

VII
SIMPÓSIO BRASILEIRO
DE RECURSOS HÍDRICOS

FOZ DO
IGUAÇU

26 A 30
NOV 89

A N A I S

Editado pela
Associação Brasileira de Recursos Hídricos
Avenida Hum, s/nº
Cidade Universitária
Ilha do Fundão
Caixa Postal 2754
20001 — Rio de Janeiro RJ

Impresso no Brasil / Printed in Brazil

Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 8º, Foz de Iguaçu, PR,
Nov. 26 - 30, 1989.
Anais do VIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. São
Paulo, ABRH, 1989.
2v.

1. Hidrologia — Congressos 2. Recursos Hídricos -
Congressos 1. Associação Brasileira de Recursos Hídricos.

CDD 551.48063
CDU 556 (061)

PROMOÇÃO

ABRH
Associação Brasileira de Recursos Hídricos

APOIO LOGÍSTICO

DAEE
Departamento de Águas e Energia Elétrica — SP

PATROCÍNIO

CEPEL
Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

DAEE
Departamento de Águas e Energia Elétrica — SP

DNAEE
Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DNOCS
Departamento Nacional de Obras Contra as Secas

ELETRORÁS
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ITAIPÚ BINACIONAL

EFEITO DAS TARIFAS A CUSTO MARGINAL NO PLANEJAMENTO E
OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

por

Boris G. Gorenstin¹, Joari P. Costa¹, N.M. Campodónico¹
Jerson Kelman^{1,2}
Mario V.F. Pereira^{1,3}

RESUMO -- Neste artigo é apresentada uma metodologia baseada na teoria marginalista para rateio dos custos e benefícios associados ao planejamento e operação do sistema elétrico. Este rateio fornece indicadores necessários aos agentes produtores para expansão e operação ótimas e garante a maximização dos benefícios individuais de cada agente.

INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro vem há alguns anos realizando-se de forma coordenada e integrada entre as diversas empresas do setor. A otimização dos recursos disponíveis e a racionalização da operação tem proporcionado uma economia substancial ao País.

Neste trabalho é abordada uma metodologia, baseada na teoria marginalista, para rateio dos custos e benefícios destas atividades. Este rateio é tal que fornece indicadores necessários aos agentes produtores para expansão e operação ótimas e garante a maximização dos benefícios individuais de cada participante da coalizão. A adoção deste rateio possibilita a formação de modelos organizacionais cooperativistas descentralizados de participação voluntária.

É apresentado um caso exemplo com uma configuração sul-sudeste (37 usinas) operada ao longo de 60 meses com a série hidrológica referente ao período crítico da região sudeste (1952-1956).

¹Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL - RJ

²COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro - RJ

³Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - RJ

CUSTOS MARGINAIS

O custo marginal de produção de energia elétrica tem sido utilizado tanto em estudos de planejamento (comparação de projetos alternativos de reforço, estudos de postergação de obras, etc.), como na determinação de estruturas tarifárias baseadas na teoria marginalista.

Como consequência o cálculo do custo marginal torna-se cada vez mais uma questão de grande importância. Os conceitos de custo marginal de curto prazo e longo prazo fornecem duas alternativas para obtenção do custo marginal associado a produção de energia elétrica.

O custo marginal de curto prazo é dado pela derivada do custo de operação (custo de combustível mais penalizações pela interrupção de suprimento) em relação a variações incrementais da demanda, respeitando-se, porém, as restrições do problema (Conservação de energia, Balanço hídrico, etc.). (Schweppe, Caramanis).

O custo marginal de longo prazo é dado pela derivada do custo de investimento e operação do sistema elétrico em relação a variações incrementais da demanda, respeitando-se as restrições do problema, ou seja, o custo marginal de longo prazo considera que as capacidades dos agentes produtores podem variar para atender a uma unidade adicional da demanda, enquanto o custo marginal de curto prazo mede a variação do custo da operação devido a um incremento da demanda (capacidades fixas).

A seguir é analisado um modelo linear de produção, onde se deriva o custo marginal.

CONCEITOS BÁSICOS

Seja um modelo de produção dado por: (Pereira, Gorenstin, Alvarenga)

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

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 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,

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

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:

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

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

Pode-se ver que a alocação a custos marginais (3) é completa, isto é, rateia totalmente os benefícios (os valores das funções objetivos dos problemas primal e dual são iguais - teorema da dualidade de programação linear). Mais importante, a alocação (3) é estável, isto é, o lucro que cada participante recebe como membro do "pool" é maior ou igual ao que ele receberia isoladamente ou associado com qualquer "sub-pool". Finalmente, a alocação é eficiente, pois leva ao uso mais econômico dos recursos disponíveis.

Uma demonstração das características do rateio associado a modelos lineares de produção pode ser encontrada em Owen.

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

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_{j=1}^{NT} CO_j \cdot GT_j \\ & \text{sujeito a} \end{aligned} \quad \begin{array}{l} \text{Variáveis} \\ \text{Duais} \\ \tau_d \end{array} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^{NT} GT_j = D$$

$$GT_j \leq \overline{GT}_j \quad \pi g_j$$

$$\forall j = 1, \dots, NT$$

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,

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

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.

Segundo as regras de alocação a custo marginal definidas anteriormente, a remuneração das térmicas e o valor da tarifa paga pelo consumidores são dados por:

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

$$LD = \pi d \times D \quad (9)$$

Lembrando que $GT_j = \overline{GT}_j$ para $j < j^*$, $GT_j = 0$ para $j > j^*$, e que $\pi d = CO_{j^*}$ 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" πd ; 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" $\sum_{j=1}^{NT} \pi g_j \times GT_j$) é igual ao custo total de operação, $\sum_{j=1}^{NT} CO_j \times GT_j$.

Como as "tarifas" πd são positivas e os "benefícios" πg_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. Será visto em seguida que eles são utilizados para amortizar os investimentos na construção das usinas.

EXPANSÃO DE SISTEMAS TÉRMICOS - RECURSOS ILIMITADOS

Vamos formular agora um problema de expansão da capacidade ao longo de T períodos:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} (CI_j \times \overline{GT}_{t,j} + CO_j \times GT_{t,j})$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^{NT} GT_{t,j} = D_t \quad \pi d_t \quad (11)$$

$$GT_{t,j} - \sum_{\tau=1}^t \overline{AGT}_{\tau,j} \leq 0 \quad \pi g_{t,j}$$

$$\forall t = 1, \dots, T; \quad \forall j = 1, \dots, NT$$

onde T período de planejamento

β_t taxa de atualização

$\overline{\Delta GT}_{t,j}$	capacidade adicional de usina do tipo j construída no estágio t
CI_j	custo unitário de investimento para usina do tipo j
D_t	demanda no período t
$CT_{t,j}, GT_{t,j}$	definidos anteriormente.

Pode-se observar que o único "recurso" no lado direito das equações do Problema (11) é a demanda. Pela igualdade Primal-Dual, isto implica que a soma das tarifas é igual à soma dos custos atualizados de investimento e operação:

$$\sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} (CI_j \times \overline{\Delta GT}_{t,j} + CO_j \times GT_{t,j}) = \sum_{t=1}^T \pi d_t \times D_t \quad (12)$$

Se estendermos o Problema de Operação (4) para múltiplos estágios, e aplicarmos a igualdade Primal-Dual, veremos que

$$\sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} CO_j \times GT_{t,j} = \sum_{t=1}^T \pi d_t \times D_t + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} \pi g_{t,j} \overline{GT}_{t,j} \quad (13)$$

Substituindo (13) em (12), tem-se

$$\sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} CI_j \times \overline{\Delta GT}_{t,j} + \sum_{t=1}^T \pi d_t \times D_t + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} \pi g_{t,j} \overline{GT}_{t,j} = \sum_{t=1}^T \pi d_t \times D_t \quad (14)$$

Eliminando os termos em comum e rearrumando a Expressão, obtém-se

$$- \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} \pi g_{t,j} \overline{GT}_{t,j} = \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} CI_j \times \overline{\Delta GT}_{t,j} \quad (15)$$

Pode-se concluir portanto que nas condições do Problema (11) os "lucros" detetados no problema de operação são utilizados para realizar o plano de expansão de custo mínimo. Note-se ainda que a taxa de atualização β_t pode refletir a taxa de remuneração desejada pelo setor elétrico (p.ex. 10% ao ano). Em outras palavras, a tarifação marginal ofereceria os incentivos necessários e suficientes para a expansão e operação ótimas. A demonstração acima só é válida se o custo marginal de demanda do

problema de expansão (11) (conhecido como custo marginal de longo prazo) for igual ao custo marginal de demanda do problema de operação (4) (conhecido como custo marginal de curto prazo) quando são construídas as capacidades ótimas. Note que os dois custos marginais à primeira vista medem aspectos bem diferentes: o custo marginal de longo prazo mede a variação de toda expansão (investimento mais operação) quando há um incremento de demanda; o de curto prazo mede a variação do custo de operação (as capacidades são fixas) quando há incremento de demanda.

Se entretanto houver limites na construção de usinas, é possível demonstrar que as tarifas a custo marginal excedem a remuneração dos custos de investimento e operação da expansão ótima. A operação de sistemas hidroelétricos será discutida a seguir.

OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

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

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{j=1}^{NT} CO_j \times GT_{t,j}$$

sujeito a

$$V_{t+1,i} = V_{t,i} + A_{t,i} - (U_{t,i} + S_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (U_{t,k} + S_{t,k}) \quad \pi h_{t,i}$$

$$V_{t+1,i} \leq \bar{V}_i \quad \pi v_{t,i} \quad (16)$$

$$U_{t,i} \leq \bar{U}_i \quad \pi u_{t,i}$$

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i U_{t,i} + \sum_{j=1}^{NT} GT_{t,j} = D_t \quad \pi d_t$$

$$GT_{t,j} \leq \overline{GT}_j \quad \pi g_{t,j}$$

$$V_t = 1, \dots, T; V_i = 1, \dots, NH; V_j = 1, \dots, NT$$

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

onde $V_{t,i}$ volume armazenado na i-ésima usina hidroelétrica no início do estágio t

$A_{t,i}$	volume afluente incremental à i-ésima hidroelétrica durante o estágio t
$U_{t,i}$	volumé 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
\bar{V}_i	capacidade máxima de armazenamento da i-ésima hidroelétrica
\bar{U}_i	capacidade máxima de turbinamento da i-ésima hidroelétrica
NH	número de usinas hidroelétricas
ρ_i	produtibilidade da i-ésima hidroelétrica (suposta constante)

A alocação a custos marginais das unidades térmicas é equivalente ao problema puramente térmico (4), descrito na Expressão (8):

$$LT_{t,j} = \pi g_{t,j} \times \bar{G}T_j \quad (17)$$

ou, alternativamente, como na Expressão (10):

$$LT_{t,j} = \beta_t CO_j \times GT_j - \pi d_t \times GT_j \quad (18)$$

A alocação das hidroelétricas é dada por:

$$LH_{t,i} = \pi v_{t,i} \bar{V}_i + \pi u_{t,i} \bar{U}_i \quad (19)$$

O valor da água é dado por:

$$LA_{t,i} = \pi h_{t,i} A_{t,i} \quad (20)$$

O termo $\pi h_{t,i} A_{t,i}$ 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. Supondo, por exemplo, que a vazão nos rios pertença à União (como é a disposição constitucional atual), 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. Devido a este fator, as tarifas pagas pelos consumidores em um sistema hidrotérmico excedem ao custo de investimento e operação.

APLICAÇÕES

O efeito dos diversos aspectos discutidos nas seções anteriores será ilustrado com uma configuração Sul-Sudeste (37 usinas) operada ao longo de 60 meses com a série hidrológica referente ao período crítico da região sudeste. Uma única classe térmica (deficit) com capacidade infinita e custo incremental de 1/mw médio foi acoplada a este sistema.

Na tabela 1 encontram-se as usinas consideradas, suas respectivas alocações(LH) é mostrado também o valor da água (LA).

NOME	LH	RATEIO(%)	LA
Camargos	13585.8	0.31	272421.3
Furnas	326848.9	7.57	1485062.3
M. de Moraes	114910.9	2.66	144607.7
Estreito	30062.5	0.69	30428.2
Jaguara	195607.2	4.53	12228.3
Volta Grande	13797.3	0.31	96104.8
P. Colombia	57072.4	1.32	135328.1
Caconde	10504.4	0.24	100100.9
E. Cunha	4025.5	0.09	62377.9
Marimondo	95621.9	2.21	504410.0
A. Vermelha	223031.8	5.17	188746.9
Emborcação	229116.7	5.31	830167.4
Itumbiara	198868.2	4.61	1282703.4
C. Dourada	21789.9	0.50	57854.5
S. Simão	589220.6	13.65	613383.2
B. Bonita	30182.1	0.69	402268.9
A.S. Lima	9611.6	0.22	35354.3
Ibitinga	11139.0	0.25	68992.8
Promissão	22208.0	0.51	77219.0
N. Avandava	11001.5	0.25	28852.4
I. Solteira	177216.1	4.10	622436.1
Jupia	434337.1	10.06	178765.7
A.A. Laydner	31334.6	0.72	229358.7
Xavantes	35893.4	0.83	108584.0
L. Garcez	18562.7	0.43	65405.8
Capivara	73771.9	1.71	323961.5
Itaipu	1052301.0	24.39	954269.6
G.B. Munhoz	51579.9	1.19	778588.3
S. Santiago	54516.0	1.26	235949.4
S. Osorio	47654.7	1.10	12282.4
P. Real	6125.7	0.14	111417.2
Itauba	0.0	0.0	18829.9
G.P. Souza	0.0	0.0	67187.2
P. Fundo	119811.6	2.77	0.0
T. Marias	0.0	0.0	13595.7
Itutinga	1463.5	0.03	2423.0
A.S. Oliveira	1192.2	0.02	1974.0
TOTAL	4.3 X 10 ⁶		10.1 x 10 ⁶

Custo de Operação: 3.1 x 10⁶

Tarifas: 1.7 x 10⁶

Tabela 1 - Caso Exemplo

Neste exemplo verifica-se que o custo total de operação é da ordem de 3.1 x 10⁶. Os consumidores no entanto pagam uma tarifa de 17.5 x 10⁶. A diferença é utilizada para remunerar os investimentos dos aproveitamentos (4.3 x 10⁶ - 24,6% do total das tarifas), e para remunerar a água como fator de produção de energia (10.1 x 10⁶ - 57.7% do total das tarifas).

A coluna rateio refere-se a relação entre a remuneração do aproveitamento e o total da remuneração dos investimentos nos aproveitamentos.

CONCLUSÕES

Foi apresentada uma metodologia para rateio dos custos e benefícios associados ao planejamento e operação do sistema elétrico, que produz uma alocação completa, estável e eficiente.

Demonstrou-se que no caso de sistemas térmicos com recursos ilimitados a tarifa paga pelos consumidores é igual ao custo de investimento e operação do sistema, enquanto que em sistemas hidrotérmicos, as tarifas sempre excedem aos custos de investimento e operação do sistema, a diferença deve-se ao valor da água para a produção de energia.

A metodologia apresentada pode ser estendida para o caso estocástico, onde é possível representar a incerteza associada afluências futuras ao sistema.

REFERÊNCIAS

- SCHWEPPE, F.C., CARAMANIS M.C., TABORS R.D., BOHN R.E., "Spot Pricing of Electricity", Kluwer Academic Press.
- OWEN G., "On the Core of Linear Production Games" Mathematical Programming (9) 1975 pg 358-370.
- PEREIRA, M.V.F., GORENSTIN B.G., ALVARENGA STENIO, "Cálculo do Custo Marginal de Produção de Energia em Sistemas Hidrotermoelétricos levando-se em consideração a rede de transmissão, a ser apresentado no X SNTPEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) Grupo X - Tema 3.
- PEREIRA M.V.F., Costa J.P., CAMPODÓNICO N.M. e GORENSTIN B.G., "Modelo de Expansão da Capacidade de Geração de um Sistema Hidrotérmico". VII Simpósio Brasileiro de Hidrologia e Recursos Hídricos, Anais 1, pg. 480-496 - Salvador, Bahia, 1987.