

ESTUDOS COM AVALIAÇÃO ENERGÉTICO-ECONÔMICA PARA A REPOTENCIAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS DA UHE COARACY NUNES

Cid Antunes Horta

José Adalberto Lage Calainho

Carmo Gonçalves

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Fernando Gillet Lomônaco

ELETRONORTE – Edif. Venâncio 3000, bloco C, Sala 310 – Brasília – DF CEP 70718 900

Fone: 61 429 5363 Fax: 61 429 5369

Resumo

A UHE Coaracy Nunes, situada no Estado do Amapá, possui duas turbinas do tipo Kaplan de eixo vertical, com 20 MW cada, e uma terceira unidade Kaplan de 30 MW, que encontra-se em montagem. A operação comercial das duas primeiras unidades geradoras iniciou-se em 1975. Atualmente estas unidades estão operando sob cavitação intensa, o que tem causado uma excessiva erosão das pás rotoras e, conseqüentemente, sucessivas paradas forçadas para manutenção. Visando não comprometer o atendimento de energia elétrica ao Sistema Amapá, a ELETRONORTE decidiu realizar estudos de alternativas com avaliação energético-econômica para a reforma destes grupos geradores. Foram estudadas e avaliadas 5 alternativas de recuperação/ repotenciação das unidades geradoras. Além de procurar definir a alternativa de reforma das unidades mais vantajosa para implementação, os estudos desenvolvidos avaliaram também a influência da CCC na viabilização do projeto e o melhor período para a realização dos serviços.

Palavras-chave: Repotenciação, turbinas hidráulicas, avaliação energético-econômica.

1. INTRODUÇÃO

A Usina Hidrelétrica de Coaracy Nunes situa-se no Rio Araguari, Estado do Amapá, contando atualmente com duas turbinas Kaplan de eixo vertical com potência nominal unitária de 20 MW, para uma queda de 23 m, que entraram em operação em 1975. Uma terceira unidade Kaplan, de 30 MW, encontra-se atualmente em montagem, devendo entrar em operação em fevereiro de 2000.

É uma usina de concepção antiga. Ao longo dos anos, em função dos problemas operacionais apresentados e das melhorias de desempenho necessárias ao atendimento à demanda com a qualidade desejada, foram efetuadas modernizações parciais em sistemas específicos, tais como: Sistema de Regulação de Tensão (1991); Sistema de Esgotamento (1991) e Sistema de Regulação de Velocidade (1998).

Ao longo dos últimos anos a operação da usina na queda bruta de 21,3 m e potência gerada de 20 MW por unidade, tem provocado intensa cavitação nas pás rotoras das turbinas. Anualmente ou a cada 10.000 h de operação, as unidades são paradas para a recuperação da erosão por cavitação. Nestas manutenções, que duram de 3 a 4 dias de serviço ininterrupto por

unidade, são recuperadas as áreas afetadas, algumas com profundidade de 40 mm, o que representa 80 % da espessura da pá.

De inspeções de campo realizadas com fabricantes (HITACHI –1995 e VOITH HYDRO – 1999) foram constatados que os freqüentes e numerosos reparos de cavitação realizados nas unidades, causam uma alta tensão residual nas áreas reparadas. As folgas superiores e inferiores das palhetas do distribuidor, que foram especificadas para ter 0,9 mm cada uma, encontram-se entre zero e menos de 0,2mm. A diminuição dessas folgas aumenta a força de fricção das palhetas diretrizes, podendo superar a capacidade dos servomotores do distribuidor, o que poderá resultar em dificuldade de controle das unidades.

Considerando o estado atual dessas unidades, a evolução tecnológica dos atuais projetos de turbinas hidráulicas e o crescimento da demanda de energia no Estado (em torno de 10% ao ano), a ELETRONORTE decidiu por realizar estudos de alternativas com avaliação energético-econômica para a recuperação/modernização destes grupos geradores.

Este trabalho tem por finalidade apresentar as avaliações, os estudos, parâmetros e considerações que deram subsídios para a definição da alternativa mais atrativa técnica e economicamente, e pretende contribuir para estudos e decisões futuras de repotenciação, uma vez que no Brasil 80% das turbinas hidráulicas instaladas têm mais de 20 anos de operação.

2. ALTERNATIVAS ESTUDADAS

Cinco alternativas foram estudadas visando definir a modernização das unidades geradoras:

- I. Reforma das turbinas com recuperação das pás rotoras dentro do poço da turbina;
- II. Reforma das turbinas com recuperação das pás rotoras fora do poço da turbina;
- III. Reforma das turbinas com troca das pás rotoras;
- IV. Reforma das unidades hidrogeradoras com troca da turbina (cubo e pás rotoras), com adequações no gerador e na subestação;
- V. Troca total das unidades hidrogeradoras (turbinas e geradores) e adequações na subestação.

Nas três primeiras buscou-se resolver, principalmente, os problemas nas pás rotoras da turbina, sem uma preocupação direta com repotenciação, apesar de haver um pequeno incremento de potência nas Alternativas II e III.

Nas Alternativas IV e V buscou-se, além da solução dos problemas, um acréscimo na potência disponível (repotenciação).

2.1 Alternativa I – Reforma das unidades com recuperação das pás rotoras no poço da turbina

Nesta alternativa os serviços de recuperação serão executados sem a necessidade de desmontagem da unidade.

Os principais serviços de recuperação serão limpeza das partes metálicas com raspadores e jato de areia, recuperação das partes afetadas pela cavitação com Hydroloy 914, pintura com tinta epoxi alcatrão de hulha, recuperação de eventuais partes afetadas no concreto com resina epóxi, inspeção com líquido penetrante, levantamento dimensional e medição de circularidade do anel de descarga, substituição das buchas danificadas.

O tempo de indisponibilidade por unidade para a execução destes serviços é de 60 dias.

Esta alternativa, embora seja de baixo custo, não garante a eliminação da cavitação excessiva, não melhora o rendimento da turbina , amplia a vida útil das unidades em apenas 5

anos, e não representa nenhum ganho de potência. O custo aproximado, para contratação dos serviços em regime “turn-key” é de R\$ 300.000,00 por unidade.

2.2 Alternativa II – Reforma das unidades com recuperação das pás rotoras fora do poço da turbina

Nesta alternativa a unidade será desmontada e as pás do rotor serão soldadas fora do poço, de forma a recuperar seu perfil original, ou melhorá-lo com a adoção de um perfil mais moderno. O mecanismo de acionamento do distribuidor será recuperado e seu sistema de lubrificação substituído, as tampas serão desmontadas, inspecionadas e recuperadas, os mancais, as juntas de vedação também serão desmontadas, e as partes sujeitas a desgastes serão substituídas. Os demais serviços previstos para a alternativa anterior serão realizados.

O tempo de indisponibilidade por unidade para a execução destes serviços é de 150 dias.

Estes serviços eliminarão o desgastes dos munhões inferiores das pás do distribuidor da turbina, entretanto, não haverá garantias quanto a eliminação da cavitação excessiva nas pás rotoras. A vida útil será ampliada em 10 anos. Haverá ganho de potência da ordem de 2 MW para cada unidade e a confiabilidade operacional das unidades será melhorada. O custo estimado para a realização destes serviços em regime “turn-key” é da ordem de R\$ 800.000,00 por unidade.

2.3 Alternativa III – Reforma das unidades com troca das pás rotoras da turbina

Nesta alternativa a unidade será desmontada e as pás rotoras serão substituídas; serão realizadas adaptações das novas pás no cubo do rotor Kaplan. Os demais melhoramentos serão os já mencionados no item acima.

O tempo de indisponibilidade para cada unidade para a realização dos serviços necessários será de 120 dias por unidade.

Esta alternativa além de proporcionar os benefícios técnicos anteriormente descritos, trará um acréscimo no rendimento da ordem de 1%, um acréscimo de potência relativa ao projeto original de aproximadamente 3 MW por unidade, e melhor passagem hidráulica através do rotor. A confiabilidade operacional será ampliada e o nível de erosão das pás será reduzido.

O custo estimado para esta alternativa, em regime “turn-key”, é de R\$ 1.500.000,00 por unidade.

2.4 Alternativa IV – Reforma das unidades com troca das turbinas (cubo e pás rotoras)

Os atuais rotores de aço carbono serão substituído por novos, com pás de aço inoxidável ASTM A743 CA 6NM e com cubo de aço carbono. As peças de acoplamento do novo rotor com o eixo serão novas, os mecanismos de acionamento das pás rotoras serão substituídos se necessários, o acréscimo dos esforços nos mancais e eixos serão reavaliados e estes componentes serão reformados. Os demais serviços especificados na alternativa anterior também serão realizados.

Considerando a troca do sistema de resfriamento ar-água do gerador e do sistema de excitação e regulação de tensão, a potência da turbina ficará em 26 MW, ou seja, um ganho de potência de 6 MW por unidade. Com esta alternativa espera-se eliminar a cavitação erosiva dos rotores das turbinas, o que extenderá o período de parada de máquina para manutenção. Também haverá um considerável incremento da vida útil das unidades.

O tempo de indisponibilidade de cada unidade é de 150 dias. O custo estimado para a realização desta alternativa em regime “turn-key” é de R\$ 3.000.000,00 por unidade.

2.5 Alternativa V – Troca total das unidades geradoras (turbina e gerador)

Nesta alternativa as unidades serão totalmente desmontadas e serão substituídas por grupos completamente novos, exceto os componentes da adução, o pré-distribuidor, tubo de sucção e os reguladores de velocidade. Para os componentes que não serão substituídos, haverá recuperações conforme já descrito nas alternativas acima.

Considerando a substituição dos grupos turbo-geradores e as adaptações elétricas necessárias (troca do transformador e adaptações na subestação), a potência da turbina ficará em torno de 28 MW, ou seja, um acréscimo de 8 MW por unidade, a vida útil será de uma unidade nova (em torno de 35 anos), a cavitação excessiva será eliminada, e haverá um ganho de rendimento da turbina da ordem de 2,5%.

O tempo de indisponibilidade de cada unidade será de 450 dias. O custo estimado para esta renovação em regime “turn-key” é de R\$ 11.000.000,00 por unidade.

2.6 Comentários gerais sobre as alternativas

Os custos apresentados para as alternativas acima não contemplam os custos de máquina parada, que são apresentados no item 3.

A Alternativa I, embora apresente menor custo e menor tempo de indisponibilidade, não contempla serviços de recuperação dos mancais inferiores das palhetas diretrizes, não garante a eliminação da cavitação excessiva, amplia pouco a vida útil dos equipamentos e não proporciona acréscimo de potência.

A Alternativa II apresenta como vantagens o aproveitamento das pás rotoras das turbinas e um pequeno acréscimo de potência; entretanto, não serão feitos serviços de recuperação nos mancais inferiores das palhetas diretrizes, o tempo de parada de máquina já é elevado para o incremento de potência obtido, e a execução da recuperação dos perfis das pás rotoras é complexa.

A Alternativa III apresenta como vantagens o aproveitamento de partes do rotor da turbina, a melhoria das passagens hidráulicas, a possibilidade de fabricar as pás rotoras com material de alta resistência à cavitação e um acréscimo de potência razoável; contudo possui um tempo de parada elevado, complexidade na adaptação das novas pás no cubo do rotor original, e um custo de desmontagem e montagem considerado.

Na Alternativa IV a troca dos rotores da turbina implica em um novo traçado hidráulico para o mesmo e a possibilidade de otimização da área de passagem d'água, possibilitando operar com vazões mais elevadas, e, conseqüentemente, com potências superiores. Este serviço permite a eliminação da cavitação excessiva e ainda aproveita diversos componentes da turbina, o que contribui para uma queda no preço global, entretanto são necessárias alterações no gerador, principalmente no sistema de resfriamento, e adaptações nos mancais, visando aproveitar o máximo da potência disponível no eixo da turbina. Esta alternativa apresenta um tempo de parada de máquinas considerável e um custo de montagem e desmontagem semelhante ao da alternativa anterior.

A Alternativa V que contempla a substituição global da unidade geradora, o que também implica na troca do transformador, e adaptações na subestação, requer um investimento elevado e requer um tempo de parada de máquina elevado.

A avaliação energético-econômica indicará a alternativa mais atrativa sob a ótica da melhor relação custo-benefício.

3. AVALIAÇÃO ENERGÉTICO-ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

3.1 Sistema de referência

A Usina Hidrelétrica de Coaracy Nunes está inserida em um sistema eletricamente isolado, denominado Sistema Amapá. Este sistema de geração, de natureza hidrotérmica, é composto pela usina hidrelétrica de Coaracy Nunes e pela usina termelétrica de Santana, totalizando uma capacidade atual efetiva de 139 MW, conforme “Tabela 1”, a seguir:

Tabela 1. Sistema Amapá - Capacidade Atual Instalada

Usina	Município	Número de Unidades	Tipo ⁽¹⁾	Combustível	Potência Unitária (MW)	
					Nominal	Efetiva
UTE Santana	Santana	3	TG	óleo diesel	3 x 18,1	3 x 18,0
		3	GDL	óleo diesel ⁽²⁾	3 x 15,6	3 x 15,0
Total Térmico		6			101,1	99,0
UHE Coaracy Nunes	Ferreira Gomes, rio Araguari	2	Kaplan		2 x 20,0	2 x 20,0
Total Hidro		2			40,0	40,0
Total Geral		8			141,1	139,0

Notas: (1) TG -Turbina a Gás GDL - Grupo Diesel Lento

(2) Deverá operar com óleo combustível a partir de setembro/1999

O Programa de Obras de Geração da ELETRONORTE para o Sistema Amapá, previsto para o período 2000/2001, contempla a implantação da 7^a unidade termelétrica na UTE Santana, com 15 MW de potência efetiva, e a 3^a unidade hidrelétrica da UHE Coaracy Nunes, com 30 MW de potência efetiva, totalizando um parque hidrotérmico de 184 MW de potência efetiva.

A partir de 2001, até 2007, prevê-se a expansão da capacidade geradora do Sistema através de unidades termelétricas.

No Sistema Amapá, os gastos da ELETRONORTE com combustíveis são minorados em função da utilização dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC na geração termelétrica.

3.2 Estudos realizados

Os estudos realizados consistiram, inicialmente, na avaliação dos benefícios energéticos proporcionados pela recuperação/repotenciação das unidades 1 e 2 da UHE Coaracy Nunes.

Estes benefícios energéticos foram determinados através de simulações energéticas com o *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – MSUI*, da ELETROBRÁS.

Como não há ganhos de energia firme com o aumento de potência instalada devido à repotenciação da UHE Coaracy Nunes, os benefícios energéticos considerados foram os proporcionados pelos ganhos em geração média.

A repotenciação das unidades hidrogeradoras proporciona, também, ganhos na disponibilidade de potência do Sistema Amapá e, em decorrência disto, poderá postergar unidades termelétricas que se destinem exclusivamente à geração nas horas de ponta.

Entretanto, o benefício econômico relativo ao incremento na capacidade de ponta é pouco expressivo quando comparado àquele referente à substituição de geração térmica, e não é aqui considerado.

Uma vez verificada a ocorrência destes ganhos, foram calculados os benefícios econômicos obtidos com o acréscimo de geração média no sistema, representados pela economia em geração térmica evitada durante a vida útil das unidades para cada uma das alternativas consideradas, a uma taxa de atualização de 12% ao ano.

Para os estudos de avaliação econômica utilizou-se o *Método do Valor Presente Líquido*.

Os custos da recuperação/repotenciação considerados são aqueles devidos à execução do próprio serviço de reforma, além dos custos proporcionados pela geração térmica complementar quando da paralisação das unidades hidrelétricas para a execução dos serviços.

Tendo em vista que por ocasião dos serviços de reforma haverá no Sistema Amapá uma majoritária disponibilidade de unidades termelétricas consumindo óleo combustível, associado ao menor preço deste combustível em relação ao óleo diesel, considerou-se na avaliação da geração térmica evitada e na geração térmica de substituição, a utilização de unidades térmicas consumindo óleo combustível, cujo custo de geração é inferior a geração com óleo diesel.

O custo da geração térmica evitada foi calculado considerando-se que, caso o serviço de repotenciação não seja executado, o sistema necessitará expandir seu parque termelétrico com geração a base de óleo combustível, em conteúdos energéticos iguais ao acréscimo de potência hidrelétrica proporcionado pelos serviços de reforma. Os benefícios da geração térmica evitada serão computados durante o acréscimo na vida útil das unidades hidrogeradoras proporcionado pelo serviço de reforma.

Os custos da substituição térmica necessária para suprir a indisponibilidade dos grupos hidrogeradores em reforma foram computados durante o período em que as unidades 1 e 2 ficarão em manutenção.

A avaliação econômica foi analisada sob dois cenários: o primeiro, denominado “Cenário Empresarial”, considera os atuais benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis-CCC utilizados pela ELETRONORTE no Sistema Amapá; o segundo, denominado “Cenário Social”, não considera os benefícios da CCC (cenário previsto após maio/2013, que é a data para a extinção da CCC nos Sistemas Isolados).

3.3 Dados utilizados

Para a elaboração dos estudos energéticos-econômicos da reforma das unidades hidrogeradoras da UHE Coaracy Nunes, foram utilizados os seguintes dados básicos:

a) Serviços de Reforma:

A “Tabela 2”, a seguir, apresenta um resumo das alternativas avaliadas neste estudo:

Tabela 2. Alternativas Avaliadas

	Alternativas				
	I	II	III	IV	V
Indisponibilidade por Unidade (meses)	2	5	4	5	15
Custo Unitário (R\$ x 10 ³) ^(*)	300	800	1.500	3.000	11.000
Potência Unitária (MW)	20	22	23	26	28
Acréscimo na Vida Útil (anos)	5	10	15	25	35

b) Geração Térmica: (custos referentes a novembro/1998 - US\$ 1.00 = R\$ 1,20)

Tipo de unidade termelétrica = Grupo Diesel Lento

Investimento = 960,00 R\$/kW^(*)

Consumo específico de combustível = 236 kg/MWh

Preço do combustível = 0,13 R\$/kg^(*)

Custo de O&M = 12,00 R\$/MWh^(*)

3.4 Resultados obtidos

Os ganhos em geração média das alternativas em relação à situação atual (sem reforma), proporcionados pelos serviços de recapitação/repotenciação das unidades 1 e 2 da UHE Coaracy Nunes, são apresentados na “Tabela 3”:

Tabela 3. Ganhos de Geração Média

Alternativas	Ganho em Geração Média em Relação à Situação Atual (MW ano)
I	0,0
II	3,0
III	4,3
IV	8,7
V	11,1

As “Tabelas 4 e 5” a seguir apresentam a avaliação econômica deste serviço para os dois cenários analisados (com ou sem CCC):

Tabela 4. Cenário Empresarial (com CCC)

Alternativa	Custo (R\$ milhões)			Benefício (R\$ milhões)		Pay Back (anos)
	Recuperação/Modernização	Geração Térmica De Substituição	Total	Geração Térmica Evitada	Econômico Líquido	
I	0,600	2,065	2,665	0,000	- 2,665	---
II	1,600	3,840	5,440	7,008	1,568	6,6
III	3,000	3,376	6,376	12,109	5,733	5,0
IV	6,000	3,840	9,840	28,212	18,372	3,5
V	22,000	5,475	27,475	37,520	10,045	11,2

Tabela 5. Cenário Social (sem CCC)

Alternativa	Custo (R\$ milhões)			Benefício (R\$ milhões)		Pay Back (anos)
	Recuperação/Modernização	Geração Térmica De Substituição	Total	Geração Térmica Evitada	Econômico Líquido	
I	0,600	2,622	3,222	0,000	- 3,222	---
II	1,600	4,877	6,477	8,900	2,423	6,0
III	3,000	4,287	7,287	15,378	8,091	4,3
IV	6,000	4,877	10,877	35,829	24,952	3,0
V	22,000	6,953	28,953	47,650	18,697	8,0

4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Sob os cenários Empresarial e Social, a Alternativa IV é a que se apresenta economicamente mais vantajosa, uma vez que, os benefícios econômicos proporcionados pela reforma são superiores aos das demais Alternativas.

Com a previsão para a extinção da CCC a partir de maio de 2013, os ganhos oriundos da repotenciação das unidades 1 e 2 desta usina são ainda mais evidentes.

Tendo em vista o tempo de operação das unidades (desde 1975) e os problemas identificados nas inspeções realizadas na usina pela ELETRONORTE em conjunto com os fabricantes (HITACHI e VOITH), o risco de quebra das máquinas é crescente, o que torna premente a necessidade de realizar os serviços de recuperação/modernização das unidades 1 e 2, principalmente no que se refere às turbinas hidráulicas.

De modo a não comprometer a confiabilidade do sistema e contribuir para o atendimento da crescente demanda do mercado de energia do Estado do Amapá, recomenda-se que os serviços de reforma das unidades sejam realizados imediatamente após a entrada em operação da terceira unidade geradora da UHE Coaracy Nunes (prevista para fevereiro de 2000), procurando ainda aproveitar o período de estiagem do rio Araguari, onde tradicionalmente a geração hidrelétrica é reduzida, sendo complementada por geração termelétrica.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ELETROBRÁS – DENE - “Manual de Utilização do Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – MSUP”, 1973.
- ELETRONORTE – Departamento de Planejamento Energético - “Sistema Amapá – Estudo do Aumento da Capacidade Instalada na UHE Coaracy Nunes” - Brasília-DF, janeiro de 1993 (Relatório EPN – 001/93).
- ELETRONORTE – Departamento de Planejamento Energético - “Sistema Amapá – Avaliação Econômica da Terceira Unidade da UHE Coaracy Nunes – Óticas Empresarial e Social” - Brasília-DF, outubro de 1993 (Relatório EPN – 002/94).
- ELETRONORTE – Gerência de Projeto Eletromecânico de Hidrelétricas / Gerência de Manutenção de Usinas de Geração - “Relatório de Modernização das Unidades 1 e 2 da UHE Coaracy Nunes” - Brasília – DF, 1998.
- HITACHI, LTD. – Model Test Report of 20,000 kW Vertical Kaplan Turbine for Coaracy Nunes Hydroelectric Power Station, december of 1967.
- JAPAN CONSULTING INSTITUTE – “Feasibility Study Report on Rehabilitation Project of Coaracy Nunes Hydroelectric Power Station Units 1 and 2 in the Federative Republic of Brazil, March 1995.
- VOITH HYDRO S.A. – “Relatório de Inspeção de Campo”, janeiro 1999.