



**X
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

SNPT/EE 10, PL 2, B

621 3196591 27711 1581

BR 415 33255
INIS - BR - - 3533

CTBA/GPL/08
CURITIBA - PARANÁ - 1989

GRUPO VII
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)

**"APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DO TIPO ANÁLISE CUSTO X BENEFÍCIO
NA DEFINIÇÃO DO NÍVEL DE MOTORIZAÇÃO DE PEQUENAS E MÉDIAS
CENTRAIS HIDROELÉTRICAS"**

João Gilberto Mazzon
Dorel Soares Ramos
CESP/EEG

Nivaldo Silveira Simões
Sérgio Ishida
CESP/EDR

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico enfrenta, de poucos anos' para cá, sérias resistências a nível nacional, regional e local à implantação de seus projetos hidroelétricos, decorrentes da uma nova concepção cultural e político-econômica.

Hoje, é preciso levar em conta que as populações afetadas tendem a ter plena consciência de que nos projetos hidroelétricos, a relação custo/benefício não se restringe somente aos aspectos físico-econômicos uma vez que a estes são acrescidos aspectos sociais, políticos, ambientais, paisagísticos e culturais. Para as populações diretamente atingidas pelos empreendimentos, são solicitados custos privados e ofertados benefícios públicos, em geral destinados a populações longínquas. É com base nestes fatos que afloram as resistências e em decorrência disso os conflitos. Essas considerações que levam a conhecer e entender a nova realidade política brasileira, conduzem também ao entendimento de que as Empresas do Setor Elétrico devem repensar e reformular seus estudos de Aproveitamentos Hidroelétricos.

Dentro dessa nova concepção é que a CESP decidiu reestudar a divisão de quedas entre as usinas de Lucas Nogueira Garcez e Capiwara no rio Paranapanema, uma vez que a queda desse trecho seria aproveitada por um único barramento, denominado Canoas Alto, que teria uma barragem de 30m de altura, inundando uma área de 95 km², para uma potência instalada de 300 MW e uma energia firme de 105 MWh. Esse nível de inundação provocou reações contrárias à implantação do projeto por parte das populações atingidas, as quais pressionaram vários níveis de poder, como o executivo e o legislativo, resultando dessa forma a inviabilidade de construção do aproveitamento como então concebido, o qual contava, inclusive, com o Projeto Básico pronto.

Os estudos que se seguiram, a partir do final de 1986, convergindo na conclusão

dos estudos de viabilidade no início de 1989, decidiram pela implantação de 2 barramentos para o aproveitamento da queda nesse trecho de rio, e denominados de Canoas I e Canoas II, sendo este a montante do primeiro. As barragens previstas terão 17m e 15m, respectivamente, e inundarão áreas de 30.8 km² e 22.5 km².

Como os novos estudos definiram aproveitamentos com alturas de queda da ordem de 15m, a CESP decidiu investigar profundamente a opção de se utilizar turbinas Bulbo, ainda não difundidas no Brasil, comparativamente às turbinas Kaplan, largamente utilizadas para esse nível de queda.

Paralelamente, no intervalo de tempo decorrido entre os trabalhos, os custos de referência para dimensionamento de usinas hidroelétricas alteraram-se significativamente, tornando o atendimento à energia o fator preponderante e relegando à segundo plano, do ponto de vista de dimensionamento, o atendimento aos requisitos de potência, uma vez que os novos custos marginais sinalizavam sobras de ponta a curto e médio prazos.

Dessa forma, este trabalho pretende trazer à tona as justificativas técnicas e econômicas que levaram à reformulação da divisão de quedas no trecho já citado, como também as razões da escolha de turbinas Bulbo para os aproveitamentos, além de substanciar a definição do dimensionamento da potência instalada nos novos aproveitamentos, à luz de novos parâmetros econômicos de referência.

2. JUSTIFICATIVAS DA ALTERAÇÃO DA CONCEPÇÃO DO APROVEITAMENTO

2.1 Aspectos Sócio-Ambientais

A adoção da alternativa Canoas Alto levaria a consequências negativas, sobre o meio ambiente e sobre a sociedade, de grandes dimensões, com o consequente desgaste para a imagem da empresa. A área inundada pelos reservatórios de Canoas I e Canoas II representa 56% da área de inundação na

1. OBJETIVO GERAL
2. METODOLOGIA
3. MODELO CONCEITO

cessária ao reservatório de Canoas Alto, ou seja, 44% das terras serão preservadas, garantindo as atividades econômicas e sociais ali existentes, em particular a exploração agrícola que é realizada sob solos férteis (latossolo vermelho escuro e terra roxa).

A qualidade das terras nesta região e a rentabilidade econômica dos produtos que ali são obtidos resultam na intensificação de seu uso e grande valorização, implicando um desembolso muito elevado de desapropriação. Optando pelos eixos de Canoas I e Canoas II, o desembolso com a desapropriação representa aproximadamente 46% daquilo que seria necessário para o eixo Canoas Alto. Entre outros aspectos, a divisão em dois barramentos, restringe a inundação quase que ao leito maior do rio, ou seja, aquelas áreas onde o rio na época das cheias já inunda naturalmente. São as áreas de várzeas e terraços, cujos terrenos para aproveitamento agrícola possuem fatores de limitação e, por conseguinte, são menos valorizados.

A ocupação intensa nesta área do projeto, resultou numa estrutura fundiária com o predomínio da pequena e média propriedade: vide quadro I - Diminuição dos Impactos sobre a Estrutura Fundiária - onde as propriedades de até 100 ha representam em média 70% do total de propriedades ali existentes. Em particular, as pequenas propriedades de até 10 ha, unidades mínimas para produção que garantem a sobrevivência econômica do produtor e sua família, representam cerca de 20% do total. A opção dos eixos Canoas I e Canoas II, significou uma redução de 49% destas pequenas propriedades que seriam atingidas na alternativa de Canoas Alto, reduzindo, também, a quantidade de famílias que devem ser reassentadas, de aproximadamente 190 para 100. Esta redução reveste-se de grande importância, visto que não há na região disponibilidade de terras inexploradas, em função de seus atributos naturais (fertilidade) e de sua valorização, o que provocaria uma pressão altíssima nos preços do mercado imobiliário.

Pela nova alternativa serão atingidos aproximadamente 3140 pessoas, ou seja, cerca de 51% do total de pessoas que seriam atingidas por Canoas Alto, conforme Quadro II - Diminuição dos Impactos sobre a População. Do ponto de vista de atividades agropecuárias, a nova opção representa uma diminuição de impactos da seguinte monta:

ÁREAS REDUZIDAS	ÍNDICE DE REDUÇÃO S/TOTAL
1895 ha de culturas anuais	72%
900 ha de pastagens	36%
421 ha de cana	85%
168 ha de arroz	29%
3 ha de culturas permanentes	100%
18 ha de silvicultura	48%

Em relação às coberturas de vegetação natural, divididas em vegetação de várzea, capoeira e mata, serão preservadas da inundação, na alternativa com os dois eixos, as seguintes áreas:

vegetação da várzea	468 ha	55% do total
capoeira	12 ha	12% do total
mata	78 ha	29% do total

Apesar dos valores de mata e capoeira não totalizarem 100 ha, estes tornam-se de

grande importância, pois na região as áreas com coberturas naturais são muito pequenas e distribuídas esparsamente, devido à devastação que ali ocorreu no processo de ocupação das terras com as atividades agropecuárias. De outro lado, os quase 500ha de vegetação de várzea que serão salvos, constituem uma importante área de refúgio da fauna e um banco genético da flora regional.

Para se ter uma idéia do uso e ocupação do solo nas duas alternativas propostas, ver Quadro III - Demonstrativo da Área Inundada.

Ao optar por duas barragens, a CESP também optou por minimizar sua intervenção na região, restringindo os impactos, em alguns casos, a menos da metade daqueles que seriam gerados com a alternativa de Canoas Alto. Concomitantemente, esta opção ocasionou uma redução de custos, dos quais a diferença do custo de desapropriação entre Canoas Alto e os eixos Canoas I e Canoas II, representa 69% dos custos dos programas sociais e ambientais, ou seja, quase que suficientes para cobrir as despesas com reassentamento de agricultores, reflorestamento ciliar, unidades de conservação da fauna e flora, áreas de lazer e educação ambiental, entre outros programas apresentados neste projeto.

2.2 Comparação Econômica

A comparação econômica de Canoas (Alta) com Canoas I e Canoas II, a seguir apresentada, considerou todos os aspectos citados neste item, referentes aos reservatórios, bem como outros, relativos às usinas propriamente ditas.

O novo orçamento de Canoas Alto foi elaborado adotando-se rigorosamente os mesmos custos unitários bem como a mesma data-referência, pois somente assim poderia ser válida a análise comparativa.

A evolução dos estudos conduziu à decisão de implantar turbinas Bulbo em Canoas I e Canoas II, decisão essa não aplicável a Canoas (Alta), cuja queda de projeto é da ordem de 30 m.

Conforme apresentado em capítulo específico, a utilização de turbinas Bulbo implica, dentre outros aspectos, em relação ao tipo Kaplan, em:

- redução do prazo de construção em 8 a 12 meses;
- custos diretos totais menores;
- sensível redução nos custos indiretos e nos juros durante a construção, face aos cronogramas físico-financeiros mais reduzidos.

A associação desses fatores à diminuição dos custos dos reservatórios e dos programas de ordem ambiental e sócio-econômica vinculados, resulta nos seguintes valores, referidos a junho de 1987:

- Canoas I (82,5MW)....US\$ 182.549.000 (*)
- Canoas II (72MW).....US\$ 155.743.000 (*)
- Canoas I mais II (154,5 MW, com Bulbo)US\$ 338.292.000 (*)
- Canoas (Alta) (300 MW, com Kaplan)..US\$ 463.755.000

(*) valores preliminares

Há, portanto, uma diferença de, aproximadamente, 37% entre as duas alternativas, desta vez favorável à divisão do trecho em duas usinas. Essa diferença de US\$ 125.463.000 é resultante das otimizações das duas alternativas, em especial quanto ao tipo de turbina, e da elevada valorização dos custos da terra na região, mas embute também uma diferença entre as motorizações atuais, com fator de capacidade próximo de 0,65, para Canoas I e II, e a manutenção da supermotorização de Canoas (Alta) com 300 MW, ainda com fator de capacidade de 0,35.

Uma nova estimativa considerando uma potência instalada de 162 MW em Canoas Alta (f=0,65) implicaria em uma redução dessa diferença de 37% entre as duas alternativas, sem contudo inverter o resultado.

Considerando a grande diferença de áreas inundadas, entre as alternativas estudadas, com a conseqüente redução significativa dos problemas de ordem ambiental e sócio-econômica, bem como o aspecto econômico, favorável à divisão do trecho em análise em duas usinas, a CESP decidiu pela implantação das UHE's de Canoas I e Canoas II, em vez do desenvolvimento de Canoas (Alta).

1. ESTUDO DA MOTORIZAÇÃO

A metodologia e os critérios para definição da potência a instalar em usinas hidroelétricas são os usuais em âmbito do GCPSP - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico. As usinas hidroelétricas de Canoas I e Canoas II estão localizadas no rio Paranapanema e deverão ser integradas ao Sistema Interligado Sul/Sudeste, a partir do qual são determinados os benefícios energéticos.

O estudo é baseado na valorização dos benefícios de energia firme, ponta garantida e energia secundária, pelos custos marginais de referência, durante a vida útil econômica considerada para os aproveitamentos, que é de 50 anos. A determinação da potência instalada é feita comparando-se os benefícios econômicos com os custos associados a cada alternativa. Assim, enquanto os benefícios incrementais forem superiores aos respectivos custos incrementais, ao passar-se de uma motorização para a seguinte, justifica-se economicamente esse aumento de potência. Pesquisou-se potências na faixa de 69.0 a 106.5 MW para Canoas I e de 60.0 a 93.0 MW para Canoas II.

A comparação econômica entre benefícios e custos foi efetuada para taxa de retorno de 10% a.a., usual nas análises de cunho econômico efetivadas no setor.

Todos os valores monetários usados neste trabalho referem-se a junho de 1987 e a taxa de câmbio é de 1 US\$ = 39.90 CZ\$.

3.1 Custos

Os custos envolvidos, neste tipo de análise, referem-se aos custos de instalação das alternativas de motorização acrescidos dos custos de operação e manutenção. Dessa forma, tem-se que:

- Os custos totais para cada alternativa de motorização dos dois aproveitamentos em estudo encontram-se no quadro VII, na coluna Investimento. Estão incluídos os encargos financeiros, ou seja, os juros durante a construção. Nos custos do reservatório

são foram considerados os valores referentes a aquisição de terras e benfeitorias rurais (contas .10 e .12).

Essa consideração não afeta a definição da motorização das usinas, uma vez que para qualquer nível de potência instalada os valores que não foram considerados são constantes, e o que influi nesta definição são os valores incrementais.

- Na estimativa dos custos anuais de operação e manutenção foi utilizada a curva constante do Boletim de Planejamento da ELETROBRÁS (DEZ/85), atualizada para junho/87. Essa curva relaciona potência instalada em MW com custo anual de operação e manutenção. No quadro VII, na coluna O&M, são apresentados os custos de operação e manutenção em valor presente, para as várias alternativas de motorização em Canoas I e Canoas II.

3.2 Custos Marginais da Expansão

Os custos marginais de referência de energia e ponta são divulgados rotineiramente pela ELETROBRÁS a cada novo ciclo de planejamento de longo prazo, sendo que os últimos disponíveis referem-se a junho/86 (US\$ = 13.84 CZ\$). Como a data a que se referem os custos utilizados neste trabalho é junho/87, necessário se faz promover uma atualização para esta data. Considerou-se para isso a correção através do IGP da FGV.

Para a determinação da potência instalada final, utilizou-se os custos de referência de energia e ponta para dimensionamento, que são determinados em cada quinquênio pelo custo marginal de energia e ponta deste período, acrescido do valor atualizado dos incrementos dos custos marginais seguintes, até o último quinquênio, da alternativa de referência de expansão do sistema de geração.

Como é do conhecimento no âmbito do setor, os custos reais envolvidos no orçamento de um empreendimento hidroelétrico sofreram um acréscimo muito acima da inflação, não só de junho/86 para junho/87, como principalmente no período de junho/87 a junho/88. Assim, ao se valorizarem os benefícios energéticos por custos marginais que não refletem a realidade, em oposição à consideração de custos de investimento reais, penaliza-se a motorização das usinas.

No quadro IV são mostrados os custos marginais de referência para a região Sudeste atualizados para junho/87. Pode-se notar os custos nulos para ponta em todos os quinquênios. Isso pode ser representativo para os próximos períodos, mas nada se garante para os demais, uma vez que dentre outros motivos, o aumento da participação térmica no sistema pode levar a uma maior necessidade de ponta em usinas hidroelétricas. Este fato se reflete nos custos de dimensionamento, penalizando por conseqüente o nível de motorização das usinas.

Cabe observar que os custos marginais de referência utilizados para a valorização dos benefícios energéticos, referem-se ao barramento de 230 kV e incorporam implicitamente custos típicos para transmitir a energia gerada no sistema, desde os barramentos de baixa tensão das usinas, até os troncos de transmissão em 230 kV. Posto que o sistema de transmissão associado às usi

nas em estudo está previsto para o nível de tensão de 138 kV, decorre que, por um lado nenhum custo deve ser considerado para transmissão no cómputo dos investimentos da usina e, de outro lado, os custos marginais de referência deveriam incluir os custos da rede de repartição até o 138 kV. Isto se justifica, pois a análise custo x benefício pondera o cotejo entre o custo da energia gerada localmente pelas usinas e entregue já no nível de subtransmissão 138 kV a um mercado regional, e o custo da energia, nesse mesmo nível de tensão, se esta energia tivesse que ser obtida do sistema interligado, produzida portanto remotamente.

Assim, se fosse efetivada a correção que se acabou de argumentar, os benefícios econômicos seriam mais altos, favorecendo o maior nível de motorização nas usinas. No entanto, face à não disponibilidade de custos marginais de repartição atualizados, foram considerados os custos referidos ao nível de 230 kV.

3.3 Benefícios Energéticos

Os Benefícios Energéticos considerados foram: Energia Firme, Ponta Garantida e Energia Secundária. Esses Benefícios associados às alternativas de motorização, foram avaliados considerando, por um lado, a ocorrência isolada do período crítico do sistema interligado, determinando-se assim a energia firme, e de outro lado considerando toda a série histórica de vazões, de onde se obtém a energia secundária. Avaliou-se ainda a potência garantida em relação ao histórico de vazões, completando o elenco de benefícios considerados.

Os valores de energia firme para cada nível de motorização foram quantificados apenas em relação aos ganhos nas próprias usinas, uma vez que devido ao fato de tratar-se de usinas a fio d'água, não ocorrem ganhos de energia a jusante.

A energia secundária reflete a variação de consumo de combustível das térmicas que, quando operando no regime designado por "complementação térmica", são deslocadas, isto é, tem seu despacho reduzido, chegando por vezes até a ser paralisadas, nos períodos de abundância de energia afluente ao sistema. Considerou-se que a energia secundária tem como parâmetro de quantificação a parcela de combustível que desloca no sistema termoeletrico. Definiu-se assim, o valor da substituição como o custo do combustível da geração térmica deslocado.

A potência garantida corresponde à potência disponível na usina com 95% de permanência no tempo, relativa ao histórico de vazões de 1931 a 1982, abatidas ainda da parcela de reserva, aqui considerada como 6.9% para as motorizações até 82.5 MW e correspondentes à manutenção programada (4.9%) e saídas forçadas (2.1%), descontadas cumulativamente; para as motorizações acima de 90 MW a parcela de reserva é de 6.2%, correspondentes a 4.8% de manutenção programada e 1.5% de saídas forçadas.

No quadro V estão mostrados os valores dos benefícios energéticos citados, para cada nível de motorização.

3.4 Potência Instalada Final

A definição do nível de motorização de uma

usina, resulta de uma análise econômica, onde se procura maximizar os benefícios para o sistema, decorrentes da motorização em pauta.

Essa motorização e os benefícios respectivos devem levar em conta o ajustamento da produção da usina à curva de duração de carga do sistema.

Neste trabalho, considerou-se a valorização dos benefícios de energia firme e ponta pelos custos marginais de referência de energia e ponta puros, o que leva aos mesmos resultados do que considerando a representação da curva de carga simplificada em dois patamares.

Dessa forma, não é necessário despachar a usina na curva de carga para achar os valores das potências para produção de energia de base e energia da ponta, e em consequência também não é preciso levantar os custos de referência da energia de base e da energia de ponta.

Foram valorizados apenas os benefícios de energia firme e de energia secundária, deixando-se de valorizar a ponta, uma vez que os custos de referência de ponta são nulos, segundo a ELETROBRÁS.

3.4.1 Valorização dos Benefícios

Os benefícios econômicos são obtidos valorizando-se os benefícios pelos custos marginais de expansão do sistema para dimensionamento.

Dessa forma, o benefício econômico anual da energia firme é dado por:

$$E_f * CME * NUM. HORAS DO ANO$$

onde E_f representa a energia firme e CME o custo marginal de energia para dimensionamento.

O benefício econômico anual da energia secundária é dado por:

$$E_s * CMGT * NUM. HORAS DO ANO$$

onde E_s representa a energia secundária e $CMGT$ o valor ponderado do custo de geração térmica do sistema, que corresponde a 18.2 US\$/MWh; valor este calculado ponderadamente com base na geração térmica esperada e nos custos de combustíveis em uso no setor.

O cálculo dos benefícios anuais foi efetuado para o quinquênio 1996-2000, primeiro quinquênio para o qual se dispõe dos custos marginais de referência, dada a compatibilidade dos índices de Mérito das usinas com o Custo Marginal de Expansão desse período.

No quadro VI são mostrados os benefícios energéticos valorizados monetariamente, para cada nível de motorização e para cada aproveitamento.

3.4.2 Comparação Benefício/Custo

Os custos para cada alternativa de motorização e para cada aproveitamento são mostrados no quadro VII, e são expressos em valor presente para a data de entrada em operação prevista para as usinas. No quadro VIII mostra-se os benefícios e os custos incrementais e as respectivas relações benefício/custo para cada aproveitamento e alternativa de motorização.

Analisando-se os benefícios frente aos cus

tos a nível incremental, verifica-se que em Canoas II tem-se a motorização de 72.0 MW justificada economicamente, uma vez que os benefícios estão praticamente iguais aos custos.

Já para Canoas I, não se justifica motorização além da inicial, ou seja, do ponto de vista estritamente econômico, a potência instalada de Canoas I deveria se restringir a 69.0 MW. Entretanto, alguns fatores mostram a necessidade de se analisar melhor esse nível de potência, os quais são a seguir descritos:

- Os custos marginais de expansão, a partir dos quais se calculam os custos de dimensionamento, estão muito aquém dos efetivamente reais. Contribui para isso o fato de que a atualização dos orçamentos das usinas, que serve de base para o cálculo dos custos marginais de expansão, ter sido feita em muitos casos através do IGP (coluna 2) da FGV, bem como o fato de que quando da elaboração de orçamentos, foram utilizados certos critérios para o levantamento dos custos, que em muitas usinas não são mais representativos da realidade. Concomitantemente, os orçamentos feitos sob a ótica de preços atuais, reflete um crescimento muito acima do aumento do IGP. Para tanto, basta citar que o custo marginal de expansão calculado pelo GTPC-SE/S no ciclo de trabalho de 1987 era da ordem de 24 US\$/MWh (custos referidos a junho/86), ao passo que no presente ano, o valor calculado foi de 34 US\$/MWh (custos referidos a junho/87), portanto, com acréscimo de 42%. Essa variação reflete, de modo taxativo, o aumento nos custos de usinas do programa de expansão. Enquanto isso, a atualização monetária considerada no presente estudo, que é necessária, uma vez que os custos marginais para dimensionamento informados pela ELETROBRÁS tem as datas referidas a junho/86, é de 13.26%, obtida a través do IGP e das taxas de câmbio já referenciadas.

- A consideração dos custos marginais de ponta nulos pode levar a distorções no real dimensionamento de UHE's. Ao dimensionar-se hoje as usinas previstas a médio e longo prazos com custos de referência de ponta iguais a zero, poder-se-ia chegar nesse horizonte com uma necessidade de ponta, hoje não prevista. Acredita-se que os custos marginais de ponta com valores da ordem de grandeza dos mostrados no último Boletim de Planejamento da ELETROBRÁS, editado em dezembro/85, e da ordem de 15 US\$/kW.ano, referidos a junho/85 e para o quinquênio 1996-2000, estejam fora da realidade para esse período face às previsões de sobra de ponta. Entretanto, considerar-se nulo o custo marginal de expansão de ponta por toda a vida útil da usina, considerada 50 anos, não parece representativo; deve-se também levar em consideração o aumento da participação térmica no sistema com fatores de capacidade de máximos altos, o que poderia tornar atrativa uma motorização mais intensa em UHE's.

Em função desses dois fatos, efetuou-se uma análise de sensibilidade em relação aos valores de custos marginais de dimensionamento, reportada no próximo tópico.

3.4.3 Análise de Sensibilidade

Na análise de sensibilidade que se segue, considerou-se a variação dos custos margi-

nais de dimensionamento de energia em torno do valor utilizado (42 US\$/MWh) e, em função desse valor, qual seria o custo marginal de dimensionamento de ponta (US\$/kW.ano) necessário para que se justificasse economicamente a potência de 82.5 MW em Canoas I.

A justificativa para que essa potência se ja definida, a priori, como a mais indicada, prende-se também aos fatos de que os benefícios incrementais para esse nível de potência estão bem próximo dos custos incrementais. Além disso, o alto fator de capacidade ao considerar-se a potência de 69.0 MW, é próximo de 80%, enquanto que as demais usinas da cascata apresentam fator de capacidade médio da ordem de 55%, resultando dessa forma em restrições para uma melhor operação, com a ocorrência de vertimentos significativos em certos períodos do ano.

Assim, no quadro IX ilustra-se os valores necessários para a justificativa econômica de Canoas I.

Note-se que os valores mostrados são perfeitamente admissíveis face aos considerados citados.

Quanto a Canoas II, cujos benefícios representam 97% dos custos, bastaria um custo marginal de dimensionamento de energia de 43.7 US\$/MWh para que os benefícios fossem exatamente iguais aos custos, número esse absolutamente plausível.

3.5 Definição da Potência Instalada

Em função do exposto, considera-se que a definição das potências instaladas em Canoas I e Canoas II nos patamares de 82.5 MW e 72.0 MW, respectivamente, é a solução mais racional.

Finalizando, apresenta-se um quadro resumo dos valores de potência e energia firme de cada aproveitamento, bem como da alternativa a Canoas Alto.

	Potência Instalada (MW)	En. Firme (MW med)	Fator Capacidade (%)
Canoas I	82.5	55	66.7
Canoas II	72.0	46	63.9
Canoas Alto	100.0	105	35.0

4. DEFINIÇÃO DO TIPO DE TURBINA

O objetivo deste tópico resume-se na apresentação sucinta dos estudos e pesquisas realizados pela CESP/ENGEVIX para definir o tipo de turbina mais adequado para os aproveitamentos Canoas I e II.

Em uma primeira triagem, considerando as quedas disponíveis, os tipos viáveis convergiram para os grupos Bulbo e Kaplan.

Em um segundo momento, engenheiros da CESP e da ENGEVIX participaram de visitas técnicas a empresas estatais e privadas da Suíça, Áustria e França, bem como a diversas usinas hidroelétricas, nesses países, equipadas com turbinas Bulbo, coletando dados, discutindo o assunto e trazendo informações de grande valia para o prosseguimento dos estudos.

4.1 Comparação entre Grupos Bulbo e Kaplan

As principais vantagens do tipo Bulbo em relação ao Kaplan são, em princípio:

- O diâmetro da turbina Bulbo, em comparação ao de uma turbina Kaplan equivalente, é menor, pelo fato de a Bulbo admitir maiores velocidades de escoamento e de rotação. Apesar do custo de fabricação da Bulbo ser, talvez, maior, o custo total dos equipamentos pode vir a ser menor por serem menores as dimensões e os pesos. A redução do diâmetro, associada à eliminação da caixa semi-espiral, conduz a uma distância menor entre eixos das unidades, o que reduz o comprimento da casa de força. Em certas circunstâncias, pode ser o fator determinante da escolha deste tipo de turbina.

- Apesar de a turbina Bulbo trabalhar com velocidades de escoamento maiores, o que, à primeira vista, deveria provocar uma tendência para ter rendimentos menores do que os de uma Kaplan correspondente, isto não acontece. O fato da Bulbo possuir passagens hidráulicas mais retilíneas, ângulos de incidência de fluxo mais favoráveis, ter tubo de sucção mais eficiente (cerca de 2%) e não ter caixa semi-espiral, faz com que o seu rendimento seja maior do que o de uma Kaplan correspondente, invertendo a tendência inicial.

- Apesar de a turbina Bulbo necessitar de maior altura de sucção do que a de uma Kaplan correspondente (devido à maior rotação da Bulbo), o volume de escavação para instalação da Bulbo é menor, por não haver necessidade de tubo de sucção com cotovelo, e portanto mais profundo.

- As obras civis para instalação de uma turbina Bulbo são mais simples, por não haver necessidade de se construir a caixa semi-espiral e o tubo de sucção em forma de cotovelo.

As principais dificuldades dos grupos Bulbo são, em princípio:

- A turbina colocada em balanço e a relativa dificuldade da formação do filme de óleo tornam o dimensionamento do mancal de guia da turbina tanto mais importante quanto maior for o peso do rotor.

- Nos grandes grupos Bulbo, nos quais é empregado um segundo apoio de concreto além do pré-distribuidor, dependendo da rigidez dos mancais, podem aparecer esforços consideráveis na carcaça do estator; pois a mesma é fixada, de um lado, no pré-distribuidor, e, de outro, no apoio de concreto, tendo portanto os seus movimentos limitados por estes dois apoios.

- Cuidados especiais devem ser tomados para evitar rupturas por fadiga dos parafusos do flange de acoplamento.

- Nos grupos Bulbo, limitações de ordem hidráulica acarretam geradores com inércia (GD^2) menor do que a de um grupo Kaplan correspondente, sendo normal ocorrerem sobrevelocidades da ordem de 65% a 70% em situações de rejeição de carga.

Inicialmente, poder-se-ia afirmar que todas as dificuldades inerentes aos grupos Bulbo já foram superadas pelo estado da arte dos fabricantes idôneos no campo dos grupos Bulbo.

Além disso, cumpre lembrar que a potência máxima que se pode obter em unidades tipo Bulbo está limitada pela capacidade de refrigeração do gerador e não pelas turbinas e que, pelos dados de que se dispõe, pode-se verificar que a maior capacidade unitária já instalada em tais tipos de unidades situa-se na casa dos 55 MW, o que não seria problema para Canoas I e II, por estarem sendo previstas, no momento, potências da ordem de 20 a 30 MW.

No quadro X apresenta-se, com finalidade ilustrativa, as características técnicas

principais dos grupos Kaplan e Bulbo cotados para o projeto Canoas.

4.2 Considerações relativas às Obras Civis

Do ponto de vista da Engenharia Civil, as vantagens das turbinas do tipo Bulbo sobre as do tipo Kaplan residem, principalmente, na economia de materiais e serviços, posto que as dimensões das estruturas de geração (tomada d'água, casa de força e área de montagem) são menores no tipo Bulbo.

Comparações de volume entre arranjos com os dois tipos de turbina, feitos para o caso de Canoas I, indicam, por exemplo, economias de 24% no volume de concreto, 28% no consumo de aço, 27% no consumo de cimento e 22% no volume de escavação comum.

As economias retro mencionadas são de verificação e quantificação imediata, qualquer que seja o nível de desenvolvimento do projeto. Outras economias, também importantes, porém menos evidentes, vêm somar-se às primeiras:

- a simplificação das formas da casa de força e tomadas d'água contribui para o barateamento do preço do concreto;
- a área de montagem é menor, em função de o grupo Bulbo ser praticamente montado na fábrica ou no canteiro;
- o edifício de comando pode ser integrado ao conjunto das estruturas de geração, diminuindo assim o comprimento dos dutos e cablagens que interligam essas edificações;
- menores volumes demandam menores áreas de canteiro, a quantidade de mão de obra é menor e, consequentemente, menores são as necessidades de infraestrutura de apoio.

Finalmente, outra vantagem dos grupos Bulbo é o tempo de montagem, avaliado em cerca de 8 meses menos que para os grupos Kaplan. As características dos arranjos do complexo de Canoas permitem compactar o cronograma de obras civis, de modo a reduzir o tempo de construção de 4 para pouco mais de 3 anos e diminuir, com isto, os juros durante a construção e os custos indiretos.

4.3 Comparação de Orçamentos

No quadro XI é apresentado o resumo comparativo dos orçamentos de Canoas I para as duas alternativas de turbina em tela, favorecendo claramente o tipo Bulbo.

4.4 Valorização Econômica dos Benefícios Energéticos

A consideração de turbinas Bulbo nas usinas de Canoas I e Canoas II levam a um ganho de rendimento de 1,9% para o conjunto turbina/gerador, quando comparadas com turbinas Kaplan.

Esse aumento de rendimento conduz a um acréscimo de energia firme (período hidrológico crítico) e de energia média (no histórico de vazões). Assim, em termos de energia firme, o ganho do conjunto Canoas I/ Canoas II é de 2 MW médios e, em termos de energia secundária (energia média menos a energia firme), é da ordem de apenas 0,1 MW médios. Este pequeno ganho foi desprezado para efeito desta avaliação.

Assim a valorização econômica do ganho de energia firme foi efetuada utilizando como parâmetro de valorização o custo marginal de energia para dimensionamento (Região Su

QUADRO V

BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS

ALTERNATIVA	ENERGIA ELÉTRICA (MWh)	ENERGIA TÉRMICA (MWh)	VALOR BENEFÍCIO PRESENTE (R\$)
01.0	51	2	64
02.0	55	3	67
03.0	55	3	67
04.0	56	3	77
CANOAS II			
01.0	14	2	56
02.0	46	3	67
03.0	15	3	75
04.0	46	3	84

QUADRO VI

BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS (10x3 US\$)

ALTERNATIVA	ENERGIA ELÉTRICA (MWh)	ENERGIA TÉRMICA (MWh)	VALOR BENEFÍCIO PRESENTE (R\$)	VALOR BENEFÍCIO INCR.M. (R\$)
01.0	19299.8	318.9	19818.7	196498.7
02.0	20755.5	478.3	20713.9	205374.5
03.0	20235.6	478.3	20713.9	205374.5
04.0	20915.5	478.3	20981.8	207022.1
CANOAS II				
01.0	16188.5	318.9	16507.4	163667.8
02.0	16924.3	478.3	17402.6	172543.6
03.0	16924.3	478.3	17402.6	172543.6
04.0	16924.3	478.3	17402.6	172543.6

QUADRO VII

CUSTOS (10x3 US\$)

ALTERNATIVA	INVESTIMENTO	OSM	CUSTO TOTAL	CUSTO INCR.M.
CANOAS I				
01.0	11108	2864.271	13508.271	-
02.0	11108	3113.139	13621.139	10917.13
03.0	11208	4291.431	16341.431	5144.335
04.0	11208	5511.113	17209.113	13623.69
CANOAS II				
01.0	11208	3655.01	17357.01	-
02.0	11208	3926.94	14671.94	9169.93
03.0	11208	3113.139	15321.139	7287.135
04.0	11208	4433.113	16209.113	2962.04

QUADRO VIII

COMPARAÇÃO BENEFÍCIO/CUSTO

ALTERNATIVA	BENEFÍCIO (10x3 US\$)	CUSTO (A)/(B)
CANOAS I		
01.0	19299.8	1.0017.13
02.0	20755.5	0.90
03.0	20235.6	1.3623.69
CANOAS II		
01.0	16188.5	2.169.273
02.0	16924.3	0.90
03.0	16924.3	1.3623.69

QUADRO IX

CUSTOS INDIVIDUAIS DE DEBENEFICIAMENTO

ALTERNATIVA	ENERGIA ELÉTRICA (MWh)	ENERGIA TÉRMICA (MWh)	VALOR BENEFÍCIO PRESENTE (R\$)	VALOR BENEFÍCIO INCR.M. (R\$)
01.0	51	2	64	64
02.0	55	3	67	67
03.0	55	3	67	67
04.0	56	3	77	77
CANOAS II				
01.0	14	2	56	56
02.0	46	3	67	67
03.0	15	3	75	75
04.0	46	3	84	84

QUADRO X

Características técnicas dos Grupos Bulbo e Kaplan para o projeto Canoas

DESCRIÇÃO	CANOAS I		CANOAS II	
	KAPLAN 180.80	KAPLAN 180.80	KAPLAN 180.80	KAPLAN 180.80
POTÊNCIA (MW)	27,5	27,5	24	24
NÚMERO DE TURBINAS	3	3	3	3
QUEDA DE REFER. (m)	15,3	16,3	16,3	16,3
VAZÃO (m³/s)	170,0	196,5	180,0	184,2
ROTAÇÃO (rpm)	120,5	130,5	120,5	130,5
DIAMETRO DO ROTOR (m)	4,9	4,7	4,9	4,7
REFINAMENTOS DO PROTÓTIPO (Z)	20,4	22,3	29,9	31,8

QUADRO XI

Comparação de Custos entre turbinas Kaplan e Bulbo para o projeto Canoas I

DESCRIÇÃO	CUSTOS DAS ALTERNATIVAS		DIFERENÇAS (KAPLAN MENOS BULBO)	
	KAPLAN 10x3 US\$	BULBO 10x3 US\$	10x3 US\$	%
ESTRUTURA DE GRADE (FORÇA TENSÃO)	52,25	42,99	9,26	21,5
INSTALAÇÕES DE ABASTECIMENTO (FUGA)				
PARAFUSOS (FERRO E DE CONCRETO)	5,65	5,88	(0,23)	-3,9
REFRIGERANTE (COM 4 PORTAS E BARRAS DE DISSIPACÃO)	16,15	16,17	(0,02)	-0,1
DISSIPADORES (RESERVA-TÓRRENTAIS DE FUGA E OBRAS)	16,15	20,35	(4,20)	-20,4
CUSTO DIRETO TOTAL	90,20	85,37	4,83	5,6
CUSTOS INDIRETOS	31,21	27,30	3,93	14,0
DISSIPADORES (COM 4 PORTAS E BARRAS DE DISSIPACÃO)	22,59	17,82	5,57	32,7
CUSTO TOTAL	144,00	129,71	14,29	11,0
CUSTO TOTAL FM 10x3 US\$	1,756	1,572	174	11,0