

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA COGERAÇÃO UTILIZANDO TURBINA A GÁS E CICLO DE REFRIGERAÇÃO POR ABSORÇÃO NA AMAZÔNIA

Leandro da Silva Sales

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
leandro8746@hotmail.com

Ricardo Dias Martins de Carvalho

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
martins@unifei.edu.br

Oswaldo José Venturini

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
osvaldo@unifei.edu.br

***Resumo.** A geração e distribuição de eletricidade na Amazônia brasileira apresentam algumas dificuldades, abrangendo aspectos gerenciais e técnicos. As termelétricas e os altos custos de combustível (incluindo a distribuição) e manutenção tornam essas plantas não lucrativas, freqüentemente requerendo subsídios governamentais. Por outro lado, há escassez de gelo para a preservação de alimentos no mercado amazonense. Neste contexto, a cogeração pode ajudar a melhorar a eficiência global e reduzir os custos das plantas térmicas. Neste artigo faz-se a análise técnica e econômica de um sistema de cogeração composto por turbina a gás e ciclo de refrigeração por absorção sopoisto localizado ao longo do gasoduto Coari-Manaus. A demanda de eletricidade, o consumo de gelo e dados climáticos de uma das cidades abastecidas pelo gasoduto são usados para a análise. A operação da turbina a gás foi simulada com o programa GateCycle; a temperatura e vazão dos gases de exaustão obtidas foram, por sua vez, utilizadas para a simulação de um ciclo de refrigeração por absorção água-amônia (AAR) de simples efeito empregando o programa Cycle-Tempo. A simulação termodinâmica do AAR possibilitou determinar a temperatura ótima na saída do gerador a fim de maximizar a capacidade de refrigeração. Para a análise econômica, os custos de produção de eletricidade e gelo foram criteriosamente determinados e preços de venda do mercado local para ambos foram considerados. Então, assumindo-se paridade elétrica e um perfil de demanda de eletricidade típico da região, determinou-se o lucro líquido anual da planta. Supondo que a planta de cogeração tenha isenção de ICMS incidente sobre a energia elétrica durante a recuperação do investimento, o tempo de retorno foi de 7,8 e 6,9 anos, para fator de capacidade de 0,572 e 0,614, respectivamente. No caso em que não há isenção de ICMS, o tempo de retorno é de 13,0 anos, o que torna o investimento economicamente inviável.*

Palavras chave: cogeração, produção de gelo, refrigeração por absorção, turbina a gás.

1. Introdução

O Amazonas é o maior estado brasileiro, cobrindo uma área de 1.577.820 km² na região amazônica. Excetuando-se alguns municípios de maior porte, a população encontra-se dispersa e ao longo das calhas dos rios em comunidades isoladas. Portanto, a geração e a distribuição de eletricidade para essa população encontram dificuldades cujos motivos vão do gerencial ao técnico. Extensas linhas de distribuição de energia, a partir de centrais localizadas nos principais centros populacionais até comunidades distantes, não são viáveis devido às características peculiares da região (grandes áreas de floresta, lagos, rios, etc.) e ao fato de que a baixa renda dessas comunidades não suporta o custo final da eletricidade. Segundo Correia (2005), das cerca de 4600 comunidades contabilizadas no Estado do Amazonas, somente 32 (0,7%) são supridas com energia elétrica por meio da Companhia Energética do Amazonas (CEAM), uma subsidiária de Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE). A CEAM é responsável pela operação e manutenção do maior sistema térmico isolado do mundo, abrangendo uma área de 1.566.362 km², sendo o seu parque gerador composto por 88 usinas térmicas próprias, totalizando uma potência nominal de 265,21 MW. Também distribui energia elétrica onde o suprimento é realizado pela Manaus Energia S.A. (MESA) (Rio Preto da Eva, Presidente Figueiredo, parte do município de Iranduba e a localidade de Puraquequara) e pela Centrais Elétricas do Acre – ELETROACRE (município de Guajará). Esse complexo de usinas é composto quase todo por usinas térmicas a diesel, com exceção dos municípios supridos pela Manaus Energia S.A. que gera uma parte da energia fornecida através da Usina Hidroelétrica de Balbina e pelo produtor independente BK Energia Itacoatiara Ltda, que utiliza aparas de madeira. O atendimento ao mercado se processa por meio de 92 agências, distribuídas em 61 municípios e 31 localidades, destacando-se que os 10 maiores municípios são responsáveis por 54% da energia requerida bruta (CEAM, 2006). As usinas dieselétricas do sistema CEAM têm potência nominal variando entre 80 kW e 2,1 MW. Além disso, há no Estado do Amazonas cerca de 3000 grupos-geradores independentes de energia de pequena potência (12,5 a 66 kW) distribuídos nas comunidades; a maioria, no entanto, encontra-se parada em função, principalmente, da carência de

recursos financeiros por parte da população para garantir o abastecimento de combustível e a manutenção. As comunidades onde os grupos-geradores operam com certa regularidade são, via de regra, aquelas em que a operação e manutenção são subsidiadas pela prefeitura local, e são utilizadas principalmente para o funcionamento de escolas noturnas. A geração de energia elétrica baseada em fontes primárias renováveis, disponíveis localmente, não é uma solução óbvia para o problema, apesar das vantagens sócio-ambientais (geração de emprego e renda, menores emissões atmosféricas e dinamização da economia local) em relação ao uso de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural, carvão mineral, etc.). Alto custo inicial, inexistência de tecnologia de transformação em pequena escala, tecnologias ainda não consolidadas, o desconhecimento do consumidor e do investidor quanto à existência de facilitadores (disponibilidade de crédito, matéria-prima, regulação do setor, etc.) destinados a incentivar a inserção dessas fontes na matriz energética nacional são barreiras a serem vencidas antes que as fontes renováveis de energia possam ser usadas regularmente para atender a demanda de energia no interior da Amazônia.

Na capital do Estado, Manaus, a geração e a distribuição de eletricidade são encargos da Manaus Energia S.A., também uma subsidiária da ELETRONORTE. O sistema MESA tem natureza hidrotérmica, mas predominância térmica na base, sendo composto por centrais de ciclo Rankine, ciclo Brayton, usina hidrelétrica Balbina, usinas de produtores independentes (que trabalham na base) com turbinas a gás e grupos dieselétricos de grande porte (15 MW). Os sistemas MESA e CEAM são isolados entre si, e o CEAM entre suas próprias usinas (Cartaxo *et al.*, 2001). Manaus possui o maior sistema elétrico isolado da região Norte, com aproximadamente 400.000 consumidores, cujas características de perfil de consumo são semelhante aos grandes centros industriais do País (Frota, 2005). Entretanto, o altíssimo custo da energia termelétrica produzida nos sistemas isolados da Região Norte requer subsídios do governo federal, os quais recaem sobre todos os consumidores das demais regiões do Brasil. Além disso, a maioria das unidades térmicas de Manaus está no término de sua vida útil (GTON, 2004 *apud* Frota, 2005) e em 2004 a oferta de energia não era suficiente para atender ao crescente mercado de energia elétrica (Frota, 2005).

Como solução de longo prazo para os sistemas elétricos isolados de Manaus e Macapá, estão sendo estudados dois projetos principais: a linha de transmissão interligando a usina hidrelétrica Tucuruí à Manaus e Macapá; e a construção do gasoduto Coari-Manaus, para o aproveitamento do gás natural da bacia do rio Solimões. A Figura 1 mostra a rota mais provável de interligação Tucuruí-Manaus-Macapá. Uma vez concretizada, os 1800 km de interligação não somente tornarão Manaus e Macapá parte do sistema interligado nacional, mas também poderão atender 30 outros municípios, beneficiando cerca de dois milhões de pessoas. Além disso, esta interligação causará uma redução significativa nos custos da eletricidade consumida em Manaus. Mesmo assim, a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá sozinha não resolverá o problema da energia em Manaus. O gasoduto Coari-Manaus terá 397 km de extensão e poderá transportar até 10,5 milhões m³/dia de gás natural dos campos de Urucu, no município de Coari, até Manaus, onde abastecerá as usinas termelétricas. Estão sendo planejados ramais para todos os municípios atravessados pelo gasoduto. Todo o traçado do gasoduto está localizado no Estado do Amazonas, passando por outros sete municípios: Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba. Atualmente, a implantação do gasoduto está sendo analisada com relação aos seus impactos ambientais. Uma vez aprovada, o efetivo fornecimento de gás para Manaus dependerá de um contrato formal assinado entre PETROBRÁS e Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS). Espera-se a efetiva operação do gasoduto Coari-Manaus em 2007 (Frota, 2005).

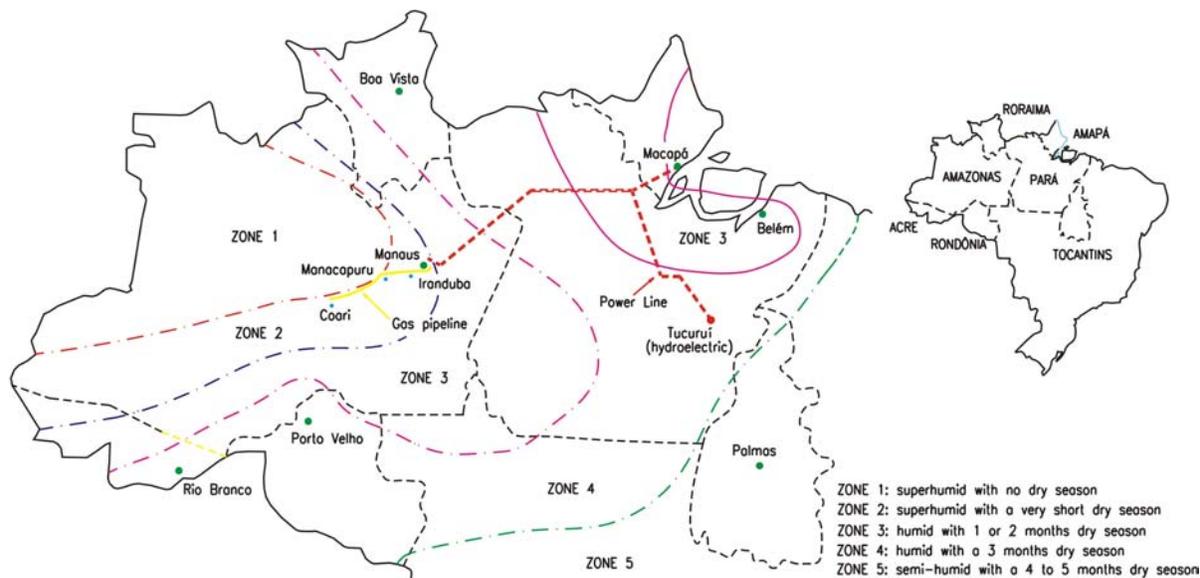


Figura 1. Gasoduto Coari-Manaus e sistema interligado Tucuruí-Manaus-Macapá.

Mesmo que a eletricidade logo esteja disponível para as comunidades isoladas da região, a baixa renda de seus moradores não suporta o custo final da energia elétrica. Em outras palavras, um adequado e eficiente programa de fornecimento de energia deverá estar atrelado a programas sociais para o crescimento sustentável dessas áreas (Correia, 2005). Uma preocupação imediata é que a pesca, uma importante atividade econômica da Amazônia, está sujeita a perdas significativas devida à falta de câmaras de armazenamento e equipamentos para produção de gelo mesmo em localidades onde a eletricidade esteja disponível. Além disso, frutos colhidos na selva não podem ser adequadamente armazenados e processados. Por conseguinte, a adoção de sistemas de cogeração com ciclos de refrigeração por absorção pode ajudar a resolver o problema da conservação de peixes e frutas, ao mesmo tempo em que reduz o custo de geração de eletricidade no interior da Amazônia.

Por outro lado, em Manaus os setores comercial e residencial respondem por 45% do consumo de energia. A maior parte deste consumo é destinada ao condicionamento de ar para conforto, um requisito necessário o ano todo no clima quente e úmido da Amazônia; mesmo no setor industrial, conforto e condicionamento de ar representam um consumo significativo de eletricidade. Então, chillers de absorção, sejam para cogeração em centrais térmicas ou como unidades isoladas em centros comerciais ou prédios residenciais, podem contribuir com o ajuste da demanda de eletricidade e o seu fornecimento nesta peculiar região do Brasil.

Motores de combustão interna têm sua aplicação mais difundida em sistemas de pequeno e médio porte, enquanto que para grandes unidades de cogeração têm-se preferido as turbinas a gás (Espírito Santo, 2001). No entanto, a escolha por motor, turbina ou qualquer outra tecnologia dependerá de diversos fatores, tais como: a relação de demanda térmica com trabalho mecânico e/ou eletricidade, preço do combustível, preço da energia elétrica, característica da curva de demanda térmica e elétrica do empreendimento, disponibilidade de combustível, dentre outros fatores. Neste trabalho, considera-se a cogeração ao longo do gasoduto Coari-Manaus utilizando turbinas a gás, já que neste caso parece ser a escolha mais apropriada para o equipamento de geração de potência, e ciclo de refrigeração por absorção. Tem-se como objetivo avaliar técnica e economicamente a implantação do sistema proposto nesta região.

2. Cogeração usando ciclos de refrigeração por absorção água-amônia

O calor é a principal fonte energética dos equipamentos de refrigeração por absorção; sendo assim, torna-se um grande aliado em uma planta de cogeração, pois o mesmo poderá ser utilizado na produção de frio a partir do calor de baixo potencial de alguns processos de geração de energia, como, por exemplo, o aproveitamento dos gases de escape de uma turbina a gás, de um motor de combustão interna, do calor residual de uma turbina a vapor, entre outros.

A cogeração em ciclos *topping* (quando a geração de energia elétrica antecede o fornecimento de calor) está sujeita a um grande fluxo de calor em alta temperatura e o calor rejeitado é então recuperado em certos processos ou em máquinas térmicas (Figura 2). Em ciclos *topping* com turbinas a gás, os gases de combustão passam por um recuperador de calor (HRSG) ou podem ser usados diretamente, por exemplo, em sistemas de refrigeração por absorção. Os sistemas que usam os gases diretamente são menos intensivos em capital, porque não exigem um subsistema de geração de vapor. No entanto, exigem limpezas freqüentes dos tubos do trocador de calor do dessorvedor, que tem contato direto com os gases de escape da turbina. *Chillers* com fornecimento indireto de calor permitem o uso mais flexível de água quente ou vapor, que também podem ser utilizados em determinados processos. Além disso, no caso de ciclos de refrigeração por absorção que utilizam o par água-amônia como fluido refrigerante (AAR), desacoplando o fluido de trabalho dos gases de combustão evita-se o problema do vazamento da amônia para a exaustão (Colonna e Gabrielli, 2003). Plantas de cogeração com eficiências globais na faixa de 65 a 80% podem ser obtidas dependendo do calor residual e da temperatura dos gases de escape. Deve-se ter em mente, entretanto, que turbinas de pequena capacidade (1 a 3 MW_e) tendem a ser menos eficiente do que grandes unidades (Colonna e Gabrielli, 2003). O gás natural parece ser o combustível mais indicado para estas aplicações devido ao seu alto poder calorífico, boa eficiência de combustão e menor emissão de poluentes.

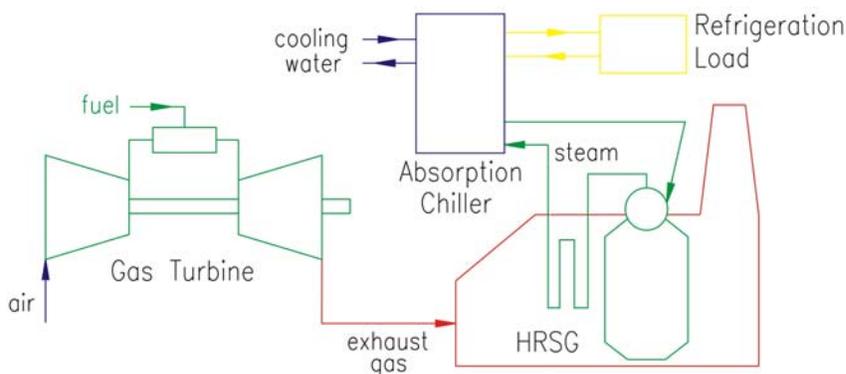


Figura 2. Sistema de cogeração composto por turbina a gás e chiller de absorção.

Há dois tipos principais de máquinas de refrigeração por absorção comercialmente disponíveis, que utilizam como fluido de trabalho as misturas brometo de lítio-água (LiBr-H₂O) e água-amônia (H₂O-NH₃). Esta última pode atingir temperaturas muito menores porque a amônia é o refrigerante, sendo usada, por exemplo, na refrigeração de alimentos e produção de gelo. Enquanto os *chillers* do tipo LiBr-H₂O têm produção normalizada e gradualmente estão se tornando mais difundidos, os do tipo H₂O-NH₃ são produzidos sob encomenda para uma particular aplicação (Colonna e Gabrielli, 2003).

Uma vez que a temperatura da fonte energética não precisa ser alta, o calor residual de alguns processos industriais ou outras fontes de calor de baixo potencial pode ser usado para acionar *chillers* de absorção; além disso, a amônia é uma substância natural que não causa destruição da camada de ozônio. Por estas razões, esta tecnologia é vista como ambientalmente correta e uma substituta desejável para máquinas de refrigeração por compressão. Apesar destas vantagens, o mercado de equipamentos de refrigeração ainda é dominado por *chillers* de compressão devido ao seu baixo custo inicial e maior eficiência.

O coeficiente de performance de um AAR é afetado por suas temperaturas de operação (temperaturas do evaporador, absorvedor, gerador e condensador) e pelas irreversibilidades de seus componentes. Em relação à variação do COP com a temperatura do fluido na saída do gerador, existe um valor ótimo (Colonna e Gabrielli, 2003); e a temperatura neste ponto é chamada temperatura ótima do gerador (TOG). A TOG é influenciada pelas eficiências dos componentes do AAR, refluxo da coluna de retificação, quedas de pressão, diferença de temperatura no evaporador, concentração de refrigerante, e condições térmicas de operação (temperaturas de evaporação, absorção e condensação). Portanto, melhorias de projeto e estratégias de controle para manter AARs perto de seu TOG, independentemente das variações da carga térmica e das condições ambientes, são cruciais para eles se tornarem competitivos com os sistemas de refrigeração por compressão.

3. Modelagem do sistema de cogeração turbina a gás-chiller de absorção

3.1. Modelagem técnica

A fim de se estudar a possibilidade da aplicação de AARs em plantas de cogeração, foram feitas simulações computacionais usando os programas GateCycle e Cycle-Tempo. O programa GateCycle é um software desenvolvido para avaliar o desempenho de sistemas térmicos de potência em regime permanente em condições de projeto e fora do ponto de projeto, abrangendo uma análise do ciclo por inteiro ou uma estação de cogeração. Também permite prever o efeito de alterações no sistema ou melhorias em plantas existentes e possibilita analisar projetos de turbinas a gás interconectadas a um ciclo a vapor ou não (GE Energy Services, 2003). Entretanto, o GateCycle não permite a simulação de cada componente de um ciclo de refrigeração por absorção. Para isso utilizou-se o software Cycle-Tempo; este é um programa para a modelagem termodinâmica e otimização de sistemas para produção de eletricidade, calor e refrigeração. Permite ao usuário entrar com a configuração desejada e então calcular fluxos relevantes de massa e energia no sistema, assim como parâmetros de operação pertinentes (Cycle-Tempo, 2006). O acoplamento entre GateCycle e Cycle-Tempo foi feito através da vazão (mgas) e temperatura dos gases de escape (Tgas) da turbina a gás, as quais são resultados da simulação do primeiro e dados de entrada para o segundo, onde se obteve a capacidade de refrigeração (q_{evap}).

Uma vez obtido o potencial de refrigeração da planta de cogeração, a produção máxima de gelo pode ser calculada por,

$$\dot{m}_{ice} = \frac{q_{evap}}{FP [c_{p,water} (T_i - 0) + h_{sl} + c_{p,ice} (0 - T_f)]} \quad (1)$$

onde T_i e T_f são, respectivamente, a temperatura inicial e final da água. T_i depende das condições ambientes e T_f é considerada igual a -5°C, para garantir uma boa resistência ao produto (Costa, 1982). FP é o fator que leva em conta os consumos secundários da instalação para conservação do gelo (câmaras frias), sendo estes da ordem de 10% da capacidade frigorífica para fabricação do gelo (Cruz, 2004). Portanto FP tem valor próximo de 1,1.

3.2. Modelagem econômica

O modelo econômico tem como objetivo determinar os custos de produção da energia elétrica (c_{EE}) e do gelo (c_{ice}); o lucro líquido obtido pela receita da venda de eletricidade e do gelo (L_{liq}); e o tempo de retorno do investimento na planta de cogeração (N).

A fim de se determinar o custo de produção da energia elétrica, considerou-se o princípio do tempo de retorno composto. Isto é, para um retorno em t anos, ou seja, ao longo da vida útil dos equipamentos, o valor presente do projeto no ano t deve ser zero. Em outras palavras, no equilíbrio econômico, o valor presente da diferença entre receita e despesa se iguala ao valor do custo do investimento na termelétrica. Sendo assim, pode-se equacionar matematicamente o problema pela seguinte equação:

$$c_{EE} EE PWF_{EE} - c_{comb} EE PWF_{comb} - c_{O\&M} EE PWF_{O\&M} = Z_t W_{el} \quad (2)$$

onde PWF é o fator de valor presente, dado por,

$$PWF = \sum_{k=1}^t \frac{(1+f)^{k-1}}{(1+j)^k} \quad (3)$$

sendo f e j as taxas de inflação e juros, respectivamente; t o período de análise; EE a energia elétrica gerada anualmente; $c_{O\&M}$ o custo de operação e manutenção por unidade de energia elétrica gerada; Z_t o custo de investimento na usina termelétrica por unidade de potência; W_{el} a capacidade instalada da usina; c_{comb} o custo combustível por unidade de energia elétrica gerada, dado por:

$$c_{comb} = p_{comb} HR \quad (4)$$

onde p_{comb} é o preço do combustível e HR é o consumo específico de calor da turbina (*heat rate*).

Dividindo ambos os lados da Eq. (2) por W_{el} , fazendo $EE/W_{el} = ee$, e isolando c_{EE} , obtém-se:

$$c_{EE} = \frac{Z_t + (c_{comb} PWF_{comb} + c_{O\&M} PWF_{O\&M}) ee}{PWF_{EE} ee} \quad (5)$$

Portanto, pode-se calcular o valor mínimo da energia elétrica em função das variáveis: investimento inicial, custo do combustível, custo de operação e manutenção, energia elétrica produzida e prazo de retorno para o investimento. Entretanto, um modelo de avaliação financeira também deve incluir as variáveis contábeis e fiscais. O equacionamento de tais variáveis refere-se à operação de inserção do imposto de renda (IR) e demais encargos sobre o lucro (CSLL), das contribuições PIS/COFINS ($I_{PIS/COF}$), dos encargos sobre o faturamento (I_{fat}) e da depreciação linear contábil (D) em tal modelo. Os tributos e encargos incidentes sobre a geração termelétrica são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 1. Tributos e encargos incidentes sobre a geração termelétrica (Lora e Nascimento, 2004; Neto, 2001).

Tributo ou Contribuição	Natureza Jurídica	Alíquota	Incidência / Base de Cálculo
IR	Imposto	15%, mais 10% Adicional de Imposto de Renda	Lucro – O Adicional de Imposto de Renda (10%) é devido sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 240.000,00 ao ano
CSLL	Contribuição	9%	Lucro
PIS	Contribuição	1,65%	Receita
COFINS	Contribuição	7,6%	Receita
TFSEE	Contribuição	0,5%	Receita
ICMS	Imposto	21%	Valor da comercialização dos serviços
CPMF	Contribuição	0,35%	Movimentação Financeira
RGR	Contribuição	2,5 a 3%	2,5% do Ativo Reversível limitado a 3% da receita. A TFSEE é deduzida do valor apurado da RGR

A sigla CSLL significa Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e ICMS significa Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. A Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), somadas, incidem com uma taxa de 9,25% sobre a receita, sendo permitidas algumas compensações. Os encargos Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF) e Reserva Global de Reversão (RGR) incidem como uma taxa em torno de 3,4% sobre a receita; esses impostos mais o ICMS serão denominados de encargos sobre o faturamento (I_{fat}).

Ao considerar tais variáveis fiscais e contábeis, obtém-se a seguinte equação:

$$c_{EE} = \frac{(1 - AL_D PWF_{Z_t}) Z_t + (c_{comb} PWF_{comb} + c_{O\&M} PWF_{O\&M}) (1 - AL_{IR} - AL_{CSLL}) ee}{(1 - AL_{IR} - AL_{CSLL} - AL_{PIS/COF} - AL_{fat}) PWF_{EE} ee} \quad (6)$$

A Equação (6) representa o custo do produto vendido, ou seja, o preço mínimo de venda da energia elétrica produzida por uma usina termelétrica. O termo AL refere-se à alíquota do correspondente imposto, sendo este indicado em subscrito.

Tal como foi feito para a energia elétrica, o custo de produção do gelo é obtido igualando-se o valor presente da receita líquida obtida com a venda do gelo, durante a vida útil do chiller, com o custo total do sistema de refrigeração por absorção (chiller, torre de resfriamento, projeto e instalação). Em termos matemáticos,

$$c_{ice} M_{ice} PWF_{ice} - c_{O\&M} M_{ice} PWF_{O\&M} = Z_c q_{evap} \quad (7)$$

Isolando-se c_{ice} , obtém-se:

$$c_{ice} = \frac{Z_c q_{evap} + c_{O\&M} M_{ice} PWF_{O\&M}}{PWF_{ice} M_{ice}} \quad (8)$$

A fim de se determinar o preço mínimo de venda do gelo, devem-se considerar impostos, contribuições e depreciação:

Ao considerar as variáveis fiscais e contábeis, obtém-se :

$$c_{ice} = \frac{(1 - AL_D PWF_{Z_c}) Z_c q_{evap} + c_{O\&M} M_{ice} PWF_{O\&M} (1 - AL_{IR} - AL_{CSLL})}{(1 - AL_{IR} - AL_{CSLL} - AL_{PIS/COF} - AL_{fat}) PWF_{ice} M_{ice}} \quad (9)$$

onde Z_c é o custo de implantação do sistema AAR por unidade de capacidade frigorífica; M_{ice} é a produção anual de gelo; q_{evap} é a capacidade do chiller.

A Equação (9) permite calcular o preço mínimo de venda do gelo tal que a receita líquida se iguale ao custo total do sistema de refrigeração por absorção. Para que haja lucro, o preço de mercado de venda do gelo deve ser maior do que o referido valor mínimo.

A questão do nível de produção exige ter em conta que o sistema de cogeração planejado neste artigo pressupõe operação em paridade elétrica. Ou seja, a produção de energia elétrica prevalece sobre a produção do gelo, sendo esta dependente daquela. Desse modo, a máxima produção frigorífica do sistema se limita à máxima disponibilidade térmica residual, podendo contemplar níveis abaixo disso, a depender de fatores exógenos de mercado.

As equações da receita bruta (R_T) e custo total (C_T) da produção de gelo e energia elétrica (\$/ano) são dadas a seguir:

$$R_T = p_{ice} M_{ice} + t_{EE} W_{ger} \quad (10)$$

onde p_{ice} [\$/ton] e t_{EE} [\$/MWh] são o preço de venda do gelo e a tarifa de energia elétrica, respectivamente; W_{ger} [MW] é a potência elétrica gerada.

$$C_T = c_{ice} M_{ice} + c_{EE} W_{ger} \quad (11)$$

Na Equação (11), c_{EE} e c_{ice} são os custos de produção de energia elétrica e gelo, calculados pelas Equações (5) e (8), respectivamente.

O lucro contábil da planta corresponde à diferença entre a receita bruta advinda pela venda da energia elétrica e do gelo e os seus respectivos custos de produção. O imposto de renda incide sobre o lucro tributável da empresa, que por sua vez, é influenciado por procedimentos da contabilidade da depreciação, que visam assegurar condições para a reposição dos ativos fixos da empresa, quando isto se tornar necessário à continuidade das operações. Por esta razão, a legislação tributária permite às empresas deduzirem de seu lucro anual a correspondente carga de depreciação para fins de cálculo do imposto de renda. Sendo assim, o lucro tributável é dado por:

$$L_{trib} = (1 - AL_{RT}) R_T - C_T - D_T \quad (12)$$

Após todos os impostos e contribuições, o lucro líquido será:

$$L_{liq} = (1 - AL_{RT}) R_T - AL_{trib} L_{trib} - C_T \quad (13)$$

onde AL_{RT} é igual à soma das alíquotas que incidem sobre a receita bruta (alíquotas do PIS, COFINS, TFSEE, CPMF, RGR e ICMS) e AL_{trib} corresponde à soma das alíquotas que incidem sobre o lucro tributável (alíquotas do IR e CSLL). Vale lembrar que os impostos TFSEE e RGR aplicam-se à energia elétrica, e não ao gelo. As alíquotas do PIS, COFINS, TFSEE, CPMF e RGR correspondem a um montante de 12,6%; a média nacional da alíquota de ICMS que incide sobre o valor da comercialização de energia elétrica é de 21%. A alíquota incidente sobre a comercialização do gelo no Estado do Amazonas é de 7%.

Por fim, o tempo de retorno do investimento na planta será calculado pela seguinte equação:

$$N = \log \left\{ \frac{C \left[\left(\frac{1+f}{1+j} \right) - 1 \right]}{\frac{L_{liq}}{(1+j)}} + 1 \right\} \times \frac{1}{\log \left(\frac{1+f}{1+j} \right)} \quad (14)$$

onde C é o custo total da planta de cogeração.

4. Análise técnico-econômica de plantas de cogeração ao longo do gasoduto Coari-Manaus

Cruz (2004) investigou o potencial da refrigeração por absorção em 30 cidades no interior do Amazonas, pertencentes ao sistema CEAM. As localidades selecionadas para a investigação têm câmaras de espera e estocagem, assim como equipamentos para produção de gelo e, portanto, fornecem uma indicação da demanda de refrigeração nessas áreas; entretanto, até o momento toda a refrigeração é produzida por *chillers* de compressão de vapor. A Tabela 2 mostra dados de algumas cidades analisadas por Cruz (2004).

Tabela 2. Energia elétrica e demanda frigorífica em algumas cidades no interior do Amazonas (adaptado de Cruz, 2004).

Localidade	Energia Elétrica				Câmaras Frias [TR]	Produção de Gelo	
	Pico [kW]	Vendida [kWh/ano]	Gerada [kWh/ano]	Vendida Gerada		[ton/dia]	[TR]
Careiro-Castanho	1.309	3.461.078	6.028.911	0,574	17,6	6	15,3
Coari	3.906	13.824.211	21.377.500	0,647	80,9	9	22,9
Codajás	1.280	4.158.887	6.805.873	0,611	32,5	11	28,0
Irاندوبا	5.170	14.863.243	24.273.965	0,545	1.113,4	65	165,2
Manacapuru	8.107	25.677.386	45.921.425	0,559	748,4	121,6	309,0

Como apontado por Cruz (2004), os dados evidenciam baixa eficiência técnica e econômica do sistema CEAM. Para as 30 localidades estudadas, a razão entre eletricidade vendida e gerada é somente 0,616. De acordo com relatórios da CEAM (CEAM, 2000), a diferença aproximada de 40% representa consumo interno de energia da planta e perdas associadas com ineficiências intrínsecas de pequenos grupos-geradores usados durante picos de carga. Levando-se em conta que a geração de eletricidade no sistema CEAM é intensamente subsidiada, esta razão entre venda e geração de energia é ainda mais agravante. Como uma contribuição para encontrar soluções para estes problemas, o presente trabalho simula e analisa a implantação de chillers de absorção que usam como fonte térmica os gases de exaustão de turbinas a gás.

A turbina a gás selecionada para a simulação foi a Kawasaki M7A-02 com $W_{el,ISO} = 6955 \text{ kW}_e$, compatível com a demanda de eletricidade nas maiores cidades ao longo do gasoduto Coari-Manaus, como, por exemplo, Irاندوبا. Esta capacidade também é representativa de algumas termelétricas em Manaus. Considera-se que a turbina opere 7884 horas/ano, correspondendo a um fator de disponibilidade de 90%. A distribuição de carga durante o ano é mostrada na Tab. 4, considerada típica para região em questão. As condições ambientes usadas na simulação foram temperatura de bulbo seco $T_{bs} = 33^\circ\text{C}$, umidade relativa $UR = 80\%$ e uma altitude de 14 m, representativas de Manaus e Irاندوبا. A potência da turbina nessas condições é igual a $W_{el} = 6088 \text{ kW}_e$, o que permite uma margem de segurança em torno de 18% em relação ao pico de potência de 5170 que ocorre em Irاندوبا; outros resultados da simulação são obtidos seguindo o procedimento destacado na seção precedente. O coeficiente de performance (COP) do chiller de absorção obtido da simulação no Cycle-Tempo foi de 0,591, considerado satisfatório para um chiller de simples efeito.

Para a turbina selecionada, a vazão dos gases de exaustão manteve-se aproximadamente constante e igual a 25,6 kg/s. Adotando-se os parâmetros financeiros e tributários mostrados nas Tabelas 1 e 3, obteve-se um preço mínimo de venda da energia elétrica igual a US\$ 72,98/MWh. Considerando-se um mercado capaz de absorver a máxima produção de gelo permitida segundo o perfil de carga da turbina (Tabela 4), obtém-se um custo do gelo vendido ($c_{ice} = \text{US\$ } 18,61/\text{ton}$) menor que o seu preço de venda em Manaus ($p_{ice} = \text{US\$ } 67,85/\text{ton}$). Assumiram-se um tempo de operação do

chiller igual a 16 horas/dia e uma disponibilidade de operação ao longo do ano de 90%, o que corresponde a 5256 horas/ano. O tempo de retorno de investimento na planta de cogeração, neste caso, foi de 2,9 anos; considerou-se isenção de ICMS incidente sobre a energia elétrica até que o investimento fosse recuperado.

Com a turbina operando a 50% de sua potência máxima, já obtém-se uma capacidade de refrigeração de 1290,2 TR, capaz de suprir as câmaras frias e toda produção de gelo de Iranduba (Tabela 2). Considerando somente a necessidade de gelo para esta cidade (65 ton/dia), será necessário um chiller de 165,2 TR. Neste caso, obtém-se um custo do gelo vendido $c_{ice} = US\$ 16,84/ton$ e um tempo de retorno de investimento na planta de cogeração igual a 7,8 anos (Tabela 5).

Tabela 3. Valores adotados para os parâmetros financeiros da análise econômica.

Parâmetros Financeiros	Valor	Observação
f [% anual]	5	Previsão da inflação
j [% anual]	15	Cruz (2004)
t_{EE} [US\$/MWh]	100,00	CEAM (2005)
p_{comb} [US\$/MMBTU]	2,6798	Esposito (2004)
p_{ice} [US\$/ton]	67,85	Em Manaus (Cruz, 2004)
t [anos]	15	Período para análise econômica
Z_t [US\$/kW]	965,00	NREL (2003)
Z_c [US\$/TR]	4.745,46	Cruz (2004)

Tabela 4. Simulação da turbina a gás Kawasaki modelo M7A-02 em cogeração com AAR produzindo a máxima quantidade de gelo possível.

Carga [%]	W_{el} [kW]	Período de Operação [hr/ano]	T_{gas} [°C]	q_{evap} [TR]	M_{ice} [ton/hr]	c_{EE} [US\$/MWh]	c_{ice} [US\$/ton]	N [anos]
100	6088	394,2	540,4	1985,8	48,8	72,98	18,61	2,9
80	4871	5282,3	490,2	1710,9	42,1			
50	3044	2207,5	410,6	1290,18	31,7			

Tabela 5. Simulação para atender a demanda de gelo em Iranduba.

Chiller [TR]	Produção de Gelo [ton/dia]	c_{ice} [US\$/ton]	N [anos]
165,2	65,0	16,84	7,8

O perfil de carga mostrado na Tabela 4 corresponde a um fator de capacidade de 0,572, considerado baixo, resultando em um elevado tempo de retorno para a demanda em Iranduba. Quanto maior o fator de capacidade, maior a energia elétrica gerada e, portanto, menor o tempo de retorno. Por exemplo, considerando-se um fator de capacidade igual a 0,614, o custo de geração de energia elétrica é igual a US\$ 57,63/MWh. Para a máxima produção de gelo permitida neste caso (39,52 ton/hora), o tempo de retorno obtido cai para 2,7 anos; com o fator de capacidade anterior (0,572), o tempo de retorno era de 2,9 anos. E considerando-se a produção de gelo correspondente à demanda em Iranduba (65 ton/dia), o tempo de retorno reduz-se de 7,8 para 6,9 anos. A Tabela 6 resume esses resultados, mostrando também o custo do produto vendido (CPV) e o custo de produção (CP) referentes à energia elétrica e ao gelo.

Tabela 6. Tempo de retorno para diferentes fatores de capacidade e níveis de produção de gelo.

Fator de Capacidade	Energia Elétrica		Produção de Gelo e Tempo de Retorno do Sistema de Cogeração					
	c_{EE} [US\$/MWh]		632,4 a 661,5 ton/dia			65 ton/dia		
	CP	CPV	c_{ice} [US\$/ton]	N [anos]	c_{ice} [US\$/ton]	N [anos]	c_{ice} [US\$/ton]	N [anos]
0,572	60,37	72,98	13,11	18,61	2,9	11,94	16,84	7,8
0,614	57,63	69,59	12,77	18,11	2,7	11,88	16,76	6,9

5. Conclusões

A análise técnica da planta de cogeração mostrou que a turbina simulada a 50% da carga já atende a demanda frigorífica da cidade de Iraduba, considerada representativa da região. Portanto, assumindo-se paridade elétrica, a produção de frio estará garantida mesmo que a turbina opere apenas à metade de sua carga.

A análise econômica mostra que plantas com baixo fator de capacidade apresentam um elevado tempo de retorno, mesmo supondo-se isenção de ICMS incidente sobre a energia elétrica durante esse tempo. Considerando-se uma planta de cogeração com fator de capacidade de 0,614 e a máxima produção de gelo possível, obteve-se um tempo de retorno de 6,9 anos. Uma simples verificação mostra que uma planta com esse fator de capacidade e ICMS incidente sobre a energia elétrica e sobre a comercialização do gelo com alíquotas de 21% e 7% respectivamente, apresenta um tempo de retorno de 13,0 anos. Tal tributação torna o empreendimento economicamente inviável.

Considerando-se que o Brasil tem uma alíquota média de ICMS incidente sobre a energia elétrica de 21%, constata-se que há necessidade de uma acentuada redução principalmente deste imposto, ou até mesmo sua isenção durante a recuperação do capital, visando atrair investimentos em plantas de cogeração na Amazônia.

6. Referências

- Cartaxo, E. F., Nebra, S. A., Cruz R. W., 2001, "Performance diagnosis of northern diesel electric power plants", Proceedings of the 16th Brazilian Congress of Mechanical Engineering (COBEM).
- Colonna, P., Gabrielli, S., 2003, "Industrial Trigeneration Using Ammonia-Water Absorption Refrigeration Systems (AAR)", Applied Thermal Engineering, 23, pp. 381-386.
- CEAM, 2000, "Relatório de Faturamento Consolidado por Agência", DOT/DFC/CEAM, Companhia Energética do Amazonas, Manaus, Brasil, 356 p.
- Correia, J. C., 2005, "Atendimento Energético a Pequenas Comunidades Isoladas: Barreiras e Possibilidades", T&C Amazônia, Ano III, Número 6, pp. 30-35.
- Costa, E. C., 1982, "Refrigeração", Editora Edgard Blücher. 3th Ed., São Paulo, Brasil.
- Cruz, R. W. A., 2004, "Avaliação da Introdução da Cogeração no Sistema Autônomo do Interior do Estado do Amazonas", Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Brasil.
- Cycle-Tempo, 2006, <http://www.cycle-tempo.nl/>
- Espirito Santo, D. B., 2001, "Metodologias de Avaliação de Sistemas Térmicos de Geração de Eletricidade", Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, Brasil.
- Espósito, A. S., 2004 "Competitividade da Termoeletricidade Movida a Gás Natural no Brasil: Estudo de Caso de um Sistema Predominantemente Hidroelétrico", Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Brasil.
- Frota, W. M., 2005, "Melhorias Estruturais de Suprimento para os Sistemas Elétricos Isolados de Manaus e Macapá", T&C Amazônia, Ano III, Número 6, pp. 23-29.
- GE Energy Services, 2003, "GateCycleTM 5.51 – Getting Started & Installation Guide".
- Lora, E. E. S. e Nascimento, M.A., 2004, "Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação", Editora Interciência Ltda., Rio de Janeiro, 1296 p.
- Neto, V.C., 2001, "Análise da Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana de Açúcar e Gás Natural", Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- NREL, 2003. "Gas-Fired Distributed Energy Source Resource Thechnology", National Renewable Energy Laboratory".

7. Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo material impresso incluído neste artigo.

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF A GAS TURBINE / ABSORPTION CYCLE COGENERATION SYSTEM IN THE BRAZILIAN AMAZON

Leandro da Silva Sales

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
leandro8746@hotmail.com

Ricardo Dias Martins de Carvalho

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
martins@unifei.edu.br

Oswaldo José Venturini

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Av. BPS, 1303, Itajubá – MG, Brasil
osvaldo@unifei.edu.br

Abstract

The generation and distribution of electricity in the Brazilian Amazon are faced with a number of difficulties, spanning from management aspects to technical issues. These are thermal power plants and the high costs of fuel (including distribution) and maintenance make them unprofitable, often requiring government subsidies. On the other hand, there is a shortage of ice for food preservation in the Amazonian market. In this context, cogeneration could help improve the plants overall efficiency and reduce costs. The proposed paper carries out a technical and economic analysis of a gas turbine and absorption refrigeration cycle cogeneration system supposed located along the Coari-Manaus natural gas pipeline. Actual electricity demand, ice consumption, and weather data for one of the cities to be served by the pipeline are used in the analysis. The gas turbine operation was simulated using Gate Cycle software; the exhaust gases temperature and flow rate output were in turn used for the simulation of a single-stage aqua-ammonia refrigeration (AAR) cycle employing Cycle Tempo software. The thermodynamic simulation of the AAR cycle made it possible to determine the optimal temperature at the generator outlet in order to maximize the refrigeration capacity. For the economic analysis, the electricity and ice production costs were carefully determined and local market sales values for both were used. Then, assuming electrical parity and an electricity demand profile typical of the region the annual plant profit was determined. On the assumption that the cogeneration plant could be exempted from the ICMS tax throughout the investment recovery time, the payback period was 7.8 and 6.9 years for capacity factors of 0.572 and 0.614, respectively. In case there is no ICMS tax exemption, the payback period is 13.0 years, making the cogeneration investment not viable economically.

Keywords: cogeneration, ice production, absorption refrigeration, gas turbine.