

*Textos para  
Discussão*



# *Textos para Discussão*

---

José Carrera-Fernandez\*

Faculdade de Ciências Econômicas

---

Salvador

2001

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

Reitor

*Heonir Rocha*

Pró-Reitor de Pesquisa e Pós-Graduação

*Jailson Bittencourt de Andrade*

FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS - FCE

Diretor

*Luiz Antonio Mattos Filgueiras*

CURSO DE MESTRADO EM ECONOMIA

Coordenador

*Hamilton de Moura Ferreira Jr.*

Projeto gráfico e capa

*Alana Carvalho*

*Gabriela Nascimento*

Editoração eletrônica

*Magda Dantas*

# *O Custo Social da Energia Elétrica*

---

## 1 *Introdução.*

Embora a tradição brasileira no uso dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica remonte desde o princípio do século, quando se iniciou o ciclo da industrialização do país, foi através do Código de Águas, em 1934, que o setor elétrico estabeleceu as bases para a sua consolidação como principal usuário desses recursos no Brasil. A partir daí começou o ciclo de médias e grandes obras hidráulicas no país, todas ocupando-se da geração hidrelétrica. A criação da Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, e sobretudo a criação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), em 1961, vieram consolidar a hegemonia do setor elétrico no contexto da administração pública brasileira, permitindo a construção de algumas centenas de plantas hidrelétricas de médio e grande portes, sem levar em consideração as crescentes demandas por água bruta de outros setores da economia. Salto Osório, Salto Santiago, São Simão, Ilha Solteira, Jupia, Itumbiara, Paulo Afonso, Sobradinho, Itaparica, Xingó são exemplos de grandes plantas que viriam a ser superadas, em dimensões e sobretudo em potência instalada, por Itaipu, o cartão postal mais reluzente do setor.

---

Na seqüência, o setor de geração hidrelétrica veio a ocupar o papel de grande demandante da água no Brasil, privilegiado que foi pela administração pública federal como usuário prioritário dos recursos hídricos, ao colocar todos os demais subordinados ao programa de construção dessas grandes hidrelétricas, sem que houvesse uma maior preocupação com os outros usos da água, que hoje se encontram restringidos pela utilização energética dos recursos hídricos<sup>1</sup>. Nesse cenário, a quase totalidade da energia elétrica gerada no país passou a ser produzida de fontes hidráulicas, de modo que, hoje, mais de 95% de toda a energia elétrica gerada no Brasil é proveniente dessas centrais hidrelétricas<sup>2</sup>.

O problema é que a água, embora seja um recurso natural renovável, é um bem cada vez mais escasso, e a expansão da geração hidrelétrica tornou esse setor fortemente dependente da base nacional de recursos hídricos. A geração hidráulica de energia, além de representar um potencial para conflitos entre usuários múltiplos pelo uso da água, impede o crescimento sustentável de certas regiões, principalmente pela restrição imposta à expansão da agricultura irrigada. Esse é o caso particular da bacia hidrográfica do rio São Francisco, cujas usinas hidrelétricas aí construídas inviabilizam a exploração de uma extensa área de terras potencialmente irrigáveis, exclusivamente pelos riscos que tais projetos imporiam à geração hidrelétrica. Além do mais, a produção de energia elétrica nos níveis atuais torna inviável qualquer projeto de transposição de suas águas para os estados do Nordeste setentrional, a qual só poderia ser viabilizada através de volumosos investimentos em audaciosos projetos de reversão de bacias.

Embora a utilização da água para geração de eletricidade seja considerada como uso não consuntivo dos recursos hídricos, a geração hidráulica de energia impõe custos sociais de sustentabilidade para os sistemas hídricos, os quais não têm sido levados em consideração pelo setor elétrico na formação das tarifas de energia elétrica.

Tentando avaliar a magnitude dos efeitos negativos para a sociedade, este trabalho quantifica os custos sociais incorridos pela geração hidráulica de energia para o sistema hídrico do São Francisco. Especificamente, avaliam-se os custos que o setor elétrico impõe à sociedade ao: (i) restringir nessa bacia o uso dos recursos hídricos à montante da geração, indisponibilizando assim grandes quantidades desses recursos que poderiam estar sendo utilizados em outras finalidades; (ii) provocar perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da vazão; além de alterar o padrão de escoamento à jusante, para o caso das usinas que trabalham no pico de consumo.

A bacia hidrográfica do São Francisco foi escolhida para objeto de estudo por ser esta uma das mais importantes fontes de geração de energia para o sistema elétrico

brasileiro e a mais significativa do sistema Nordeste, além de ter suas águas demandadas para viabilizar uma série de importantes projetos públicos e privados de exploração agrícola de irrigação na própria região hidrográfica, bem como para transposição para os estados do Nordeste setentrional.

O fato de as tarifas de energia elétrica não contabilizarem esse custo social, significa que elas estão sendo sub-avaliadas pelo mercado. Nesse sentido, o setor elétrico está contribuindo para gerar uma alocação ineficiente de recursos na economia brasileira, na medida que induz seus usuários a utilizar a energia elétrica mais intensivamente do que o seu nível socialmente ótimo, com impactos negativos graves para toda a sociedade.

Além dessa introdução, este trabalho está dividido em seis seções. A segunda seção contém a fundamentação teórica do custo social que o setor de energia elétrica impõe a toda a sociedade, ao restringir o uso dos recursos hídricos à montante das centrais hidráulicas e provocar perdas por evaporação nos reservatórios de regularização dessas usinas. Objetivando levantar as informações necessárias para o cálculo desse custo, a terceira seção contém uma caracterização geral da bacia hidrográfica do rio São Francisco, objeto desse estudo. Na seção seguinte avalia-se o custo social da energia elétrica no sistema hídrico do São Francisco. Na quinta seção estimam-se os preços de reserva da água na geração de energia elétrica, comparando-os com aqueles obtidos para a agricultura irrigada. Na última seção, apresentam-se as conclusões e recomendações deste trabalho.

## 2 A Fundamentação Teórica

Se os mercados operassem livremente e em condições de concorrência perfeita, com pleno emprego e perfeita mobilidade dos recursos, o preço de mercado seria um bom indicador do valor dos bens para a sociedade. No entanto, essas condições "ideais" são raramente verificadas em prática, de modo que o sistema de preços de mercado passa a não ser um bom indicador dos custos para a sociedade, tendo em vista que estes preços contêm uma série de distorções, em relação às condições ideais de equilíbrio. Nessas circunstâncias, as decisões de investimento fundamentadas nas tarifas praticadas pelo mercado levam necessariamente a economia a alocar os seus recursos de forma ineficiente. É necessário, portanto, introduzir mecanismos que corrijam as divergências entre os preços de mercado e os preços sociais, pois só assim as ações de investimento na economia podem ser orientadas, reduzindo-se o uso dos recursos sub-avaliados e ampliando-se a utilização dos recursos super avaliados pelo mercado. Essas distorções só podem ser corrigidas através da adoção dos preços sociais dos recursos produtivos.

---

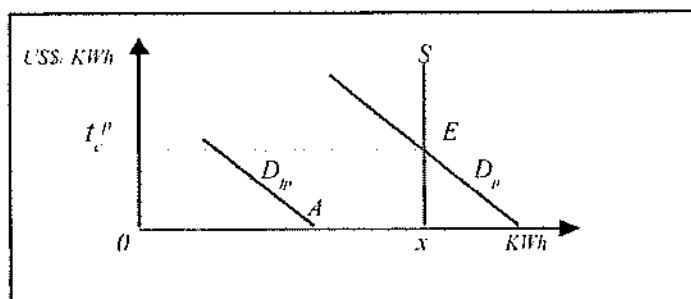
Conforme disseminado nos manuais de avaliação social de projetos, a tarifa social de energia elétrica depende, dentre outras coisas, da fonte utilizada para geração (se hidrelétrica ou termelétrica), bem como do excesso de capacidade do sistema<sup>3</sup>. No caso de geração hidráulica de energia, o custo marginal social por KWh é praticamente nulo nos períodos fora do "pico" de consumo, e positivo durante os períodos do "pico". A FIGURA 1 mostra a curva típica do custo marginal social da geração hidrelétrica, a qual está representada pela curva quebrada  $OxS$ .

Pode-se observar que, quando o sistema opera com capacidade ociosa, i.e., quando a oferta de energia é abundante em relação à sua demanda (situação representada na FIGURA 1 pela demanda fora do "pico",  $D_p$ ), a energia gerada tem um custo marginal para a sociedade muito baixo (próximo de zero). Para efeitos práticos, esse custo social é nulo, conforme indicado pelo ponto A nessa mesma figura. A justificativa é que a água que movimenta as turbinas seria perdida de qualquer forma. No entanto, quando o sistema opera no "pico" de consumo (situação representada na FIGURA 1 pela demanda de "pico",  $D_p$ ), o custo social seria determinado pelo benefício sacrificado em outras atividades,  $t_c^p$ , o qual está representado na FIGURA 1 pelo ponto de equilíbrio entre a demanda  $D_p$  e o segmento vertical  $xS$  (ponto E nessa figura). De modo geral, a tarifa social de energia elétrica,  $t_c^*$ , seria obtida através da média ponderada desses custos sociais, ou seja:

$$t_c^* = \alpha t_c^p$$

Onde  $\alpha$  é a proporção do tempo em que o sistema elétrico opera no "pico" de consumo, com  $0 < \alpha < 1$ .

Figura 1: Custo Social da Energia Elétrica





Deve-se ressaltar, entretanto, que independentemente da produção se dar no período de “pico” de consumo ou fora deste, a geração hidráulica de energia atua sobre a capacidade de armazenamento disponível do sistema hídrico, exigindo que uma certa vazão seja reservada para essa finalidade, embora essa água seja teoricamente reposta ao manancial à jusante. Em outras palavras, os projetos de utilização da água para geração de energia elétrica estabelecem uma restrição técnica de vazão, a ser assegurada à montante do sistema, que deve ser levada em consideração quando da análise de sustentabilidade dos sistemas hídricos. Ademais, embora a utilização da água para produção de energia elétrica seja considerada como uso não consuntivo dos recursos hídricos, a geração hidráulica de energia também provoca perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da vazão, as quais não são levadas em consideração no estudo da disponibilidade hídrica das bacias hidrográficas utilizadas para essa finalidade. Adicionalmente, para o caso de usinas que trabalhem no “pico” de consumo, deve-se também considerar a alteração que elas acarretam no padrão de escoamento à jusante do manancial. Todos esses custos não são levados em consideração pelo setor elétrico, quando da determinação da tarifa pública de energia elétrica.

Esse problema pode ser formulado comparando-se os níveis ótimos de utilização da água nas atividades de geração de energia elétrica e produção agrícola irrigada, dois setores econômicos que mais competem pelo uso dos recursos hídricos no país. O nível ótimo de utilização da água na geração de energia elétrica,  $x_e^*$ , pode ser obtido através da maximização da função de excedente econômico<sup>4</sup>,  $\pi_e$ , do setor elétrico, ou seja:

$$\max_{x_e} \pi_e = t_e f(x_e) - w_e x_e, \text{ com } f' = \partial f / \partial x_e > 0 \quad (1)$$

Onde  $t_e$  é a tarifa de energia elétrica,  $x_e$  é a quantidade de água requerido na geração hidráulica de energia,  $w_e$  é o preço da água nesse uso (em termos de seus custos marginais privados de utilização da água) e  $f(x_e)$  é a função de produção de energia elétrica. Isto é, o nível ótimo de utilização da água na geração hidráulica de energia é obtido através da condição necessária para um máximo interior<sup>5</sup>  $t_e f'(x_e) = w_e$ , estabelecida pela igualdade entre o valor da produtividade marginal da água na geração de energia elétrica e o seu preço nesse uso.

Por outro lado, o nível ótimo de utilização da água na agricultura irrigada é derivado a partir da maximização da função de lucro nessa atividade<sup>6</sup>,  $\pi_a$ , ou seja:

$$\max_{x_a} \pi_a = p_a g\{x_a, h[f(x_a)]\} - w_a x_a, \text{ com } g' = \partial g / \partial x_a > 0 \text{ e } g_h = \partial g / \partial h < 0 \quad (2)$$

Onde  $p_a$  é o preço dos produtos agrícolas,  $x_a$  é a quantidade de água utilizada na agricultura irrigada,  $w_a$  o preço da água nesse uso (em termos de seus custos marginais de utilização da água),  $g\{x_a, h(x_a)\}$  é a função de produção de produtos agrícolas e  $h(x_a)$  é a restrição que a geração de energia elétrica impõe à produção agrícola de irrigação, ao limitar a disponibilidade hídrica do sistema, de modo que  $h_f = \partial h / \partial f(x_a) > 0$ . O nível ótimo de utilização da água nesse uso é obtido igualando-se o valor da produtividade marginal da água na produção agrícola ao seu preço nesse uso, estabelecido pela condição de primeira ordem para um máximo interior:<sup>7</sup>

$p_a g'\{x_a, h[f(x_a)]\} = w_a$ .

É importante reconhecer que a geração hidrelétrica afeta negativamente a atividade agrícola de irrigação, ao impor limites à utilização dos recursos do sistema hídrico, principalmente por restrição de vazão e perdas por evaporação. Essa indisponibilidade de recursos hídricos impõe custos sociais à agricultura irrigada, com sérias implicações para toda a sociedade. Esses custos estão sendo ignorados pelo setor elétrico nas suas decisões de produção de energia e, portanto, não estão sendo contabilizados aos seus custos de produção.

Quando observados sob o ponto de vista social, os níveis ótimos de utilização da água para os setores de energia elétrica e agricultura irrigada seriam aqueles obtidos através de um processo de otimização da função de excedente econômico,  $\pi$ , a qual engloba os excedentes econômicos dos dois setores tomados em conjunto:

$$\max_{x_e, x_a} \pi = t f(x_e) + p_a g\{x_a, h[f(x_e)]\} - w_e x_e - w_a x_a \quad (3)$$

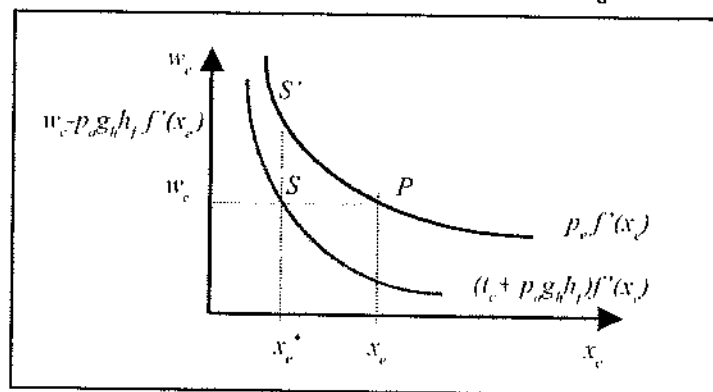
Do qual resultam as seguintes condições necessárias para um máximo ( $t_e + p_a g_h h_f$ )  $f'(x_e) = w_e$  e  $p_a g'\{x_a, h(x_e)\} = w_a$ .

Deve-se ressaltar que as condições que estabelecem os níveis ótimos de utilização da água na agricultura irrigada, tanto sob a ótica social quanto sob o ponto de vista privado, são exatamente iguais. Isto é, a condição  $p_a g'\{x_a, h(x_e)\} = w_a$ , a qual define o nível de utilização socialmente ótimo da água para o setor de irrigação (problema de otimização 3), é exatamente igual àquela obtida sob a ótica privada (problema 2). No entanto, a condição que estabelece o nível socialmente ótimo de utilização da água para o setor de geração de energia elétrica é caracteristicamente diferente daquela obtida sob o ponto de

vista privado (solução do problema de otimização 1). Esse diferencial,  $-p_e g_h h_f f'(x_e)$ , é devido à *externalidade tecnológica* que o setor de energia elétrica impõe à agricultura irrigada, ao restringir a vazão à montante das hidroelétricas, estabelecer perdas por evaporação nos reservatórios e alterar a vazão à jusante, afetando negativamente a disponibilidade hídrica do sistema.

A implicação disso é que o setor de energia elétrica não está alocando os recursos hídricos de forma eficiente, utilizando-os acima do nível socialmente ótimo, com prejuízos para os outros usuários do sistema, especialmente os irrigantes. A FIGURA 2 ilustra esse fato, e mostra que, ao preço  $w_e$ , o nível de utilização da água socialmente ótimo  $x_e^* < x_e$  (ponto S). Uma forma de fazer com que o setor elétrico utilizasse mais eficientemente os recursos hídricos, seria incorporando esse custo social ao preço da água na produção de energia elétrica, de modo que esse preço fosse elevado ao nível  $w_e - p_e g_h h_f f'(x_e)$ .

Figura 2: Alocação dos Recursos Hídricos no Setor de Energia Elétrica



A razão que leva o setor de energia elétrica a alocar os recursos da água ineficientemente é que inexistente o mercado de água bruta no Brasil, assim como ainda não se conseguiu implementar a cobrança pelo uso dos recursos hídricos no país<sup>8</sup>. Se o instrumento da cobrança pelo uso da água estivesse implementado no país, por certo esta distorção na alocação dos recursos da água seria minimizada ou até mesmo eliminada. O fato é que a legislação brasileira<sup>9</sup>, estabelecida para garantir a hegemonia do setor elétrico no contexto da utilização dos recursos hídricos, não contemplava a cobrança pelo uso da água na geração hidrelétrica.

A despeito do Código prever a possibilidade dos estados cobrarem pelo uso dos recursos hídricos, a utilização da água para geração de energia elétrica não estava enquadrada nesta possibilidade, uma vez que os mananciais onde se localizam os aproveitamentos energéticos eram, e ainda o são, do domínio exclusivo da União. Essa assimetria no tratamento da questão dos recursos hídricos pode ser também constatada na própria Lei n.º 9.433/97, a qual foi promulgada com treze vetos presidenciais<sup>10</sup>, dentre as quais todas as questões referentes à cobrança pelo uso da água nessa modalidade de uso. A esse respeito Cedraz (1998) comentou:

*“O veto ao parágrafo segundo do artigo 14 fez desaparecer um importante canal de ligação que se propunha criar entre os poderes executivos federal, dos estados e do distrito federal, e pelo qual a gestão dos recursos hídricos integraria, de fato, esses níveis de governo. Veja-se que, no caso do aproveitamento de potenciais hidráulicos para fins energéticos, um dos múltiplos usos da água, é a própria Constituição Federal, em seu artigo 21, inciso XII, alínea “b”, que estabeleceu a necessidade dessa articulação. O parágrafo segundo, objeto do veto que ora se comenta, nada mais sugeria, em seu texto, que articulação semelhante à indicada para o aproveitamento de potencial hidráulico viesse a ser feita também para os demais usos dos recursos hídricos. Este veto pode descaracterizar o fundamento da gestão descentralizada, como proclamado no primeiro artigo da Lei.” (Cedraz, 1998, p. 69)*

Polêmica a parte, mesmo porque com a nova legislação (Lei nº 9.984, de 17 de Julho de 2.000) parte desses problemas já foram resolvidos, torna-se indispensável que se faça a correção dos preços de mercado, de modo que as tarifas de energia elétrica reflitam os verdadeiros custos incorridos pela sociedade.

Objetivando levantar as informações necessárias para o cálculo do custo social da energia elétrica, a próxima seção apresenta as características gerais da bacia hidrográfica do rio São Francisco, objeto desse estudo.

### 3 Caracterização da Bacia do Rio São Francisco

O rio São Francisco tem as suas nascentes na Serra da Canastra, na parte central do estado de Minas Gerais. O seu curso alto/médio apresenta inicialmente uma direção geral sul/norte, drenando grande parte da região norte/noroeste de Minas Gerais e toda a região oeste do estado da Bahia, até o reservatório de Sobradinho. A partir daí, desenvolve um grande arco na direção nordeste/leste, fazendo a divisa entre os estados da Bahia e Pernambuco, depois dividindo os estados de Alagoas e Sergipe e, finalmente, desaguardo no Oceano Atlântico, após um percurso de 2.700 km, drenando uma bacia hidrográfica da ordem de 640.000 km<sup>2</sup>.

A bacia do rio São Francisco tem uma área de 645.067,2 km<sup>2</sup>, dos quais 394.896,1 km<sup>2</sup>, o que equivale a 61%, estão na região Nordeste, 246.083,7 km<sup>2</sup> na região Sudeste e 4.087,4 km<sup>2</sup> na região Centro-Oeste. No Nordeste, a bacia banha os estados da Bahia (304.421,4 km<sup>2</sup>), Pernambuco (68.536,2 km<sup>2</sup>), Alagoas (14.712,0 km<sup>2</sup>) e Sergipe (7.226,5 km<sup>2</sup>).

Em razão de sua grande extensão geográfica, a bacia do rio São Francisco apresenta condições climáticas bastante diversificadas. As precipitações pluviométricas apresentam distribuição irregular ao longo da bacia, variando de 350 mm/ano nos trechos semi-áridos do seu curso médio a 1.900 mm/ano na parte alta e no litoral semi-úmido. As temperaturas médias anuais, por sua vez, oscilam entre 18 e 27°C. A evaporação é relativamente alta, variando de 2.300 a 3.000 mm anuais, enquanto a umidade relativa média anual situa-se na faixa de 60/80% e a insolação varia de 2.400 a 3.300 horas por ano.

O regime fluvial se caracteriza por um período de altas vazões no verão e estiagens no inverno. As cheias pertencem a dois tipos bem definidos: o primeiro, ocasionado pelas grandes chuvas das cabeceiras, e o segundo pelas chuvas que ocorrem no Baixo São Francisco. A descarga média anual é de  $100 \times 10^9 \text{ m}^3$ , o que resulta em uma vazão média de 3.150 m<sup>3</sup>/s. Os usos preponderantes de suas águas são para geração de energia elétrica, irrigação, abastecimento urbano e industrial e navegação.

A bacia do São Francisco apresenta um potencial hidro-energético da ordem de 11.554 MW, dos quais 10.229, ou quase 90%, estão implantados e em operação, nas usinas de Três Marias, da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e Sobradinho, Itaparica, Complexo Moxotó-Paulo Afonso e Xingó, da CHESF. O potencial hídrico da região para geração de energia elétrica está praticamente esgotado. Existe um potencial para aproveitamentos hidrelétricos de cerca de 800 MW entre as centrais de Sobradinho e Itaparica. O problema é que a barragem de regularização a ser construída inundaria grandes áreas de terras agricultáveis e cidades. Existe ainda um pequeno potencial de geração no Xingó e em alguns afluentes do rio São Francisco. Segundo informações da CHESF, a empresa está planejando trazer energia da bacia hidrográfica do Tocantins, onde estão previstas grandes obras hídricas para os próximos anos.

No que se refere à irrigação, o Plano Diretor para o Desenvolvimento do Vale do São Francisco (PLANVASF) identificou na bacia uma área potencialmente irrigável da ordem de 30,8 milhões de hectares. Considerando fatores restritivos (distância à fonte hídrica de até 60 km e altura de bombeamento de até 80-120 m), a área irrigável atinge

8,1 milhões de hectares, superfície esta que não poderá ser integralmente irrigada, por falta de água para tanto. Estudos mais recentes informam que, considerando os usos múltiplos das águas da bacia, possam ser irrigados cerca de 1,5 milhão de ha.

Segundo levantamentos mais recentes, a área total irrigada na bacia do São Francisco está próxima de 300.000 hectares, dos quais cerca de 160.000 em projetos públicos, principalmente os da Companhia de Desenvolvimento do Vale de São Francisco (CODEVASF) e do Departamento Nacional de Obras Contra a Seca (DNOCS), já implantados e em fase de implantação, e 140.000 em projetos empreendidos pela iniciativa privada.

As águas do rio São Francisco são também utilizadas para abastecimento humano e industrial no atendimento das demandas das cidades, vilas, distritos, povoados e indústrias para o consumo doméstico, comercial, público e industrial, que integram a vida urbana das grandes, médias e pequenas aglomerações urbanas e industriais. Estima-se que a demanda total de água para o abastecimento urbano seja da ordem de 15 m<sup>3</sup>/s, enquanto que as demandas industriais chegam a atingir 10 m<sup>3</sup>/s.

A bacia apresenta um expressivo potencial para o transporte fluvial, com uma extensão navegável de cerca de 2.400 km, sendo 1.600 km na calha principal e os demais 800 km em afluentes. Estudos realizados pela CESP indicam que, no período de estiagem, possam ser mantidas permanentemente, sem grandes oscilações, vazões defluentes de 500/600 m<sup>3</sup>/s em Três Marias e de 2.000 m<sup>3</sup>/s em Sobradinho, com o que se assegura um calado de 1,80 m no trecho Pirapora/Ibotirama, e de 2,50 m no trecho Ibotirama/Juazeiro. Essas condições viabilizam a implementação um grande sistema de transporte intermodal, beneficiando todo o Nordeste setentrional.

A bacia do São Francisco dispõe de apreciáveis reservas de água subterrânea, distribuídas em seis grandes domínios aquíferos. Na parte alta da bacia, ocupando praticamente todo o seu trecho mineiro, encontra-se o grande aquífero sedimentar da Bacia Principal Sul, com um volume aproveitável da ordem de  $3,5 \times 10^9$  m<sup>3</sup>. Na parte baiana da bacia, pela sua margem esquerda, nas sub-bacias dos rios Corrente e Grande, encontram-se os aquíferos da bacia Principal Norte, com reservas da ordem de  $3,0 \times 10^9$  m<sup>3</sup>. Ainda na Bahia, pela margem direita, encontram-se os aquíferos calcáreos do Platô de Irecê, com reservas estimadas de  $1,0 \times 10^9$  m<sup>3</sup>. Na região nordeste da Bahia, na divisa com o estado de Pernambuco, estão localizadas as grandes reservas da bacia Sedimentar Tucano-Jatobá, enquanto mais à jusante localiza-se a chamada bacia Araripe, na chapada de mesmo nome, que separa o São Francisco do rio Jaguaribe. Já na parte baixa da bacia, na região de Propriá, localiza-se a bacia Costeira, com reservas da ordem de  $3,0 \times 10^9$  m<sup>3</sup>.

Além das suas disponibilidades hídricas, a bacia do São Francisco destaca-se também pelas suas diversificadas potencialidades minerais. Em relação às reservas nacionais medidas, a bacia possui, aproximadamente, 100% das reservas de zinco, mais de 97% das reservas de chumbo e agalmatolito, entre 40 e 60% das reservas de cromo, diamante e ardósia, entre 20 e 40% das reservas de ferro, ouro, calcário, quartzo e gipsita, e entre 10 e 20% das reservas de cobre, manganês, fosfato e argilas.

A bacia abrange terras de cinco estados: Minas Gerais, Bahia, Pernambuco, Sergipe e Alagoas, sendo que cerca de 56% da área da bacia está inserida no Polígono das Secas. Em função de suas características fisiográficas e geo-econômicas, a bacia é subdividida em quatro regiões principais: Alto, Médio, Submédio e Baixo São Francisco.

O Alto São Francisco estende-se desde as nascentes dos seus formadores até Pirapora, onde fica limitado pelas bacias dos afluentes Abaeté a oeste, e Jequitaí a leste. Nesta região predomina um relevo de serras e terrenos ondulados, com elevações variando entre 600 e 1.600 m. A vegetação é constituída de florestas e cerrados e o clima se caracteriza pela predominância do tropical úmido, com chuvas concentradas no verão, de novembro a abril. A temperatura média anual é de 18°C, havendo áreas onde se registram mínimas abaixo de 0°C.

O Médio São Francisco compreende o trecho entre Pirapora e a barragem de Sobradinho, com altitudes entre 500 e 1.000 m, onde as condições climáticas vão se alterando gradativamente para o tropical semi-árido, com temperatura média anual de 27°C e período chuvoso concentrado entre os meses de novembro a abril. A vegetação predominante é de dois tipos, cerrado e caatinga, com presença de florestas serranas. Nesta parte da bacia destaca-se a diferenciação entre a margem esquerda, bem mais úmida, com rios perenes e vegetação constante, e a margem direita, com menores precipitações, rios intermitentes e vegetação típica de caatinga. Este trecho da bacia costuma ser subdividido em Médio Superior e Inferior, sendo que o primeiro abrange a parte mineira do rio entre Pirapora e a fronteira com a Bahia, até a confluência dos rios Carinhonha, a oeste, e Verde a leste, com características que mais se assemelham às do Alto que às do Médio propriamente dito.

O Submédio São Francisco abrange terras da Bahia e Pernambuco, entre Sobradinho e Paulo Afonso, incluindo o rio Moxotó, último afluyente da margem esquerda. Nesta região, com altitudes entre 200 e 500 m, predomina o clima tipicamente semi-árido, com a precipitação média anual variando entre um mínimo de 350 mm na região de Juazeiro/Petrolina e o máxima é de 800 mm, nas serras divisórias com o Ceará. A temperatura média anual é de 27°C, a evaporação é considerável, chegando a atingir 3.000 mm anuais, com a vegetação da caatinga predominando em toda a área.

O Baixo São Francisco estende-se de Paulo Afonso a foz, no Oceano Atlântico, com altitudes variando de 200 m até o nível do mar, embora, na periferia, algumas serras cheguem a atingir 500 m. Predomina o clima tropical semi-úmido; a temperatura média anual cai um pouco, mais ainda é elevada (25°C); a umidade aumenta e a precipitação média anual é de 500 a 1.200 mm. As chuvas ocorrem de março a setembro, ou seja, no inverno, enquanto no restante da bacia as chuvas só se verificam no verão. A vegetação é de dois tipos: caatinga no trecho mais alto, e, matas e florestas na região costeira.

### Caracterização das Áreas à Montante das Usinas

O sistema hidro-energético atualmente implantado na bacia hidrográfica do São Francisco é constituído de cinco grandes aproveitamentos, os quais estão localizados na calha principal do rio, cujas características e parâmetros principais são apresentadas no QUADRO 3.1.

Quadro 3.1: Aproveitamentos Hidrelétricos no Rio São Francisco

N	USINA	Potência Instalada (MW)	Volume Útil (km <sup>3</sup> )	Queda de Referência (m)	Vazão Máxima (m <sup>3</sup> /s)	Vazão Mínima (m <sup>3</sup> /s)	Área do Reservat. (km <sup>2</sup> )
01	Três Marias	396	15,3	50,2	924	500	666
02	Sobradinho	1.050	34,1	27,2	4.277	1.300	4.214
03	Jaracica	1.500	10,8	50,8	3.308	1.300	834
04	Paulo Afonso	4.424	1,2	112,8	4.300	1.300	100
05	Xingó	3.000	0 <sup>1</sup>	116,4	2.856	1.300	-
TOTAL		10.370	-	-	-	-	5.814

<sup>1</sup> Reservatório encaxado no cânion do São Francisco

A caracterização das áreas à montante dos aproveitamentos leva em conta basicamente a agricultura irrigada, como uso competitivo dos recursos hídricos frente à geração hidrelétrica, abordando os seguintes aspectos: (i) área planejada para irrigação, (ii) área atual irrigada (implantada); e (iii) área potencialmente irrigável, com as respectivas vazões.

#### Aproveitamento de Três Marias

A usina hidrelétrica de Três Marias está localizada na parte alta da bacia do rio São Francisco, sob domínio de clima tropical úmido. A irrigação nessa área ainda não se constitui em uso competitivo com a geração hidrelétrica.



### *. Aproveitamento de Sobradinho*

O aproveitamento hidrelétrico de Sobradinho condiciona os usos das águas de praticamente todo o trecho médio da bacia do São Francisco, compreendendo a parte mineira da bacia, a partir de Pirapora, até o início da divisa Bahia/Pernambuco, onde se localiza a barragem de Sobradinho. Esta parte da bacia apresenta um grande potencial de terras para irrigação, cujos projetos estão sendo desenvolvidos pela CODEVASF e pela iniciativa privada. Estima-se que a área planejada para irrigação seja de quase 1,1 milhões de hectares, dos quais 160 mil hectares já estão implantados.

### *. Aproveitamento de Itaparica*

A área de influência da usina de Itaparica (atual Luiz Gonzaga) se estende à montante deste aproveitamento até a barragem de Sobradinho. Todo este trecho do rio, que se constitui na divisa entre os estados da Bahia e Pernambuco, alimenta importantes projetos de irrigação pública e privada, cuja área planejada é de 185 mil hectares, dos quais 97 mil já estão implantados. Nesta área estão localizados alguns dos projetos de irrigação implantados pela CHESF nos núcleos de reassentamento da barragem Luiz Gonzaga (Itaparica).

### *. Aproveitamento de Paulo Afonso*

O aproveitamento de Paulo Afonso é composto pelas Usinas de Moxotó (Apolônio Sales) e Paulo Afonso I, II, III e IV. A área da bacia localizada à montante desses aproveitamentos se estende até a barragem de Itaparica, e apresenta pouco potencial de solos irrigáveis. Nessa área destacam-se apenas os projetos de irrigação implantados nos núcleos de reassentamento da barragem de Itaparica, que é da ordem de 5 mil hectares.

### *. Aproveitamento de Xingó*

A área da bacia localizada entre as usinas de Paulo Afonso e Xingó apresenta pouco potencial de solos irrigáveis. Até o momento o único projeto de irrigação identificado está proposto no Plano Estadual de Recursos Hídricos do Estado de Sergipe, atualmente em fase de elaboração. Este estudo propõe uma captação de até 20 m<sup>3</sup>/s a partir de tomada d'água na barragem, para o desenvolvimento da irrigação na parte semi-árida do estado de Sergipe, o que poderá atender a uma área potencial da ordem de 20.000 hectares irrigados.

#### 4 Estimativa do Custo Social da Energia Elétrica

O custo social da energia elétrica é função direta da dependência do setor em relação ao potencial hidráulico utilizado para geração de energia, do parâmetro de evaporação da região, e do potencial de expansão de terras irrigáveis à montante dos aproveitamentos hidrelétricos; e está inversamente relacionado à disponibilidade de água (ou balanço hídrico) do sistema.

O máximo valor que a sociedade estaria disposta a pagar para ter uma pequena redução das restrições impostas pelo setor de energia elétrica à agricultura irrigada, poderia ser estimado através da variação (aumento) marginal nos lucros da agricultura irrigada. O aumento no lucro da agricultura irrigada seria obtido através do acréscimo da produção agrícola, propiciado pela maior disponibilidade hídrica do sistema. Isso pode ser facilmente verificado, ao diferenciar-se a função de lucro da agricultura irrigada,  $\pi_u(x_u, h[f(x_u)])$ , em relação a  $h$ , donde resulta:

$$d\pi_u/dh = (\partial\pi_u/\partial x_u)(dx_u/dh) + (\partial\pi_u/\partial h)$$

O *teorema da envoltória*<sup>11</sup> garante que  $\partial\pi_u/\partial x_u = 0$ , visto que a utilização ótima da água na agricultura irrigada é assegurada ao nível que maximiza o lucro dessa atividade. Assim, é necessário apenas avaliar o termo  $\partial\pi_u/\partial h = p_u g_u$ , que é exatamente o custo marginal social de utilizar um metro cúbico a mais de água na produção de energia elétrica<sup>12</sup>.

É importante ressaltar que o termo  $-p_u g_u h f'(x_u)$ , representativo da externalidade tecnológica que o setor elétrico causa a sociedade, o qual será denotado por  $CS_u$ , é, em realidade, o *custo social de oportunidade* da água na geração de energia elétrica. Esse é o custo que o setor elétrico impõe à sociedade ao restringir o uso dos recursos hídricos à montante da geração, provocar perdas por evaporação nos reservatório de regularização da vazão - cujos recursos ficam indisponíveis aos demais usuários do sistema - bem como por alterar a vazão à jusante dos hidrelétricos. Esse custo pode ser decomposto em duas parcelas multiplicativas: (i)  $-p_u g_u$ , a qual representa o custo marginal social de utilizar um metro cúbico a mais de água na geração de energia elétrica; e (ii)  $h f'(x_u)$ , o requerimento técnico de água para geração de energia elétrica.

O custo de oportunidade da água na geração de energia elétrica pode ser avaliado ao *preço de reserva* da água na atividade agrícola de irrigação, o qual é definido pelo máximo valor que os irrigantes, em conjunto, estariam dispostos a pagar por cada metro cúbico adicional de água na produção agrícola de irrigação e permane-

cerem indiferentes entre irrigarem suas lavouras ou produzirem em sequeiro<sup>13</sup>. Este máximo valor é o lucro adicional que tais produtores obteriam ao ampliarem a irrigação de suas lavouras com uma maior disponibilidade hídrica do sistema. O preço de reserva da água na agricultura irrigada,  $w_a^r$ , pode ser, então, computado da seguinte forma:

$$w_a^r = (P_i - P_s)S_i/x_a \quad (4)$$

Onde,  $x_a$  é o volume de água que seria disponibilizado pelo setor elétrico para irrigação por unidade de tempo;  $S_i$  é a expansão na área irrigada com essa maior disponibilidade hídrica;  $P_i$  é o preço da terra nua irrigável por unidade de área; e  $P_s$  é o preço da terra nua em sequeiro (não irrigável) por unidade de área. Deve-se ressaltar que o diferencial de preços ( $P_i - P_s$ ) na expressão (4) representa a *renda ou quase-renda* da terra irrigável em relação à terra não-irrigável, a qual é apropriada pelos proprietários das terras irrigáveis em relação àquelas menos produtivas de sequeiro.

Deste modo, o custo social (de oportunidade da água) na geração de energia elétrica,  $CS_e$ , pode ser avaliado da seguinte forma:

$$CS_e = w_a^r x_e / q \quad (5)$$

Onde,  $x_e$  é a restrição total de vazão que o setor elétrico impõe ao sistema hídrico (indisponibilidades à montante e perdas à jusante) e  $q$  é a potência instalada com base no potencial hidrológico-topográfico para geração de energia hidrelétrica. Deve-se ressaltar que o numerador da expressão (5) representa o custo marginal social total de utilização da água para geração de energia hidrelétrica, enquanto que o denominador expressa o requerimento técnico do potencial hidrelétrico para produção de energia elétrica.

As perdas de água por evaporação na superfície dos reservatórios de regularização da vazão foram avaliadas com base na taxa de 1.577,7 mm/ano. Essa estimativa foi feita com base nos dados da estação climatológica de Remanso, localizada às margens do reservatório de Sobradinho. A normal da evaporação média anual no tanque Classe A nessa estação é de 2.253,9 mm/ano. Para correlação com a evaporação na superfície livre de um corpo d'água, considerou-se um fator de redução de 70%. Desse modo, a perda de água por evaporação no reservatório foi de  $0,7 \times 2.253,9 = 1.577,7$  mm/ano. O QUADRO 4.1 contém as estimativas de perdas anuais de água nos respectivos reservatórios, em m<sup>3</sup>/s, com base nessa taxa de evaporação.

**Quadro 4.1: Perdas de Água por Evaporação na Superfície dos Reservatórios**

N	APROVEITAMENTOS	ÁREA (km <sup>2</sup> )	PERDA DE ÁGUA (m <sup>3</sup> /s)
01	Três Marias	666	33,30
02	Sobradinho	4.214	210,82
03	Itaparica (Luiz Gonzaga)	834	41,72
04	Paulo Afonso / Moxotó	100	5,00
05	Xingó	-	-
TOTAL		5.814	290,84

Fonte: Quadro 3.1 e cálculos no texto.

O Quadro 4.2 contém os principais parâmetros para avaliação do preço de reserva da água na agricultura irrigada ( $w_p$ ) e do custo social da energia elétrica na bacia do rio São Francisco (CS<sub>p</sub>). Pode-se observar que a usina de Sobradinho é o aproveitamento hidrelétrico marginal, tanto em termos de expansão na área potencialmente irrigável, quanto no que tange a vazão disponibilizada para a atividade agrícola de irrigação.

**Quadro 4.2: Principais Parâmetros para Avaliação do Custo Social da Energia Elétrica na Bacia do Rio São Francisco**

USINA	Potência Instalada (MW)	Vazão (m <sup>3</sup> /s)		Perda por evaporação no Reservatório (m <sup>3</sup> /s)	Área Potencialmente Irrigável à montante (ha)		Vazão Potencial Para Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	
		Max	Min		c/ redução de EE <sup>1</sup>	sem EE <sup>2</sup>	c/ redução de EE <sup>3</sup>	Sem EE <sup>3</sup>
Três Marias	396	924	500	33,30	3.000	81.000	424,00	924,00
Sobradinho	1.050	4.277	1.300	210,82	926.578	2.000.000	3.010,30	4.277,00
Itaparica	1.500	3.308	1.300	41,72	122.907	891.000	2.218,82	3.308,00
Paulo Afonso	4.424	4.300	1.300	5,00	5.000	162.000	3,064,72	4.300,00
Xingó	3.000	2.856	1.300	-	20.000	243.000	1.561,00	2.856,00
TOTAL	10.370	-	-	290,84	1.077.485	3.377.000	-	-

Fonte: Quadros 3.1 e 4.1 e cálculos no texto.

<sup>1</sup> Área estimada com base nos percentuais de 1, 83, 11, 2 e 3%, respectivamente (esse percentual não foi atingido, por ser maior do que a máxima área irrigável com a vazão média do rio nesse trecho, que é de aproximadamente 2.000.000 ha).

<sup>2</sup> Avaliado pela vazão restrita à montante, tendo em vista que, sem geração de energia elétrica, não haveria perdas por evaporação.

<sup>3</sup> Estimativa tomando-se por base a soma da vazão restrita à montante e a vazão equivalente das perdas por evaporação que ficam indisponibilizadas à jusante. A vazão restrita à montante foi obtida pela diferença entre as vazões máxima e mínima na geração de energia elétrica.

O custo social da energia elétrica foi avaliado admitindo-se duas hipóteses alternativas: (i) com a produção de energia elétrica nos níveis atuais; e (ii) com redução na geração de energia elétrica nas respectivas centrais hidrelétricas. A redução na produção foi estabelecida pela vazão mínima das respectivas usinas hidrelétricas. O QUADRO 4.3 contém a memória de cálculo do preço de reserva da água na agricultura irrigada ( $w_a^r$ ) e do custo social da energia elétrica na bacia do rio São Francisco ( $CS_e$ ) nos vários trechos (à montante dos aproveitamentos hidrelétricos). Os parâmetros utilizados nessas avaliações foram obtidos da seguinte forma:

1. O volume de água que poderia ser disponibilizado para a atividade agrícola de irrigação se não houvesse geração de energia elétrica,  $x_a^{susc}$ , foi obtido tomando-se por base a vazão máxima requerida nas várias centrais hidrelétricas. Deve-se ressaltar que a interrupção da geração de energia elétrica elimina a possibilidade de perdas de água por evaporação nos reservatórios de regularização de vazão;
2. A quantidade de água que seria disponibilizada para irrigação, na hipótese de redução na produção de energia elétrica,  $x_a^{cve-rad}$ , foi estimada com base na quantidade de água que seria requerida nesse nível mais baixo de geração de energia elétrica, adicionando-se as perdas de água por evaporação nos reservatórios de regularização. Nessa hipótese, a quantidade de água que poderia ser liberada para essa finalidade foi calculada admitindo-se um nível de geração de energia elétrica estabelecido pela vazão mínima de cada hidrelétrica, de modo que haveria uma disponibilidade de vazão exatamente igual à diferença entre as vazões máxima e mínima;
3. A área potencialmente irrigável que poderia ser expandida com a atividade agrícola sem a geração de energia elétrica,  $S_i^{susc}$ , foi estimada com base nos levantamentos mais recentes do potencial de terras irrigáveis na região da bacia do rio São Francisco. Deve-se ressaltar que a área potencialmente irrigável à montante da hidrelétrica de Sobradinho foi bem maior do que a área que poderia ser irrigada utilizando-se toda a vazão do rio, que é de aproximadamente 2.000 m<sup>3</sup>/s. Dessa forma, a área máxima que poderia ser irrigada nesse trecho da bacia sem a geração de energia elétrica seria de 2.000.000 de hectares. Esse valor foi obtido considerando-se o requerimento técnico de irrigação para a região que é da ordem de 1 l/s/ha;
4. O acréscimo na área de irrigação para a atividade agrícola, com uma redução na geração de energia elétrica,  $S_i^{cve}$ , foi avaliado tomando-se o potencial de terras irrigáveis, previstos em projetos públicos e privados para a região ainda não implantados;

5. Os preços das terras nuas irrigáveis,  $P_i$ , e em sequeiro,  $P_s$ , foram tomados com base nos valores médios praticados nos municípios à montante dos respectivos aproveitamentos hidrelétricos, os quais foram levantados através de informações da AIBA (Associação de Irrigantes da Bahia), do INTERBA (Instituto de Terras da Bahia), e da SRF (Secretaria da Receita Federal);
6. O preço de reserva da água na agricultura irrigada ( $w_a^r$ ) em cada trecho da bacia do rio São Francisco foi estimado com base na sua própria definição, ou seja:

$$w_a^r = (P_i - P_s)S_i/x_a$$

O preço de reserva foi avaliado admitindo-se duas hipóteses, ou seja, com a geração de energia elétrica na capacidade atual,  $w_a^{r(c'ee)}$ , e com redução na geração de energia elétrica nas respectivas centrais hidrelétricas  $w_a^{r(c'ee-red)}$ .

7. A redução na potência de geração ( $q_{reduzida}$ ) foi estimada com base na hipótese de restrição da produção de energia elétrica à sua vazão mínima;
8. A restrição total de vazão com a geração de energia elétrica ( $x_e^{c'ee}$ ) foi calculada tomando-se por referência a vazão máxima de geração e a vazão equivalente às perdas de água por evaporação nos respectivos reservatórios das centrais hidrelétricas;
9. A restrição total de vazão com redução na produção de energia elétrica ( $x_e^{c'ee-red}$ ) foi calculada tomando-se a diferença entre as vazões máxima e mínima de geração e a vazão equivalente às perdas de água por evaporação nos reservatórios de regularização de vazões das hidrelétricas;
10. A estimativa do custo social da energia elétrica ( $CS_e$ ) em cada trecho da bacia hidrográfica do rio São Francisco foi obtida através da sua própria definição, ou seja:

$$CS_e = w_a^r x_e / q$$

O custo social da energia elétrica foi também estimado para as duas hipóteses, ou seja, com a geração de energia elétrica a plena capacidade  $CS_e^{c'ee}$  e com redução na geração de energia elétrica  $CS_e^{c'ee-red}$ .

Quadro 4.3: Memória de Cálculo do Custo Social da Energia Elétrica por Trecho do Baciao Rio São Francisco (À Montante das Hidrelétricas)

DISCRIMINAÇÃO	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Paulo Afonso	Xingó
$X_a^{ave}$ : volume de água disponibilizado sem geração de EE (m <sup>3</sup> /ano)	2,91x10 <sup>10</sup>	1,35x10 <sup>11</sup>	1,04x10 <sup>11</sup>	1,36x10 <sup>11</sup>	9,01x10 <sup>10</sup>
$X_a^{restric}$ : volume de água disponibilizado com redução na geração de EE (m <sup>3</sup> /ano)	1,34x10 <sup>10</sup>	9,49x10 <sup>10</sup>	7,00x10 <sup>10</sup>	9,59x10 <sup>10</sup>	4,92x10 <sup>10</sup>
• $X_a^{restric/ave}$	1,34x10 <sup>-10</sup>	9,39x10 <sup>-10</sup>	6,33x10 <sup>-10</sup>	9,46x10 <sup>-10</sup>	4,91x10 <sup>-10</sup>
• $X_a^{evaporação}$	-	1,05x10 <sup>9</sup>	6,65x10 <sup>9</sup>	1,32x10 <sup>9</sup>	1,58x10 <sup>8</sup>
$S_y^{ave}$ : área potencialmente irrigável sem geração de EE (ha)	81.000	2.000.000	891.000	162.000	243.000
$S_y^{restric}$ : área potencialmente irrigável com geração de EE (ha)	3.000	926.578	122.907	5.000	20.000
$P_t$ : preço da terra irrigável (R\$/ha)	1.100,00	850,00	1.100,00	1.100,00	1.350,00
$F_c$ : preço da terra em sequeiro (R\$/ha)	700,00	650,00	550,00	600,00	650,00
$W_a$ : preço de reserva da água na agricultura irrigada (R\$/m <sup>3</sup> )	1,11x10 <sup>-3</sup>	2,96x10 <sup>-3</sup>	4,71x10 <sup>-3</sup>	5,96x10 <sup>-4</sup>	1,89x10 <sup>-3</sup>
• $W_a^{re/ret}$	8,96x10 <sup>-5</sup>	1,95x10 <sup>-3</sup>	9,66x10 <sup>-4</sup>	2,61x10 <sup>-5</sup>	2,85x10 <sup>-4</sup>
• $W_a^{re/ave - re/ab}$	396	1.050	1.500	4.424	3.600
$Q$ : potência instalada (MW)	3,33x10 <sup>6</sup>	1,55x10 <sup>7</sup>	1,27x10 <sup>7</sup>	1,56x10 <sup>7</sup>	1,03x10 <sup>7</sup>
$X_p^{ave}$ : restrição total de vazão com geração de EE (m <sup>3</sup> /h)	3,33x10 <sup>6</sup>	1,54x10 <sup>7</sup>	1,19x10 <sup>7</sup>	1,55x10 <sup>7</sup>	1,03x10 <sup>7</sup>
• $X_p^{re/ret}$	-	1,20x10 <sup>5</sup>	7,59x10 <sup>5</sup>	1,50x10 <sup>5</sup>	1,80x10 <sup>5</sup>
• $X_p^{evaporação}$	-	1,08x10 <sup>6</sup>	7,99x10 <sup>6</sup>	1,10x10 <sup>6</sup>	5,62x10 <sup>6</sup>
$X_p^{restric}$ : restrição total de vazão com redução na geração de EE (m <sup>3</sup> /h)	1,53x10 <sup>6</sup>	1,07x10 <sup>7</sup>	7,23x10 <sup>6</sup>	1,08x10 <sup>7</sup>	5,60x10 <sup>6</sup>
• $X_p^{restric/ave - re/ret}$	-	1,20x10 <sup>5</sup>	7,59x10 <sup>5</sup>	1,50x10 <sup>5</sup>	1,80x10 <sup>5</sup>
• $X_p^{evaporação}$	-	1,08x10 <sup>6</sup>	7,99x10 <sup>6</sup>	1,10x10 <sup>6</sup>	5,62x10 <sup>6</sup>
$CS_p$ : custo social da EE (R\$/MWh)	9,33	43,70	39,88	2,10	6,49
• $CS_p^{ave}$	0,35	20,06	5,15	0,07	0,53
• $CS_p^{re/ret - re/ab}$	-	-	-	-	-

11. O custo social médio ( $CS_e$  médio) da energia elétrica na bacia hidrográfica do rio São Francisco foi estimado com base na média ponderada dos custos nos trechos à montante das respectivas usinas hidrelétricas, cujos pesos de ponderações foram as proporções das potências instaladas em cada uma das usinas na potência total da região, ou seja:

$$CS_e(\text{médio}) = \sum_j q_j CS_{e,j}$$

Onde,  $q_j = q_k / \sum_k q_k$  são os pesos de ponderação.

12. O custo social médio da energia elétrica para toda a bacia do rio São Francisco, admitindo que as usinas hidrelétricas produziam de acordo com os níveis atuais, foi avaliado em R\$ 13,32 por MWh<sup>14</sup>. Na hipótese de redução da geração, o custo social da energia elétrica seria da ordem de R\$ 2,97 por MWh.

Considerando-se que nem toda a energia elétrica produzida advém de aproveitamentos hidrelétricos, poder-se-ia ter a falsa idéia de que o custo de oportunidade da água e, portanto, o custo social da energia elétrica estaria sendo super estimado. Esta suspeita é mais aparente do que real, uma vez que cerca de 95% da energia elétrica consumida no país é produzida em usinas hidroelétricas, conforme pode ser observado no Quadro 4.4. O sistema elétrico brasileiro é caracteristicamente de base hidráulica. Essa mesma proporção se mantém para a região Nordeste. Os outros 5% da energia elétrica brasileira consumida são produzidas em usinas termelétricas<sup>15</sup>.

É indispensável, portanto, que se faça a correção da tarifa de mercado de energia elétrica, de modo que esta reflita os custos realmente incorridos pela sociedade. Vale lembrar que a tarifa social da energia elétrica,  $t_e^*$ , é o valor que induz os agentes econômicos a utilizarem a energia elétrica ao nível socialmente ótimo, ou seja, é a tarifa que internaliza o efeito externo negativo (ou seja, o custo social) que o setor de energia elétrica impõe à toda a sociedade e especialmente à atividade agrícola de irrigação, que poderia utilizar esses recursos hídricos na produção, isto é:

$$t_e^* = t_e + CS_e \quad (6)$$

Onde,  $t_e$  é a tarifa de mercado da energia elétrica e  $CS_e = w_a^* x_e / q$  é o custo social de oportunidade da água na produção de um MWh de energia hidrelétrica (cujos limites superior e inferior foram, respectivamente, R\$ 13,32 e R\$ 2,97 por MWh), ao restringir o



seu uso à montante da geração e indisponibilizar tal recurso à jusante, devido as perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da vazão.

**Quadro 4.4: Composição da Produção e da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil**

Fonte	1978 <sup>1</sup>	1983 <sup>1</sup>	1988 <sup>1</sup>	1993 <sup>1</sup>	1996 <sup>2</sup>	1997 <sup>2</sup>	1998 <sup>2</sup>
<b>Produção (GWh)</b>	<b>105.930</b>	<b>152.816</b>	<b>203.781</b>	<b>237.623</b>	<b>273.300</b>	<b>288.846</b>	<b>301.198</b>
• Hidráulica (%)	94,4	97,2	96,0	97,4	95,7	95,1	95,1
• Térmica (%)	5,6	2,8	4,0	2,6	4,3	4,9	4,9
Total (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>26.972</b>	<b>40.366</b>	<b>49.575</b>	<b>56.212</b>	<b>57.194</b>	<b>59.150</b>	<b>61.312</b>
• Hidráulica (%)	80,3	84,7	85,2	86,5	91,7	91,3	91,1
• Térmica (%)	19,7	15,3	13,5	12,4	8,3	8,7	8,9
• Nuclear (%)	-	-	1,3	1,2	-	-	-
Total (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: <sup>1</sup>MME (1994), <sup>2</sup>IBGE (1998).

O QUADRO 4.5 mostra a tarifa média de suprimento de energia elétrica no Brasil (em R\$/MWh) das principais companhias do sistema ELETROBRÁS, no período de janeiro de 1997 a junho de 1998, enquanto que o QUADRO 4.6 contém as tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil por classe de uso em 1998.

**Quadro 4.5: Tarifa Média de Suprimento de Energia Elétrica (R\$/Mwh)**

MÊS/1997	ELETRONORTE	CHESF	FURNAS	ELETROSUL	SISTEMA ELETROBRÁS
1997	31,93	31,49	33,77	31,73	32,49
1998 JAN	33,79	32,32	34,96	33,51	33,72
FEV	31,03	32,73	34,99	34,10	33,60
MAR	30,39	32,29	35,27	33,64	33,43
ABR	31,10	32,62	35,64	33,86	33,83
MAI	30,48	32,43	35,60	33,79	33,64
JUN	30,74	32,64	35,81	33,95	33,85
MÉDIA		32,51			

Fonte: Eletrobrás (1999).

Tomando-se a tarifa média de suprimento de energia elétrica do sistema CHESF por base para o custo de produção de energia hidrelétrica, a qual foi da ordem de R\$ 32,51 por MWh (veja-se QUADRO 4.5), então a tarifa social da energia elétrica no Brasil,  $t_e^*$

(limite superior), seria da ordem de R\$ 45,83 por MWh. Isso implica que a tarifa de suprimento de energia elétrica cobre apenas 70,9% da tarifa social, significando que o custo de oportunidade social da água na geração hidrelétrica corresponde a 29,1% da tarifa de mercado<sup>16</sup>. Ao tomar-se a tarifa média de fornecimento de energia no Brasil, a qual foi da ordem de R\$ 84,08 por MWh (veja-se QUADRO 4.6), pode-se observar que a tarifa social de fornecimento de energia elétrica no Brasil seria da ordem de R\$ 97,40 por MWh, cobrindo apenas 86,3% da tarifa de mercado. Isso significa que o custo de oportunidade social da energia elétrica seria de 13,6% da tarifa de mercado (limite superior)<sup>17</sup>.

**Quadro 4.6: Tarifa Média de Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil em 1998 (R\$/Mwh)**

MÊS	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	RURAL	OUTRAS	TOTAL
JAN	121,64	54,39	108,80	69,22	75,76	84,32
FEV	120,98	54,34	108,76	69,80	75,90	83,65
MAR	121,13	53,61	109,23	69,78	76,77	83,48
ABR	121,13	54,23	108,59	70,65	77,02	83,20
MAI	121,70	56,86	110,68	71,09	77,91	84,98
JUN	121,61	57,08	111,06	71,00	78,01	84,86
MÉDIA	121,36	55,10	109,50	70,23	76,89	84,08

Fonte: Eletrobrás (1999).

Portanto, o fato de a tarifa de energia praticada pelo setor elétrico brasileiro ser menor que o seu preço social, gera uma alocação ineficiente de recursos na economia brasileira, no sentido de que os agentes econômicos são induzidos a utilizarem a energia elétrica mais intensivamente do que o nível socialmente ótimo, com reflexos negativos para toda a sociedade. Isso ocorre porque todo recurso subavaliado pelo mercado é super utilizado pelos agentes econômicos.

### 5 O Preço de Reserva da Água na Geração de Energia Elétrica

O custo de oportunidade da água na geração de energia elétrica está limitado acima pelo seu preço de reserva, o qual representa o máximo valor que o setor elétrico estaria disposto a pagar para utilizar os recursos hídricos como fonte de geração de energia e ficar indiferente entre continuar a captar tais recursos ou buscar uma solução alternativa que produza o mesmo efeito. Em outras palavras, o preço de reserva que o

setor elétrico estaria disposto a pagar por cada metro cúbico de água utilizado na geração de energia elétrica,  $p'_e$ , é o valor que este teria que despende o mais para produzir energia elétrica de outra fonte alternativa de geração, como por exemplo, de uma termelétrica (segunda alternativa mais barata), e estar indiferente entre uma alternativa e outra, ou seja:

$$p'_e = (q/x)(c_t - c_h)$$

Onde,  $x_e$  é o volume de água por unidade de tempo requerido para geração de energia elétrica;  $q$  é a capacidade instalada de energia elétrica da central hidroelétrica;  $c_h$  é o custo de geração de 1 MW através de hidroelétricas; e  $c_t$  é o custo de geração de 1 MW de energia elétrica produzido em usinas térmicas ou qualquer outra alternativa mais barata de produção de energia elétrica.

O diferencial de custo  $c_t - c_h$  na expressão acima representa a economia de custo entre essas duas fontes alternativas de geração de energia elétrica, a qual é apropriada pelo setor. Essa renda ou quase renda econômica é, em última instância, repassada aos próprios consumidores de energia elétrica, que efetivamente consomem o produto a um menor custo e, portanto, pagam tarifas mais baixas.

O preço de reserva da energia elétrica em cada trecho da bacia do rio São Francisco pode ser, então, avaliado tomando-se o diferencial entre o custo médio da geração de energia elétrica de fontes térmicas, que é da ordem de R\$ 53,89 por MWh, e a tarifa média de suprimento do sistema ELETRABRÁS de US\$ 20,30 (R\$ 36,95 por MWh), assim como os parâmetros técnicos para cada um desses aproveitamentos hidroelétricos, ou seja:

$$p'_e \text{ (Três Marias)} = (q/x)(c_t - c_h) = (396/3,33 \times 10^6)16,94 = R\$ 2,02 \times 10^{-3} m^3$$

$$p'_e \text{ (Sobradinho)} = (q/x)(c_t - c_h) = (1.050/1,54 \times 10^7)16,94 = R\$ 1,16 \times 10^{-3} m^3$$

$$p'_e \text{ (Itaparica)} = (q/x)(c_t - c_h) = (1.500/1,19 \times 10^7)16,94 = R\$ 2,14 \times 10^{-3} m^3$$

$$p'_e \text{ (Paulo Afonso)} = (q/x)(c_t - c_h) = (4.424/1,55 \times 10^7)16,94 = R\$ 4,84 \times 10^{-3} m^3$$

$$p'_e \text{ (Xingó)} = (q/x)(c_t - c_h) = (3.000/1,03 \times 10^7)16,94 = R\$ 4,93 \times 10^{-3} m^3$$

Comparando-se esses preços de reserva com aqueles obtidos para a agricultura irrigada (veja-se Quadro 4.3), pode-se observar que, exceto para as usinas de Três Marias e Xingó, os preços de reserva da água na geração de energia elétrica das outras centrais foram todos menores do que os respectivos preços de reserva da água na agricultura irrigada. Isso significa que se a água utilizada para gerar energia elétrica nas usinas de

Sobradinho, Itaparica e Paulo Afonso fosse utilizada para a agricultura irrigada, a sociedade poderia obter potencialmente maiores benefícios líquidos<sup>18</sup>. Em outras palavras, a utilização dos recursos hídricos para irrigação nas áreas a montante dessas três hidrelétricas comanda um valor econômico maior do que aquele propiciado pela geração de energia elétrica.

## 6 Conclusões e Recomendações

A despeito da água utilizada para produção de energia elétrica ser considerada como uso não consuntivo dos recursos hídricos, a geração hidráulica de energia estabelece custos aos demais usuários do sistema, ao restringir a vazão à montante e gerar perdas por evaporação nos reservatórios de regularização, os quais não são levados em consideração pelo setor elétrico. Nesse sentido, a geração hidráulica de energia causa um custo para a sociedade, o qual não é contabilizado pelo setor através de suas tarifas. Chamando a atenção dos setores de recursos hídricos e de energia elétrica para a importância de contabilizar esse custo social para obter uma alocação eficiente dos recursos na economia brasileira, este trabalho estimou esse custo para a bacia hidrográfica do rio São Francisco, importante fonte de geração hidráulica de energia para o sistema elétrico nacional. Especificamente, o custo social da energia elétrica variou de R\$ 2,97 a 13,32 por MWh, de acordo com a hipótese estabelecida para a geração hidráulica de energia na referida bacia hidrográfica.

Para que esse custo social seja internalizado é necessário que a tarifa de fornecimento de energia elétrica seja majorada de 9,1% a 41,0%, a depender da hipótese adotada para a geração hidrelétrica. O aumento correspondente na tarifa de distribuição deveria se situar entre 3,5% e 15,8%. Ao se incorporar esse custo social à estrutura tarifária, o setor elétrico brasileiro estaria sinalizando para seus usuários o verdadeiro custo da energia elétrica para a sociedade. Nesse sentido, as tarifas de energia elétrica estariam induzindo os agentes econômicos, nas suas decisões de consumo e produção, a utilizarem esse recurso ao nível socialmente ótimo.

Reconhecer esse custo social e corrigir essa distorção através do mecanismo de formação das tarifas de energia elétrica é condição necessária para uma alocação eficiente dos recursos na economia, mas não é suficiente. A condição de suficiência é que os recursos financeiros oriundos da internalização desse custo social sejam alocados aos setores de recursos hídricos e de energia elétrica para que estes cumpram suas finalidades

e necessidades sociais. Uma parcela desses recursos financeiros deveria ser destinada aos órgãos gestores dos recursos hídricos em cada bacia hidrográfica onde se localizam as centrais hidrelétrica, a título de pagamento pelo uso da água. Tais recursos financeiros são justificados como forma de financiar o custeio do próprio gerenciamento do sistema hídrico, de modo a cobrir todos os custos de operação, manutenção e investimentos necessários em cada uma das bacias hidrográficas produtoras de energia elétrica<sup>19</sup>.

A outra parcela deveria ser destinada ao próprio setor de energia elétrica, como forma de financiar os investimentos futuros no que tange ao processo de substituição da fonte hidrelétrica por outras fontes de geração, poupadoras de recursos hídricos, por exemplo, termoeletrica ou até mesmo nuclear. Essa substituição tecnológica por fontes alternativas de produção de energia elétrica liberaria paulatinamente a utilização de recursos da água para outros usos. Os recursos financeiros destinados ao setor elétrico, assim justificados, deveriam continuar fluindo até que fosse alcançada uma base energética dos recursos hídricos mais apropriada para a realidade da região hidrográfica.

Quando analisados sob o ponto de vista social, os benefícios provenientes da internalização dos custos que a geração de energia elétrica impõe aos demais usuários da bacia hidrográfica seriam mais do que suficientes para justificar os custos adicionais incorridos com a substituição gradual da geração hidráulica de energia por fontes alternativas de geração, mais caras, porém poupadoras de recursos hídricos. Para que o benefício líquido seja de fato maximizado, essa substituição tecnológica de geração teria necessariamente que priorizar fontes alternativas de energia renováveis.

Espera-se que este estudo possa contribuir para o aprimoramento do gerenciamento do sistema elétrico nacional, na medida que orienta as ações públicas e privadas no sentido de se obter uma base energética dos recursos hídricos mais apropriada para a realidade atual, assim como possa melhorar a alocação dos recursos na economia brasileira, com ganhos para toda a sociedade.

### Referências Bibliográficas

- CARRERA-FERNANDEZ, J. Cobrança e preços ótimos pelo uso e poluição das águas de mananciais. *Revista Econômica do Nordeste*, v. 28, n. 3, p. 249-277, 1997a.
- \_\_\_\_\_. *Economia dos recursos hídricos*. Salvador: Curso de Mestrado em Economia da UFBA, 1997b.

\_\_\_\_\_. O princípio dos usos múltiplos dos recursos hídricos e o custo social da energia elétrica no Brasil. *Anais do III Encontro Regional de Economia da ANPEC. Revista Econômica do Nordeste*, v. 28, n. especial, p. 953-966, julho, 1998b.

\_\_\_\_\_. *A valorização da água e a cobrança pelo uso: teoria, metodologias e um estudo de caso para a bacia hidrográfica do rio Pirapama em Pernambuco*. Salvador: CME/UFBA, 2000a.

\_\_\_\_\_. O princípio dos usos múltiplos dos recursos hídricos: uma análise a partir da bacia do rio Formoso no oeste baiano. *Anais do V Encontro Regional de Economia da ANPEC. Revista Econômica do Nordeste*, v. 30, n. especial, 2.000b (na prelo).

CARRERA-FERNANDEZ, J. FERREIA, J. O custo social dos recursos hídricos em bacias hidrográficas internacionais: o caso da bacia do rio Paraná. *Anais das Primeras Jornadas Interdisciplinarias de Estudios y Agroindustriales*, p. 33. Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires — Argentina, 4 - 5 de Novembro de 1999.

CARRERA-FERNANDEZ, J. GMÜNDER, U. (Eds). *Uso eficiente de recursos naturais e uma política tributária ecológica*. Salvador: Goethe-Institut (ICBA), 1998.

COASE, Ronald. The problem of social cost. *Jornal of Law and Economics*, 1960.

CONTADOR, Cláudio Roberto. *Avaliação social de projetos*. São Paulo: Atlas, 1998.

DNAEE. *Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação*. Brasília: MME/DNAEE, 1985.

ELETROBRÁS. *Plano decenal de expansão: 1996 - 2005*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.

GARRIDO, Raymundo, CARRERA-FERNANDEZ, J. Metodología para la determinación de los precios óptimos y cobro por el uso y contaminación de las cuencas de Paraguaçu e Itapicuru (Brasil). DELGADO, C. D., ALBERICH, M. V. E. (Eds). *Contribuciones al manejo de los recursos hídricos en America Latina*. Mexico: Universidad Autónoma del Estado de México, 1997.

HARBERGER, Arnold C. *Project evaluation: collected papers*. Chicago: The University of Chicago Press, 1972.

IBGE. *Anuário Estatístico do Brasil*, 1998.

LAYARD, Richard (Ed.). *Cost benefit analysis*. New York: Penguin, 1980.

MAS-COLELL, Andreu, WHINSTON, M. D., GREEN, J. R. *Microeconomic Theory*. New York: Oxford University Press, 1995.

- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Balanco energético nacional*. Brasília: MME, 1994.
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, DOS RECURSOS HÍDRICOS E DA AMAZONIA LEGAL. *Projeto Arco Íris*, v. II. Hydros, 1997.
- MISHAN, E. J. *Análise de custos-benefícios*. Rio: Zahar, 1976.
- \_\_\_\_\_. *Economics for social decisions: elements of cost-benefit analysis*. New York: Praeger, 1975.
- SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE E COMUNICAÇÕES. *Participação da iniciativa privada na produção de energia elétrica: a questão tarifária*. Salvador: Convênio de cooperação entre o Governo do Estado da Bahia e a Comissão Europeia no Setor de Energia, 1994.
- SECRETARIA DE RECURSOS HÍDRICOS (SRH) DO MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, RECURSOS HÍDRICOS E AMAZONIA LEGAL (MMA). *Política nacional de recursos hídricos - Lei n. 9.433 de 8 de janeiro de 1997*. Brasília: SRH/MMA, 1997.
- SECRETARIA DE PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E COORDENAÇÃO DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA (SEPLAN-PR). *Projeto Áridas - uma estratégia de desenvolvimento sustentável para o Nordeste*. Brasília: SEPLAN-PR, 1994.
- SILBERBERG, E. *The structure of Economics: a mathematical analysis*. New York: Mac Graw-Hill, 1978.
- VARIAN, Hal R. *Microeconomic Analysis*. New York: Norton Company Inc, 1978.

### Notas

<sup>1</sup> Professor do Mestrado em Economia da Universidade Federal da Bahia e PhD em Economia pela The University of Chicago. O autor agradece a assessoria eficiente do Eng. Luis Comargo e aos estagiários Aline Nogueira e Fábio Sena, responsabilizando-se por qualquer erro que porventura possa existir.

<sup>1</sup> A partir do final dos anos sessenta e início dos anos setenta, outros setores usuários como a irrigação, o abastecimento urbano e, em certa extensão, a indústria, começaram a oferecer os seus reclamos contra essa assimetria de tratamento do governo federal. Começa, então, a florescer no Brasil o chamado *princípio dos usos múltiplos*, segundo o qual os recursos hídricos devem situar-se equidistantemente acessível a todos os setores interessados em seu uso, dando-se o predomínio, em cada bacia ou região, ao uso que permitir a obtenção dos maiores níveis de benefícios sociais líquidos (Carrera-Fernandez, 2.000).

<sup>2</sup> Outros países, por exemplo, a França, a Alemanha e os Estados Unidos, optaram por outras fontes de geração, especialmente a nuclear e a térmica. Essa clara opção do governo brasileiro pela geração hidrelétrica, em detrimento de outras fontes de geração, foi inicialmente motivada pela forte dependência brasileira de

energia externa e, mais tarde, pelos riscos de acidentes nucleares e suas graves conseqüências para a sociedade. Além do mais, os baixos custos de geração hidrelétrica e a enorme malha hidrográfica brasileira com grande potencial hidro-energético, contribuíram decisivamente para a escolha dessa opção de fonte energética.

<sup>3</sup> Veja-se, por exemplo, Harberger (1972) e Contador (1998).

<sup>4</sup> Objetivando-se simplificar a análise, supõe-se que os outros fatores de produção utilizados na geração de energia elétrica são constantes.

<sup>5</sup> Supõe-se que a condição de suficiência para um máximo,  $f'' > 0$ , é satisfeita.

<sup>6</sup> Por simplicidade, supõe-se que os outros insumos na função de produção da agricultura irrigada são constantes.

<sup>7</sup> Supõe-se que a condição de segunda ordem para um máximo interior é também satisfeita, ou seja,  $g'' > 0$ .

<sup>8</sup> No Brasil, com exceção da cobrança de uma taxa pela inundação de áreas, a título de compensação financeira pelo setor elétrico, em conseqüência da construção de barramentos de regularização da vazão de hidrelétricas com potência instalada mínima de 30 MW, a utilização da água para geração de energia elétrica tem tido, até agora, tarifação zero.

<sup>9</sup> Código de Águas de 1934 e da Lei Federal nº 9.433, sancionada em 8 de janeiro de 1997.

<sup>10</sup> Segundo Cedraz (1998), esses vetos trazem prejuízos para o sistema de planejamento integrado dos recursos hídricos no Brasil, impossibilitando a descentralização e a sustentabilidade econômica-financeira de todo o sistema.

<sup>11</sup> Para maiores detalhes a respeito desse teorema veja-se Varian (1978).

<sup>12</sup> Se esse custo fosse internalizado aos custos privados de produção de energia elétrica, de modo a estar contido no excedente econômico desse setor, i.e.,  $\pi_e = I f(x_e) + (\partial \pi_e / \partial h) h f f'(x_e) - w_e x_e$ , então o resultado seria socialmente eficiente, desde que a maximização do excedente econômico do setor geraria a mesma condição necessária para um ótimo social, ou seja,  $f(x_e) + (\partial \pi_e / \partial h) h f f'(x_e) = w_e$ , visto que  $\partial \pi_e / \partial h = p_e g_h$ .

<sup>13</sup> O preço de reserva representa a altura da curva de demanda "tudo ou nada", a qual é definida por:

$$w_e'(x_e) = (I/x_e) \int_0^{x_e} w_e(x_e) dx_e$$

Da qual a demanda ordinária (marshalliana ou walrasiana) é a curva marginal. Isto é, uma é a transformada da outra, por um processo de derivação ou integração.



<sup>14</sup> Deve-se ressaltar que o componente de custo referente às variações de vazão à jusante (que ocorrem nos períodos de “pico” de consumo e, portanto, de produção de energia elétrica) não foi considerado nesta avaliação por apresentar magnitude desprezível, quando comparado com os outros dois componentes.

<sup>15</sup> As usinas térmicas também exercem demanda sobre a base dos recursos hídricos. Do mesmo modo que a água é um insumo primordial na geração de energia hidrelétrica, a produção de energia termelétrica faz uso de grandes quantidades de água tanto para produção do vapor - insumo primordial na produção de energia elétrica - quanto para a refrigeração nas referidas plantas. Nas termelétricas, o vapor descarregado pelas turbinas a uma pressão inferior à atmosférica passa através dos condensadores onde sofre resfriamento e retorna ao estado líquido, sendo bombeado novamente para as caldeiras, em circuito fechado. As perdas nesse processo não chegam a ser apreciáveis, razão porque o uso da água para essa finalidade é, para fins práticos, considerado não consuntivo. No entanto, no processo de refrigeração dos condensadores deve-se fazer circular grandes volumes de água, gerando perdas bem maiores do que aquelas que sucedem no circuito das caldeiras, quando a água é devolvida à fonte ou às torres de arrefecimento.

<sup>16</sup> O limite inferior da tarifa social de suprimento seria de R\$ 35,48 por MWh, de modo que o custo social da água na geração de energia elétrica representaria 8,4% da tarifa de suprimento.

<sup>17</sup> Nesse caso, o limite inferior da tarifa social de fornecimento seria de R\$ 87,05 por MWh, de modo que o custo social da energia elétrica corresponderia a 3,4% da tarifa de fornecimento.

<sup>18</sup> Utilizando a metodologia da análise social de projetos, Carrera-Fernandez (2.000) obteve resultados semelhantes para a bacia hidrográfica do rio Formoso, no oeste baiano.

<sup>19</sup> Embora a nova legislação preveja um percentual fixo (0,75%) sobre o valor da energia elétrica gerada, o título de pagamento pelo uso dos recursos hídricos, uma distribuição eficiente exigiria que esse pagamento fosse avaliado com base no preço pelo uso (ou custo de oportunidade) da água na geração de energia elétrica, o qual varia de bacia para bacia.



Impresso no  
Setor de Reprografia da EDUFBA  
Tiragem 60 exemplares  
Salvador, fevereiro de 2001



