

CONSTRUÇÃO DE CURVA DE DEMANDA ECONÔMICA PARA A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: o caso da usina hidrelétrica de Queimado

Bruno Goulart de Freitas Machado¹ & Oscar de Moraes Cordeiro Netto²

RESUMO --- Este trabalho tem o intuito de construir procedimento metodológico para obtenção de curva de demanda econômica para o uso da água na produção de energia elétrica. Para servir como caso de estudo, optou-se pela bacia do rio Preto (DF/GO/MG), devido à potencial competição pelo uso da água entre a usina hidrelétrica de Queimado e a irrigação sob pivô-central nessa região, notadamente a montante de seu reservatório. Tal cenário induz ao desenvolvimento de ferramental analítico calcado em bases econômicas para apoiar estratégias de gestão de recursos hídricos naquela região. A disponibilização de uma curva de demanda para a geração de energia traz um ferramental analítico de grande potencial para o decisor e planejador públicos, uma vez que apresenta valores para o benefício marginal pela utilização do recurso hídrico em consonância com a disponibilidade hídrica local. Essa prerrogativa, combinada com o uso de demais ferramentas de simulação e técnicas de programação matemática, incrementa o cabedal de instrumentos disponíveis para práticas de gestão e planejamento em recursos hídricos e pode aperfeiçoar o desenvolvimento de metodologias que levem em consideração o valor econômico da água em conformidade com a sua ocorrência estocástica.

ABSTRACT --- This work aims to propose methodological process in order to construct economic demand curve for the water use of energy production. As case study, the rio Preto basin was chosen due to its particular characteristic of presenting potential competition for water as a result of the existence of two conflicting uses: energy generation in the hydroelectric plant of Queimado and consumptives uses for irrigation upstream of this reservoir. Hence, the construction of an economic demand curve for energy production provides an additional support instrument for the public decision-making process of water management since it presents marginal benefits for water use directed related to the total amount of water available in that site. This prerogative, combined with additional techniques, as simulation and mathematical programming, enhances the availability of tools available for water planning and management and may improve methodological processes in which water economic value is considered accordingly with its stochastic occurrence.

Palavras-Chave: Demanda Econômica, Geração de Energia Elétrica, NEWAVE.

¹ Mestre em Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos pela Universidade de Brasília - UnB. E-mail: brgoulart@gmail.com.

² Professor Adjunto da Universidade de Brasília. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. Faculdade de Tecnologia – Prédio SG 12 – Térreo. Campus Universitário – Asa Norte. 70910-900, Brasília, DF. E-mail: cordeiro@unb.br.

INTRODUÇÃO

O atual modelo de regulação do setor elétrico brasileiro determina que um agente – o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – administre a geração de energia de cada usina que compõe o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN representa o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por múltiplos agentes e empresas do setor público e privado, presentes nas cinco grandes regiões do país³.

A busca por eficiência na operação de um sistema do porte do SIN, com um grande número de usinas localizadas em diversas bacias hidrográficas do país, faz com que haja uma interdependência operativa entre todas as fontes de produção de energia. Com efeito, a operação de uma usina hidrelétrica, localizada em cascata, em uma bacia hidrográfica onde haja mais usinas presentes, depende da regra operativa atribuída à usina de montante, ao mesmo tempo em que sua operação afeta, de maneira análoga, as usinas localizadas a jusante.

O ONS centraliza o despacho ótimo de geração⁴ de cada usina utilizando um modelo de otimização chamado NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados). Tal otimização é função do custo unitário do déficit de energia, do custo operativo das termelétricas disponíveis, das informações sobre a disponibilidade hídrica atual (volume acumulado nos reservatórios) e das afluições e demandas previstas futuramente (Moreira *et al.*, 2003).

A usina hidrelétrica de Queimado, localizada na baça do rio Preto (ver Figura 1), está inserida no Sistema Interligado Nacional e, portanto, integra um dos sub-sistema de energia elétrica do país. A formação de preços nesses sub-sistema se dá por meio de simulações do modelo NEWAVE. De acordo com a metodologia desse modelo, os custos marginais de operação consistem numa boa referência para o valor da água, uma vez que os mesmos refletem o custo de oportunidade de se utilizar a água estocada nos reservatórios das usinas em detrimento do acionamento de usinas

³ Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados, principalmente, na região amazônica (ONS, 2008a).

⁴ Resultado da aplicação de um conceito centralizado de despacho que visa a maximizar a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, minimizando o vertimento de água ou, de modo equivalente, minimiza o custo de operação das usinas, internalizando o risco hidrológico.

térmicas, essa análise sendo feita dentro do horizonte de planejamento do modelo, qual seja, cinco anos.

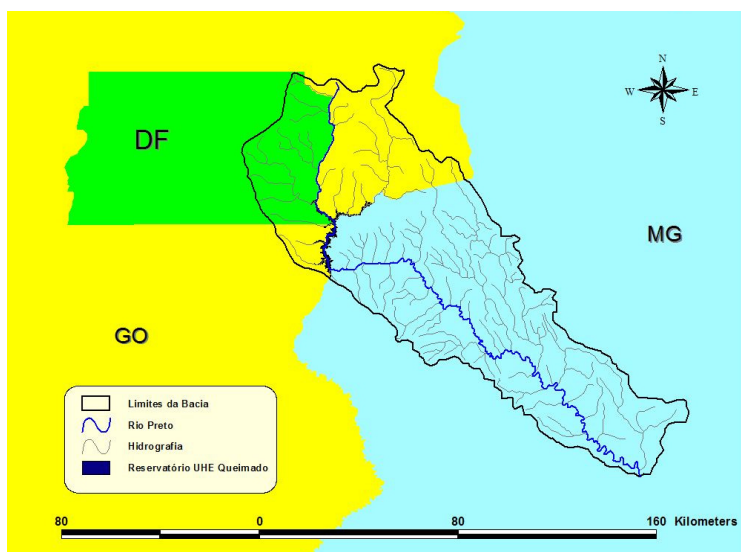


Figura 1 – Mapa Hidrográfico-Político da Bacia do Rio Preto

A operação hidrotérmica do sistema brasileiro maximiza a utilização intertemporal da energia acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ou, de maneira equivalente, minimiza o custo de operação das usinas, internalizando o risco hidrológico. Moreira *et al.* (2003) comentam que, além do despacho-ótimo de cada usina, o modelo vigente calcula o *Custo Marginal de Operação* (CMO), que é o preço da energia no mercado à vista (também chamado preço *spot*). Esse preço reflete as condições de escassez de curto prazo de energia nos reservatórios. Dessa forma, pretende-se utilizá-lo, neste trabalho, como a estimativa do valor econômico da água para o uso na geração de energia elétrica⁵.

OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é discutir e avaliar o valor econômico da água, na condição desse bem como insumo para o processo de produção de energia elétrica. Nesse sentido, buscar-se-á construir procedimento *ad hoc* contendo as etapas referentes à construção de uma curva de demanda de água

⁵ Ressalta-se que há externalidades de ordem econômica e ambiental não embutidas nesse preço. Para se avaliar o real valor econômico da água seria necessário incluir o custo gerado para outras atividades econômicas e para a sociedade em decorrência da alocação do recurso hídrico para a produção de energia.

para a geração de energia, utilizando, como caso de estudo, a usina hidrelétrica de Queimado, localizada na bacia do rio Preto (DF/GO/MG). Ao final, pretende-se discutir e avaliar o valor econômico da água para a produção de eletricidade, consoante com o atual modelo de planejamento adotado pelo setor elétrico brasileiro, de forma que práticas futuras de gestão e planejamento, visando a atender a prerrogativa de atender à multiplicidade de usos possíveis da água, possam incorporar o uso dessa ferramenta como um instrumento cuja principal característica é a de promover a sinalização do valor da água em conformidade com a sua ocorrência estocástica.

MARCO TEÓRICO-CONCEITUAL

Os principais desafios impostos à operação de sistemas hidrotérmicos são a aleatoriedade natural do fenômeno hidrológico e o limite físico da capacidade de armazenamento dos reservatórios. Essa relação evidencia a importância que uma decisão tomada no presente tem sobre as condições operativas futuras e está diretamente relacionada com o custo da energia gerada ao longo do tempo. A questão de usar a água hoje, ou estocá-la para o futuro, implica em um *trade-off* entre os custos imediato e futuro de operação do sistema. Tal relação é ilustrada na Figura 2.

O ponto ótimo de utilização da água estocada nos reservatórios corresponde àquele que minimiza o somatório das funções de custo imediato (*FCI*) e futuro da operação (*FCF*). Matematicamente, esse ponto representa a igualdade entre as derivadas dessas duas funções com respeito à quantidade de água armazenada. A essas derivadas dá-se o nome de *valor da água* (veja Figura 2).

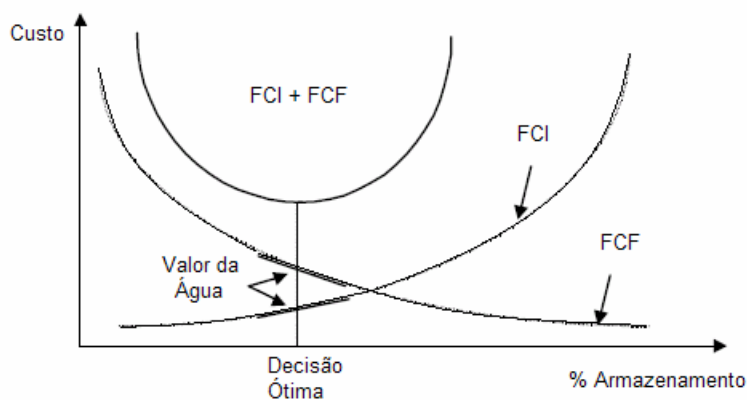


Figura 2 - Decisão Ótima de Operação de Sistemas Hidrotérmicos

O objetivo da operação é, portanto, minimizar o somatório dos custos imediatos e futuros. Essa soma compõe a função-objetivo desse problema, o qual também está sujeito a cinco restrições principais (Pereira e Pinto, 1985; Pereira, 1989):

$$F_t(s_t, q_{t-1}) = E_{q_t | q_{t-1}} \left\{ \min_{r_t} [f_t(s_t, q_t, r_t) + F_{t+1}(s_{t+1}, q_t)] \right\} \quad (1)$$

Sujeito a

$$s_{t+1} = s_t + q_t + C(r_t + l_t) - e_t(s_t) - d_t \quad (2)$$

$$s_{t+1, \min} \leq s_{t+1} \leq s_{t+1, \max} \quad (3)$$

$$r_{t, \min} \leq r_t \leq r_{t, \max} \quad (4)$$

$$g_{t, \min} \leq g_t \leq g_{t, \max} \quad (5)$$

$$\sum_k^{I+J} g_t(k) + y_t = d_t \quad \forall k \in (1, \dots, I+J) \quad (6)$$

onde $f_t(s_t, q_t, r_t)$ é a função de custo imediato e $F_{t+1}(s_{t+1}, q_t)$ a de custo futuro; s_t representa o volume armazenado no início da análise; E é o valor esperado para a afluência q_t , dado que se dispõe do valor observado no passo de tempo anterior q_{t-1} ; l_t compõe o vetor de vertimentos de cada usina hidrelétrica; C é a matriz de conectividade (em que $C_{j,k} = 1(-1)$ quando o reservatório j recebe (libera) água de (para) o reservatório k); e_t é o vetor de perdas por evaporação; d_t representa as demandas requeridas ao sistema; $s_{t+1, \min}$ e $s_{t+1, \max}$ são os vetores de armazenamento mínimo e máximo respectivamente; $r_{t, \min}$ e $r_{t, \max}$ correspondem aos vetores de capacidade mínima e máxima de engolimento das turbinas respectivamente; r_t é o vetor de vazão turbinada em cada usina; $g_t(k)$ indica a energia gerada na k -ésima unidade de produção (térmica ou hidráulica); I e J são, respectivamente, o número total de térmicas e hidrelétricas existentes; e y_t representa o vetor que contabiliza o déficit de energia.

A solução das Equações de 1 a 6 pressupõe a análise, para cada estágio de tempo, de todos os valores atribuíveis às variáveis de estado (armazenamento) (Figura 3). Caso seja atribuído um grande número de estados, somado à multiplicidade de reservatórios existentes em casos práticos da realidade, a resolução das mesmas incorre no expressivo número de combinações que deveriam ser analisadas para obtenção da solução-ótima para o problema.

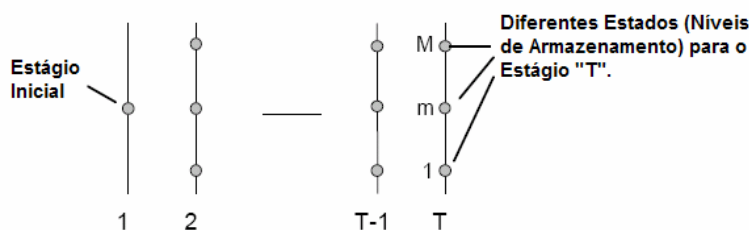


Figura 3 – Discretização da Operação de um Reservatório em Estados e Estágios

O problema da dimensionalidade é atenuado no NEWAVE pela adoção da técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) ⁶. O algoritmo da PDDE estabelece um esquema iterativo para a solução do problema em questão, o qual é organizado em duas fases: (i) uma otimização recursiva e (ii) uma simulação progressiva. A etapa recursiva processa-se no sentido contrário, começando do último passo de tempo T e prosseguindo até o estágio inicial $t=1$.

Primeiramente, assume-se um determinado conjunto de estados iniciais para o armazenamento – por exemplo, 100%, 90%, 20% - e, como ainda não se conhece o valor real do custo futuro, assume-se também que este é igual a zero. Em seguida resolve-se o problema de programação linear disposto nas Equações de 1 a 6, para os respectivos níveis de estado estabelecidos. Essa resolução é feita para tanto quantos forem os estados escolhidos no estágio de tempo T . Ademais, em face da incerteza atrelada à variável afluência em cada estágio de tempo, o problema de otimização é solucionado para k diferentes cenários, conforme ilustrado na Figura 4. O valor esperado para o custo de operação em M será, por conseguinte, a média dos valores obtidos a partir dos k número de cenários considerados (Pereira, 1989).

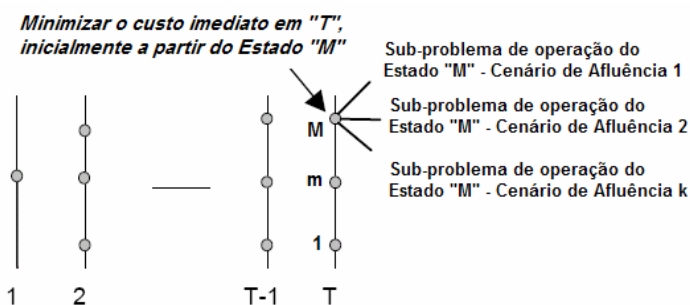


Figura 4 – Considerações sobre o Cálculo do Custo Operativo em cada Estado

⁶ Essa técnica baseia-se no princípio da decomposição de Benders. A mesma encontra-se detalhadamente explicada em Pereira e Pinto (1985) e Pereira (1989).

Associado às soluções básicas factíveis das variáveis de estado, sabe-se, da teoria de programação linear, que se podem obter vetores referentes à solução dual do mesmo problema de otimização. A esses vetores, dá-se o nome de *multiplicadores de Lagrange*. Na solução-ótima, o vetor de variáveis duais contém uma medida da dependência da função-objetivo com relação às variações do vetor-recurso. Atribuindo-se uma interpretação econômica à solução dual, essa medida é também designada de *preço sombra* ou *custo de oportunidade*.

A solução dual indica a alteração no custo de operação do sistema em relação a uma variação marginal das respectivas variáveis de decisão do problema primal (neste caso, o armazenamento) no estágio de tempo imediatamente subsequente. Na Figura 5, ilustra-se, graficamente, o valor da ordenada referente ao custo operativo em M , bem como a derivada deste em relação à variável de estado armazenamento.

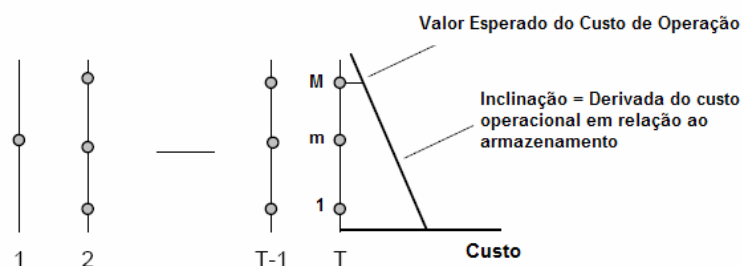


Figura 5 - Cálculo do Primeiro Segmento da Função de Custo Futuro

Na Figura 6, ilustra-se o mesmo procedimento para os demais estados pertencentes ao estágio T . O conjunto dessas soluções resulta num formato preliminar para a função de custo futuro em T . Frisa-se que a função de custo futuro construída nessa primeira etapa iterativa do problema consiste em um limite inferior da solução ótima do mesmo (Pereira, 1989). Com efeito, uma vez obtida uma solução factível em T , resolve-se o mesmo problema para os demais passos de tempo anteriores, $T-1$, $T-2$, ..., $t=1$.

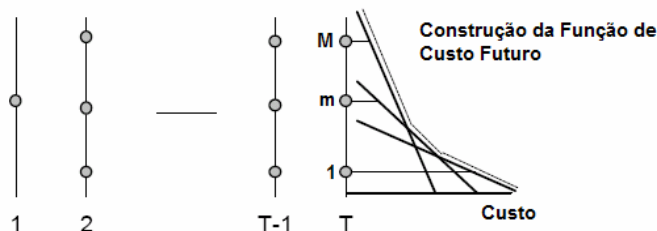


Figura 6 – Esquema de Construção da Função de Custo Futuro

De acordo com Pereira e Pinto (1985), o fato de se ter o valor da derivada calculado em apenas alguns estados selecionados, e não em todas as possibilidades resultantes de uma abordagem puramente estocástica, possibilita a aproximação da função de custo futuro a um menor esforço computacional. A metodologia empregada no NEWAVE prevê, ainda na etapa recursiva do problema, o cálculo de um sistema equivalente de armazenamento entre as usinas, com agregação dos reservatórios de água de cada subsistema⁷ em um único reservatório de energia, reduzindo-se, assim, o número de variáveis de estado do problema.

A fase de simulação progressiva implementa uma rotina de otimização de Monte Carlo, com a incorporação de modelo estocástico de simulação de séries hidrológicas. Para cada estágio de tempo, é feita uma simulação da operação do sistema de acordo com o objetivo disposto na Equação 1 e em consonância com as funções de custo futuro estimadas previamente na etapa anterior (otimização recursiva). A simulação progressiva constitui um limite superior para a solução ótima do problema em questão. As duas fases – otimização recursiva e simulação progressiva - são processadas seqüencialmente até que a diferença entre os custos da operação hidrotérmica calculados em ambas seja inferior a uma determinada tolerância previamente estabelecida (Pereira, 1989).

METODOLOGIA

A metodologia proposta neste artigo envolveu a construção de um procedimento analítico, o qual teve como principal premissa a utilização de resultados de uma simulação ordinária do modelo NEWAVE e, a partir dessas informações, analisa-las e ordena-las visando a confeccionar, ao final, curvas que expressem o benefício marginal da água para a produção de energia. Essas curvas, por sua vez, podem ser utilizadas em estudos de planejamento no uso do recurso hídrico na bacia do rio Preto com a vantagem de conterem uma sinalização para o valor da água em consonância com a sua ocorrência estocástica.

⁷ Os subsistemas considerados nesse modelo correspondem às regiões geográficas brasileiras, sendo que o Centro-Oeste e o Sudeste compõem um único subsistema. Os referidos autores destacam que, do ponto de vista teórico, a referida agregação é razoável apenas a sistemas com grande capacidade de regularização e em bacias que apresentem regimes hidrológicos homogêneos.

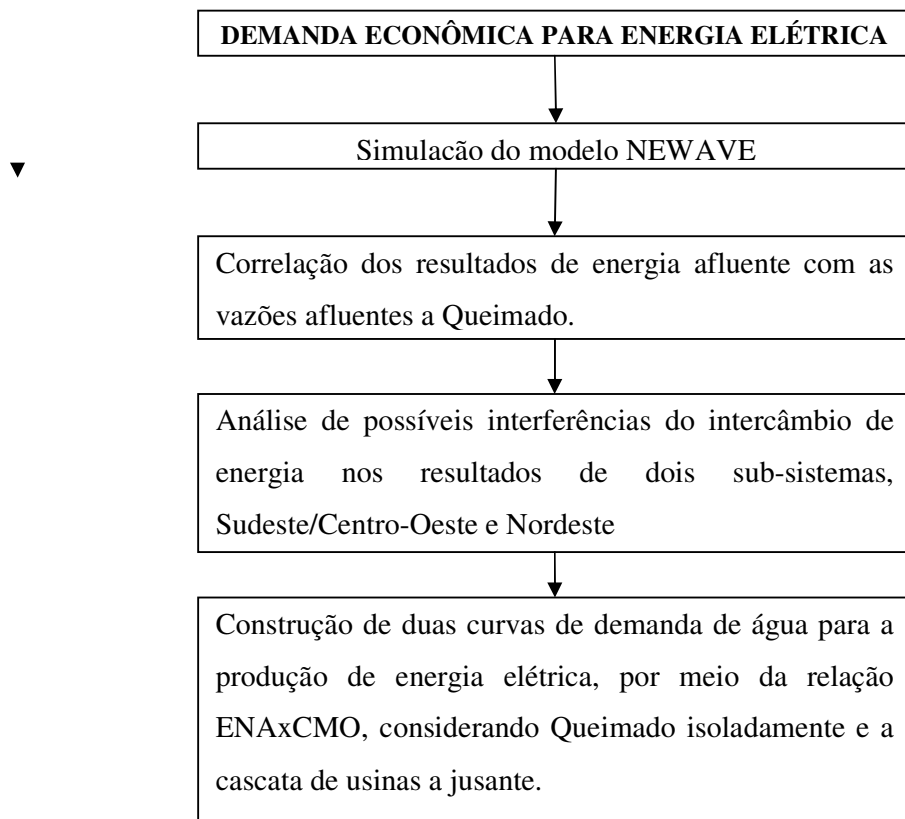


Figura 1 – Fluxograma da Metodologia Proposta

DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO E RESULTADOS

Embora a UHE Queimado detenha uma pequena participação na matriz de usinas hidráulicas do país, a estratégia de se aferir o valor da água para essa usina foi a de se obter uma rodada do NEWAVE, e correlacionar as variáveis Energia Natural afluyente (ENA) e Custo Marginal de Operação (CMO) com vistas a se obter uma curva em um formato próximo ao esperado de uma curva de demanda clássica, comumente encontrada nos livros de microeconomia⁸.

⁸ Para tanto, optou-se por estabelecer contato junto ao ONS para obter-se uma simulação ordinária do modelo NEWAVE feita por aquele Operador. Como resposta, obteve-se os resultados referentes ao programa operativo do mês de agosto de 2008, ou seja, o mês inicial do período de estudo foi agosto de 2008, e, o último, dezembro de 2012.

A ENA consiste na vazão natural que chega a cada reservatório, valorada pela produtibilidade média de cada usina⁹. A ENA de um subsistema é o somatório do produto entre a vazão afluyente e a produtibilidade acumulada de uma cascata de usinas, esta última entendida como sendo o somatório das produtibilidades de todos os aproveitamentos hidrelétricos pertencentes ao conjunto de bacias hidrográficas que compõem esse subsistema. O parâmetro CMO exprime o custo incremental da operação do sistema associado a uma variação marginal de carga (demanda de energia) do mesmo.

Análise para o sub-sistema Sudeste/Centro-Oeste

Nesta etapa do trabalho, a primeira medida adotada foi a de arranjar os dados de ENA e CMO em planilhas do *Microsoft Excel*[®], com o intuito de avaliar a relação existente entre essas variáveis¹⁰. Mostra-se na Figura 5 a correlação obtida entre ENA e CMO para o sub-sistema Sudeste/Centro-Oeste, a qual contém os valores médios anuais dos prognósticos feitos para o ano de 2009. Esse resultado é produto da simulação feita com o histórico de vazões naturais observadas entre os anos de 1931 a 2006.

Como se pode notar da Figura 5, há uma relação indireta entre ENA e CMO, com coeficiente de correlação (r) igual a -0,71. Em uma primeira avaliação, procurou-se adotar a própria curva disposta na Figura 5 como sendo uma aproximação para o valor da água turbinada em Queimado. Para que essa prerrogativa pudesse ser mais consistente, investigou-se a correlação existente entre a ENA da região Sudeste/Centro-Oeste com as vazões naturais afluentes a Queimado¹¹. Caso essa relação apresentasse forte correlação, esse fato reforçaria a premissa de que seria válido transpor diretamente o resultado da simulação do sub-sistema Sudeste para a usina em questão.

⁹ Produtibilidade média indica a taxa média de conversão do turbinamento em energia, considerando os rendimentos do grupo turbina-gerador, para uma dada altura equivalente do reservatório, a qual é considerada como sendo constante e igual a 65% do enchimento do volume útil. Altura equivalente é a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontadas as perdas hidráulicas (ONS, 2008b).

¹⁰ Os resultados para o CMO no NEWAVE são disponibilizados em termos de três patamares de carga: leve, média e pesada. Esses patamares correspondem à variação da demanda de energia que ocorre durante um dia, sendo que, neste trabalho, utilizaram-se sempre os resultados referentes ao patamar médio de demanda.

¹¹ A série de vazões naturais de Queimado foi obtida de ONS (2008a).

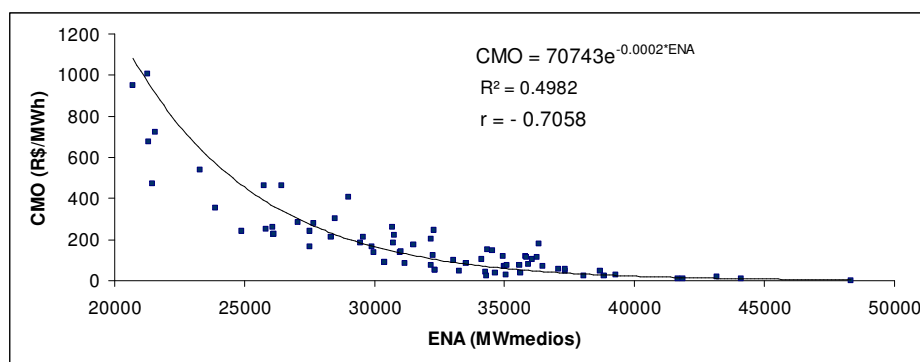


Figura 5 – Custo Marginal de Operação para a Região Sudeste e Centro-Oeste

Entretanto, o resultado disposto na Figura 6 mostra que, embora Queimado faça parte do bloco de energia da região Sudeste, é baixa a correlação existente entre o regime hidrológico da bacia do rio Preto e a média das vazões observadas nos rios mais importantes em termos de produção de hidroeletricidade dessa região do Brasil. Essa constatação se deve, em grande medida, ao fato de o rio Preto ser uma afluente da região hidrográfica do São Francisco e, portanto, deter um regime hidrológico distinto de outras bacias importantes localizadas em latitudes mais altas, tais como as dos rios Tietê e Paranapanema, por exemplo.

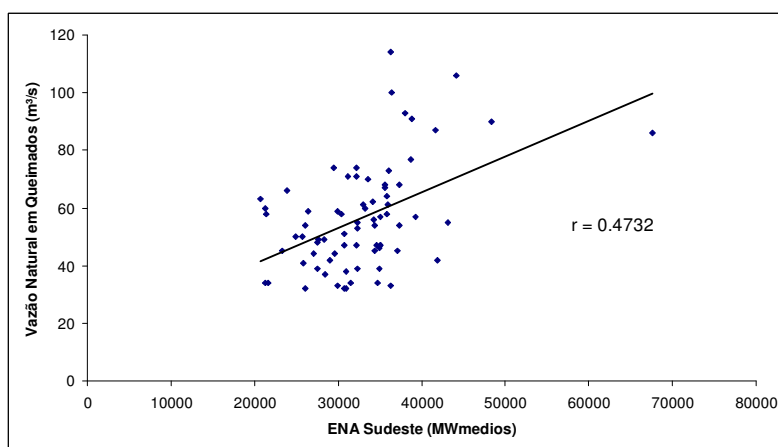


Figura 6 – Correlação entre ENA Sudeste/Centro-Oeste e as Vazões Naturais em Queimado

Análise para o sub-sistema Nordeste

A conclusão a que se chegou no item anterior levou à hipótese de que as vazões naturais em Queimado pudessem apresentar boa correlação com a ENA da região Nordeste, uma vez que a maior parte do montante de energia de origem hidráulica produzida nessa região provém do rio São

Francisco. Na Figura 7, mostra-se a correlação entre a ENA da região Nordeste e as vazões naturais afluentes a Queimado. Nota-se, desse resultado, que houve um aumento significativo no coeficiente de correlação quando se compara o mesmo com o caso da região Sudeste. Essa constatação corrobora a assertiva de que, do ponto de vista hidrológico, o sub-sistema que melhor relaciona-se com Queimado é o Nordeste.

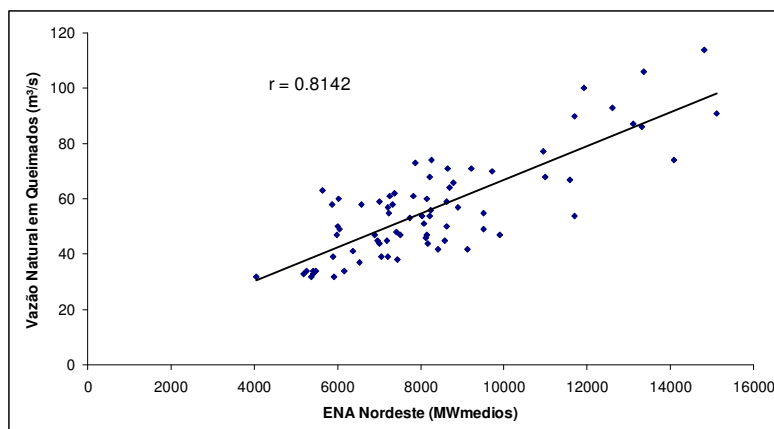


Figura 7 – Correlação entre ENA da Região Nordeste e as Vazões Naturais em Queimado

Essa última afirmação, no entanto, não pode levar à imediata transposição dos resultados desse sub-sistema para a UHE Queimado porque, devido à configuração do sistema de transmissão do SIN, a energia produzida em Queimado é disponibilizada à região Sudeste do país, colaborando, ainda que em pequena magnitude – como já foi visto anteriormente -, para a formação do preço da energia nesse último sub-mercado.

Todavia, quando se comparam os custos marginais de operação médios entre os sub-sistemas Sudeste e Nordeste (Figura 8), nota-se que a diferença entre eles, ao longo do histórico simulado, não chega a ser significativa¹². A média do desvio calculado foi de 14 R\$/MWh; em um ano apenas, essa diferença foi maior, chegando a atingir 120 R\$/MWh. Se se considerar que a diferença média entre os dois CMOs, ao longo de todo histórico simulado, não chega a alterar a ordem de grandeza do valor de referência para a energia, pode-se então adotar, sem grande perda de consistência na

¹² Tal constatação provém do fato de haver intercâmbio de energia entre essas regiões. Essa compensação energética faz com o que o custo marginal de operação em ambas seja igual ao valor do incremento de energia produzido na próxima usina (hidráulica ou térmica) mais barata pertencente a uma delas. A diferenciação observada em alguns períodos se deve à limitação física de transporte das linhas de transmissão responsáveis pelo provimento desse fluxo energético compensatório entre os sub-sistemas em questão.

análise, o resultado do CMO para a região Nordeste como sendo uma boa aproximação do valor da água turbinada em Queimado.

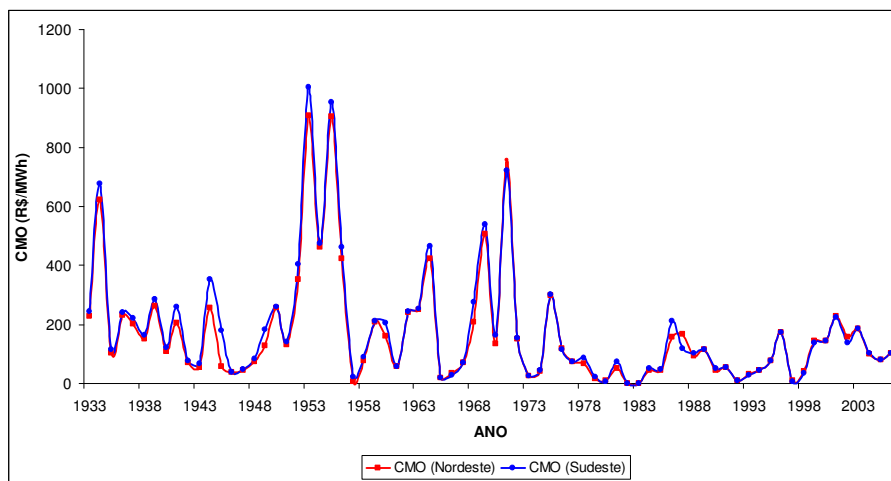


Figura 8 – Comparação entre CMOs ao Longo do Histórico Simulado

Partindo-se dessa última premissa, procurou-se utilizar integralmente os resultados da simulação do NEWAVE para a região Nordeste como sendo um bom balizador do valor da água turbinada na UHE Queimado. Nesse sentido, novamente dispõe-se em um gráfico os valores de ENA e CMO resultantes da simulação com o histórico de vazões de 1931 a 2006. Nesse último caso, notou-se um significativo aumento da dispersão de dados, o que se refletiu na diminuição do coeficiente de correlação para o valor de -0.45.

Em realidade, uma das possíveis discrepâncias desse último resultado pode ser atribuída ao intercâmbio de energia, o qual é promovido por meio de extensas linhas de transmissão construídas entre essas macro-regiões do país, e tem a função de compensar energeticamente um ou mais sub-sistemas em relação aos demais, quando os primeiros estejam enfrentando período(s) de baixas afluições aos seus reservatórios. Ademais, os mais importantes reservatórios de geração de energia elétrica estão localizados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do país. É, também, nessa mesma macro-região, que se tem a maior demanda de energia elétrica do país (ONS, 2008a). Esses dois fatos fazem com que esse sub-sistema apresente a maior correlação entre as variáveis afluição/armazenamento e custo marginal de operação.

Considerações sobre o intercâmbio de energia

A depender das condições hidrológicas de cada região do país, o intercâmbio de energia elétrica pode se dar das mais variadas maneiras entre os quatro sub-sistemas. Em caráter ilustrativo, mostra-se, na Figura 10, um esquema de intercâmbio promovido no SIN. O sinal negativo em uma das rotas indica que o fluxo de energia se deu no sentido oposto ao indicado pela seta.



Figura 10 – Exemplo de Intercâmbio no SIN (ONS, 2008a)

Informações extraídas de ONS (2008a), as quais incluem dados operativos mensais de intercâmbio no SIN disponibilizados a partir ano de 2001, mostram que a região Nordeste é, essencialmente, importadora de energia, enquanto que o sub-sistema Norte exporta, anualmente, quantidade expressiva de energia para o Sudeste e Nordeste. Na Tabela 1, mostra-se um resumo do intercâmbio ocorrido entre os sub-sistemas do SIN. Os valores dessa tabela correspondem ao valor líquido anual do fluxo observado em cada uma das modalidades possíveis entre essas quatro regiões.

Tabela 1 – Intercâmbio Líquido no SIN - MWmédios (ONS, 2008a)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
SE/CO – NE	3.287	4.203	10.322	5.144	4.677	1.089	3.590	16.279
N – NE	9.152	6.224	4.795	3.831	1.751	2.753	796	10.125
N – SE/CO	1.606	-1.404	47	1.728	2.301	6.416	-1.506	-3.525
S – SE/CO	12.810	1.593	-13.398	-11.832	-14.111	-40.024	-7.003	-8.108

Com base nos dados dispostos na Tabela 1 e, visando a melhorar a correlação até então obtida entre ENA e CMO para a região Nordeste (Figura 9), realizou-se uma análise cujo escopo principal foi o de detectar uma possível influência que o intercâmbio entre a região Nordeste e demais sub-

sistemas poderia ter tido sobre a sinalização econômica dos custos de operação nesse primeiro sub-sistema.

Nesse sentido, o seguinte procedimento foi implementado aos resultados da simulação realizada com o NEWAVE: Para uma carga (demanda) média anual de energia previamente estabelecida - sendo uma para cada um de dois sub-sistemas em análise -, em um ano em que a ENA de um sub-sistema não foi suficiente ao pleno atendimento de sua respectiva demanda e, em contrapartida, houve pleno atendimento à carga no outro sub-sistema, significa que, muito provavelmente, houve intercâmbio da região com excesso de energia para a com déficit, havendo, portanto, uma sinalização incorreta sobre o valor do CMO nesse último sub-mercado. Quando essa configuração ocorrer, o ano em questão deve ser retirado da análise. Por outro lado, nos anos em que, ou ambas as ENAs não foram suficientes ao atendimento das respectivas demandas, ou, contrariamente, estas foram plenamente atendidas, significa que houve menos chance de ter ocorrido intercâmbio significativo entre os dois sub-sistemas, fazendo com que a sinalização econômica entre ENA e CMO seja mais adequada.

Informações sobre a carga média de energia em cada sub-sistema foram retiradas do arquivo de saída do NEWAVE. A demanda anual média de energia prevista no modelo, para o ano de 2009, no sub-mercado do Nordeste, foi de 8.098 MWmédios; para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, esse valor foi de 35.611 MWmédios e, para o Norte, chegou a 3.962 MWmédios¹³.

Uma primeira verificação, contrapondo-se os dados de ENA obtidos para a região Norte, com o respectivo valor de carga média de energia em 2008, fez com que esse sub-sistema fosse descartado da análise. Chegou-se a tal conclusão em virtude de sua demanda ser atendida em cerca de 97% dos anos do histórico simulado e, ademais, haver sobra de energia. Dessa forma, o Norte exporta esse excedente para as regiões Nordeste e Sudeste, de modo que os valores de CMO obtidos para essas duas regiões provavelmente já internalizam o aporte de energia adicional vindo daquele sub-sistema. Portanto, torna-se pouco eficaz a aplicação do algoritmo descrito anteriormente nesse caso. Não obstante, o outro fluxo importante de energia para a região Nordeste é o originário do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Nesse caso, julgou-se pertinente avaliar o algoritmo proposto em virtude da região Sudeste ser a principal produtora e consumidora de energia elétrica no Brasil e,

¹³ Não se incluiu a região Sul nessa análise pelo fato de ela não promover intercâmbio direto com o Nordeste, embora haja intercâmbio de energia entre ela e o sub-sistema Sudeste e, por conseguinte, alguma influência no custo de operação desse último sistema e, consequentemente, no próprio SIN.

dessa forma, deter a maior parcela de participação sobre a formação dos custos finais de operação do SIN. Tal procedimento resultou na exclusão de 21 anos do total de 76 anos do histórico simulado. Assim, os 53 pontos restantes apresentaram uma correlação significativamente melhor entre ENA e CMO, conforme pode ser conferido na Figura 11.

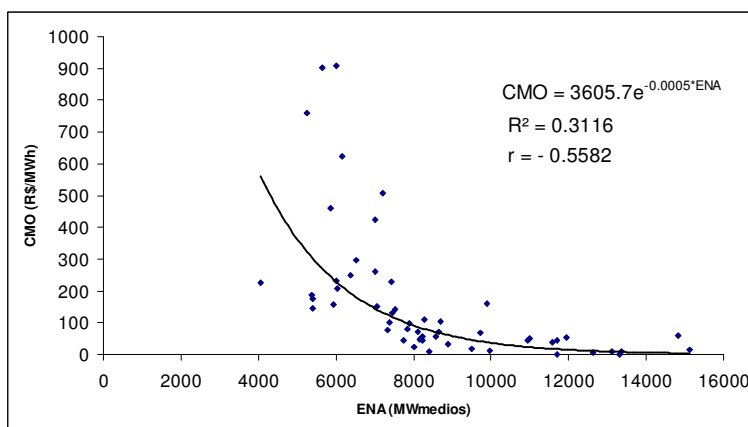


Figura 11 - Custo Marginal da Operação para o Nordeste após Análise de Intercâmbio

Considera-se que esse último resultado, embora ainda apresente uma dispersão importante de alguns dados, contém uma tendência melhor caracterizada entre a ENA e o CMO para a região Nordeste. Ademais, a curva ajustada indica um formato mais próximo do que previamente se esperaria obter da relação indireta que há entre essas duas variáveis.

Sendo, portanto, considerada pertinente essa última relação, procedeu-se à conversão da variável ENA em unidades de vazão, visando à obtenção de uma relação para o custo marginal de operação em unidades de fluxo de água. Essa mudança é feita a partir da própria definição de ENA, que é a vazão afluente multiplicada pela produtibilidade acumulada de uma cascata de usinas.

Nesse ponto da análise, optou-se por estabelecer duas vertentes para o prosseguimento do cálculo do valor da água na geração hidrelétrica. A primeira delas envolve a consideração de toda a cascata do rio São Francisco - da qual Queimado faz parte - na análise do uso da água para a produção de energia. Nesse caso, faz-se necessário conhecer a topologia de usinas do rio São Francisco, a qual é indicada na Figura 12. Nota-se, dessa figura, que um metro cúbico turbinado em Queimado também produz energia em Sobradinho, Itaparica, Moxotó, Paulo Afonso e, por último, em Xingó.

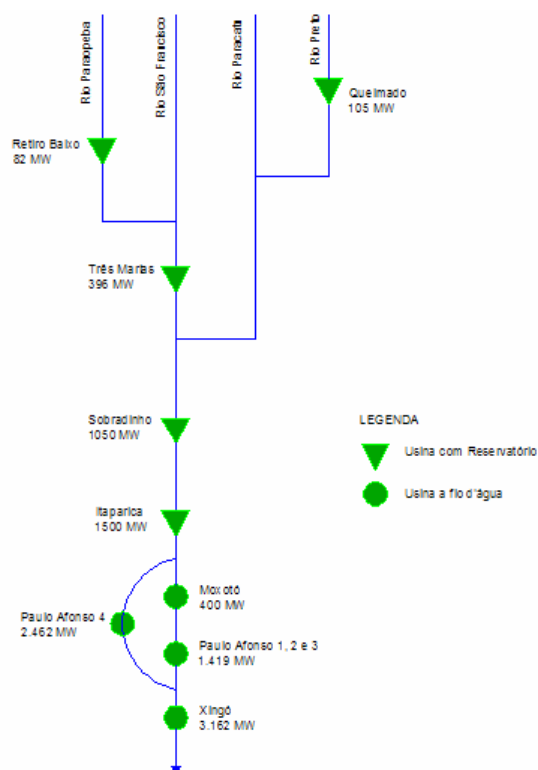


Figura 12 – Topologia das Usinas Hidrelétricas na Bacia do Rio São Francisco

Portanto, a conversão do valor do CMO, em termos de unidade monetária por fração de energia produzida (R\$/MWh), para unidades monetárias dividido pelo volume de água turbinado (R\$/m³), não leva em conta, nesse caso, apenas a produtibilidade da usina de Queimado, uma vez que existe um ganho agregado de energia produzido pelas usinas situadas a jusante desse aproveitamento.

Tabela 2 - Produtibilidades de Queimado e das Usinas Imediatamente a Jusante (ONS, 2008b)

Hidrelétrica	Produtibilidade (MW médio/m³/s)
Queimado	1,5778
Sobradinho	0,2235
Itaparica	0,4406
Complexo Paulo Afonso/Moxotó	1,0202
Xingó	1,0846

Essa conversão de unidades foi efetuada para todos os valores médios do histórico simulado. A distribuição empírica de frequências para o valor da água nesse caso, em que se considerou não só Queimado, mas todas as usinas a jusante desta, pode ser conferida na Figura 13.

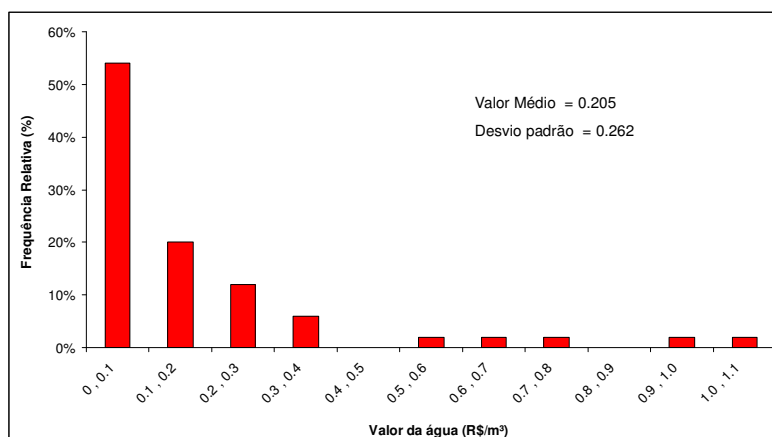


Figura 13 - Valor da Água para Geração de Energia Elétrica – Caso 1

Também, a partir das informações de produtividade média dispostas na Tabela 2, efetuou-se a referida conversão de unidades, tanto aos valores de ENA, quanto aos valores do custo de operação, esse último em termos de unidade monetária pelo fluxo de água turbinado ($\text{R}\$/\text{m}^3/\text{s}$)¹⁴. O resultado dessa mudança está disposto na Figura 14.

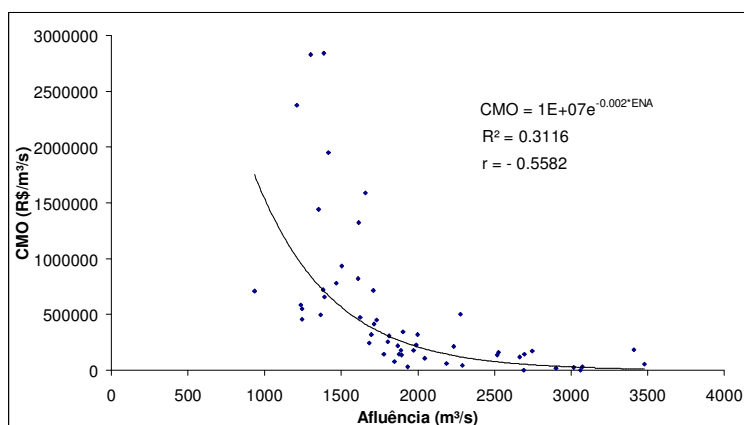


Figura 14 – Custo Marginal de Operação em Termos de Vazão Afluente – Caso 1

A outra vertente adotada para a análise econômica do valor da água para a geração de energia foi a de se considerar apenas a usina de Queimado, descartando-se as demais usinas de jusante. Nesse caso, ao qual se atribuiu o nome de “caso 2”, apenas a produtividade de Queimado foi considerada. O cômputo do valor da água segue o mesmo rito descrito anteriormente. Na Figura 15, dispõe-se o histograma resultante para essa última abordagem. No gráfico da Figura 16, apresenta-se a relação do custo marginal em função da afluência também para esse último caso.

¹⁴ Para se obter essa última relação, basta multiplicar o valor da água pelo número de segundos contidos em um mês.

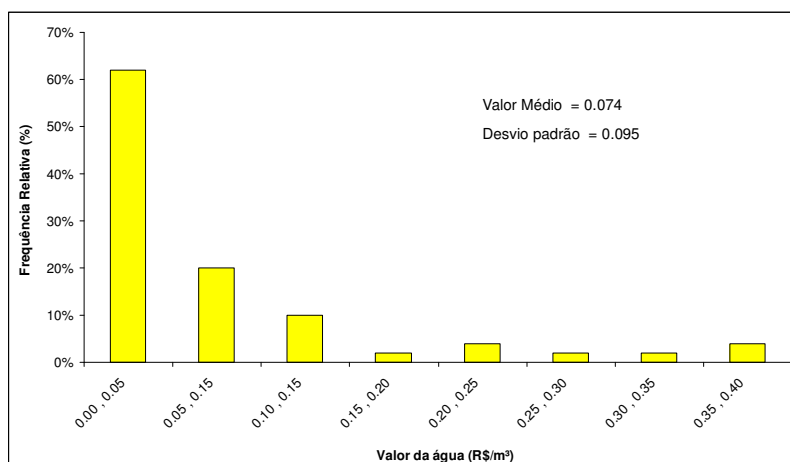


Figura 15 - Valor da Água para Geração de Energia Elétrica – Caso 2

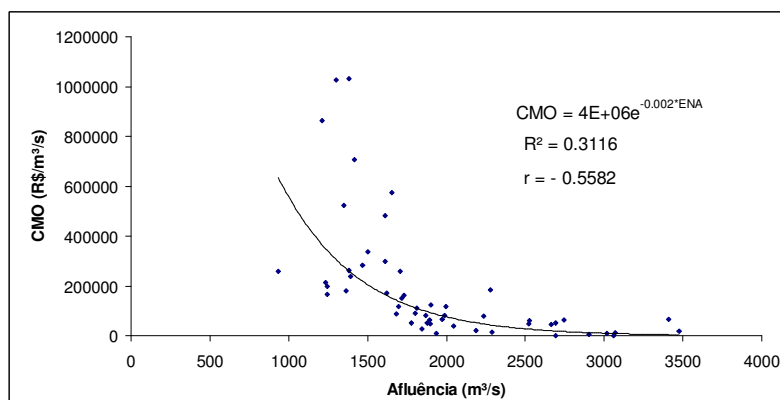


Figura 16 – Custo Marginal de Operação em Termos de Vazão Afluente – Caso 2

CONCLUSÕES

A comparação entre os dois casos ora avaliados mostra que houve um decréscimo importante para o valor da água quando se avalia o caso 2 em relação ao primeiro. O valor médio decaiu R\$ 0,13, o equivalente a 275% de diferença. Em relação ao extremo superior das duas amostras, este passou de R\$ 1,10 para R\$ 0,40. Esses indicadores mostram a sensibilidade da análise, não só para o valor de produtividade de cada usina hidrelétrica individualmente, mas, também, a variabilidade dos resultados em termos do enfoque do problema, quando se considera, ou não, o ganho de energia proveniente de usinas localizadas a jusante do empreendimento em questão.

Em realidade, uma central hidrelétrica que esteja inserida em um sistema hidrotérmico de produção de energia, tal como é o caso da UHE Queimado, não apresenta um custo direto associado à

utilização da água, mas, tão-somente, o custo de oportunidade relativo ao uso do recurso hídrico, considerando o efeito dessa decisão no presente e no futuro. Com efeito, a curva que relaciona o custo marginal de operação em função da afluência pode ser entendida como sendo uma representação da curva de demanda pelo uso da água na produção de eletricidade.

Nesse sentido, considera-se que as duas relações dispostas nas Figuras 14 e 16 são respectivamente, representações da demanda de água para a geração de energia elétrica na bacia do rio Preto, no primeiro caso quando se considera a sinergia da produção hidrelétrica de todas as usinas em série que compõem a cascata da bacia do São Francisco, do qual Queimado faz parte e, na segunda vertente, quando se avalia tão-somente a usina do rio Preto isoladamente.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho contou com a valiosa ajuda da engenheira (M.Sc.) Cecília Mercio, do ONS, no âmbito da realização de simulações do modelo NEWAVE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ONS (2008a). *Sítio Institucional do Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Disponível em <www.ons.org.br>.

ONS (2008b). *Relatório Mensal de Previsão de Vazões e Geração de Cenários de Afluências*. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, Brasil. 58p. Disponível em <www.ons.org.br>.

MOREIRA, A.R.B., SEROA DA MOTTA, R. e ROCHA, K. (2003). “A Expansão do Setor Elétrico Brasileiro de Energia Elétrica: Falta de Mercado ou de Planejamento.” *Notas Técnicas*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Rio de Janeiro, Brasil. 17p.

PEREIRA, M.V.F. e PINTO, L.M.V.G. (1985). “Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach”. *Water Resources Research*, 21 (6), 779-792.

PEREIRA, M.V.F. (1989). “Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems”. *Electrical Power and Energy Systems*, 11 (3), 161-169.

PEREIRA, M.V.F., CAMPADÓNICO, N. e KELMAN, R. (1998). “Long-term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models”. *Conference on Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98)*, Zurich, Switzerland. 22p.