



**GRUPO II
PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS (GPT)**

REPOTENCIALIZAÇÃO DAS UNIDADES 5 E 6 DA UTLB (2 X 125 PARA 2 X 137,5 MW)

Sérgio Roberto Maes
GERASUL S/A

RESUMO

As unidades 5 e 6 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B foram projetadas para uma potência elétrica nominal de 125 MW cada, totalizando 250 MW. O projeto original prevê ainda a operação em regime de sobrecarga, como segue:

- Operação em sobrecarga de 105 % : por um período de 11 horas a cada 24h.
- Operação em sobrecarga de 110 % : por um período de 3 horas a cada 24 h.

Nestes 19 anos de operação, as unidades operaram 115.000 horas ou aproximadamente 70 % do tempo possível. Neste período a geração total das unidades foi 20.500 GWh, que dá uma demanda média de 178 MWh ou um fator de capacidade de 71 %, ambos relacionados ao tempo de operação efetivo.

A partir de algumas providências e implementações, foi possível elevar a potência final de saída das unidades, numa primeira etapa para 131 MW. Numa segunda etapa foi solicitado à SKODA Export, que apresentasse um projeto básico para a repotencialização final de 137,5 MW em regime de carga contínua.

O presente trabalho descreve as etapas do projeto de repotencialização, na sua primeira etapa, e pondera as vantagens e desvantagens da sua conclusão final, ou execução da Segunda Etapa.

PALAVRAS-CHAVE:

Repotencialização, Usina Termelétrica, Termelétrica à Carvão, Repowering.

1.0 – INTRODUÇÃO

De acordo com o plano decenal da Eletrobrás é urgente a implantação de unidades geradoras, nos próximos 10 anos que totalizem aproximadamente 40.000 MW. O capítulo 8.0, trata com melhor propriedade este assunto; mas a partir de dados como este, justifica-se estudos e projetos não só de novos empreendimentos, como também de possíveis ganhos na geração de plantas já em operação.

Diante deste cenário muitas empresas do setor, em meados de 1997, desencadearam estudos e análises da situação existente nas suas plantas conseguindo, com baixos custos, aumentar a capacidade de geração entre 5 e 10%.

A GERASUL, particularmente conseguiu disponibilizar ao Sistema mais 24 MW, no seu parque Térmico. A Usina Termelétrica J. Lacerda B, composta por duas unidades térmicas, com implementações de manutenção e pequenas alterações no projeto original, facilmente conseguiu estabelecer uma potência elétrica final de 2 x 131 MW, ao invés dos 250 MW originais de projeto. Estes 12 MW obtidos, foram

incorporados no final de 1997 e desde então o despacho das unidades se dá rotineiramente com carga máxima de 262 MW.

Como o projeto original já previa dois modos de operação em regime de sobrecarga, nos valores abaixo:

- ⇒ Operação em sobrecarga de 105 % - por um período de 11 horas a cada 24h;
- ⇒ Operação em sobrecarga de 110 % - por um período de 3 horas a cada 24 h;

Não foi difícil, a partir da comparação do histórico operacional das unidades com os preceitos do projeto, concluir que os equipamentos e sistemas, salvo algumas exceções, foram operados muito aquém das suas capacidades.

2.0 – DADOS OPERACIONAIS DAS UNIDADES

As unidades operam nestes 19 anos com os seguintes dados (até dezembro / 98):

- ⇒ Horas totais de operação:
 - Unid. 5: 115.000 horas
 - Unid. 6: 116.500 horas
- ⇒ Geração total: 20.500 GWh;
- ⇒ Demanda média: 178 MWh;
- ⇒ Fator de capacidade (relacionado ao tempo de operação efetivo): 71 %;
- ⇒ Número de partidas da unidade 5 (caldeira):
 - 140 fria;
 - 193 quente;
- ⇒ Número de partidas da unidade 6 (caldeira):
 - 127 fria;
 - 248 quente;

3.0 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA UTLB

As unidades 5 e 6 foram construídas para operação intermitente, com partidas diárias para atendimento à ponta de carga do sistema.

Em virtude desta característica as unidades possuem um ciclo térmico bem simples, com apenas dois aquecedores de condensado de baixa pressão, e três extrações de vapor da turbina. Duas

para alimentação dos aquecedores e uma para o tanque de alimentação da caldeira.

A Caldeira é de circulação natural, do tipo radiante com dois passes e um tambor superior. A tiragem dos gases é induzida, com todo o circuito de gás trabalhando em depressão. A caldeira é projetada para instalação aberta, as paredes são de tubulações membranas. O sistema é de queima direta de carvão pulverizado do tipo CE – 4500 kcal/kg.

Existem 16 queimadores distribuídos em quatro filas, localizados na parede frontal da fornalha ou câmara de combustão.

Há ainda um sistema de queima auxiliar para óleo pesado do tipo BPF 1-A e óleo diesel, utilizados em partidas de unidade.

A caldeira é composta pelos seguintes trocadores de calor:

- Evaporador ou Parede d'água;
- Economizador;
- Superaquecedor primário SH 1;
- Superaquecedores SH 2a e 2b;
- Superaquecedor final 3;
- Reaquecedores RH 1a e RH 1b;

No circuito de gás existe ainda três aquecedores de ar secundário (ar de combustão) e ar primário para os moinhos; além de um filtro de gás ou Precipitador Eletrostático, para retenção de cinzas antes da chaminé.

Os principais modos de extração das cinzas são por via úmida, com água bruta ou via seca, com ar comprimido.

Os principais equipamentos da caldeira são:

- dois ventiladores de tiragem induzida,
- dois ventiladores de ar secundário,
- dois ventiladores de ar primário,
- quatro moinhos de carvão,
- uma esteira de cinza, localizada na parte inferior da fornalha,
- três bombas de água de alimentação da caldeira,
- 72 sopradores de fuligem.

A água de resfriamento e condensação circula pelos condensadores, em circuito aberto através de duas bombas de água de circulação, sendo a água,

captada no rio Tubarão a montante da usina e descartada no mesmo a jusante.

A turbina é dividida em três partes, uma de alta pressão, média pressão e baixa pressão com condensação direta. O vapor reaquecido circula nas turbinas de média e baixa pressão.

No ciclo térmico existem duas bombas de extração de condensado e duas bombas de polimento de condensado. A estação de polimento de condensado tem capacidade para tratamento de 50 % do fluxo nominal.

4.0 – PRINCIPAIS PARÂMETROS OPERACIONAIS

Na Tabela 1 comparamos os valores das principais variáveis do processo, para a carga contínua de projeto (125 MW), a carga repotencializada de despacho atual (131 MW) e a carga da última etapa da repotencialização (137,5 MW) ainda não efetuada.

TABELA 1. PARÂMETROS OPERACIONAIS PARA 125MW, 131MW E 137,5MW.

Carga Gerada	125 MW	131 MW	137,5 MW
Vazão SH (t/h)	395	405	420
Vazão RH (t/h)	385	380	398
Pressão SH (kgf/cm ²)	110	113	117
Pressão RH (kgf/cm ²)	27	27	28
Temp. SH (°C)	510	510	512
Temp. RH (°C)	510	512	513
Temp. Água Alim.(°C)	180	190	202
Pressão A. Alim. (bar)	140	159	160
Temp. gás (°C)			
-saída fornalha	1110	1120	1135
- saída da caldeira	180	186	186
Excesso de ar O ₂ (%)	4,2	3,5	3
Vácuo (kgf/cm ² - abs)	0,08	0,10	0,12

5.0 – PRINCIPAIS OCORRÊNCIAS E ESTADO ATUAL DAS UNIDADES

Ao longo destes 19 anos de operação as unidades apresentaram apenas problemas, que foram solucionados com a atuação da manutenção.

Cada uma das caldeiras apresentaram ao longo destes anos, 60 ocorrências. Estas ocorrências restringem-se aos trocadores de calor do interior da caldeira e algumas tubulações externas. Os problemas foram provocados por:

- Erosão por cinzas;
- Corrosão no lado água e vapor;
- Fadiga mecânica;
- Controle de qualidade de serviços na montagem ou de manutenção;
- Ruptura sob tensão;
- Corrosão por pontos expostos ao fogo.

Muitos problemas surgiram do tipo de combustível queimado. O fornecimento de carvão proveniente de diferentes mineradoras e com características diferentes, provocaram desgastes acentuados em equipamentos, principalmente naqueles em contato com o carvão ou as cinzas.

5.1 VIDA ÚTIL RESIDUAL DA CALDEIRA

Ensaio realizados em tubos dos trocadores de calor, como ultra-som, réplica metalográfica, análise metalográfica, associados a cálculos efetuados pelo fabricante da caldeira (SES – Tlmace), diagnosticaram o final de vida útil dos seguintes trocadores:

- SH 3 (tubos de saída)
- RH 1b (tubos de entrada)
- SH 2b (tubos de saída), com cerca de 40000 h remanescentes.

A repotencialização já para os 131 MW, bem como a própria continuidade operacional da planta, teve necessariamente que passar pela substituição destes materiais, que segundo o fabricante foram projetados para 100.000 h de operação.

5.2 ESTADO DOS DEMAIS EQUIPAMENTOS

As turbinas apresentaram trincas nas carcaças de alta e média pressão, provenientes de falhas no processo de fabricação. Estas trincas foram recuperadas pelo processo de soldagem, sendo eliminadas. A cada Revisão Geral das unidades as carcaças são submetidas a ensaios e testes para localização e posterior eliminação de eventuais trincas.

O estado das pás fixas e móveis é muito bom e mantém o rendimento da turbina nos valores de projeto.

O Gerador 6 teve suas buchas de saída trocadas, pois apresentaram problemas no isolamento elétrico, também por estarem no final de sua vida útil. As buchas do gerador 5 não apresentaram o problema mas deverão ser trocadas na próxima Revisão Geral.

Os condensadores apresentam problemas de incrustação de lama nos tubos, requerendo limpezas mecânicas constantes e limpeza química a cada 6 anos aproximadamente. O sistema de auto limpeza – Taprogge, por não poder ser usado continuamente, não mantém o Fator de Limpeza próximo dos 0,85 requeridos. Além da lama, a água de circulação arrasta muitos detritos que obstruem as telas de recolhimento das esferas do sistema Taprogge.

Os Moinhos de Carvão apresentaram problemas nos mancais de escora, solucionados com injeção suplementar de óleo entre as superfícies de contato. Desgastes dos componentes de moagem impõem trocas a cada 11.000 horas aproximadamente.

A partir dos estudos dos problemas, medições e cálculos realizados, algumas modificações foram e estão sendo implantadas, visando a manutenção da confiabilidade e disponibilidade da planta.

6.0 – PRINCIPAIS MODIFICAÇÕES EXECUTADAS NA PLANTA

Desde o início de operação das unidades, algumas modificações foram realizadas.

Em 1993, após constatação de uma área de troca térmica excessiva nos Reaquecedores de Vapor, foi realizado um seccionamento de aproximadamente 330 m² dos painéis de entrada do RH 1a. Na mesma época também foi desativado definitivamente o trocador de calor de superfície Biflux.

Mas recentemente em 1997 e 1998, foram trocados os tubos de saída do SH 3, pelo mesmo material (10 Cr Mo910), pois estavam apresentando trincas freqüentes.

Também foi efetuado um seccionamento adicional dos tubos do RH, desta vez sendo 8,0% da área total de troca térmica do RH 1b. Isto foi necessário

para a repotencialização para 131 MW, pois possibilita um controle mais efetivo da temperatura do vapor RH, que em cargas altas, e moinhos das filas superiores em operação, apresentavam alta temperatura com fluxos igualmente altos de água de atemperação.

Também foi fundamental para a elevação de 131 MW, a recuperação completa dos tubos dos aquecedores de Ar Tubular. Incluindo-se a substituição de tubos de melhor qualidade para os bancos inferiores, mais vulneráveis ao ataque ácido e tubos de parede mais espessa para os bancos superiores, vulneráveis à erosão das cinzas.

A limpeza química dos condensadores e a manutenção do estado de limpeza dos tubos, a cada parada da unidade por motivos vários, também mantém o rendimento térmico do ciclo. Para possibilitar limpezas mecânicas nos 14000 tubos, em curto espaço de tempo, foram importados vários dispositivos da Conco Systems e Goodway, ambos fornecedores americanos.

Pequenas modificações nos atemperadores do vapor superaquecido e do próprio reaquecido, além de modificações no ciclo térmico estão sendo realizadas, já que não envolvem custos adicionais aos da própria manutenção programada e melhoram o rendimento do ciclo térmico.

7.0 – A SEGUNDA ETAPA DA REPOTENCIALIZAÇÃO

A primeira etapa da repotencialização de 125 MW para 131 MW, já é uma realidade de sucesso garantido. O desafio que se impõe atualmente é a viabilização da Segunda etapa, de 131 MW para 137,5 MW, e esta depende não só de decisões técnicas e gerenciais internas, como também de fatores externos à Gerasul, como o Mercado de Energia, abordado no capítulo 8.0.

O projeto de Repotencialização requerido solicita uma potência nominal de saída da unidade de 137,5 MW com 171,875 MVA no Gerador e fator de Potência de 0,8, mantendo-se:

⇒ A pressão de vapor na entrada da turbina em 110 kgf/cm²;

- ⇨ A temperatura do vapor na entrada das turbinas de AP e MP em 510 °C;
- ⇨ O mesmo rendimento global da planta ou superior ao do projeto original;
- ⇨ Reserva dos equipamentos de controle, para absorção de oscilações do sistema elétrico.

A efetiva realização desta etapa passa pela análise dos principais pontos:

- ⇨ As alterações possíveis no rendimento térmico global da planta com o aumento da potência instalada. Prevê-se aqui uma possibilidade de ganho de eficiência em detrimento da Potência Final. Este ganho poderá ser importante num ambiente sem subvenção de combustível – CCC.
- ⇨ O tempo relativamente grande de implantação, assim como o de fornecimento de peças.
- ⇨ O regime operacional e futuras formas de despacho das unidades.
- ⇨ A comercialização da energia aumentada e o mercado futuro.
- ⇨ Os custos totais da implementação do projeto. Considerando o fornecimento, a mão-de-obra e a interrupção da geração no período de execução.

Para uma repotencialização sem incremento significativo da eficiência térmica será necessário:

- ⇨ Instalação de filtros centrífugos na entrada da água no condensador, possibilitando o uso contínuo do sistema de auto limpeza.
- ⇨ A substituição de componentes internos das turbinas, reduzindo folgas entre pás móveis e fixas, melhorando o sistema de vedação, substituição de parafusos, modificação nos bocais de entrada de vapor na turbina e pás do primeiro estágio, modificações em componentes das válvulas de controle e bloqueio, sistema de controle e instrumentação, dentre outros.
- ⇨ Substituição das capas de contenção do rotor do gerador, confeccionadas com materiais melhores não disponíveis há 20 anos atrás.
- ⇨ Aprimorar os estudos sobre vida residual dos componentes da caldeira e substituí-los, se necessário.
- ⇨ Viabilidade de instalação de um aquecedor de Alta Pressão, para melhoria do rendimento do ciclo térmico.
- ⇨ Melhoria no sistema de controle do Precipitador Eletrostático, aumentando a sua eficiência. Desta

forma pode-se compensar o aumento da cinza gerada, pelo aumento de combustível.

- ⇨ Melhorar a qualidade do carvão queimado. Estabelecendo-se limites mais rígidos do teor de cinza e enxofre contidos no carvão, e aumentando-se os valores do Poder Calorífico, queimaria-se uma quantidade menor de carvão para a mesma carga. Isto implicaria numa menor emissão de efluentes sólidos e gasosos.

8.0 – O FATOR MERCADO

Como citado anteriormente, o fator Mercado Nacional de Energia Elétrica é ponto fundamental para a decisão de executar a segunda etapa da repotencialização das unidades da UTLB.

Segundo o último Plano Decenal de Expansão 1998/2007, prevê-se dificuldades para o atendimento para o sistema Sul/Sudeste/ Centro-Oeste, no período até 2000. Mas a partir de 2001 até 2007, com taxas de crescimento abaixo de 5%, as condições de atendimento estariam adequadas. Evidente que esta repotencialização não está contemplada nas previsões.

Ao mesmo tempo em que se cria perspectivas boas, também gera-se incertezas. Para um incremento global de 40.000 MW neste período, serão necessários novos projetos com média anual de 3.000 MW. No entanto projetos já em andamento não estão se viabilizando por falta de acordos de compra de energia elétrica – PPA.

Também por tarifas baixas para o gerador de energia, não se viabilizam novos projetos de fontes térmicas e deixam incertezas quanto a esta Segunda etapa da repotencialização.

Há ainda conclusões sobre: a necessidade de diversificação da matriz energética brasileira; falta de linhas de crédito para empreendimentos hidrelétricos; quantidade insuficiente de gás para projetos de geração de energia elétrica; campo para as termelétricas firmar a energia no Sul, já que os reservatórios são torrenciais e as geradoras do sudeste é que firmam a energia do Sul.

9.0 – CONCLUSÃO

A primeira etapa do projeto está concluída com sucesso. Inclusive destacamos o fato do aumento da disponibilidade da UTLB, após a

repotencialização para 262 MW. O custo foi pequeno, quase pode-se desconsiderá-lo em face dos 12 MW adicionados, pois foram inferiores a quinze vezes a qualquer empreendimento térmico a nível mundial.

A segunda etapa porém, ainda é uma incógnita, há muitos fatores positivos, para a viabilização do projeto. Mas há também muitas incertezas, e as mudanças recentes sugerem um tempo maior de observação, para uma posterior decisão.

A viabilidade técnica do projeto é real e considerando apenas os custos de implementação, os 25 MW adicionais com custo unitário de US\$100.000,00 é muito atraente e atende a necessidade de maior demanda de energia.

O ajuste do mercado, a partir do MAE, e a retomada do crescimento econômico, poderão influenciar de forma decisiva não só esta Segunda etapa, como também o próprio despacho atual das unidades 5 e 6 da UTLB; que até hoje mantém níveis elevadíssimos de disponibilidade, para padrões mundiais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SKODA - Manuais da Turbina e Caldeira da UTLB, 1979- Praga, Tchecoslováquia.
- (2) THERMAL AND NUCLEAR POWER ENGINEERING SOCIETY. Handbook for Thermal and Nuclear Power, Engineers, first edition, march/1994, Tóquio, Japan
- (3) BABCOCK & WILCOX, Steam / its generation and use, 39ª edição, 1978, N. York, USA.
- (4) GERASUL S/A, Dados operacionais da UTLB, Setor de Produção de Energia, 1980 a 1998, S.C.
- (5) ELETROBRÁS, Plano Decenal de Expansão 1998/2007. Sumário Executivo, Diretoria de Planejamento e Engenharia.