

**CONEM 2016**  
CONGRESSO NACIONAL DE  
ENGENHARIA MECÂNICA

**21-25**  
**AGOSTO DE 2016**  
**FORTALEZA - CEARÁ**

## **OTIMIZAÇÃO OPERACIONAL DE UM SISTEMA DE TRIGERAÇÃO PARA ATENDER DEMANDAS VARIÁVEIS**

**Claudio Vill Lovati, [claudiolovati@hotmail.com](mailto:claudiolovati@hotmail.com)**

**José Joaquim C. S. Santos, [jose.j.santos@ufes.br](mailto:jose.j.santos@ufes.br)**

**João Luiz M. Donatelli, [donatelliufes@gmail.com](mailto:donatelliufes@gmail.com)**

Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Mecânica  
Avenida Fernando Ferrari nº 514, Bairro Goiabeiras, CEP nº 29.075-910, Vitória-ES, Brasil

**Resumo:** Nos dias atuais cada vez mais os sistemas térmicos estão mais complexos. A planta de trigeriação estudada é composta de um sistema de cogeração com dois motores de combustão interna e respectivas caldeiras de recuperação produzindo eletricidade e também calor, na forma de vapor e água quente, para acionar dois chillers por absorção, um a vapor e outro a água quente, além de outros cinco grupos geradores (dois motores de combustão interna, duas microturbinas a gás e uma célula a combustível), outros três chillers (um por absorção a gás natural e dois por compressão de vapor) e uma caldeira flamotubular. Tem também a opção de usar uma demanda elétrica contratada. Este trabalho visa apresentar e discutir os procedimentos e resultados da otimização das estratégias operacionais do sistema para atender a demanda horo-sazonal de eletricidade, vapor e água gelada. As curvas operacionais dos equipamentos, bem como os custos dos insumos do sistema e a variação horo-sazonal da demanda a ser atendida foram levantados e o problema de otimização foi formulado matematicamente, por meio da função objetivo, restrições de igualdade e desigualdade, além dos limites operacionais dos equipamentos e dos insumos. Existem vários métodos matemáticos para otimização de sistemas térmicos, dependendo do tipo de problema. O método do gradiente reduzido generalizado (GRG) por meio do Solver do MS Excel funcionou neste trabalho e os resultados foram comparados com os obtidos em um trabalho anterior usando a análise exergoeconômica. Embora muito próximos, as estratégias operacionais definidas usando a otimização resultaram, em quase todos os casos, no menor custo operacional do que as definidas pela exergoeconomia e as poucas exceções podem ser justificadas por possíveis imprecisões na conversão das informações dos equipamentos operando a carga parcial (tabelas) em relações matemáticas (equações polinomiais), ou devido a possíveis armadilhas que podem levar o método de otimização ao mínimo local. Estas limitações ficam evidentes quando a otimização define dois chillers iguais ligados a meia carga ao invés apenas um em plena carga. Porém, embora os resultados do método exergoeconômico foram obtidos sem atender a nenhum critério de otimalidade, ficando assim sendo fortemente dependente da decisão do analista, ele se mostrou uma boa ferramenta alternativa para a definição das estratégias operacionais deste sistema de trigeriação.

**Palavras-chave:** Otimização, Estratégia Operacional, Trigeriação, Demanda Horo-sazonal, GRG

### **1. INTRODUÇÃO**

Num mundo com recursos naturais cada vez mais limitados, o aumento incessante da demanda energética e a preocupação com o meio ambiente vêm fazendo com que sejam imprescindíveis sistemas energéticos cada vez mais eficientes. Buscando o aumento da eficiência, o projeto de um sistema térmico encontra restrições econômicas antes de atingir os limites termodinâmicos e tecnológicos, já que os sistemas mais eficientes tendem a demandar maiores investimentos iniciais, fazendo necessário um ponto de equilíbrio, ou o ponto ótimo. Esta busca pelo ponto ótimo é a otimização do projeto. Em sistemas já existentes é importante definir estratégias operacionais mais eficientes de forma a atender a demanda energética com o menor custo possível, ou seja é necessário buscar a estratégia operacional otimizada (Santos, 2009). Esta busca é a otimização operacional, tema deste trabalho.

Segundo Frangopoulos (2003) a otimização é definida como encontrar os valores das variáveis que fornecem o mínimo (ou o máximo) de uma determinada função objetivo, usando procedimentos que realizam esta tarefa dentro das restrições impostas. No caso da otimização operacional, a função objetivo é a soma de todos os custos operacionais devido aos insumos do sistema (combustível, água de reposição, óleo lubrificante, eletricidade auxiliar da rede, etc.),

que dependem das variáveis de decisão (produção ou carga dos equipamentos, potência elétrica usada da rede, etc.). As restrições de igualdade são as demandas a serem atendidas da eletricidade, vapor e água gelada. As restrições de desigualdade são os limites operacionais (máximos e mínimos) dos equipamentos. As variáveis de decisão são independentes, a partir dos quais todos os demais parâmetros da planta (variáveis dependentes) podem ser obtidas por um sistema de equações de balanço de massa e energia que poderia ser feita usando simuladores de processo. Neste caso, este balanço de massa e energia é feita no Excel com equações formuladas a partir de informações operacionais.

A planta otimizada neste trabalho é um sistema complexo que combina diversas tecnologias. Para geração elétrica, são quatro motores de combustão interna, duas microturbinas a gás e uma célula a combustível. A geração de vapor é garantida por duas caldeiras de recuperação acopladas a dois dos motores de combustão interna, além de uma caldeira flamotubular auxiliar. A água gelada pode ser produzida por cinco diferentes chillers, sendo dois por compressão de vapor e outros três diferentes chillers por absorção. Um dos chillers por absorção funciona com queima de combustível, outro com vapor e o último com água quente do resfriamento de dois motores de combustão interna juntamente com a água quente de dois trocadores de calor acoplados nas duas caldeiras de recuperação do calor dos gases de exaustão.

Na sua recente dissertação de mestrado, Lovati (2015) levantou vários trabalhos recentes mostrando a tendência em definir as estratégias operacionais de diversos tipos de sistemas com a base na otimização, usando os mais diversos métodos matemáticos, incluindo o GRG (Gradiente Reduzido Generalizado) disponível no Solve do Excel. Apesar de ser a melhor forma de definir as estratégias operacionais, a otimização não é a única forma de fazer isso. Um exemplo disso, é um projeto de pesquisa desenvolvido com aplicação nesta mesma planta de trigeração (Lora, 2006), onde as estratégias operacionais foram definidas com base na análise exergoeconômica visando reduzir os custos unitários dos produtos internos e finais. Embora a análise exergoeconômica não obedece a nenhum critérios de otimalidade, não sendo uma otimização propriamente dita, ela pode ser usada como uma ferramenta para a melhoria das estratégias operacionais e, dependendo das decisões do analista que faz esta melhoria, os resultados podem se aproximar do ótimo.

Sendo assim, este trabalho tem por objetivo modelar e resolver o problema de otimização com base nas mesmas condições usadas por Lora (2006) e, portanto, comparar os resultados da otimização com os encontrados pela melhoria usando a exergoeconomia. Além disso, é também objetivo específico avaliar se a otimização confirma as conclusões tiradas usando a exergoeconomia, como a estratégia operacional, tarifa e demanda contratada e a programação para a manutenção anual. Para isso, as comparações precisaram serem feitas com base nas mesmas condições de Lora (2006).

## 2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO

A Fig. 1 representa o fluxograma produtivo do sistema com todos os seus equipamentos e também os seus fluxos energéticos internos e finais. A planta é responsável por produzir eletricidade (P), água gelada (F) e vapor (Q).

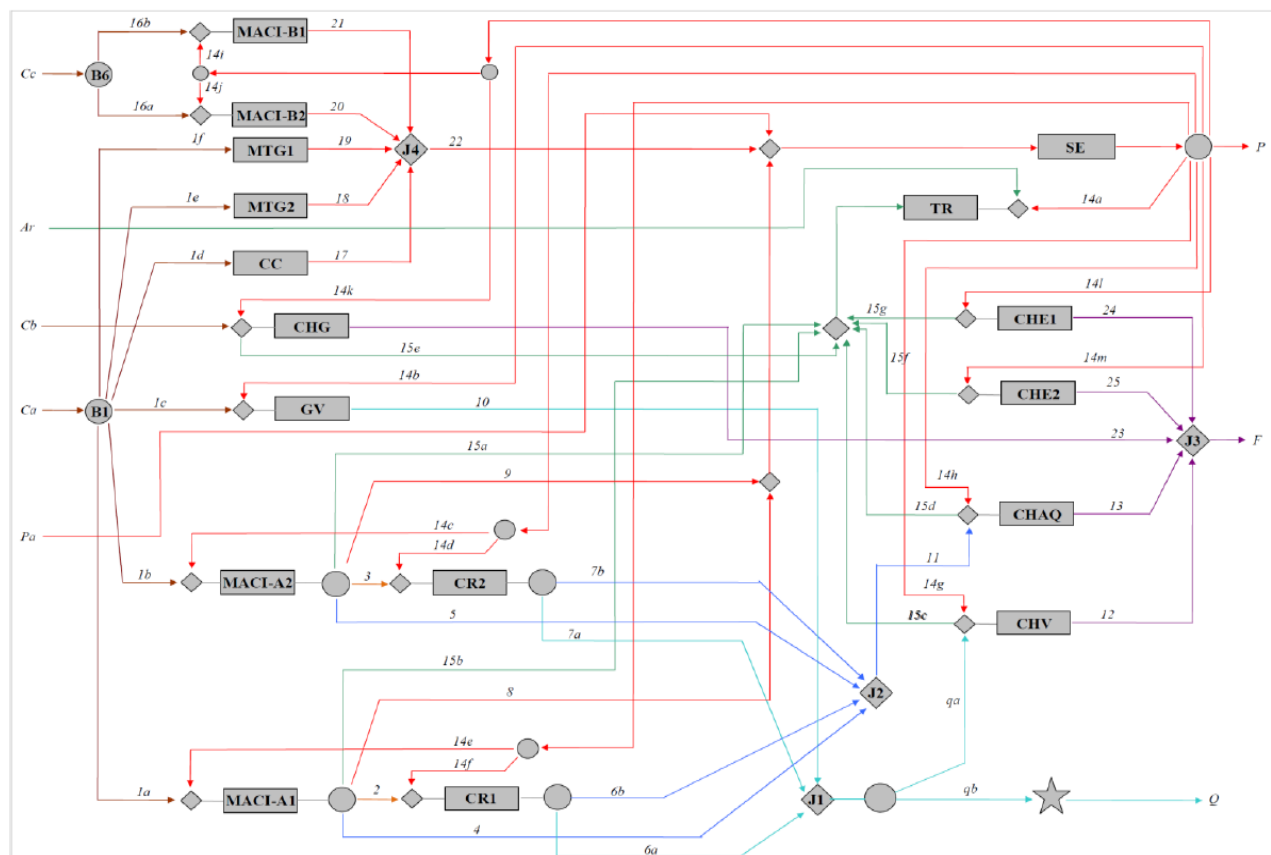


Figura 1. Fluxograma Produtivo do Sistema de Trigeração (Lovati, 2015)

A Fig. 1 mostra que são dois grupos geradores “gêmeos” munidos de motores alternativos de combustão interna a gás natural (MACI-A1 e MACI-A2) e suas respectivas caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) para produzir vapor e água quente. O vapor também pode ser produzido na caldeira flamotubular (GV) a gás natural. Outra parcela da água quente é produzida no resfriamento dos cilindros dos motores. Parte da água gelada pode ser produzida por dois chillers por absorção: um a vapor (CHV) e outro a água quente (CHAQ). A água quente produzida no resfriamento dos cilindros dos motores e das caldeiras de recuperação são usadas para alimentar o chiller a água quente. Já a água quente proveniente do resfriamento do óleo lubrificante dos motores é resfriada nos radiadores dos mesmos, enquanto que a água quente obtida do resfriamento do *intercooler* dos motores é resfriada nas torres de resfriamento (TR), onde também é dissipado o calor do resfriamento dos chillers. Uma parte do vapor produzido nas caldeiras de recuperação e na caldeira flamotubular alimenta o chiller a vapor e a outra é um dos três produtos do sistema.

O sistema ainda conta com equipamentos complementares para produção de água gelada e eletricidade. Para produzir a eletricidade tem-se dois motores alternativos de combustão interna a diesel (MACI-B1 e MACI-B2), duas microturbinas a gás natural (MTG1 e MTG2) e uma célula a combustível a gás natural (CC). Já para a produção de água gelada tem-se dois chillers elétricos por compressão (CHE1 e CHE2) e um por absorção com queima direta de gás natural (CHG). Outros detalhes sobre este sistema estão em Lovati (2015).

O fluxograma produtivo da Fig. 1 é um diagrama composto de unidades reais (retângulos) e unidades fictícias representadas por junções e bifurcações (losangos e círculos, respectivamente). Os dois tipos de unidades são interligados entre si usando seus fluxos produtivos (produtos e insumos) representados por setas saindo e entrando (respectivamente), de modo que: (i) todos os insumos que entram na instalação devem refletir no custo final dos produtos finais; (ii) as junções convertem produtos de unidades anteriores em insumos para a próxima unidade; (iii) as bifurcações distribuem o produto de uma unidade para serem usados como insumos de outras unidades. O fluxograma produtivo também tem a função de mostrar a relação entre os equipamentos, com o meio externo (insumos da planta) e com os três produtos finais (demandas do consumidor). Os fluxos deste fluxograma são divididos em dois tipos: externos (recursos da central) e internos (o restante juntamente com os produtos finais). Os insumos ou recursos da planta são: o gás natural subsidiado para a cogeração (Ca), o gás natural não subsidiado (Cb), o óleo diesel (Cc), a água de reposição na torre de resfriamento (Ar) e a potência elétrica auxiliar usada da concessionária (Pa).

Outra unidade real (retângulo) é a subestação (SE). Tem também uma unidade fictícia representada por uma estrela. A subestação tem a função de receber a energia elétrica dos grupos geradores e da rede para converter em eletricidade auxiliar dos equipamentos e também eletricidade líquida final (P) que é um dos três produtos da planta. Já a estrela é uma unidade fictícia que faz a conversão do calor produzido em forma de vapor da base energética (kW) para o equivalente em vazão de vapor (t/h). Este é o único fluxo que não está na base energética.

Os demais fluxos do diagrama produtivo dos sistema são avaliados em base energética na forma de gás natural (1a a 1f), gases de exaustão (2 e 3), água quente do resfriamento dos cilindros dos motores (4 e 5), água quente produzida na caldeira de recuperação (6b e 7b), vapor produzido na caldeira de recuperação (6a e 7a), eletricidade gerada nos motores de combustão interna a gás natural (8 e 9), vapor produzido na caldeira flamotubular auxiliar (10), total de água quente dos sistema de cogeração (11), água gelada produzida no chiller a vapor (12), água gelada produzida no chiller a água quente (13), eletricidade auxiliar da planta (14a a 14j), calor na forma de água quente dissipado na torre de resfriamento (15a a 15g), óleo diesel usada nos motores diesel (16a e 16b), eletricidade gerada pelos grupos geradores complementares (17 a 22), água gelada produzida no chiller a gás natural (23), água gelada produzida nos chillers elétricos (24 e 25), vapor usado no chiller (qa) e vapor usado como um dos três produtos finais do sistema (qb).

Além da demanda elétrica horo-sazonal contratada (de 2.965 kW a 4.860 kW, dependendo do período e/ou horário), a capacidade de geração elétrica bruta total instalada no sistema é de 5.648 kW, dos quais 3.240 kW nos dois motores de combustão interna a gás natural (1.620 kW, cada), 2.118 kW nos dois motores de combustão interna a diesel (758 kW e 1.360 kW), 90 kW nas duas microturbinas (30 kW e 60 kW) e 200 kW na célula a combustível.

A capacidade total instalada de produção de água gelada é de 3.640 TR, dos quais 1.600 TR nos dois chillers por compressão de vapor (800 TR, cada), 800 TR no chiller por absorção a gás natural, 550 TR no chiller por absorção a água quente e 690 TR no chiller por absorção a vapor. Porém, a produção destes dois últimos chillers depende muito da disponibilidade de vapor e água quente, ou seja, depende da operação dos dois motores de combustão interna a gás.

A capacidade de produção de vapor depende também da operação dos dois motores de combustão interna a gás, uma vez que parte do vapor é produzido nas suas respectivas caldeiras de recuperação. Mas, a caldeira flamotubular auxiliar também produz a mesma qualidade de vapor (9 bar, saturado) com capacidade nominal para 1,45 T/h.

### 3. BALANÇO DE MASSA E ENERGIA DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO

O balanço de massa e energia foi realizado no Excel, conforme ilustra a Fig. 2, usando equações obtidas com o software Nplot a partir dos dados operacionais em forma de tabelas levantados para cada equipamento. Este balanço permite, além de dar suporte ao problema de otimização obtendo as variáveis dependentes em função das variáveis de decisão (independentes), a definição da capacidade líquida de planta de atender as demandas de eletricidade, vapor e água gelada. Os detalhes e dados operacionais dos equipamentos podem ser encontrados em Lovati (2015).

Uma grande vantagem de validar o balanço de massa e energia é consolidar a sua consistência com relação às variáveis de decisão, ou seja, verificar a determinação do sistemas de equações usado na modelagem. Quase todos os equipamentos reais mereceram uma variável de decisão que define a sua carga de operação necessária e conveniente para atingir o seu objetivo geral da planta. Porém, as caldeiras de recuperação, a subestação, a torre de resfriamento e o

chiller por absorção a água quente não são independentes, uma vez que dependem de outros equipamentos. Sendo assim, o problema fica determinado com 12 variáveis de decisão, além da potência elétrica da rede, e todas demais são função de pelo menos uma destas. Cada uma destas variáveis tem limites máximos e mínimos (*intervalo*), por isso, são 24 restrições de desigualdade, além das duas outras relativas à potência elétrica demandada da rede da concessionária. Para cada equipamento, cabem tantas equações quantas forem o número de fluxos que relacionam com ele, à exceção da sua respectiva variável de decisão, quando houver. Cada unidade fictícia também merece uma equação de balanço de energia. Desta forma, o balanço de energia foi definida e determinada com 44 equações. Todas estas 44 equações de balanço de energia, as 3 restrições de igualdade e as 24 equações de desigualdade estão em Lovati (2015).

A planilha da Fig. 2 mostra que, dadas as *variáveis de decisão*, é possível obter como *resultados* todos os demais fluxos produtivos da Fig. 1, além do valor líquido dos três *produtos* finais, que são demandas a serem atendidas pela planta. Desta forma é possível avaliar a capacidade líquida máxima da planta para cada um dos três produtos, uma vez que a planta não consegue atender ao mesmo as capacidades instaladas dos três produtos, devido aos consumos internos da planta, seja como eletricidade auxiliar ou principalmente para acionar os equipamentos que dependem unicamente da eletricidade como é o caso dos chillers por compressão. Por outro lado, a capacidade de produção de vapor está limitada pela operação de um dos chillers por absorção que usa vapor. Pelo mesmo motivo a produção de água gelada fica limitada pela alta demanda de vapor que limitaria a carga operacional deste chillers consumidor de vapor.

| ARQUIVO |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | PÁGINA INICIAL | INSERIR | LAYOUT DA PÁGINA | FÓRMULAS | DADOS | REVISÃO | EXIBIÇÃO | Entrar |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|---------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----------------|---------|------------------|----------|-------|---------|----------|--------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| L7      |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |                |         |                  |          |       |         |          |        |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Figura 2. Modelagem e Resolução do Balanço de Massa e Energia no Excel (Lovati, 2015)

Apesar da capacidade de geração elétrica bruta total instalada no sistema ser 5.648 kW, não é possível atender uma demanda igual devido a demandas auxiliares internas do sistema. A máxima potência elétrica líquida possível de ser atendida, sem usar a eletricidade contratada, é 5.340 kW. Para isso apenas os grupos geradores de eletricidade operam a plena carga para minimizar as demandas auxiliares internas. A única exceção é o chiller por absorção a água quente que aproveita a água quente para produzir 390 TR de água gelada, uma vez que a dissipação deste calor da água quente demandaria eletricidade. Neste caso, o chiller a vapor não opera, evitando demanda auxiliar adicional de eletricidade, fazendo com que as 2,41 T/h de vapor produzidos nas caldeiras de recuperação sejam totalmente disponibilizados para as utilidades. Desta forma também se evita desperdiçar os gases de exaustão dos motores de combustão interna a gás natural, ao optar por produzir vapor e água quente nas caldeiras de recuperação. Esta estratégia operacional visando atender a máxima demanda de eletricidade pelo sistema de trigeração se encontra detalhada na Tab.1.

Tabela 1. Estratégia Operacional para a Máxima Produção de Eletricidade

| Equipamento | Variável de Decisão | Carga | Intervalo       | Unidades |
|-------------|---------------------|-------|-----------------|----------|
| MACI-A1     | $P_8$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| MTG2        | $P_{18}$            | 60    | 0,6 a 60        | kW       |
| CC          | $P_{17}$            | 200   | 0 ou 200        | kW       |
| MACI-B1     | $P_{21}$            | 758   | 189,5 a 758     | kW       |
| CHV         | $F_{12}$            | 0     | 69 a 690        | TR       |
| CHG         | $F_{23}$            | 0     | 80 a 800        | TR       |
| CHE1        | $F_{24}$            | 0     | 80 a 800        | TR       |
| GV          | $Q_{10}$            | 0     | 96,568 a 965,68 | kW       |
| MACI-A2     | $P_9$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| CHE2        | $F_{25}$            | 0     | 80 a 800        | kW       |
| MTG1        | $P_{19}$            | 30    | 0,3 a 30        | kW       |
| MACI-B2     | $P_{20}$            | 1360  | 340 a 1360      | kW       |
| CHAQ        | $F_{13}$            | 390   | 55 a 550        | TR       |

Uma demanda igual a capacidade total instalada de produção de água gelada (3.640 TR) não pode ser atendida pela planta de trиграção devido a insuficiência de água quente para um dos chillers por absorção. A máxima demanda possível de atender é 3.474 TR gelada. Uma vez que os demais equipamentos não consomem água gelada, seria possível atender concomitantemente 3.535 kW de eletricidade. Porém, devido a operação do chiller por absorção a vapor, apenas 0,89 T/h de vapor seriam atendidos. Os detalhes desta estratégia operacional estão na Tab.2.

Tabela 2. Estratégia Operacional para a Máxima Produção de Água Gelada

| Equipamento | Variável de Decisão | Carga | Intervalo       | Unidades |
|-------------|---------------------|-------|-----------------|----------|
| MACI-A1     | $P_8$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| MTG2        | $P_{18}$            | 60    | 0,6 a 60        | kW       |
| CC          | $P_{17}$            | 200   | 0 ou 200        | kW       |
| MACI-B1     | $P_{21}$            | 758   | 189,5 a 758     | kW       |
| CHV         | $F_{12}$            | 683   | 69 a 690        | TR       |
| CHG         | $F_{23}$            | 800   | 80 a 800        | TR       |
| CHE1        | $F_{24}$            | 800   | 80 a 800        | TR       |
| GV          | $Q_{10}$            | 966   | 96,568 a 965,68 | kW       |
| MACI-A2     | $P_9$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| CHE2        | $F_{25}$            | 800   | 80 a 800        | kW       |
| MTG1        | $P_{19}$            | 30    | 0,3 a 30        | TR       |
| MACI-B2     | $P_{20}$            | 1360  | 340 a 1360      | kW       |
| CHAQ        | $F_{13}$            | 390   | 55 a 550        | TR       |

A Tab. 3 detalha a estratégia operacional para a máxima produção de vapor. Neste caso o produto afetado é a água gelada uma vez que o chiller por absorção a vapor não poderia operar para maximizar a disponibilidade de vapor.

Tabela 3. Estratégia Operacional para a Máxima Produção de Vapor

| Equipamento | Variável de Decisão | Carga | Intervalo       | Unidades |
|-------------|---------------------|-------|-----------------|----------|
| MACI-A1     | $P_8$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| MTG2        | $P_{18}$            | 60    | 0,6 a 60        | kW       |
| CC          | $P_{17}$            | 200   | 0 ou 200        | kW       |
| MACI-B1     | $P_{21}$            | 758   | 189,5 a 758     | kW       |
| CHV         | $F_{12}$            | 0     | 69 a 690        | TR       |
| CHG         | $F_{23}$            | 800   | 80 a 800        | TR       |
| CHE1        | $F_{24}$            | 800   | 80 a 800        | TR       |
| GV          | $Q_{10}$            | 966   | 96,568 a 965,68 | kW       |
| MACI-A2     | $P_9$               | 1620  | 491 a 1620      | kW       |
| CHE2        | $F_{25}$            | 800   | 80 a 800        | kW       |
| MTG1        | $P_{19}$            | 30    | 0,3 a 30        | TR       |
| MACI-B2     | $P_{20}$            | 1360  | 340 a 1360      | kW       |
| CHAQ        | $F_{13}$            | 390   | 55 a 550        | TR       |

A máxima produção de vapor da planta de trigeriação é 3,86 T/h, dos quais 1,45 T/h são produzidos na caldeira flamotubular, permitindo ao mesmo tempo produzir 2.790 TR de água gelada, além de 3.801 kW de eletricidade.

Comparando as três demandas máximas com três produções máximas, pode-se concluir que o sistema é capaz de suprir a demanda. Tem-se que a demanda máxima de eletricidade é de 3.580 kW e sua capacidade de produção máxima é de 5.339,92 kW, além de poder comprar eletricidade da concessionária. Já para o vapor o centro tem uma demanda máxima de 1,2 t/h e sua produção máxima é de 3,86 t/h. E por último sua demanda máxima de água gelada é de 2.400 TR e sua capacidade de produção máxima é de 3.473,78 TR. Vale lembrar que essas capacidades somente podem ser alcançadas separadamente. Mas isto mostra que a planta tem capacidade maior que a demandada. Porém, existe a questão do custo, ou seja, apesar de ter capacidade de atender, pode não ser a forma mais viável economicamente.

#### 4. DEFINIÇÃO DAS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS

Uma boa estratégia operacional é aquela que atende a demanda com o menor custo operacional possível dentro de algumas restrições. Este processo passa pela modelagem, definição e resolução do problema de otimização. Na seção anterior já foram definidas as variáveis de decisão, as restrições de igualdade e desigualdade, assim como o balanço de massa e energia que dão suporte ao problema. Nesta seção é definida a função objetivo, a metodologia e a ferramenta para resolução do problema, bem como os casos a serem estudados neste trabalho, de acordo com Lovati (2015).

##### 4.1. Definição da Função Objetivo

Na otimização operacional, a função objetivo é definida pelo somatório dos custos totais dos insumos da planta, ou seja, o custo operacional (CO), conforme os insumos do fluxograma produtivo da Fig. 1: gás natural subsidiado para a cogeração (Ca), o gás natural não subsidiado (Cb), o óleo diesel (Cc), a água de reposição na torre de resfriamento (Ar) e a potência elétrica auxiliar usada da concessionária (Pa). Além da demanda usada, a eletricidade tem outra parcela por causa da demanda contratada (Pc), que é diferente em cada período (T). A Eq. (1) representa esta função objetivo.

$$CO = ca \cdot Ca + cb \cdot Cb + cc \cdot Cc + car \cdot Ar + cel \cdot Pa + (cpc \cdot Pc)/T \quad (1)$$

A unidade da Eq. (1) é R\$/h. Os insumos da planta estão em kW (Ca, Cb, Cc, Pa e Pc) ou em T/h (Ar), por isso os custos específicos ou unitários destes insumos estão em R\$/kWh (ca, cb, cc, cel) ou em R\$/T (car). O custo unitário da demanda contratada (cpc) é em R\$/kW uma vez que o seu valor tem uma duração periódica (T) em h. Os detalhes sobre os custos dos insumos e da eletricidade contratada podem ser consultados em Lovati (2015). Todas as equações do problema de otimização estão no Lovati, 2015: função objetivo, restrições de igualdade e restrições de desigualdade.

##### 4.2. Resolução do Problema de Otimização

Neste trabalho o problema de otimização foi resolvido usando o método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), cujo desenvolvimento e implementação do código não foram necessários uma vez que o Solver do Excel já fornece uma ferramenta, contendo também outros métodos como o *LP Simplex* e o *Evolutionary*. A Fig. 3 mostra a planilha do Excel e a ferramenta Solver utilizada neste trabalho, indicando a célula da função objetivo e a escolha entre do mínimo ao invés de máximo ou algum valor específico a ser atingido. Mostra também o campo onde se encontram as variáveis de decisão (ou variáveis independentes), definidas na seção anterior. Também pode ser visto o campo com as restrições de igualdade (demanda dos três produtos) e as restrições de desigualdade que limitam a faixa permitida para as variáveis de decisão (carga operacional de cada equipamento). No campo das variáveis de decisão a célula combustível não está selecionada, isso porque, se ela estivesse selecionada seu valor ia variar possibilitando ela operar a carga parcial. Como ela só pode trabalhar com 100% de carga ou desligado, ela não foi incluída nos parâmetros do solver sendo colocado sua carga manualmente e comparando o valor da função objetivo com ela desligada e ligada.

##### 4.3. Definição dos Estudos de Casos

Para uma mesma base de comparação, este trabalho define os mesmos estudos de caso de Lora (2006), mantendo os mesmos custos e demandas horo-sazonais. São três tipos de produtos com várias combinações de demandas diferentes, que variam de acordo com a hora do dia e o mês (variação horo-sazonal). Além das demandas também foram comparados os dois tipos de tarifas (verde e azul), praticados pela concessionária na época.

A eletricidade é um dos produtos do sistema, mas também pode ser um dos insumos que vai depender da demanda da planta. A eletricidade produzida e a comprada são enviadas para uma subestação. A demanda elétrica contratada da concessionária é horo-sazonal, isto é, é uma demanda que varia em função horário do dia (ponta e fora de ponta) e do período do ano (úmido e seco). Vale lembrar que aos sábados domingos e feriados são utilizados os horários fora de ponta. O perfil da variação da demanda dos três produtos segue a mesma tendência embora com valores diferentes, durante as 24 horas dos dias úteis. Durante a madrugada até as 6:00 horas a demanda é praticamente constante, aqui chamada de demanda não administrativa. A partir 6:00 horas começa a aumentar até chegar a um valor máximo, chamada de demanda administrativa que acontece entre as 9:00 horas e as 16:00 horas.

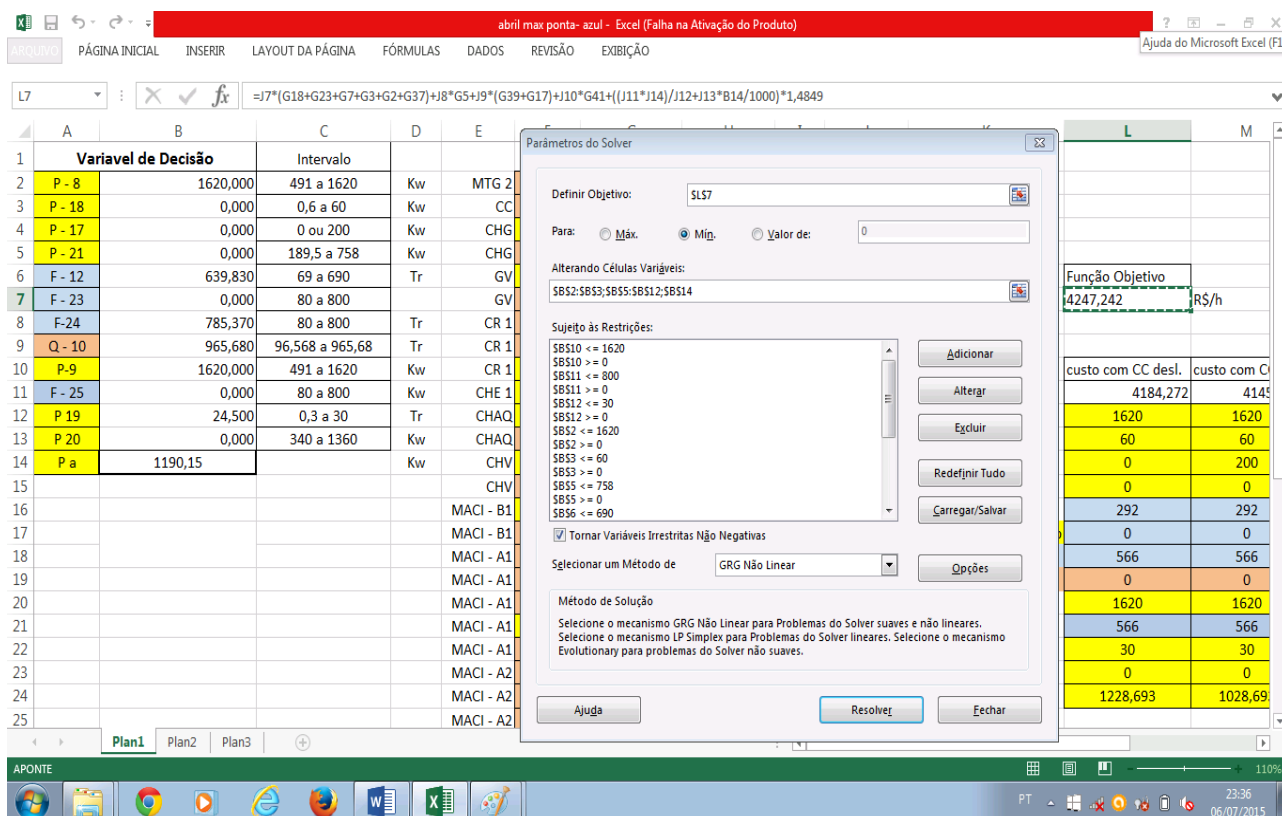


Figura 3. Resolução do Problema de Otimização usando o GRG no Solver do Excel (Lovati, 2015)

A partir das 16:00 horas a demanda volta a diminuir até as 22:30 horas, quando volta a atingir a demanda não administrativa. Porém, durante esta transição acontece o horário de ponta das 17:30 horas até às 20:30 horas. Nos sábados, domingos e feriados a demanda é não administrativa durante as 24 horas do dia e não existe o horário de ponta. Considerando os valores das demandas foram identificados 8 períodos de anos diferentes: Dezembro a Março, Abril, Maio, Outubro, Junho, Julho, Agosto, Setembro e Novembro. Desta forma foram definidos 48 estudos de casos.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para atingir os objetivos deste trabalho era preciso, para cada um dos 48 casos, dada a demanda dos três produtos finais do sistema para um determinado horário e o período do ano, a solução do problema de otimização deveria, para as duas tarifas (verde e azul), definir a estratégia operacional do sistema para atingir a demanda destes três produtos simultaneamente e com o menor custo operacional possível. Isto quer dizer, definir quais equipamentos deveriam operar e em que condição operacional (porcentagem da carga nominal) dentro das restrições ou limites operacionais (entre os máximos e os mínimos) destes equipamentos, além de definir se, simultaneamente, seria necessário usar a eletricidade da rede da concessionária, também dentro dos limites da demanda elétrica contratada. Isto permitiria comparar estes resultados da otimização (Lovati, 2015) com os resultados obtidos usando a exergoeconomia (Lora, 2006). Como não é possível apresentar todos os 48 estudos de caso, apenas os que permitem tirar conclusões diferentes são discutidos.

A Fig. 4 apresenta as estratégias operacionais para atender a uma demanda que acontece durante o período que vai de dezembro a março no horário não administrativo, considerando a tarifa azul. Não há diferenças tão significativas entre as estratégias obtidas pela otimização com relação às definidas pela exergoeconomia. Para atender a demanda de eletricidade, enquanto a exergoeconomia define usar 58,75 kW da rede, a otimização aponta para a geração desta diferença explorando mais as microturbinas (MTG1 e MTG2). Aparentemente, há uma divergência na estratégia para atendimento da demanda de água gelada, uma vez que usam dois chillers elétricos diferentes (CHE1 e CHE2), mas vale lembrar que ambos têm a mesma capacidade e mesmo desempenho. O custo operacional obtido pela função objetivo tem uma pequena diferença insignificante aparentando que a otimização não atingiu o mínimo custo. Porém, esta diferença pode ser devido as diferentes ferramentas para fazer os balanços de massa e energia, uma vez que para a exergoeconomia foi usado um software de simulação de processos comercial e para otimização isto foi feito usando as equações polinomiais no Excel, equações estas obtidas a partir de dados de fabricantes dos equipamentos.

A Fig. 5 refere também a uma demanda que acontece entre dezembro e março, porém no início do horário de ponta, considerando também a tarifa azul. Neste caso, como esperado, o função objetivo usando a otimização é menor, embora a diferença não é significativa. Para atender a demanda de eletricidade, a otimização aponta para a necessidade de usar quase 80 kW da rede a mais, com relação a exergoeconomia. Aparentemente a otimização explora mais as capacidades da microturbinas, mas uma (MTG1) tem metade da capacidade da outra (MTG2). Para o atendimento da demanda de

água gelada, a otimização decide explorar mais os chillers elétricos (CHE1 e CHE2) em detrimento do chiller a vapor (CHV), evitando assim a operação da caldeira flamotubular auxiliar (GV) para atender a demanda de vapor.

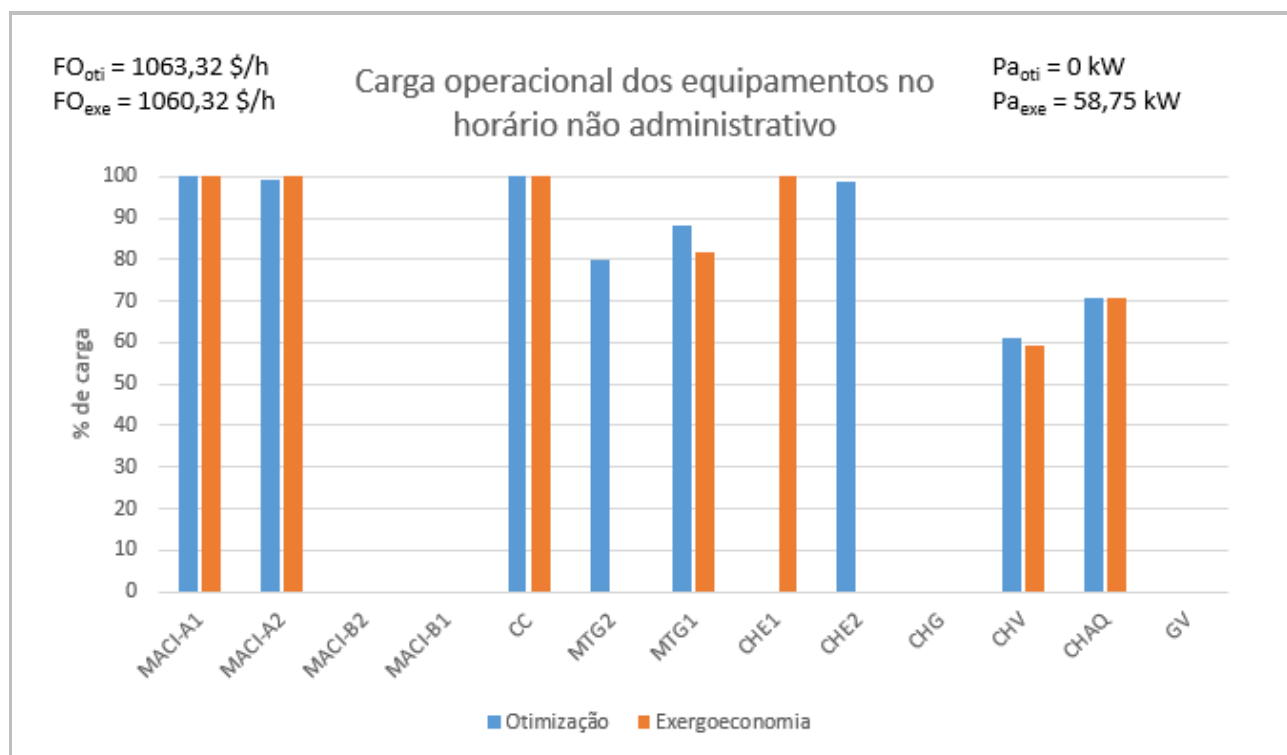


Figura 4. Estratégia Operacional para o período de Dezembro a Março no horário Não Administrativo e Tarifa Azul

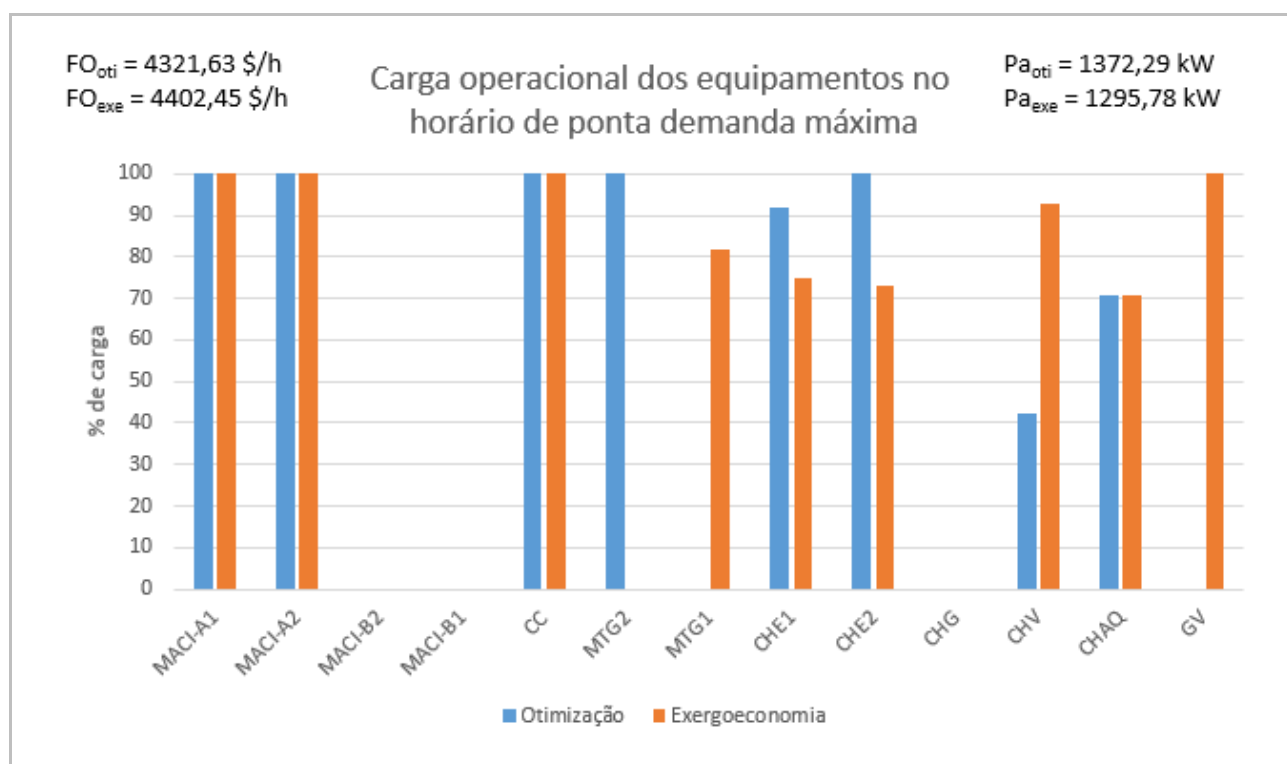


Figura 5. Estratégia Operacional para o período de Dezembro a Março no início do Horário de Ponta e Tarifa Azul

Uma vez que usam dois chillers elétricos diferentes (CHE1 e CHE2), mas vale lembrar que ambos têm a mesma capacidade e mesmo desempenho. O custo operacional obtida pela função objetivo tem uma pequena diferença insignificante aparentando que a otimização não atingiu o mínimo custo. Porém, esta diferença pode ser devido as

diferentes ferramentas para fazer os balanços de massa e energia, uma vez que para a exergoeconomia foi usado um software de simulação de processos comercial e para otimização isto foi feito usando as equações polinomiais no Excel, equações estas obtidas a partir de dados de fabricantes dos equipamentos. A Fig. 6 é também referente ao mesmo período e horário, porém a análise foi feita supondo que a tarifa fosse verde ao invés de tarifa azul.

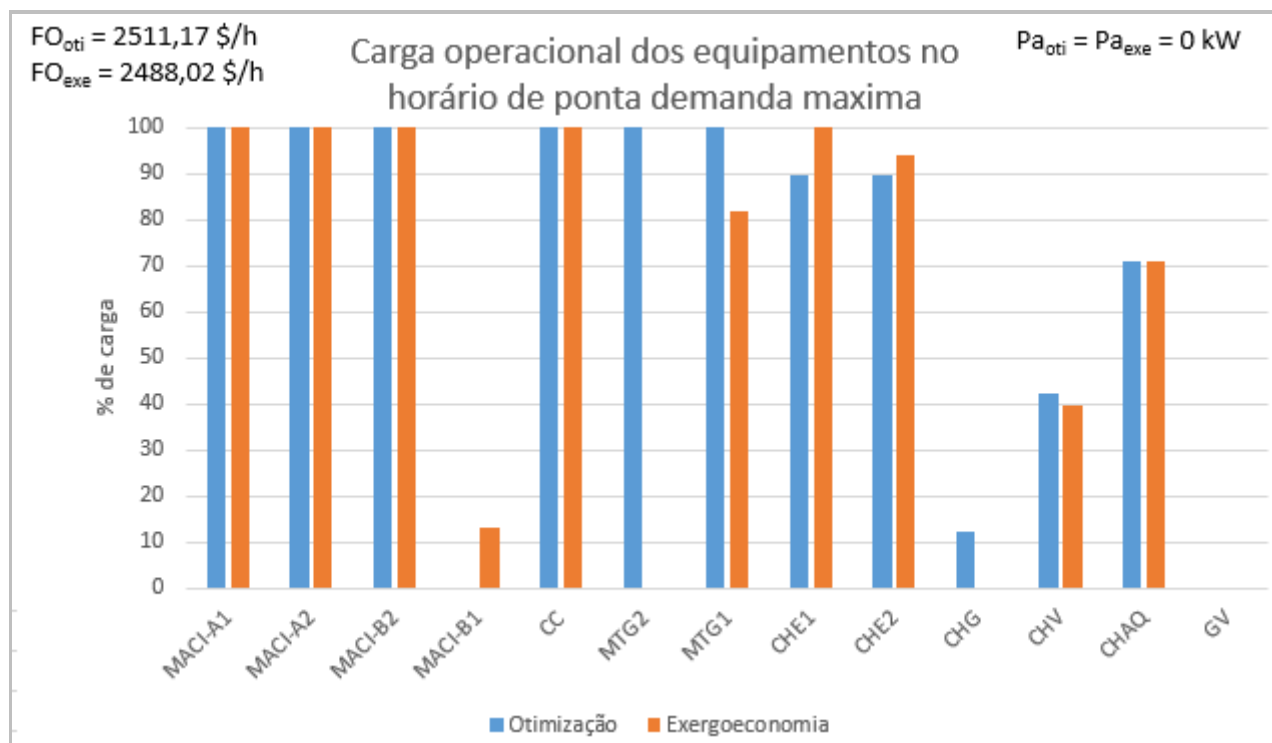


Figura 6. Estratégia Operacional para o período de Dezembro a Março no início do Horário de Ponta e Tarifa Verde

Uma vez que a tarifa é verde, ambas coincidem numa estratégia que evite usar a demanda contratada. Isto acontece porque, horário de ponta, o valor do consumo de eletricidade é cerca de quatro vezes maior, embora o valor da demanda de eletricidade contratada seja cerca de quatro vezes menor. Fora do horário de ponta não há diferenças entre a tarifa azul e a verde. Como a demanda contratada é muito maior que a necessária o preço específico da eletricidade pela tarifa azul é muito alto. Sendo assim, quando não se usa a eletricidade a tarifa verde, apesar de gerar toda a eletricidade, tem o custo operacional dos sistema muito menor que a estratégia considerando a tarifa azul. Em alguns casos este custo operacional total cai para menos da metade. Embora parecidos, existem diferenças nas estratégias obtidas pelas duas metodologias (otimização e exergoeconomia). A otimização determina, diferente da exergoeconomia, uma maior exploração da capacidade das microturbinas em detrimento de um dos motores diesel. Também a otimização define usar o chiller a gás natural, não explorando totalmente a capacidade dos chillers elétricos. Porém, esta não ter ser a melhor estratégia, tanto é que o valor da função objetivo é maior que o valor obtido pela exergoeconomia. Talvez o método de resolução do problema tenha parado num mínimo local, não alcançando portanto o mínimo global.

A Fig. 7 mostra uma situação parecida onde o método de resolução do problema pode ter parado num mínimo local, ao definir a operação dos dois chillers elétricos diferentes a meia carga, ao invés de apenas um deles a plena carga. É sabido, e a curva operacional confirma, que a eficiência do chiller é maior para maiores cargas parciais. Porém, apesar disso, ainda assim o valor da função objetivo é menor que o valor com as estratégias sugeridas pela exergoeconomia. Talvez, neste caso, o maior erro do analista que usou a exergoeconomia foi não ter optado por uma maior exploração da capacidade das microturbinas em detrimento de um dos motores diesel. Neste caso é importante lembrar que a capacidade de geração dos dois motores diesel são diferentes, embora a eficiência de ambos seja a mesma.

A Fig. 8 mostra todas as estratégias operacionais do mês de julho, quando a demanda dos três produtos do sistema é a menor do ano inteiro, mas varia durante o dia, ou seja, horário não administrativo (das 22:30 até as 6:00 horas), horário administrativo (das 9:00 horas até as 16:00 horas), início do horário de ponta (17:30 horas) e o fim do horário de ponta (20:30 horas). No horário não administrativo, com relação a eletricidade, que a otimização determina operar a célula a combustível e as microturbinas, o que não acontece com a exergoeconomia. No horário administrativo, a exergoeconomia usa também as microturbinas. Os dois métodos optam por diferentes chillers elétricos, mas estes chillers elétricos são idênticos não importando qual deles esteja operando o custo é o mesmo. No horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização volta a definir a operação da células a combustível e as microturbinas. Pela exergoeconomia a estratégia é desligar a célula a combustível e reduzir a carga das microturbinas. No final do horário de ponta, para a eletricidade, a otimização define ligar a células a combustível e as microturbinas, enquanto a exergoeconomia opta por desligar estes três equipamentos. Com relação a água gelada, a exergoeconomia opta por reduzir a carga do chiller elétrico e aumentar as cargas tanto do chiller a vapor quanto do chiller a água quente.

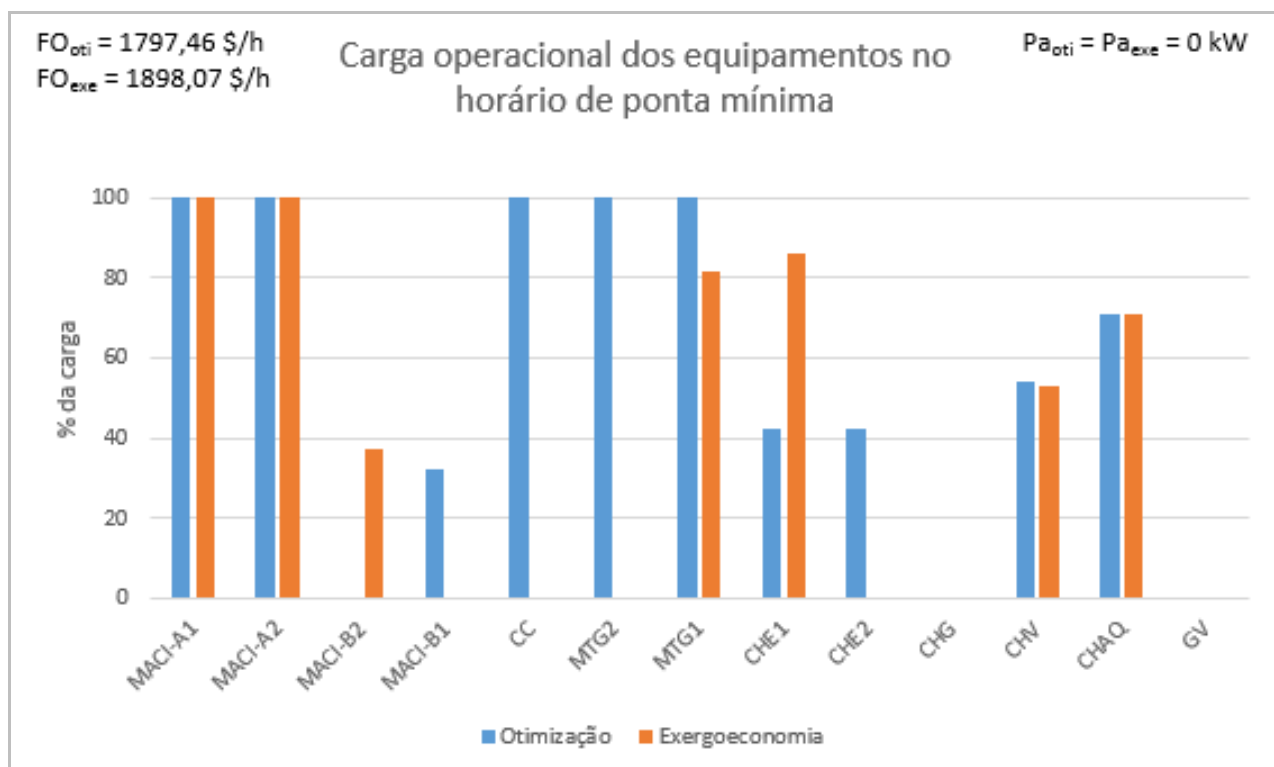


Figura 7. Estratégia Operacional para o mês de Abril no final do Horário de Ponta e Tarifa Verde

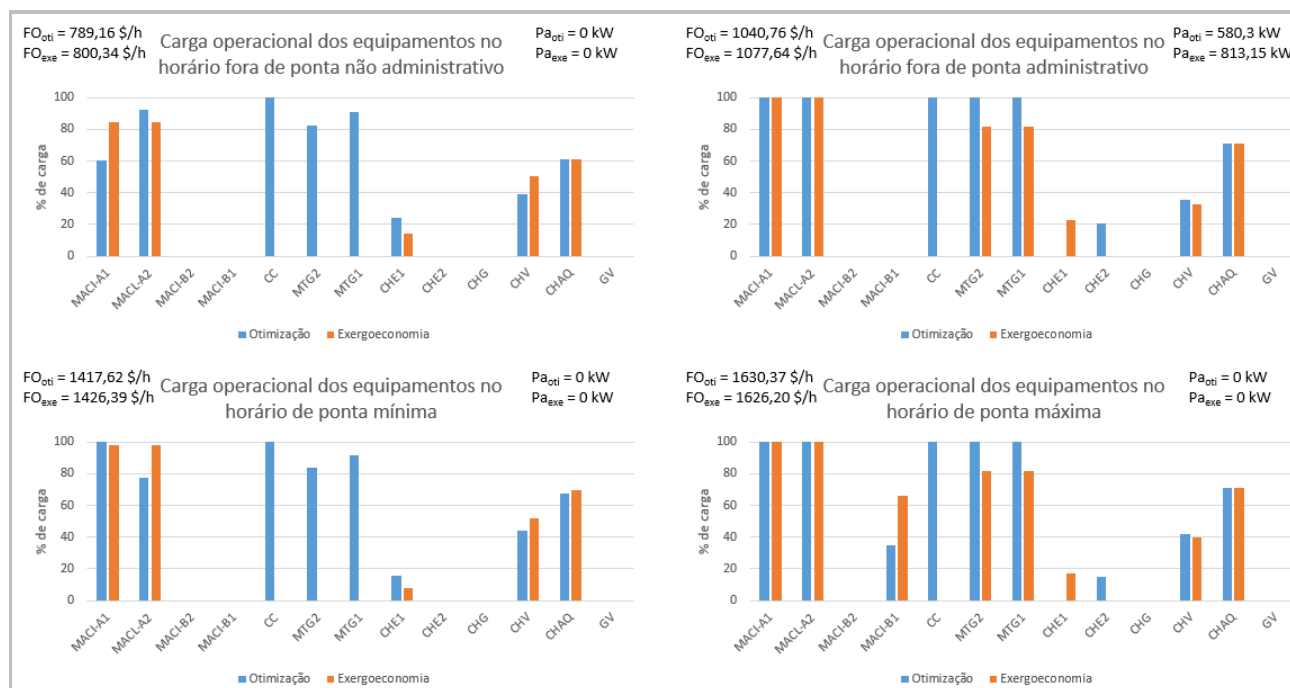


Figura 8. Estratégias Operacionais para o mês de Julho nos quatro Horários estudados considerando a Tarifa Verde

O mês de julho seria o momento mais propício para a manutenção dos equipamentos que operam durante quase todo o ano, uma vez que é quando as demandas dos três produtos são as menores do ano inteiro.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou e discutir os procedimentos e resultados da otimização das estratégias operacionais do sistema trieração para atender a demanda horo-sazonal de eletricidade, vapor e água gelada. Para isso foi descrito os

procedimentos usados na modelagem e resolução do o problema de otimização usando o método do gradiente reduzido generalizado (GRG) por meio do Solver do MS Excel.

Os resultados foram comparados com os obtidos em um trabalho anterior feito no mesmo sistema de trigerção usando a análise exergoeconômica para a definição das estratégias operacionais com as mesmas condições de contorno. Apesar de algumas diferenças específicas entre as estratégias operacionais definidas por estes diferentes métodos, em linhas gerais, a otimização confirmou as principais conclusões tiradas usando a análise exergoeconômica, no que diz respeito a: mudança de tarifa de azul para verde, redução da demanda contratada e a programação para a manutenção.

As estratégias operacionais definidas usando a otimização resultaram, em quase todos os casos, no menor custo operacional (menor valor da função objetivo) que as definidas pela análise exergoeconômica. As poucas exceções podem ser justificadas por possíveis imprecisões na conversão das informações dos equipamentos operando a carga parcial (tabelas) em relações matemáticas (equações polinomiais) para a realização do balanço energético no Excel. Na análise exergoeconômica, o balanço de energia foi realizada no simulador de processos Thermoflex. Uma outra justificativa possível seriam as possíveis armadilhas que os métodos de otimização podem estar sujeitos, levando-os a parar num mínimo local. Estas limitações ficam evidentes quando a otimização define dois chillers iguais operando a meia carga, ao invés de apenas um operando em plena carga, como ficou definida usando a análise exergoeconômica.

Porém, vale salientar que, embora os resultados obtidos usando a análise exergoeconômica foram obtidos sem predefinir nenhum critério de otimalidade a ser atendida, ficando assim fortemente dependente da decisão do analista, ele se mostrou uma boa ferramenta alternativa para a definição das estratégias operacionais deste sistema de trigerção.

Por fim, estas considerações sobre as limitações de ambos métodos podem estar apontando para uma metodologia de caráter híbrido que combina a otimização, análise exergoeconômica e simuladores de processos comerciais.

## **7. AGRADECIMENTOS**

Ao autores gostariam de agradecer a ANP, a CAPES e a TEVISA pelo suporte financeiro.

## **8. REFERÊNCIAS**

- Frangopoulos, C.A., 2003, "Methods of Energy Systems Optimization", National Technical University of Athens, Department of Naval Architecture and Marine Engineering.
- Lora, E.E.S., 2006, "Simulação e Avaliação Exergoeconômica da Central de Cogeração do CENPES Operando à Carga Nominal e Parcial", Relatório Final do Projeto de Cogeração do CENPES, Documentação Privada.
- Lovati, C.V., 2015, "Otimização Operacional de um Sistema de Trigerção para Atender Demandas Variáveis", Vitória, 141 p., Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo.
- Santos, J.J.C.S., 2009, "Aplicação da Neguentropia na Modelagem Termoeconômica de Sistemas", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

## **9. RESPONSABILIDADE AUTURAL**

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

## OPERATIONAL OPTIMIZATION OF A TRIGENERATION SYSTEM TO MEET DIFFERENT DEMANDS

Claudio Vill Lovati, [claudiolovati@hotmail.com](mailto:claudiolovati@hotmail.com)

José Joaquim C. S. Santos, [jose.j.santos@ufes.br](mailto:jose.j.santos@ufes.br)

João Luiz M. Donatelli, [donatelliufes@gmail.com](mailto:donatelliufes@gmail.com)

Federal Federal University of Espírito Santo, Technologic Centre, Department of Mechanical Engineering  
Fernando Ferrari Avenue 514, Goiabeiras, 29.075-910, Vitória-ES, Brazil

**Abstract.** Nowadays more and more thermal systems are more complex. The studied trigeneration plant consists of a cogeneration system using two internal combustion engines and their respective recovery boilers producing electricity and heat (steam and hot water) to feed two absorption chillers (respectively). Furthermore the plant incorporates additional generator sets (two internal combustion engines, two microturbines and a fuel cell unit), three additional chillers (a gas fired absorption chiller and two vapor compression chillers) and an auxiliary boiler. There are also an electricity-contracted demand from the grid. This paper aims at presenting and discussing the procedures and results of the optimization of the operational strategies of this trigeneration system to meet the hourly-seasonal demand of electricity, steam and chilled water. Operating curves of the equipment as well as the costs of the system inputs and the hourly-seasonal variation of demand to be met, and the optimization problem were formulated mathematically, by means of the objective function, equality and inequality constraints of and operating limits of the equipment and inputs. There are several mathematical methods for optimization of thermal systems, depending on the type of problem. The generalized reduced gradient (GRG) method of MS Excel Solver were used in this study and the results were compared with those obtained in previous work using exergoeconomic analysis. Although both results are very close, the operational strategies defined using optimization allows the value of objective function for almost all cases, and the few exceptions may be justified by possible inaccuracies in the conversion of equipment operating information ( tables) into mathematical relationships (polynomial equations), or due to potential pitfalls that can lead optimization method to the local minimum. These limitations are evident when the optimization defines two similar chillers operation at half load instead operating only one of them at full load. However, although the results using exergoeconomics method were obtained without take into account any optimality criteria, and consequently it is strongly dependent on the decision of the analyst, it proved to be a good alternative to define operational strategies of the trigeneration system.

**Keywords:** Optimization, Operational Strategy, Trigeneration, Hour-seasonal Demand, GRG