

GRUPO X – TEMA 3

ANÁLISE COMPARATIVA DE METODOLOGIAS DE REPARTIÇÃO DE CUSTOS  
E BENEFÍCIOS NUM SISTEMA DE GERAÇÃO HIDROTÉRMICO

Mário V.F Pereira  
PUC/RJ

Boris G. Gorenstin  
CEPEL

Nora M. Campodónico  
CEPEL

Joari P. da Costa  
CEPEL

Jerson Kelman  
CEPEL

1. INTRODUÇÃO

O planeamento da expansão e operação do sistema de geração brasileiro vem se realizando de forma coordenada há vários anos, através de organismos como o GCPS e o GCOI, do qual participam as principais empresas geradoras do país. Esta integração traz grandes benefícios em termos de redução de custos de operação (por exemplo, evitando a geração térmica ou o déficit de suprimento numa região ao transferir energia hidroelétrica disponível de outras regiões) e aumento de confiabilidade (devido à possibilidade de utilizar a capacidade de ponta de outras empresas).

Uma questão que vem despertando grande interesse é o chamado "rateio" dos benefícios (redução de custos/aumento da confiabilidade) do sistema a cada participante do planeamento e operação integrados. Este rateio forma a base para a definição de contratos entre empresas, e diferentes alternativas de rateio podem ter portanto um impacto substancial no faturamento de cada empresa.

Este trabalho analisa formas alternativas de alocação de custos e benefícios entre empresas participantes de uma operação coordenada, em termos de adequação da remuneração (se o total recebido é maior ou menor do que o necessário para cobrir os custos de investimento e operação) e em termos de "sinais" (incentivos) para uma expansão/operação otimizada (que leve ao mínimo custo de investimento mais valor esperado do custo de operação).

Foram analisadas duas propostas de alocação de benefícios entre empresas para efeito de contratos de exportação/importação de energia:

1. rateio por "valor de geração" (RVG)
2. rateio por benefício marginal (RBM)

A partir da análise feita, sugere-se que o RVG não avalia da forma mais adequada o benefício trazido pela capacidade de regularização dos reservatórios das usinas e o benefício das aflúncias. Sugere-se que o RBM, derivado a partir da formulação de custos marginais, representa de forma mais coerente a contribuição dos diversos fatores que compõem uma hidroelétrica (capacidade de armazenamento, armazenamento efetivo e capacidade de turbinamento). O efeito das diversas alocações é ilustrado para uma configuração Sul-Sudeste prevista para 1995.

2. RATEIO POR CUSTOS MARGINAIS

A aplicação da metodologia será ilustrada através de um modelo linear de produção:

$$\begin{aligned} & \text{Max } cx \\ & \text{sujeito } Ax \leq b \end{aligned} \quad (1)$$

onde:

- $x$  é o vetor de "produtos" (por exemplo, geração de energia elétrica)
- $c$  é o vetor de preços unitários de venda
- $A$  é a matriz de transformação
- $b$  é o vetor de "recursos" (por exemplo, capacidade de geração das usinas)

Uma vez disponíveis os recursos  $b$ , o objetivo do problema (1) é maximizar a renda proveniente da venda dos produtos  $x$ .

Suponha agora que haja  $p$  "investidores", cada qual possuidor de um vetor de recursos  $b_1, b_2, \dots, b_p$ , que resolvem formar uma "cooperativa", ou "pool", para aumentar o lucro da produção, isto é,

$$\begin{aligned} & \text{Max } cx \\ & \text{sujeito } Ax \leq b_1 + b_2 + \dots + b_p \end{aligned} \quad \begin{array}{l} \text{Variável} \\ \text{Dual} \\ \pi \end{array} \quad (2)$$

Como mencionado na Introdução, uma vez otimizada a produção  $x^*$ , a questão é como ratear os benefícios entre os participantes do "pool". A alocação a custos marginais sugere que cada participante receba:

$$L_i = \pi b_i \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (3)$$

onde:

- $\pi$  é o vetor de variáveis duais (preços "sombra", multiplicadores Simplex) associados às restrições do Problema (2) na solução ótima.

Pode-se mostrar que a alocação a custos marginais (3) é completa, isto é, rateia totalmente os benefícios (da igualdade

Primal-Dual da programação linear, sabemos que  $cx^* = \sum_{i=1}^p \pi b_i$ .

Mais importante, a alocação (3) é estável, isto é, o lucro que cada participante recebe como membro do "pool" é maior do que ele receberia isoladamente ou associado com qualquer "sub-pool". Finalmente, a alocação é eficiente, pois leva ao uso mais económico dos recursos disponíveis.

O rateio a custos marginais para sistemas térmicos e hidroelétricos será discutido nos próximos itens.

### 3. OPERAÇÃO DE UM SISTEMA PURAMENTE TÉRMICO

Seja um sistema composto de NT usinas térmicas, com custos unitários de operação (supostos crescentes)  $CO_1, CO_2, \dots, CO_{NT}$ . O problema de operação pode ser formulado como

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_{j=1}^{NT} CO_j GT_j && \text{Variáveis} \\ & && \text{Duais} \\ \text{sujeito a} & && \\ & \sum_{j=1}^{NT} GT_j = D && \pi_d \quad (4) \\ & GT_j \leq \overline{GT}_j && \pi_{g_j} \\ & \forall j = 1, \dots, NT \end{aligned}$$

onde:

D é a demanda de energia  
 $GT_j$  é a geração da j-ésima térmica  
 $\overline{GT}_j$  é a capacidade máxima de geração da j-ésima térmica.

O problema (4) pode ser resolvido por inspeção: coloque os geradores na ordem crescente de custo até atender à demanda total. Seja  $j^*$  o último gerador alocado, conhecido como "gerador marginal". Teremos então,

$$GT_j = \begin{cases} GT_j & \text{para } j < j^* \\ 0 & \text{para } j > j^* \\ D - \sum_{k < j^*} \overline{GT}_k & \text{para } j = j^* \end{cases} \quad (5)$$

Da estrutura do Problema (4), também é fácil deduzir o custo marginal "de demanda":

$$\pi_d = CO_{j^*} \quad (6)$$

isto é, um incremento na demanda leva a um incremento na geração da unidade marginal. O custo marginal "de capacidade" é igual a

$$\pi_{g_j} = \begin{cases} CO_j - CO_{j^*} & \text{para } j \leq j^* \\ 0 & \text{para } j > j^* \end{cases} \quad (7)$$

isto é, um incremento na capacidade de geração de uma térmica mais barata ( $j < j^*$ ) traz um benefício líquido (multiplicador negativo) igual à diferença entre o custo de operação desta térmica e o da térmica marginal.

Seguindo as regras de alocação a custo marginal (3) definidas no item anterior, teremos:

$$LT_j = \pi_{g_j} \times \overline{GT}_j \quad j=1, \dots, NT \quad (8)$$

$$LD = \pi_d \times D \quad (9)$$

Como observado anteriormente, o rateio das térmicas (8) tem sinal negativo ("lucros") enquanto o rateio do "consumidor" (9) é positivo ("custo").

Lembrando que  $GT_j = \overline{GT}_j$  para  $j < j^*$ ,  $GT_j = 0$  para  $j > j^*$  (Expressão (5)) e que  $\pi_d = CO_{j^*}$  (Expressão (6)), a Expressão (8) pode ser reescrita como:

$$LT_j = CO_j \times GT_j - \pi_d \times GT_j \quad (10)$$

A Expressão (10) pode ser interpretada de forma bastante intuitiva: cada usina "vende" sua geração  $GT_j$  ao sistema pelo "custo marginal"  $\pi_d$ ; seu lucro é a diferença entre o realizado pela venda,  $\pi_d \times GT_j$ , e o custo próprio de geração,  $CO_j \times GT_j$ .

A existência de lucros para as usinas leva a uma questão interessante. Devido à igualdade das soluções Primal e Dual, sabemos que o rateio (soma da "tarifa"  $\pi_d \times D$  e dos "benefícios"  $\sum_{j=1}^{NT} \pi_{g_j} \times \overline{GT}_j$ ) é igual ao custo total de operação,  $\sum_{j=1}^{NT} CO_j \times GT_j$ . Como as "tarifas"  $\pi_d$  são positivas e os "benefícios"  $\pi_{g_j}$ , negativos, conclui-se que os consumidores pagam mais do que o necessário para cobrir os custos de operação. Isto leva naturalmente à questão da destinação dos "lucros" na operação. Pode ser mostrado que, em condições ótimas de expansão, estes lucros amortizam exatamente os investimentos na construção das usinas.

### 4. OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

A operação de um sistema hidrotérmico, supondo conhecidas as aflúencias no período de planejamento, pode ser formulada como:

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} CO_j GT_{t,j} \\ \text{sujeito a} & && \\ & V_{t+1,i} = V_{t,i} + A_{t,i} - (U_{t,i} + S_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (U_{t,k} + S_{t,k}) \pi_{h_{t,i}} \\ & V_{t+1,i} \leq \overline{V}_i && \pi_{v_{t,i}} \quad (11) \\ & U_{t,i} \leq \overline{U}_i && \pi_{u_{t,i}} \\ & \sum_{i=1}^{NH} \rho_i U_{t,i} + \sum_{j=1}^{NT} GT_{t,j} = D && \pi_{d_t} \\ & GT_{t,j} \leq \overline{GT}_j && \pi_{g_{t,j}} \\ & \forall t=1, \dots, T; \forall i=1, \dots, NH; \forall j=1, \dots, NT \end{aligned}$$

(Note: O conjunto de volumes iniciais  $\{V_{1,i}\}$  é suposto conhecido).

onde:

- $V_{t,i}$  volume armazenado na i-ésima usina hidroelétrica no início o estágio t
- $A_{t,i}$  volume afluente incremental à i-ésima hidroelétrica durante o estágio t
- $U_{t,i}$  volume turbinado pela i-ésima hidroelétrica durante o estágio t
- $S_{t,i}$  volume vertido pela i-ésima hidroelétrica durante o estágio t
- $M_i$  conjunto de usinas imediatamente a montante da i-ésima hidroelétrica
- $\overline{V}_i$  capacidade máxima de armazenamento da i-ésima hidroelétrica
- $\overline{U}_i$  capacidade máxima de turbinamento da i-ésima hidroelétrica
- NH número de usinas hidroelétricas
- $\rho_i$  produtibilidade da i-ésima hidroelétrica

A alocação a custos marginais das unidades térmicas (RBM) correspondente à do problema puramente térmico (4), descrita na Expressão (8):

$$LT_{t,j} = \pi g_{t,j} \times \overline{GT}_j \quad (12)$$

ou, alternativamente, como na Expressão (10):

$$LT_{t,j} = \beta_t CO_j \times GT_j - \pi d_t \times GT_j \quad (13)$$

Seguindo as regras da seção 2, a alocação das hidroelétricas por custos marginais (RBM) é:

$$LH_{t,i} = \pi v_{t,i} \bar{V}_i + \pi u_{t,i} \bar{U}_i \quad (14)$$

Está sendo analisada no âmbito do GCPS/GCOI uma expressão alternativa para a alocação de custos, baseada no "valor de geração" (RVG): valorize a geração hidroelétrica e térmica a cada estágio pelo custo marginal de demanda  $\pi d$ , isto é:

$$LH^*_{t,i} = \pi d_t \times \rho_i U_{t,i} \quad (15)$$

$$LT^*_{t,j} = \pi d_t \times GT_{t,j} \quad (16)$$

Pode-se ver imediatamente a diferença entre (10) e (16), que é a não consideração do custo próprio das térmicas. No caso das hidroelétricas, que tem custo próprio igual a zero, a expressão (15) parece ser intuitiva. Entretanto, pode-se mostrar que a alocação por "valor de geração" (15) não é equivalente à alocação marginal (14). A partir da igualdade Primal-Dual da Expressão (11), tem-se que:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NH} LH^*_{t,i} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NH} \pi h_{t,i} A_{t,i} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NH} LH_{t,i} \quad (17)$$

Em outras palavras, o total alocado pelo "valor de geração" (15) é igual à alocação marginal mais a soma das alocações correspondentes às aflúncias aos reservatórios,  $\pi h_{t,i} \times A_{t,i}$ . Os termos  $\pi h_{t,i} \times A_{t,i}$  têm uma interpretação interessante: eles indicam o valor que a água tem para a produção de energia do "pool", e devem portanto ser creditados aos "donos" da água. Levando-se em consideração que os potenciais de energia hidráulica incluem-se entre os bens da União (Constituição Federal, artigo 21), estes valores indicariam quanto a União deveria cobrar pela concessão dos aproveitamentos, ou qual deveria ser sua participação nas tarifas. Estes valores podem também servir de referência no caso de aproveitamentos múltiplos (por exemplo, produção de energia e irrigação), pois indicam o benefício econômico de se alocar a água para produção de energia.

Além do aspecto de "sobreprego", a alocação RVG (15) pode apresentar algumas distorções. Por exemplo, um reservatório "puro" (sem motorização) colocado a montante de uma cascata de usinas contribui para o aumento da regularização das aflúncias e, portanto, da produção de energia. Entretanto, a regra (15) indica que o reservatório não teria participação na alocação de benefícios. Isto naturalmente desincentivaria a construção de reservatórios de regularização.

TABELA 1

NOME	RVG	RBM
CAMARGOS	0.000887	0.003149
FURNAS	0.029044	0.075765
M.DE MORAIS	0.012700	0.026637
ESTREITO	0.024919	0.006969
JAGUARA	0.015058	0.045343
VOLTA GRANDE	0.010620	0.003198
P.COLOMBIA	0.003945	0.013230
CACONDE	0.001644	0.002435
E.CUNHA	0.002734	0.000933
MARIMBONDO	0.034359	0.022166
A.VERMELHA	0.041593	0.051700
EMBORCAÇÃO	0.023146	0.053110
ITUMBIARA	0.042969	0.046099
C.DOURADA	0.016996	0.005051
S.SIMÃO	0.051786	0.136584
B.BONITA	0.002777	0.006996
A.S.LIMA	0.003381	0.002228
IBITINGA	0.003955	0.002582
PROMISSÃO	0.005380	0.005148
NAVANHADAVA	0.007269	0.002550
I.SOLTEIRA	0.079292	0.041080
JUPIA	0.047069	0.100682
A.A.LAYDNER	0.002500	0.007264
XAVANTES	0.008789	0.008320
L.GARCEZ	0.002449	0.004303
CAPIVARA	0.014077	0.017101
ITAIPU	0.403827	0.243929
G.B.MUNHOZ	0.027009	0.011956
S.SANTIAGO	0.030797	0.012637
S.OSORIO	0.023795	0.011047
P.REAL	0.002396	0.001420
ITAUBA	0.007030	0.000000
G.P.SOUZA	0.004644	0.000000
P.FUNDO	0.008281	0.027773
T.MARIAS	0.000940	0.000000
ITUTINGA	0.001173	0.000339
A.S.OLIVEIRA	0.000768	0.000276

## 5. APLICAÇÕES

O efeito dos diversos aspectos discutidos nas seções anteriores será ilustrado com uma configuração Sul/Sudeste operada ao longo de 60 meses. A Tabela 1 apresenta os rateios RVG e RBM em termos percentuais. Pode-se observar que o RBM valoriza mais a regularização dos reservatórios das usinas de cabeceira (por exemplo, Furnas corresponde a 7,5% do rateio pelo RBM, comparado com 2,9% pelo RVG), enquanto o RVG valoriza mais a geração das usinas (por exemplo, Itaipu corresponde a 40% do rateio pelo RVG, comparado com 24% pelo RBM).

Vale também observar que o total a ser rateado pelo critério RVG é cerca de 3,5 vezes superior ao total a ser rateado pelo critério RBM. Como mostrado na expressão (17), a diferença é devida ao "valor" das aflúncias. O critério RBM, sugere que este valor não deve ser apropriado pelas empresas proprietárias das usinas e sim pela União. Já o critério RVG incorpora a contribuição das aflúncias no valor de geração.

Como discutido nas seções anteriores, sugere-se que o RBM reflète de forma mais adequada a contribuição dos diversos componentes de um sistema de geração hidroelétrico, podendo servir de base para a definição de contratos entre as empresas.

## 6. CONCLUSÕES

A alocação a custos marginais foi comparada com a alocação por "valor de geração", atualmente discutida no âmbito do GCPS/GCOI. Mostrou-se que a alocação por "valor de geração" inclui uma parcela que reflète o benefício das aflúncias, e que não é necessária para cobrir os custos de investimento e operação. Mostrou-se também que a alocação por valor de geração pode não avaliar adequadamente o benefício trazido pela capacidade de regularização dos reservatórios.

Os resultados foram ilustrados com uma configuração do sistema Sul-Sudeste.