

6. ANÁLISE DE ALTERNATIVAS

6.1. TECNOLÓGICAS

6.1.1. Considerações Gerais

O atual Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás, para o ciclo 2003-2012, apresenta a expansão da oferta de energia elétrica com predominância na exploração de recursos hídricos e prevê, ainda, um aumento da participação termelétrica. Esse potencial hidrotérmico competitivo deverá ser desenvolvido com base em custos marginais de expansão na faixa dos US\$ 30,00/MWh.

Mesmo com um aumento da geração termelétrica, o potencial hidrelétrico ainda será o grande responsável pela geração. Isto decorre da alta competitividade econômica do potencial hidrelétrico. Além disso, os reservatórios das hidrelétricas, dentro da ótica de usos múltiplos da água, possibilitam que tais empreendimentos sejam considerados com inserção regional, quando assim o caso recomendar.

As restrições levantadas aos empreendimentos hidrelétricos são, de um modo geral, de ordem sócio-ambiental. Atualmente, contudo, o setor elétrico tem reorientado suas ações no sentido de consolidar e sistematizar o conhecimento nessa área, avaliar e caracterizar os custos e benefícios sócio-ambientais, intensificar e ampliar as ações mitigadoras e, por fim, ampliar a participação da sociedade no processo de decisão de programas e projetos. Essas ações visam atenuar os aspectos negativos e ampliar os aspectos positivos dos empreendimentos, cabendo à sociedade, como um todo, a responsabilidade de estabelecer a medida de exploração desse potencial, a partir de uma perspectiva de desenvolvimento sustentado.

A opção pelas usinas hidrelétricas foi a trajetória tecnológica escolhida pelo País em razão da ampla disponibilidade de potenciais hidráulicos, a custos não excessivamente elevados.

Hoje, a participação hidrelétrica, fonte primária comum para a geração de energia elétrica no Brasil, alcança cerca de 90%.

A fim de atender ao crescente consumo de energia elétrica no país, principalmente no que se refere às Regiões Sul e Sudeste, o governo brasileiro vem desenvolvendo uma política abrangente de planos e programas de investimento para o Setor Elétrico Brasileiro, visando inclusive diversificar a matriz energética do País.

Dentre esses programas, destaca-se o Programa Prioritário de Termelétricas, que tem por objetivo aumentar a oferta de energia no país a partir da implementação de diversas usinas termelétricas em vários estados brasileiros. Esse programa pretende promover uma alteração da matriz energética brasileira, aumentando a geração de energia de origem térmica nos próximos anos.

Essa nova concepção da matriz energética, principalmente com a utilização de gás natural, propicia condições de atendimento ao mercado a curto prazo e permite ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica. Dessa forma, a participação do gás natural na matriz energética nacional deverá aumentar sensivelmente.

Dentro deste panorama, considerando-se a situação brasileira, estão apresentadas a seguir as alternativas usualmente empregadas:

6.1.2. Usinas Termelétricas

6.1.2.1. Nuclear

A alternativa de geração termonuclear no Brasil está atualmente restrita às usinas de Angra I e II, localizadas no estado do Rio de Janeiro, no município de Angra dos Reis.

São notórias as dificuldades de várias naturezas que envolvem a implantação do projeto de Angra I, só muito recentemente superadas, o que possibilitou a geração, atualmente, de maneira mais regular.

Muito provavelmente este cenário encerrará, no horizonte próximo, a experiência brasileira com geração termonuclear, uma vez que não há previsão de novos empreendimentos do gênero. Além disso, o custo de geração elétrica por usinas nucleares é significativamente maior.

A principal causa de rejeição, por parte da sociedade, decorrente da operação de uma usina nuclear está associada à incerteza dos riscos de acidentes radioativos.

Essas usinas, além de exigirem investimentos muito superiores aos das hidrelétricas, requerem tecnologia ainda não disponível ao setor privado no Brasil. Além disso, os problemas relativos à obtenção de combustível, manuseio e destino final dos resíduos de alta radioatividade e temor quanto à segurança das usinas tornam inviável a sua adoção. O custo de geração situa-se em valores acima de US\$ 50/MWh.

6.1.2.2. Carvão e Óleo Combustível

O óleo combustível derivado de petróleo e o carvão mineral são responsáveis em conjunto por mais de 60% da produção de energia elétrica mundial, sendo o carvão mineral, individualmente, responsável por mais de 40% da produção.

Ambos os combustíveis, no entanto, não constituem no Brasil alternativas competitivas de geração frente ao gás natural. No caso do carvão, isto é ocasionado pela indisponibilidade do mineral a distâncias razoáveis das regiões fortemente consumidoras de energia.

Ainda que existam tecnologias eficientes para abatimento das emissões de poluentes gerados pelo processo de queima destes combustíveis (óleo e carvão), níveis elevados de controle implicam custos também elevados para aquisição dos equipamentos e adequação dos processos, o que diminuiria mais ainda a competitividade destes combustíveis para a produção de energia elétrica na região em apreço, frente à disponibilidade do gás natural.

As usinas térmicas, ao usarem carvão nacional como combustível, apresentam graves problemas em razão da poluição do ar gerada na queima do carvão (dióxido de enxofre, chuvas ácidas etc.). Os custos de geração são também superiores aos da hidrelétrica, cerca de US\$ 45/MWh, quando o carvão mineral é proveniente de minas a céu aberto, atingindo até valores da ordem de US\$ 57/MWh quando o carvão é proveniente de exploração subterrânea.

No tocante às usinas térmicas que utilizam óleo combustível ou diesel, embora seus custos de investimento sejam inferiores às hidrelétricas, os custos de geração são bem superiores eliminando qualquer vantagem econômica. Ademais, como o país não é auto-suficiente na produção de petróleo, a adoção de qualquer das alternativas acima implicaria no aumento da dependência externa na estratégica área de combustíveis. Além disso, a queima dos combustíveis citados provoca sérios problemas de poluição do ar (dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio etc.).

6.1.2.3. Gás Natural

A usina termelétrica a gás natural é considerada, entre as fontes termoelétricas a combustíveis não nucleares, a mais limpa, uma vez que seus efeitos são menos nocivos ao meio ambiente do que os outros combustíveis (óleo e carvão). Ainda assim, provoca impactos a serem considerados: libera produtos da combustão, especialmente o NOx. Estas emissões têm efeito sobre a saúde da população, sobre a vegetação e a fauna associada.

Os custos de geração são inferiores aos das outras alternativas de geração termelétrica, de cerca de US\$ 42/MWh para as usinas de ciclo combinado, mas ainda bastante superiores ao da geração hidráulica.

A questão do suprimento de gás é um dos aspectos que tem trazido grande polêmica ao programa. Como há o risco de aumento dos preços do gás natural importado, em razão da variação cambial, e como, por outro lado, não há garantias de repasse desse aumento para a tarifa, os investidores tem tido dificuldades em viabilizar as operações de financiamento, principalmente junto aos agentes internacionais.

6.1.2.4. Lenha

A opção de usinas térmicas a lenha apresenta custo de geração superior à hidrelétrica. Exige ainda grandes áreas de reflorestamento para o suprimento de combustível o que acarretaria a ocupação de parte da área utilizada para agropecuária, com implicações na produção de alimentos. Por outro lado, os problemas decorrentes da queima de lenha, com a resultante poluição atmosférica, tornam esta alternativa inviável nas presentes condições.

6.1.3. Fontes Alternativas

Além destas, há as chamadas fontes alternativas de energia elétrica, como a eólica, a solar, maremotriz, geotérmica e biomassa vegetal (bagaço de cana, palha de arroz, gaseificação da madeira, lixo doméstico, entre outras fontes), mas cujo balanço energético e/ou relação custo/benefício nem sempre se mostram adequados, não constituindo, portanto, alternativa para o suprimento de grandes centros de consumo.

Não obstante, algumas destas alternativas encontram-se em estágio experimental bastante incipiente no Brasil, enquanto outras, com tecnologia já dominada, apresentam custos proibitivos para as escalas requeridas. Ademais, nem todas as fontes estão disponíveis ou se mostram viáveis tecnicamente, pela distância das fontes primárias, limitações fisiográficas, perfil da demanda etc.

Em termos estratégicos, as nações desenvolvidas sinalizam essas fontes como tecnologias do futuro, investindo expressivamente na sua disseminação através de incentivos, subsídios e, inclusive, créditos especiais.

Em algumas regiões do Brasil, onde ocorre a disponibilidade de matéria prima combustível em quantidade adequada para geração a partir da biomassa vegetal, vêm sendo desenvolvidas algumas experiências interessantes de co-geração. Sobre isso, cabe tecer algumas considerações quanto ao potencial de geração a partir de biomassa das indústrias de açúcar e álcool e energia eólica. Observa-se que estas duas importantes fontes renováveis de energia ainda estão limitadas a pequenas gerações, seja pelo estado em que se encontra a tecnologia disponível, seja pela oferta de combustível, e que o total de energia já gerada ou projetada para os próximos anos não elimina a necessidade de construção de outras fontes de geração de grande capacidade.

6.1.4. Conclusões

Com base no panorama exposto, nota-se que a alternativa hidrelétrica ainda é a mais atrativa, tanto do ponto de vista técnico e econômico, como estratégico e ambiental. Isto, mesmo com o aumento previsto da participação termelétrica, cuja quantidade a ser adicionada ainda é marginal em relação ao potencial de desenvolvimento da hidreletricidade.

A expansão da geração termonuclear, por sua vez, está comprometida, uma vez que o planejamento oficial prevê apenas a implantação de Angra III, dando a entender que esta deverá ser a última usina nuclear brasileira.

Quanto às Fontes Alternativas de Energia, a curto e médio prazo, o quadro que se apresenta é o de limitarem-se a ser uma alternativa suplementar e estratégica, que pode se tornar uma oportunidade de negócio que atraia os interesses da iniciativa privada.

É sabido que a experiência vivida pelos países desenvolvidos aponta para a necessidade de um meio de incentivo para tornar as Fontes Alternativas competitivas em relação às Fontes Convencionais. No Brasil, em particular, este aspecto se reveste de maior gravidade pelo baixo custo da energia de origem hidráulica, hoje a maior parte amortizada, e pela incorporação de energia térmica com o uso de gás natural, cujo preço, apesar de superior ao da energia de origem hidráulica, é bastante competitivo quando comparado às demais alternativas.

Outro aspecto relevante e importante para o sucesso da geração térmica a gás, refere-se à capacidade de fornecimento de turbinas para atender a demanda internacional. Atualmente, sabe-se que os fabricantes de turbinas estão com sua capacidade de fabricação esgotada em razão principalmente do crescimento da demanda, particularmente nos EUA, que estão planejando a implantação de uma série de térmicas a gás natural.

Os estudos desenvolvidos para a UHE Tijuco Alto indicam a viabilidade técnica e econômica para sua implantação uma vez que, com sua capacidade instalada de 128,7 MW e 74,5 MW médios de energia firme, está requerendo um investimento da ordem de 386,2 milhões de reais, incluindo juros, durante a construção, resultando no custo de geração conforme os critérios recomendados pela ELETROBRÁS, em 72,43 R\$/MWh.

Diante dos valores obtidos, a comparação do custo médio de geração com o custo marginal de expansão da ordem de US\$ 30/MWh, justifica-se do ponto de vista energético e econômico a implantação da UHE Tijuco Alto. Em comparação com as diversas fontes alternativas, no Quadro 6.1.4/01 são apresentados os valores normativos que a ANEEL considerava em Janeiro de 2001 para análise da viabilidade.

QUADRO 6.1.4/01 - VALORES NORMATIVOS PARA ENERGIA ELÉTRICA - 2001

FONTE	VALOR NORMATIVO US\$/MWh
Competitiva	36,85
Termelétrica a carvão nacional	38,13
Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH	40,39
Termelétrica Biomassa	45,77
Usina Eólica	57,15
Usina Solar Foto-Voltaica	134,53

Fonte: Res. ANEEL 22/2001

6.2. ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Para a avaliação da UHE Tijuco Alto, três alternativas locais e de arranjo foram consideradas.

A alternativa 1 considera basicamente a proposição dos estudos anteriores, com o barramento da UHE Tijuco Alto cerca de 4 km a montante da foz do Rio Catas Altas, e sua casa de força junto à cidade de Ribeira (na margem oposta à cidade), “curto-circuitando” um trecho de aproximadamente 11 km do Rio Ribeira. Nessa situação, foi prevista a necessidade de manter uma vazão ambiental no trecho “curto-circuitado”, e assim, foi considerada a implantação de uma casa de força complementar junto ao pé da barragem para aproveitar o potencial energético dessa vazão ambiental, o que não era considerado nos estudos anteriores.

A alternativa 2 considera a implantação da UHE Tijuco Alto num eixo identificado cerca de 1 km a montante da foz do Rio Catas Altas, com a instalação da casa força na margem direita, aproximadamente 500 m a jusante da barragem.

Já a alternativa 3 considera a implantação da barragem no mesmo eixo da alternativa 1, mas com a instalação da casa de força na margem direita, imediatamente a jusante do barramento.

Nas três situações, diferindo dos estudos anteriores, não foi prevista a instalação do descarregador de fundo, considerando que esta estrutura poderia interferir na qualidade d’água a jusante do barramento. Vale ressaltar que existe um questionamento ambiental que reside nas antigas explorações de chumbo; existem teses que a contaminação por metais pesados poderia ser ampliada com a formação do reservatório.

Nota-se que o teor de metais pesados na água vem decaindo, chegando mesmo a ser nulo. Entretanto, remanescem ainda em algumas amostras de sedimentos, indicando que a barragem não deveria possuir a estrutura de descarregador de fundo para que, dessa forma, a existência do barramento crie uma barreira à transmissão de sedimentos eventualmente contaminados por chumbo e outros metais pesados.

Nesses estudos de alternativas locais verificou-se que deslocar o eixo da UHE Tijuco Alto para um local mais a jusante do que o da alternativa 2 não é viável, pois implicaria no alagamento do Rio Catas Altas, aumentando muito a área alagada, inundando um aglomerado urbano (Vila Catas Altas), uma considerável malha viária e também a PCH Catas Altas I, existente no rio de mesmo nome.

Deslocar o eixo da UHE Tijuco Alto para um local a montante do eixo das alternativas 1 e 3, por sua vez, também não é interessante, pois reduziria a queda disponível na usina, e conseqüentemente a sua geração, sem propiciar ganhos ambientais significativos.

Os arranjos dessas três alternativas são apresentados nas Figuras 6.2/01, 6.2/02, 6.2/03, 6.2/04A e 6.2/04B e brevemente descritos a seguir.

Figura 6.2/01

INSERIR FIGURA 6.2/ 02

INSERIR FIGURA 6.2/03

INSERIR FIGURA 6.2/04A

INSERIR FIGURA 6.2./04B

6.2.1. Alternativa 1

Na alternativa 1, o arranjo proposto para a UHE Tijuco Alto consiste numa barragem de enrocamento com face de concreto localizada cerca de 4 km a montante da foz do Rio Catas Altas, com sua crista na elevação 302 m e aproximadamente 523 m de extensão. Essa barragem propicia a formação de um reservatório com nível máximo normal correspondente à elevação 290 m, e o nível mínimo normal à elevação 285 m, já o nível máximo maximum corresponde à elevação 300 m, o que proporciona um volume da ordem de 476,5 x 106 m³, para o controle de cheias na bacia do Rio Ribeira.

O desvio do rio se dará por dois túneis escavados em rocha na margem esquerda, com seção tipo arco-retângulo (10 m x 10 m), e comprimento da ordem de 660 m. Esses túneis serão escavados em elevações diferentes, de maneira que no último período seco do desvio, o túnel superior possa ser tamponado com a instalação de uma válvula para a passagem da vazão sanitária de enchimento. Em seguida, o túnel inferior pode ser fechado através de uma comporta colocada no seu emboque, de maneira que se inicie o enchimento do reservatório, garantindo a manutenção da vazão a jusante através da válvula instalada no túnel superior.

Durante o período construtivo, o leito do rio será ensecado por duas ensecadeiras, a de montante com crista na elevação 197 m e a de jusante com crista na elevação 180 m, ambas construídas com enrocamento e vedação em solo. Esse sistema de desvio, constituído pelos dois túneis e pelas ensecadeiras foi dimensionado para a vazão correspondente a um período de retorno de 50 anos.

O vertedouro de superfície será implantado na margem esquerda, com sua soleira na elevação 286 m e equipado com duas comportas do tipo segmento com 11,5 m de largura por 14 m de altura, o que permitirá descarregar uma vazão de 2.530 m³/s, correspondente a vazão decamilar amortecida pelo reservatório já considerando a operação de controle de cheias. A dissipação de energia dar-se-á através de um salto de esqui, com a concha na elevação 250 m e uma bacia de dissipação junto à calha do rio com dimensões médias de 70 m de comprimento por 36 m de largura.

A casa de força principal ficará na margem direita a aproximadamente 11,5 km a jusante do eixo da barragem, e será do tipo abrigada com dois blocos de 14 m de largura por 17,3 m de comprimento cada, sendo equipada com dois grupos hidrogeradores dotados de turbinas Francis, com eixo vertical totalizando a potência máxima instalada de 128,7 MW.

O circuito de adução que alimenta a casa de força principal inicia-se a partir da tomada d'água, localizada aproximadamente 1.400 m a montante do eixo da barragem, seguida por um túnel escavado em rocha com 7,3 m de diâmetro e 2 km de extensão até uma chaminé de equilíbrio com 19 m de diâmetro e uma câmara de compensação associada e, a partir desse ponto por um túnel blindado com 5 m de diâmetro até a bifurcação para as unidades da casa de força.

Para o trecho "curto-circuitado" pelo circuito de geração principal, foi prevista a vazão ambiental de 15,5 m³/s que corresponde a 50% da Q_{7,10}. De forma a aproveitar o potencial energético dessa vazão, foi prevista a implantação de uma casa de força complementar na margem esquerda, imediatamente a jusante da barragem. Essa casa de força tem 10 m x 33 m, sendo equipada com dois grupos hidrogeradores que totalizam 15,5 MW de potência instalada. A adução para a casa de força complementar será realizada a partir de uma tomada d'água, instalada na lateral direita do canal de aproximação do vertedouro, seguida de um túnel curto com 3 m de diâmetro e por um conduto forçado a céu aberto com 2 m de diâmetro.

6.2.2. Alternativa 2

O arranjo proposto para a UHE Tijuco Alto na alternativa 2, consiste de uma barragem de enrocamento com face de concreto, localizada cerca de 1 km a montante da foz do Rio Catas Altas, com sua crista na elevação 302 m e aproximadamente 1.200 m de extensão, complementada por um dique em Concreto Compactado a Rolo, com crista na mesma elevação e cerca 700 m de extensão. Esse barramento propicia a formação de um reservatório na mesma elevação e com as mesmas características do reservatório da alternativa 1.

O desvio do rio dar-se-á por dois túneis escavados em rocha na margem direita, com seção tipo arco-retângulo (7 m x 7 m) e comprimento da ordem de 260 m. No último período seco do desvio, um desses túneis será tamponado com a instalação de uma válvula para a passagem da vazão sanitária de enchimento. Em seguida, o outro túnel pode ser fechado através de uma comporta colocada no seu emboque, de maneira que se inicie o enchimento do reservatório garantindo a manutenção da vazão a jusante através da válvula instalada no túnel anterior.

Da mesma forma, durante o período construtivo, o leito do rio será ensecado por duas ensecadeiras de montante e jusante, ambas construídas com enrocamento e vedação em solo.

O vertedouro de superfície será implantado na margem direita, sobre a estrutura do dique em CCR (concreto compactado a rolo), com sua soleira na elevação 286 m e será equipado com duas comportas do tipo segmento com 11,5 m de largura por 14 m de altura, o que permitirá descarregar uma vazão de 2.530 m³/s, correspondente a vazão decamilenar amortecida pelo reservatório, já considerando a operação de controle de cheias. A dissipação de energia dar-se-á através de um salto de esqui, com a concha na elevação 225 m e uma bacia de dissipação junto à calha do rio com dimensões médias de 80 m de comprimento por 36 m de largura.

O circuito de geração nessa alternativa é previsto para a margem direita, com a tomada d'água incorporada ao dique de CCR, seguida de um conduto forçado com 5 m de diâmetro que bifurca em duas unidades, imediatamente a montante da casa de força.

A casa de força é do tipo abrigada, com dimensões idênticas às propostas para a casa de força principal da alternativa anterior. Nessa situação a potência máxima instalada também é de 128,7 MW, em duas unidades, e o centro do eixo do distribuidor das máquinas ficará na elevação 162 m.

Nessa alternativa, ao implantar a casa de força próxima à barragem há uma diminuição na queda bruta disponível para a geração de energia elétrica da ordem de 10 m, mas não há a formação de um trecho seco de rio e, portanto, dispensa-se a vazão sanitária e conseqüentemente a casa de força complementar.

6.2.3. Alternativa 3

O arranjo da UHE Tijuco Alto para a alternativa 3 é similar ao arranjo descrito para a alternativa 1, mantendo os mesmos níveis operacionais e a barragem na mesma posição e com as mesmas características. O mesmo ocorre com o vertedouro, o dique e o desvio do rio que é realizado da mesma maneira exposta na alternativa 1.

Nessa situação, também não há uma casa de força complementar, pois não há a necessidade de prever-se a descarga da vazão ambiental, uma vez que a casa de força foi posicionada junto ao pé da barragem.

O circuito de geração nessa alternativa é previsto para a margem direita, com a tomada d'água aproximadamente 100 m a montante da barragem, seguida de um túnel adutor, seção arco-retângulo (9 m x 9 m) com cerca de 460 m de extensão, e por um conduto forçado com 5 m de diâmetro que bifurca em duas unidades, imediatamente a montante da casa de força.

A casa de força é do tipo abrigada com dimensões idênticas às propostas para as alternativas anteriores. Nessa situação a potência máxima instalada é de 128,7 MW em duas unidades, e o centro do eixo do distribuidor das máquinas ficará na elevação 163 m.

Também nessa situação, quando comparada à alternativa 1, há uma perda da ordem de 10 m na queda disponível para a geração de energia.

6.2.4. Potencial Energético das Alternativas

Para a avaliação do potencial energético das alternativas consideradas comparou-se as energias firmes das três alternativas, incluindo, no caso da alternativa 1, a energia gerada na casa de força complementar projetada para aproveitar o potencial energético da vazão sanitária.

Os valores de energia firme (média de geração no período crítico do sistema interligado) para as três alternativas são apresentados no Quadro 6.2.4/01 a seguir.

QUADRO 6.2.4/01 – POTENCIAL ENERGÉTICO DAS ALTERNATIVAS (ENERGIA FIRME)

ALTERNATIVA	1	2	3
Energia Firme (MW médios)	76,2	75,3	74,5

Fonte: CNEC

Verifica-se que o potencial energético das três alternativas é bastante semelhante, com variações da ordem de 2 %, sendo a alternativa 1 a que apresenta a maior geração no período crítico.

6.2.5. Estimativas de Quantidades e Custos

Para cada uma das alternativas consideradas foram elaborados arranjos com o objetivo de permitir a quantificação das obras civis e dos equipamentos e, conseqüentemente, a estimativa dos custos associados. Para isso, consideraram-se os dados e informações de geologia, hidrometeorologia e topografia. Em cada uma das situações foi pesquisada a melhor configuração das estruturas componentes do ponto de vista construtivo, de forma a reduzir os quantitativos de obras civis e, conseqüentemente, os custos associados.

Como para as três alternativas os equipamentos eletromecânicos a serem instalados são, em sua maioria, idênticos (exceção da alternativa 1, onde devem ser acrescentados os equipamentos da casa de força complementar), para efeito comparativo entre as alternativas, considerou-se apenas os principais quantitativos civis, resumidos no Quadro 6.2.5/01 a seguir.

QUADRO 6.2.5./01– RESUMO DOS PRINCIPAIS QUANTITATIVOS CIVIS

ALTERNATIVA	1	2	3
Escavação em solo (m³)	1.776.323	2.809.440	1.776.323
Escavação em rocha (m³)	1.322.613	616.659	1.328.006
Escavação em rocha subterrânea (m³)	251.817	26.404	160.262
Enrocamento (m³)	7.470.313	10.286.160	7.365.206
Aterro em solo (m³)	361.293	146.361	323.610
Transição e filtros (m³)	143.629	176.490	137.253
Concreto compactado a rolo – CCR (m³)	0	734.850	0
Concreto convencional (m³)	98.045	212.644	85.644
Condutos em aço (ton)	958	759	685

Fonte: CNEC

Considerando os custos unitários de obras de porte semelhante, e soluções técnicas similares, obtiveram-se os custos estimados de implantação das principais obras civis das três alternativas, cujos valores são apresentados no Quadro 6.2.5/02 abaixo.

QUADRO 6.2.5/02 – RESUMO DOS CUSTOS DIRETOS DE IMPLANTAÇÃO DAS PRINCIPAIS OBRAS CIVIS

ALTERNATIVA	1	2	3
Custo direto estimado das obras civis (R\$ 10 ⁶)	173,54	248,14	157,45

Fonte: CNEC

6.2.6. Comparação e Seleção de Alternativas

Nas três alternativas analisadas o nível máximo normal da UHE Tijuco Alto foi mantido na mesma elevação (290 m), assim como o nível máximo maximum (300 m) e mínimo operacional (285 m). Os impactos da formação do reservatório são praticamente os mesmos nessas três situações, bem como o controle de cheias será o mesmo nos três casos. A rigor, na alternativa 2 a área alagada é ligeiramente maior, no entanto essa diferença é bastante pequena.

Dessa forma, o principal diferencial ambiental entre a alternativa 1 e as demais consiste no trecho de vazão reduzida. Embora a alternativa 1 represente um ganho de queda da ordem de 10 m, apresenta como consequência a formação de um trecho de rio com vazão reduzida de cerca de 11 km de extensão, situação verificada entre a barragem e o ponto de restituição das vazões turbinadas.

Outro ponto importante que pesa quanto a esta alternativa é que o sítio urbano de Ribeira ocupa um terraço fluvial bastante restrito, e com a restituição na margem oposta do rio boa porção do sítio urbano daquela cidade poderia ficar sujeita à erosão na margem do rio. Observa-se ainda, que a casa de força também seria um impacto visual, considerando a acomodação visual a que estão acostumados os moradores de Ribeira, com vista para o rio e suas matas ciliares.

Desta forma a alternativa 1 é a mais impactante, e seu ganho energético em relação às demais não justifica os impactos ambientais decorrentes, uma vez que a concepção que teria o trecho de rio com ensecamento ou com vazão reduzida, é extremamente criticada por órgãos de meio ambiente, vindo em tais situações, muitas vezes, obstáculos intransponíveis ao licenciamento ambiental e a justificativa do empreendimento frente à população.

Comparando a alternativa 2 com a alternativa 3, verifica-se que o impacto da 2 sobre o meio ambiente é ligeiramente maior em função da área inundada. O custo de implantação dessa alternativa é significativamente superior, além de envolver maiores volumes de

movimentação de terra e, conseqüentemente, maiores necessidades de áreas de jazidas e bota-foras.

Assim, considera-se a alternativa 3 como a de menor impacto ambiental conjugado, e apesar desta apresentar uma geração de energia ligeiramente inferior à das demais, é a alternativa selecionada, pois além do menor impacto ambiental também é a de menor custo de implantação. No Desenho MA.136.00.03-DE.02 constante no Volume de Anexos I, mostra-se o arranjo geral da alternativa 3, inserida na AID e a Linha de Transmissão do empreendimento conforme discorrido a seguir. Esta linha de transmissão da usina conecta-se, via subestação, à linha de transmissão de 500 kV denominada Bateias-Ibiúna, de propriedade de FURNAS, existente e licenciada pelo IBAMA.

6.3. ALTERNATIVAS DE LINHA DE TRANSMISSÃO - LT

Para a interligação da UHE Tijuco Alto ao Sistema Interligado Nacional, diversas alternativas de conexão foram estudadas, em três diferentes tensões: 138 kV, 230 kV e 500 kV.

Originalmente, no Projeto Básico de 1989, previa-se a interligação da UHE Tijuco Alto em 138 kV, na LT Capão Bonito – Apiaí, atualmente de propriedade da ELEKTRO. No entanto, hoje se verifica que a conexão em 138 kV não é mais viável, tanto pelo custo de transmissão nessa tensão, mais elevado do que em tensões superiores, como pelos reforços que atualmente seriam necessários nesse sistema para receber a energia gerada na UHE Tijuco Alto, considerando o trecho de Apiaí a Capão Bonito.

Em 2004, a pedido da CBA – Companhia Brasileira de Alumínio, a COPEL realizou o Estudo de Integração da UHE Tijuco Alto ao seu sistema elétrico, considerando nove alternativas, três em 138 kV e seis em 230 kV. As alternativas estudadas em 138 kV e suas respectivas distâncias da UHE Tijuco Alto foram:

- ✓ SE Gov. Parigot de Souza – 77 km;
- ✓ SE Jaguariaíva – 85 km;
- ✓ SE Bateias – 103 km.

O estudo da COPEL indicou que essas alternativas em 138 kV não são competitivas, tanto em função dos investimentos necessários, como em relação às perdas associadas à transmissão nessa tensão, sobretudo, considerando que a interligação pode ser realizada nos mesmos pontos de conexão com uma tensão mais elevada, e conseqüentemente com menores perdas.

Já para a tensão de 230 kV, o estudo da COPEL considerou as seguintes alternativas, e suas respectivas distâncias da UHE Tijuco Alto:

- ✓ SE Cia. de Cimento Portland Rio Branco (CCPRB) – 70 km;
- ✓ SE Gov. Parigot de Souza – 77 km;
- ✓ SE Santa Mônica – 84 km;
- ✓ SE Jaguariaíva – 85 km.
- ✓ SE Bateias – 103 km.

As análises da COPEL indicaram as alternativas de conexão na SE Bateias e na SE Santa Mônica como as mais recomendáveis, considerando tanto os custos de implantação e

operação, como os aspectos ambientais envolvidos, considerando-se a travessia em áreas recobertas por vegetação nativa, instituição da faixa de servidão e alta declividade dos terrenos.

As análises detalhadas dessas duas alternativas indicaram que a mais adequada seria a conexão na SE Santa Mônica, que está em construção na área nordeste da região metropolitana de Curitiba. Dessa forma, para efetuar a conexão da UHE Tijuco Alto, seria necessário realizar a construção de uma linha com aproximadamente 84 km de extensão.

Foi considerada, ainda, a possibilidade da conexão da UHE Tijuco Alto ao sistema de transmissão de FURNAS através do seccionamento da LT Bateias – Ibiúna, em 500 kV, que passa a cerca de apenas 1,5 km do local de implantação da barragem.

A análise preliminar dos custos de implantação dessa alternativa, realizada a partir dos “custos modulares” da Eletrobrás, comparando-a com a conexão na SE Santa Mônica, indicou que a implantação da subestação seccionadora da LT Bateias – Ibiúna (500 kV) custaria aproximadamente R\$ 49,6 x 10⁶, enquanto a conexão em 230 kV na SE Santa Mônica implicaria num investimento da ordem de R\$ 23,3 x 10⁶.

Mesmo com essa diferença significativa no custo de implantação da conexão em favor da SE Santa Mônica, optou-se pela conexão da UHE Tijuco Alto na LT Bateias – Ibiúna (500 kV) de FURNAS, considerando o impacto ambiental associado a essas alternativas, uma vez que o impacto da conexão na LT de FURNAS é praticamente nulo, pois a linha de transmissão se estenderia pouco além da área das obras da usina.

FURNAS, por sua vez, indicou, a priori, não haver impeditivos para essa conexão no seu sistema, e atualmente está realizando estudos mais detalhados dessa conexão.