



ESTUDO DE PRÉ-FACTIBILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO EM UMA EMPRESA PRODUTORA DE RAÇÃO ANIMAL E SEBO PARA FABRICAÇÃO DE BIODIESEL

Hairton Júnior José da Silveira

Gisele Mol da Silva

Felipe Raul Ponce Arrieta

Fernando Cunha Pimentel Ulhoa

Pedro Américo Almeida Magalhães Júnior

hairtonjjsilveira@gmail.com

g.mols@hotmail.com

felipe.ponce@pucminas.br

ffernando.ulhoa@gmail.com

paamjr@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Av. Dom José Gaspar, 500, Coração Eucarístico, Belo Horizonte – MG, Brasil. CEP 30535-610

Resumo. O presente trabalho objetiva avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de uma central de cogeração para suprir as diferentes demandas térmicas e elétricas de uma empresa produtora de ração animal e sebo para a fabricação de biodiesel. Foi idealizado um esquema térmico para a usina de cogeração com ciclo combinado a fim de atender o sistema em paridade térmica e vender o excedente de energia para a concessionária de energia elétrica local. Na sequência, foi realizada a análise termodinâmica dos índices de desempenho da planta e a avaliação da viabilidade econômica do empreendimento. Os dados obtidos mostraram que a eficiência energética da planta atingiu 82,25% na demanda máxima de calor e sua eficiência exergética atingiu 55,47% na demanda mínima de calor. Quanto a viabilidade econômica, o projeto mostrou-se ineficiente, sendo realizadas análises de sensibilidades em relação ao preço de comercialização da energia elétrica, ao preço do gás natural e ao custo de investimento. As conclusões apontam que o projeto é tecnicamente viável mas para que se torne financeiramente lucrativo, de acordo com as análises de sensibilidade realizadas, seria necessária a redução do preço do gás natural em 50% concomitantemente com o aumento do preço de venda da energia elétrica em 50%. Desta forma, o retorno do investimento ocorreria a partir do nono ano.

Palavras-chave: Cogeração, Ciclo Combinado, Gás Natural, Simulação Computacional.

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com o abastecimento de energia é um assunto que vem sendo discutido no mundo todo. Na década de 70, com o início da crise energética mundial do petróleo, alterou-se o contexto de utilização dos combustíveis. Novas fontes de energia passaram a ser pesquisadas, bem como o uso mais eficiente destas. Desta forma, existe uma forte atuação para que os países desenvolvam tecnologias que utilizem fontes renováveis de energia, tais como a biomassa, energia solar, geotérmica, entre outras. Também se tem buscado o aperfeiçoamento dos sistemas energéticos, com o intuito de melhorar a eficiência dos mesmos. A cogeração vem de encontro a essas duas vertentes por se tratar de uma tecnologia que produz, de forma combinada, calor útil e energia elétrica ou mecânica, de maneira simultânea e sequenciada, a partir de um único combustível, e por apresentar maior eficiência energética quando comparada a usinas convencionais.

O estudo realizado visa avaliar a viabilidade da instalação de uma central de cogeração para atender as demandas de calor e energia elétrica de uma empresa produtora de ração animal e sebo para a fabricação de biodiesel. A empresa apresenta demandas de calor e eletricidade variadas ao longo do ano, sendo imprescindível compreender profundamente o processo e as condições mercadológicas para a realização do dimensionamento da usina.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Os indicadores de desempenho e econômicos em uma central de cogeração foram estudados por vários autores durante os últimos anos.

Pilavichi (2000) elaborou uma revisão sobre a utilização da cogeração, onde averiguou que esta tecnologia promove eficiências térmicas combinadas de 85 a 90% ou superiores, sendo aproximadamente 40% para geração de eletricidade e 50% para geração de calor em sistemas maiores, e 30% de eletricidade e 60% de calor em sistemas menores. Em aspectos econômicos, foi exposto que os impedimentos mais agravantes para implantação da cogeração eram o baixo preço de comercialização de eletricidade e o alto custo de investimento, fatores estes que elevam o tempo de retorno do investimento.

Ehyaei e Mozafari (2009) realizaram um estudo comparativo entre sistemas com microturbinas a gás utilizando gás natural como combustível para geração e cogeração. O sistema operando como cogeração obteve melhores parâmetros de eficiência, porém também obteve o maior custo de geração de eletricidade. Neste, a parcela mais significativa dos custos foi o do fornecimento do gás natural, seguido do custo de investimento que pode variar de 31 a 40% do custo total.

Ahmadi e Dincer (2010) realizaram um estudo termoeconômico de uma central de cogeração operando com ciclo combinado. Foi utilizado o software Matlab para implementar algoritmo genético com objetivo de otimizar o sistema a partir de um modelo termoeconômico, com o custo total da planta e a eficiência térmica como funções objetivo. Os resultados mostraram que as funções objetivo divergiram, onde a eficiência térmica máxima também acarretou no maior custo total da planta. Na análise de sensibilidade, foi averiguado que a diminuição do preço de fornecimento do combustível era o fator mais agravante, onde a redução do mesmo faria com que as funções objetivo convergissem.

Carrero et al (2014) realizaram uma análise econômica de uma usina de cogeração que opera com uma microturbina a gás TURBECT T100 e um ciclo de ar úmido. Inicialmente, foi constatado pelos autores que a implantação de uma central de cogeração depende dos preços do gás natural e da eletricidade. Além disso, o combustível representa de 74 a 90% da totalidade dos custos, que inclui o custo do gás natural, operação e manutenção, fornecimento de água e eletricidade adicional.

Lee e outros (2017) realizaram uma análise exerérgica-ambiental-econômica em uma central de cogeração com tratamento de água. Foi utilizado um algoritmo genético multiobjetivo para otimização dos resultados com o custo total e o impacto ambiental como funções objetivo. O estudo teve como resultado uma redução de 16,9% do custo total e de 5,3% dos impactos ambientais, onde o sistema operou em paridade térmica e conseguiu suprir 47% da demanda elétrica da planta.

Em síntese, os estudos descritos demonstraram que as centrais de cogeração apresentaram melhores parâmetros de eficiência e que, em termos econômicos, os aspectos mais relevantes foram o baixo preço de comercialização de eletricidade e o alto custo de combustível e de investimento.

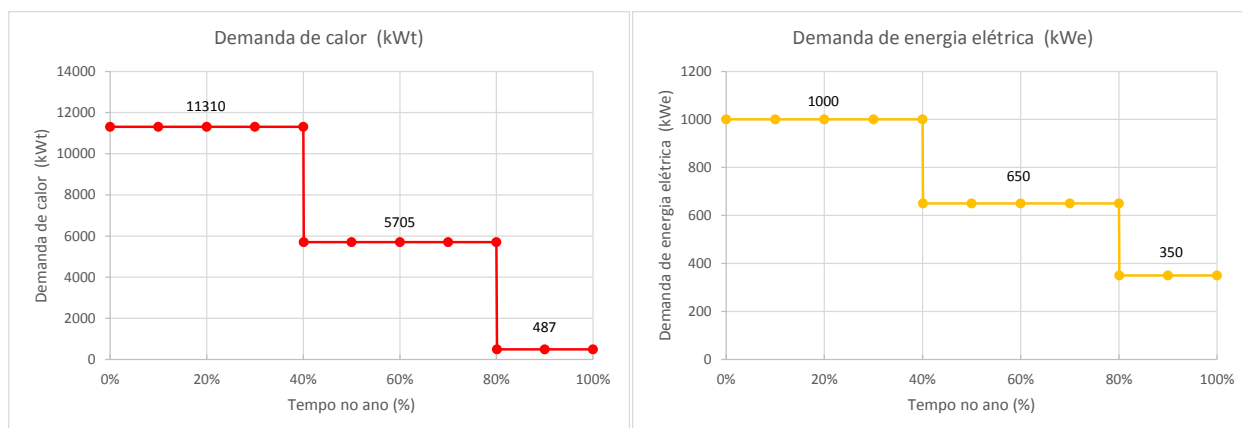
3. DESENVOLVIMENTO

O presente estudo refere-se a uma empresa localizada na região metropolitana de Belo Horizonte que produz ração animal e sebo para a fabricação de biodiesel. A empresa consome energia elétrica da rede e produz vapor para o processo a partir de uma caldeira implantada, consumindo moinha de carvão vegetal. Na Tabela 1 são apresentados os dados da caldeira e o consumo de moinha de carvão vegetal utilizado na mesma, com seu respectivo preço e poder calorífico inferior. Também é apresentado na Tabela 1 o preço e o consumo anual de eletricidade considerado no estudo.

Tabela 1. Dados da central de utilidades.

Dados	Parâmetro	Valor
Caldeira	Pressão (kPa)	950
	Temperatura (°C)	177,7
	Vazão máxima (kg/s)	5,55
	Eficiência (%)	85
Moinha de carvão vegetal	Consumo (tonelada/ano)	14338
	Poder Calorífico Inferior (kJ/kg)	18840
	Preço (R\$/tonelada)	200
Eletricidade	Preço compra de energia elétrica (R\$/MWh)	225
	Consumo (kWh/ano)	394800

As curvas de demandas anuais de calor e eletricidade da empresa são apresentadas na Figura 1 (A) e (B), respectivamente, e suas porcentagens de tempo de operação no ano.



(A) Demanda de calor

(B) Demanda de eletricidade

Figura 1. Curvas de demanda requeridas na empresa.

O esquema térmico proposto para a planta de cogeração visava suprir as demandas térmicas e elétricas da empresa, alcançar altos índices de desempenho e ser economicamente viável. A usina foi idealizada para operar em paridade térmica, vendendo o excedente de energia para a concessionária de energia elétrica local. O ciclo foi modelado por meio do software de simulação GateCycleTM para a operação nos três patamares de carga térmica: máxima, intermediária e mínima. Os detalhes do esquema térmico são apresentados a seguir.

3.1 Esquema térmico da usina de cogeração com ciclo combinado

A Figura (2) apresenta o esquema térmico da usina de cogeração com ciclo combinado, modelado por meio do software GateCycleTM. O ciclo termodinâmico proposto é constituído de uma câmara de combustão alimentada por gás natural e ar comprimido cujos gases de combustão são direcionados para uma turbina a gás que, acoplada a um gerador (gerador 1), produz energia elétrica. À saída da turbina, os gases, ainda sob elevada temperatura, são encaminhados para um superaquecedor, um evaporador e um economizador, dispostos em série, de forma a recuperar o calor rejeitado e produzir vapor a alta temperatura e pressão. O vapor gerado é utilizado para acionar uma turbina de condensação com extração parcial de vapor a 9,5 bar e 177,7°C para utilização no processo (1º estágio) e uma pequena parte para uso no desaerador, de acordo com as propriedades termodinâmicas do sistema (2º estágio). O restante do vapor (mínimo de 15%) prossegue até a saída da turbina que, acoplada a outro gerador (gerador 2), produz mais energia elétrica. Em seguida, este vapor é direcionado para um condensador resfriado a água e, após liquefeito, é bombeado (bomba 1) para o desaerador. Também chega ao desaerador uma parcela de vapor proveniente da segunda extração da turbina para garantir temperaturas acima de 100°C e pressões inferiores ao valor de saturação, de forma que a turbulência na mistura (água de alimentação, condensado e vapor de pressurização) seja suficiente para garantir uma boa desaeração (retirada de oxigênio da mistura). A água é então bombeada (bomba 2), passando inicialmente pelo economizador, evaporador e superaquecedor (conjunto de equipamentos as vezes referenciado como caldeira de recuperação de calor neste trabalho), até a geração do vapor nas condições necessárias. Uma derivação após a bomba 2 leva parte da água até o atemperador, a fim de controlar a temperatura final do vapor a ser utilizado no processo.

A energia elétrica gerada atenderá prioritariamente o processo e o excedente será vendido a concessionária.

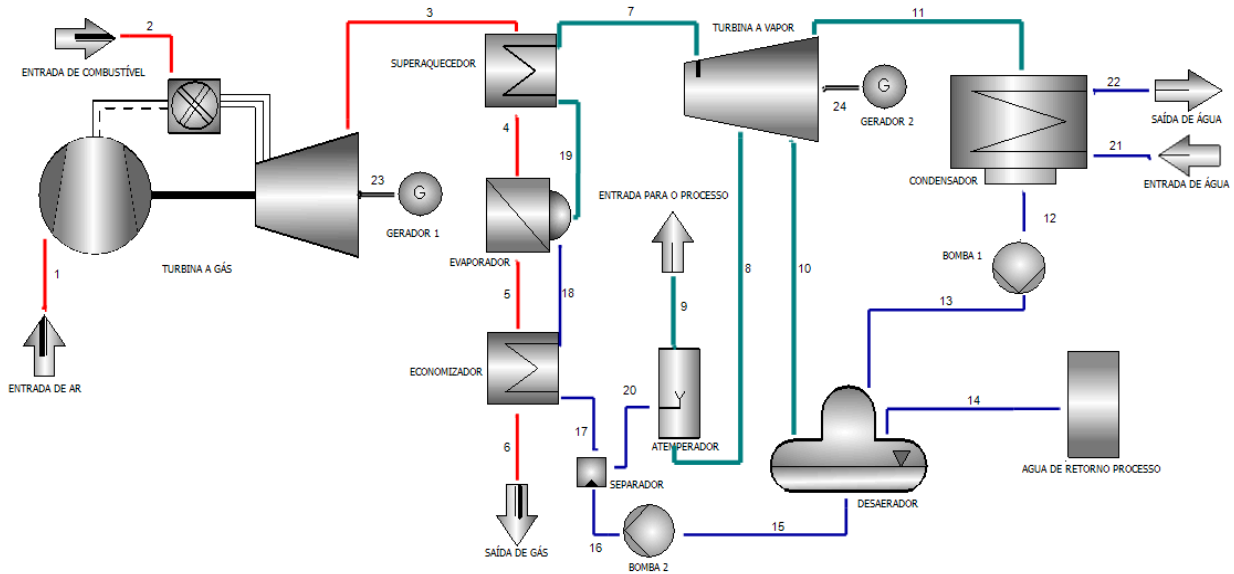


Figura 2. Esquema térmico desenvolvido no GateCycle™.

A avaliação dos principais indicadores de desempenho do ciclo e o fluxo de caixa e análise de custos estão apresentadas na sequência.

3.2 Parâmetros do ciclo

Com o objetivo de analisar os indicadores de desempenho do ciclo, como a eficiência energética e eficiência exergética na produção de eletricidade e vapor simultaneamente, foram utilizadas algumas equações que regem o sistema e descrevem o comportamento do ciclo como descrito nas Equações 1 a 3.

$$\dot{W}_{ger} = \sum \dot{W}_T - \sum \dot{W}_C - \sum \dot{W}_B \quad (1)$$

Onde, $\dot{W}_{ger}$ é a potência líquida gerada no ciclo, em kW, $\sum \dot{W}_T$ é a potência total gerada nas turbinas, em kW, $\sum \dot{W}_C$ é a potência total requerida nos compressores, em kW, e $\sum \dot{W}_B$ é a potência total requerida nas bombas, em kW.

$$\eta_{EN} = \frac{\dot{W}_{ger} + \dot{Q}_U}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI} \quad (2)$$

Onde, η_{EN} é a eficiência energética do ciclo, $\dot{Q}_U$ é a taxa de transferência de calor útil na caldeira, em kW, $\dot{m}_{comb}$ é a vazão mássica de combustível, em kg/s, e PCI é o poder calorífico inferior, em kJ/kg.

$$\eta_{EX} = \frac{\dot{W}_{ger} + Ex(\dot{Q}_U)}{\dot{m}_{comb} \cdot e_{comb}} \quad (3)$$

Onde, η_{EX} é a eficiência exergética do ciclo, $Ex(\dot{Q}_U)$ é a exergia de calor útil na caldeira, em kW, e_{comb} é a exergia específica do combustível (49243), em kJ/kg, calculado de acordo com Lozano and Valero (1986) a 25°C, 101,7 kPa e 40% de umidade relativa do ar na cidade de Belo Horizonte.

3.3 Fluxo de caixa e análise de custos

Com objetivo de analisar a viabilidade da implantação da central de cogeração, foi elaborado um fluxo de caixa simples, que levou em consideração os valores associados aos déficits e excedentes de energia e combustível, além dos custos referentes ao investimento, implantação, operação e manutenção da usina. Considerou-se em onze meses o tempo anual de operação da usina (n), sendo o período restante reservado para manutenção da mesma.

O valor da energia elétrica vendida a concessionária e a energia elétrica que deixou de ser adquirida foram obtidas, respectivamente, pelas Equações 4 e 5.

$$EE_v = (\dot{W}_{ger} - \dot{W}_{cons}) \cdot T_{EE} \cdot n \quad (4)$$

$$EE_{evit} = \dot{W}_{cons} \cdot T_{EE} \cdot n \quad (5)$$

Onde, EE_v é a energia elétrica vendida em R\$/ano, $\dot{W}_{cons}$ é potência consumida na empresa, em MW/ano, T_{EE} é a tarifa de energia elétrica apresentada na Tabela 1, em R\$/MWh e EE_{evit} é a energia elétrica evitada, em R\$/ano.

Em relação ao combustível, foram considerados o custo evitado com a moínha de carvão que deixou de ser utilizada e o custo do gás natural que passou a ser consumido, conforme Eq. (6) e Eq. (7), respectivamente.

$$CM_{evit} = M_{max\ cons} \cdot CM_{forn} \cdot n \quad (6)$$

$$CGN_{cons} = GN_{cons} \cdot GN_{forn} \cdot n \quad (7)$$

Onde, CM_{evit} é o custo de moínha evitado, em R\$/ano, $M_{max\ cons}$ é moínha consumida com sistema operando com apenas a moínha como combustível para geração de vapor, em t/h, CM_{forn} é o custo de fornecimento da moínha conforme apresentado na Tabela 1, em R\$/tonelada, CGN_{cons} é o custo do gás natural consumido, em R\$/ano, GN_{cons} é o gás natural consumido, em m³/h, e GN_{forn} é o custo de fornecimento do gás natural distintas em partes fixas e variáveis, resultando em R\$/m³.

O custo de operação e manutenção é dado pela Equação 8.

$$C_{O\&M} = T_{O\&M} \cdot \dot{W}_{ger} \cdot n \quad (8)$$

Onde, $C_{O\&M}$ é o custo de manutenção e operação, em R\$/ano, e $T_{O\&M}$ é a o custo específico de operação e manutenção, em \$/kWh.

A Equação 9 foi utilizada para o cálculo do fluxo de caixa livre (FC) e a Equação 10 para o fluxo de caixa atualizado (FCA).

$$FC = (EE_v + EE_{evit} + CM_{evit} - CGN_{cons} - CO\&M) \cdot (1 - \frac{T_D}{100}) \quad (9)$$

$$FCA = \sum_{n=1}^{20} \frac{FC}{(1 + \frac{i}{100})^n} \quad (10)$$

Onde, T_D é a taxa de depreciação do empreendimento, em %/ano, n é o número de anos de operação da planta, e i é a taxa de juros a longo prazo, em %/ano.

O custo de investimento (C_{invest}) de compra dos equipamentos foi calculado de acordo com as curvas de custos contidas no documento escrito por Loh, Lyons e White (2002). O custo de implantação (C_{imp}) da planta foi calculado com base no custo de investimento, conforme apresentado na Tabela 2 e o custo total de investimento (C_{Tinv}) foi calculado a partir da Equação 11. É importante salientar que todos os dados utilizados na análise foram atualizados para a data de 31/12/2015, utilizando a tabela de fatores de indexação de equipamentos e máquinas industriais contida no documento escrito pelo California State Board of Equalization (2016). Também foi necessário uma conversão da moeda com uma cotação de 3,9084 R\$/US\$ para a data prevista segundo Banco do Brasil (2015).

$$C_{Tinv} = C_{invest} + C_{imp} \quad (11)$$

Tabela 2. Estimativa do custo de implantação.

Despesa	% do C_{invest}
Transporte	3
Contingências	5
Construção e instalação	15
Comissionamento & supervisão da obra	10
Equipamentos e materiais elétricos	10
Instrumentação e controle	15
Interconexão à rede de distribuição	5
C_{imp}	Σ

O Valor Presente Líquido (VPL) foi calculado com base no fluxo de caixa atualizado, conforme Equação 12.

$$VPL = \sum_{n=1}^{20} \frac{FCA}{(1 + \frac{i}{100})^n} - C_{invest} \quad (12)$$

Os parâmetros descritos acima são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros para análise de custos.

Parâmetros	Unidade	Valor	Referência
Horas de operação	h/ano	8030	-
T_D	% p.a.	5	-
i	% p.a.	7	Banco Nacional do Desenvolvimento (2015)
n	ano	20	-
GN_{forn} (tarifa fixa)	R\$	116061,31	Gasmig (2017)
GN_{forn} (tarifa variável)	R\$/m ³	1,38	Gasmig (2017)
$T_{O\&M}$	US\$/kWh	0.00444	Tidball et al. (2010)

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados gerados a partir da simulação no software GateCycleTM foram introduzidos no software Excel para o cálculo dos indicadores de desempenho, conforme abordado na seção 4.1.

4.1 Análise de desempenho

A partir das Equações 1 a 3 os valores das potências líquida geradas no ciclo, eficiências energéticas e eficiências exergéticas foram calculadas para as demandas máxima, intermediária e mínima de calor, e estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Indicadores de desempenho de acordo com as demandas de calor do processo.

	Demanda máxima	Demanda intermediária	Demanda mínima
Potência líquida (kW)	15505,10	15904,92	16199,81
Eficiência energética (%)	82,26	81,24	82,00
Eficiência exergética (%)	54,00	54,74	55,47

Na Tabela 4 é possível observar que a potência líquida foi superior na condição de operação com a demanda mínima de calor. Isso ocorreu pois foi necessário uma extração de vapor mais significativa da turbina a vapor para o processo, portanto houve uma parcela maior de vazão mássica no último estágio da turbina, aumentando, assim, a potência líquida do ciclo.

Ademais, a eficiência energética foi maior na demanda máxima de calor. Como foi necessário um fluxo maior de vazão mássica na extração para o processo, a temperatura na saída da turbina a vapor foi menor. Com isto, foi possível atingir um patamar maior de calor útil sob o fluido na entrada da caldeira que possuía uma menor entalpia associado e, com isso, houve um maior ganho de energia na geração de vapor. Portanto, esta geração elevada de calor fez com que a eficiência energética fosse maior, mesmo que tenha sido gerado uma potência líquida menor neste patamar.

Também, a eficiência exergética foi maior na demanda mínima de calor. Isso ocorreu devido há um maior montante de calor útil reaproveitável no ciclo, por estar utilizando uma maior parcela do vapor para geração de energia, e não sendo apenas designado para o

processo. Os valores de eficiência energética e exergética estão coerentes de acordo com a literatura abordada.

4.2 Análise da viabilidade econômica

A partir das Equações 4 a 12 os dados para análise da viabilidade econômica foram gerados. Com base no fluxo de caixa atualizado o VPL - Valor Presente Líquido para o empreendimento foi negativo, calculado em R\$ 306.910.000,00 sendo o investimento economicamente inviável nas condições de projeto, considerando o preço de comercialização da energia elétrica, o preço do combustível e o custo de investimento inicialmente assumidos.

Desta forma, foram realizadas algumas análises de sensibilidade para melhor avaliar a viabilidade econômica do projeto. Na primeira análise, considerou-se o aumento do preço de comercialização da energia elétrica em 25 e 50% (Fig. 3A). Em seguida foi considerada a redução do preço do gás natural em 25 e 50% (Fig. 3B) e, em uma outra análise, avaliou-se a viabilidade a partir da redução do custo de investimento em 25 e 50% (Fig.3C).

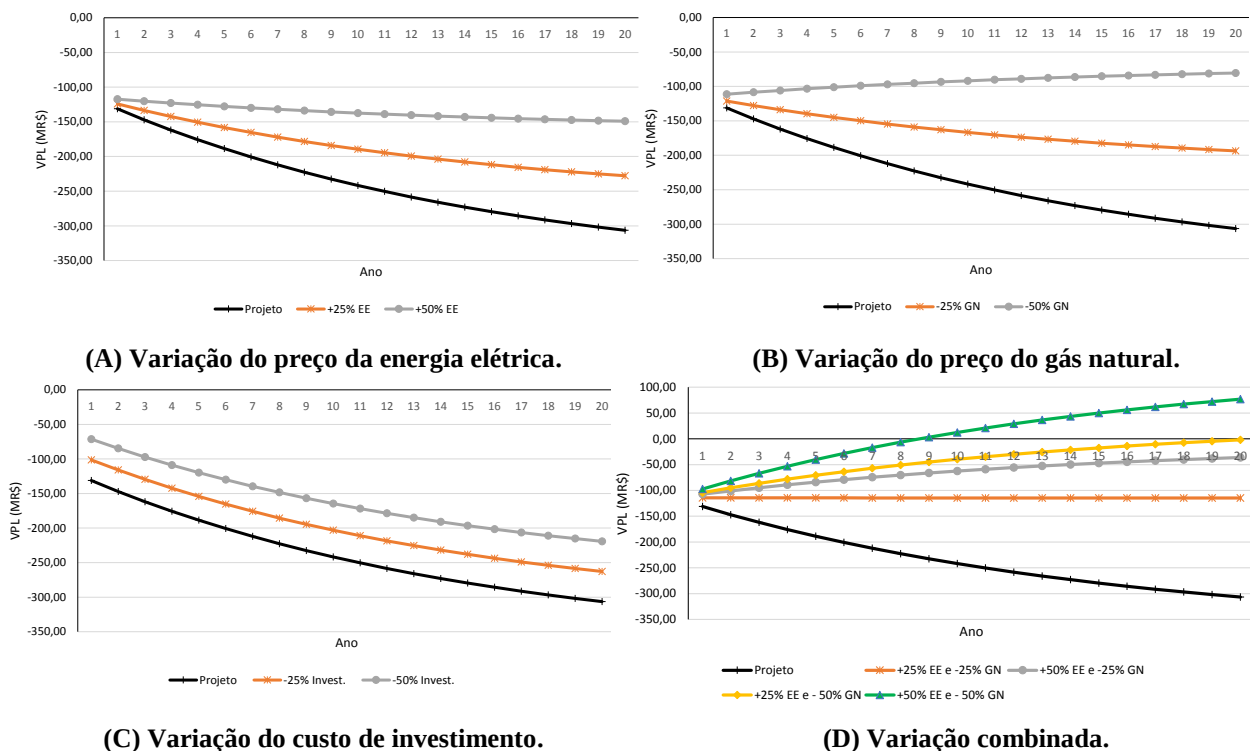


Figura 3. Análise de sensibilidade da condição de projeto.

Por meio das análises de sensibilidade apresentadas nas Figuras 3A a 3C pôde-se perceber que a variação isolada do valor da energia elétrica, do custo do combustível e do custo de investimento (25% e 50%) não foram suficientes para alcançar o VPL positivo no período de tempo de 20 anos. Percebeu-se, ainda, que as variações do valor da energia elétrica e do custo do combustível foram as mais representativas na análise. Desta forma, uma última avaliação de sensibilidade foi realizada, alterando estes dois parâmetros em 25% e 50% alternada e simultaneamente, conforme apresentado na Figura 3D. Os dados obtidos evidenciaram que

apenas a hipótese de redução do preço do gás natural em 50% concomitantemente com o aumento do preço de venda da energia elétrica em 50% tornaria o investimento viável, sendo o tempo de retorno do mesmo equivalente a 9 anos.

Finalizando, realizou-se a avaliação econômica considerando o VPL igual a zero após o término dos 20 anos de operação. Neste contexto, mantendo o custo do gás natural, seria necessário que a tarifa de comercialização de energia elétrica fosse de R\$444,11, ou seja, 97% a mais do valor praticado no mercado. Por outro lado, se o custo da energia elétrica fosse mantido em R\$225,00/MWh, valor de comercialização considerado no estudo, a tarifa do gás natural teria que ser de R\$0,41568/m³ para a parte variável (contra os atuais R\$1,38109/m³). Este valor foi calculado mantendo o mesmo valor da parte fixa atualmente atribuída ao custo do gás natural (R\$116.061,31). Esta variação do custo do gás natural equivale a uma redução de 67,81% no valor do combustível.

Este resultado, parece estar alinhado com a matriz energética brasileira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a), onde se observa que sistemas em operação utilizando gás natural para cogeração totalizam uma potência outorgada de 2.363.542,54 kW, valor este que equivale a 1,4% da energia elétrica total gerada no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b), independente do combustível e 17,3% da energia elétrica total gerada no Brasil utilizando gás natural (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017c).

5. CONCLUSÃO

Na central de cogeração projetada para atendimento das demandas térmicas e elétricas, com venda de excedentes de energia, foi apresentado um resultado positivo em relação a sua eficiência energética (82,25% na demanda máxima de calor) e sua eficiência exergética (55,47% na demanda mínima de calor). Entretanto, através da análise econômica da usina pôde-se concluir que a modalidade de usina idealizada para esta aplicação em específico é inviável, principalmente pelo alto custo do gás natural.

De acordo com as análises de sensibilidade realizadas, para que o empreendimento fosse economicamente viável, gerando lucro para o investidor, apenas a hipótese de redução do preço do gás natural em 50% concomitantemente com o aumento do preço de venda da energia elétrica em 50% tornaria o investimento atrativo. Ainda assim, o retorno financeiro calculado para o empreendimento somente ocorreria a partir do nono ano de operação quando o tempo de vida útil da usina já estaria próximo dos 50%.

Em uma abordagem onde o VPL se igualaria a zero ao longo da vida útil do empreendimento, por razões estabelecidas pelo investidor, tais como imagem da empresa, questões ambientais, responsabilidade social, entre outros, a tarifa de comercialização de energia deveria ser elevada de R\$225,00/MWh para R\$444,11/MWh. De forma análoga, uma outra possibilidade seria a redução do custo de compra do gás natural (parte variável) de R\$1,38109/m³ para R\$0,41568/m³.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CAPES, a FAPEMIG, e a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-Minas) pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Capacidade de Geração do Brasil - BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 jun. 2017a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Termelétricas com Co-Geração Qualificada - BIG - Banco de Informação de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CoGeracao.cfm>>. Acesso em: 21 jun. 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Fonte Nível 1: Gás Natural - BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelPorClasse_fn2.cfm>. Acesso em: 21 jun. 2017c.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Conversão de Moedas. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/conversao.asp>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. Taxa de Juros a Longo Prazo. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-de-juros-de-longo-prazo-tjlp>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

CALIFORNIA STATE BOARD OF EQUALIZATION. Assessors' Handbook. In: Lancaster: [s.n.]. v. 581p. 1-3.

COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS. Cogeração Tarifas. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br/NossosServicos/Cogeracao/Paginas/Tarifas.aspx>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

LOH, H.; LYONS, J.; WHITE, C. Process equipment cost estimation. Energy Technology Center Report DOE/NETL, p. 74, 2002.

LOZANO M.; VALERO A. Determinación de la exergia para sustancias de interés industrial, Dpto. de Termodinámica y Fisicoquímica ETSII Universidad de Zaragoza, 1986.

NOGUEIRA, L. A. H.; CARVALHO, F. R.; TEIXEIRA, F. N. Cogeração e Geração Distribuída. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. DO (Eds.). GERAÇÃO TERMELÉTRICA - Planejamento, Projeto e Operação. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. p. 1296.

TIDBALL, R. et al. Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies National Renewable Energy Lab, NREL, Subcontract Report. Golden, CO (United States): [s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/993653-tJWyM6/>>.