regularizar a vazão a jusante, uma vez que é remunerada por isto.

Nas Figuras 6 e 7 mostra-se ainda as compensações destas usinas no MAA para o despacho de mínimo custo. Observa-se que a usina B recebe no MAA um montante (\$) correspondente ao pagamento da usina C

devido à utilização da vazão regularizada pela usina B. A remuneração da usina C, portanto, passa a ser composta de sua remuneração no MAE (ilustrada na Figura 5) menos este pagamento no MAA. O mesmo ocorre por sua vez com a usina B, que, neste caso, possui uma remuneração também no MAA (além da obtida no MAE). É importante ressaltar que uma compensação semelhante também ocorre no despacho descentralizado com o MAA.

6.0 CONCLUSÃO

Neste trabalho analisou-se a operação descentralizada de usinas hidroelétricas. Mostrou-se inicialmente que o despacho descentralizado de usinas hidrelétricas isoladas, onde cada agente procura maximizar sua renda *spot*, é semelhante ao da operação centralizada com o objetivo de minimizar o custo operativo global. Ou seja, os interesses do mercado e bem-estar global coincidem neste caso.

Entretanto, o mesmo não ocorre no caso de usinas em cascata. A operação individualista (descentralizada) de usinas em cascata é diferente da centralizada. Esta diferença se deve a um esquema inadequado de remuneração *spot* que não reconhece o benefício da regularização à jusante.

Mostra-se que a correção do pagamento *spot* pode ser feita imaginando-se a existência de um Mercado Atacadista de Água (MAA), onde os reservatórios e geradores pagam/recebem do sistema em função de encherem/esvaziarem e gerarem menos/mais que o correspondente à vazão natural afluyente.

A correção do pagamento *spot* com o MAA permite que a operação descentralizada em cascata seja semelhante à centralizada.

7.0 BIBLIOGRAFIA

- (1) LINO, P., Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado, Tese MSc, IM/NCE-UFRJ, 2001
- (2) BARROSO, L.A.N, Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado, Tese MSc, IM/NCE-UFRJ, 2000
- (3) KELMAN, R, Esquemas Competitivos em sistemas hidrotérmicos: eficiência econômica e comportamento estratégico, Tese MSc, COPPE-UFRJ, 1999
- (4) HAUGSTAD, A.; RISMAR, O. – Price Forecasting in an Open Electricity Market based on System Simulation, EPSOM'98, Pg 37-1
- (5) PEREIRA, M; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. Valoración Económica de Sistemas Hidroeléctricos en Cascada, relatório técnico, PSRI, Dez. 1997
- (6) FLATABO, N.; HAUGSTAD, A.; MO, B.; FOSSO, O.B. Short and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market Structure, EPSOM'98