

Otimização de Operação de Turbinas a Gás em Ciclo Combinado em Usina Siderúrgica.

Geisa Moura Costa, Walbermark Marques do Santos, Domingos S. L. Simonetti

Dep. Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo
Vitória, ES, Brasil

geisagmoura@gmail.com, walbermark.santos@ufes.br, d.simonetti@ele.ufes.br

Abstract: Power plants operating in a combined cycle have higher thermal efficiency (up to 80% INEE, 2022) and greater generating power when compared to traditional single cycles, such as gas or steam turbines operating alone. Gas turbines have unique characteristics in the steel making process, being able to operate with gases of low calorific value from steel plants, such as blast furnace gases (BFG), and with conventional fuels, such as natural gas, and even with a mixture of these gases enriched with the steel plant gas (BOF). This study aims to dynamically model and simulate the behavior of gas turbines and propose solutions for the optimization of the distribution of fuel gases in gas turbines operating in a combined gas/steam cycle, finding the ideal solution in terms of cost reduction and maximization of net income. The plant has a combined cycle block formed by two gas turbines of 90 MW each and a steam turbine of 320 MW, totaling 500 MW. The model was simulated with the GT operating in parallel with the power grid and the combined cycle with compressor inlet guide vane (IGV) control. The model was developed in MatLab's Simulink®.

Resumo: Usinas elétricas operando em ciclo combinado possuem maior eficiência térmica (mais de 60%) e maior potência de geração quando comparado aos ciclos simples tradicionais, como turbinas a gás ou a vapor operando sozinhas. As turbinas a gás têm características únicas no processo siderúrgico, podendo operar com gases de baixo poder calorífico proveniente de usinas de aço, como gases do alto forno (BFG) e com os combustíveis convencionais, como o gás natural e ainda com uma mistura destes de gases enriquecida com o gás de aciaria, o BOF. Este estudo tem por objetivo modelar e simular dinamicamente o comportamento de turbinas a gás e propor soluções para a otimização da distribuição de gases combustíveis em turbinas a gás operando em ciclo combinado gás/vapor encontrando a solução ideal em termos de redução de custo e maximização da receita líquida. A usina possui um bloco de ciclo combinado formado por duas turbinas a gás de 90 MW cada uma e uma turbina a vapor de 310 MW, totalizando 490 MW. O modelo foi simulado com a TG operando em paralelo com a rede elétrica e o ciclo combinado com controle de palheta guia de entrada (IGV) do compressor. O modelo foi desenvolvido em Simulink do MatLab®.

Keywords: Thermoelectric, Combined Cycle, Modeling of Power Systems, Fuel Gases, Optimization.

Palavras-chaves: Termoelétricas, Ciclo Combinado, Modelagem de sistemas de potência, Gases Combustíveis, Otimização.

	NOMENCLATURA	Vce	Demanda de Combustível selecionado pelo seletor mínimo
TG	Turbina a gás	Wf	Vazão de Combustível saída da válvula em p.u.
HRSG	Caldeira de vapor por recuperação de calor	Wf	Vazão de Combustível após atrasos em p.u.
TV	Turbina a vapor	Wx	Vazão dos gases no exaustor da TG em p.u.
IGV	Palheta guia de entrada no compressor	N	Rotação eixo da TG em PU
p.u.	Por unidade	Tx	Temperatura dos gases no exaustor em °C
Vcen	Demanda de Combustível controle de rotação	Tex	Temperatura exaustor após atrasos em °C
Vcet	Demanda de Combustível controle de temperatura no exaustor	Tr	Temperatura de referência do controlador em °C
Vcea	Demanda de Combustível controle de aceleração	Tr'	Temperatura de referência em °C ajustada pelo controle de IGV
		Tr	Temp. referência ajustada temp. ambiente em °C

Ligv	Posição do acionador do IGV em p.u.
VVEE	Valor de Venda de energia elétrica
Valor _{GN}	Valor de compra de Gás Natural
Vaza _{BOF}	Proporção de Vazão de BOF
Vaza _{BFG}	Proporção de Vazão de BFG
Vaza _{GN}	Proporção de Vazão de GN
PCI _{BOF}	Poder Calorífico Inferior do BOF
PCI _{BFG}	Poder Calorífico Inferior do BFG
PCI _{GN}	Poder Calorífico Inferior do BOF
Wf _{Total}	Vazão Total da mistura de Combustível
RLiq	Receita Líquida
EE _{Ger}	Energia Elétrica Gerada
VVEE	Valor da Energia Elétrica Gerada
C _{GN}	Custo do Gás Natural
V _{GN}	Volume do Gás Natural
VC _{GN}	Valor de Compra do Gás Natural

1. INTRODUÇÃO

Usinas siderúrgicas, de forma resumida, são indústrias que produzem ferro gusa e aço a partir do minério de ferro bruto e outras matérias primas necessárias para a produção. Durante o processo, são produzidos vapor e gases que podem ser utilizados na produção de energia elétrica em turbinas a gás (TG) e/ou a vapor. Menos de 50% da energia térmica é empregada para a geração elétrica, parte deste calor é reaproveitado no processo produtivo na forma de vapor, como é o caso das turbinas a vapor (TV). Desta forma a eficiência energética da planta pode chegar a 80% (INEE, 2022).

Os gases siderúrgicos disponíveis em empresas do setor como resultado de seus principais processos de transformação são o gás de coqueria (COG, “*coke oven gas*”), o gás de alto forno (BFG, “*blast furnace gas*”) e o gás de aciaria (BOF, “*Balance Oxygen Furnace*”), que são bastante valorizados pelo fato de minimizarem a necessidade de emprego de gás natural ou outra fonte combustível. Estes gases residuais de processo são utilizados para geração de energia elétrica, com o emprego de uma turbina a gás. O calor gerado na queima do gás pode ser aproveitado para geração de vapor provenientes das caldeiras (HRSG, “*Heat recovery steam generator*”), utilizado nas turbinas a vapor, o chamado ciclo combinado. Entretanto no caso da falta de gás de alto-forno, as turbinas a gás ainda podem operar abastecidas por gás natural.

A operação das unidades de cogeração é limitada por uma série de características de funcionamento das máquinas térmicas e elétricas. Essas características devem ser analisadas e levadas em consideração na busca da operação ótima do processo. Essas características basicamente são: o tipo de combustível utilizado (podendo inclusive ser uma mistura); o poder calorífico do combustível (que varia de acordo com o processo, para o gás natural (GN), por exemplo, esse coeficiente é constante, já para os gases de processo varia de acordo com a produção); quantidade de combustível disponível; coeficiente de degradação da máquina (que depende das condições operacionais de todo o equipamento, compressores, válvulas, turbina etc.); custo do

gás natural, gás de processo e preço de energia elétrica; limites operacionais da máquina.

As orientações adotadas na cogeração de energia em processos siderúrgicos são, geralmente: aumentar a geração de eletricidade; reduzir a perda de combustíveis em torres de queima; operar todos os equipamentos em condições seguras. Porém, muitas usinas siderúrgicas não possuem uma ferramenta que processe essas diretrizes e forneça à operação um conjunto ótimo de *setpoints* para a distribuição dos combustíveis. A falta desta ferramenta gera um desperdício de potencial energético, diminuindo a oferta de energia para a planta e aumentando os custos operacionais (Santos, 2014).

Dentro deste contexto, este trabalho tem como principal objetivo, determinar a proporção da mistura gasosa (GN, BFG, BOF) que resulte na maior receita para uma termoeletrica de ciclo combinado, considerando a variação da potência contratada e o preço da energia no mercado. Para tal fim foi implementado no modelo de Rowen, (1983) e Rowen (1992) uma parametrização das equações em função do PCI, “poder calorífico inferior”, do gás utilizado como combustível. Este, pode ser estimado como média ponderada da mistura de gases e explicitado no modelo utilizando a técnica desenvolvida em Tavakoli, Vahidi e Gawlik (2009).

Neste sentido, a contribuição deste trabalho se dá na adaptação do modelo proposto por Rowen (1983) para turbinas a gás que podem operar com misto de combustível, maximizando a receita gerada na compra e venda de energia elétrica e aumentando a eficiência energética de uma planta siderúrgica.

2. CENTRAIS TERMELÉTRICAS EM CICLO COMBINADO

Usinas termelétricas em ciclo combinado possuem alta eficiência, menor emissão de poluentes, tempo de montagem e operação relativamente curto e flexibilidade no uso de combustíveis como combustíveis líquidos e gasosos, incluindo gás de processo (Boyce, 2012). O gás de alto forno (BFG) é um dos gases gerados durante a obtenção do ferro-gusa. Um GT projetada para queima de gás natural precisa de alguma adaptação para queimar BFG, devido ao seu poder calorífico inferior em comparação com o gás natural.

Um ciclo combinado (Fig. 1) consiste em uma turbina a gás que no compressor comprime o ar atmosférico e mistura-o com o combustível no combustor, onde é aquecido a uma temperatura elevada. Esta mistura ar-combustível quente move-se fazendo a turbina girar. A turbina aciona um gerador que converte uma parte da energia em eletricidade. A outra parte da energia, é o calor de escape que é captado pelo recuperador de calor. O HRSG gera o vapor com o calor de escape da turbina a gás e o entrega para a turbina a vapor. Por sua vez, a turbina a vapor aciona um gerador que converte esta energia em energia elétrica adicional.

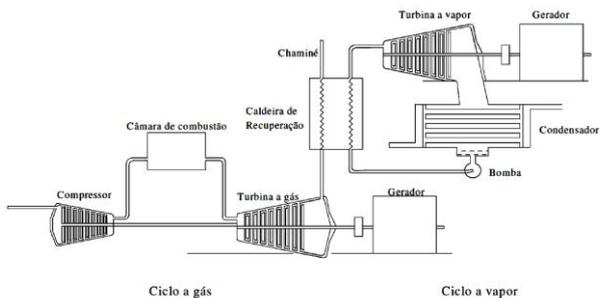


Fig. 1: Esquema simplificado do ciclo combinado (Ferreira, 2015).

2.1 Modelagem da Turbina a Gás

De acordo com a literatura, existem 3 métodos de modelagem conhecidos que fornecem meios para avaliar o desempenho de uma TG (MacIsaac e Langton, 2011). A primeira é baseada em um método linear de pequena perturbação para um ponto de operação específico. O segundo é baseado em um modelo *full-range* que utiliza funções para relacionar os principais parâmetros. A terceira e última diz respeito com uma abordagem baseada em componentes com modelos desenvolvidos a partir de propriedades aerodinâmicas, termodinâmicas e mecânicas.

Neste artigo, a metodologia utilizada é baseada no primeiro método, onde as perturbações da rede elétrica são relativamente pequenas. Estudos anteriores sobre sistemas de controle aplicados em TGs foram apresentados por Rowen (1983), que propôs um modelo simplificado para TG de eixo simples utilizado em aplicação industrial, seja operando em modo ilhado (*isócrono*) ou em paralelo (*droop*) com a rede de potência. O trabalho aplica-se a máquinas com rotação constante e potência nominal entre 18 MW e 106 MW, operando em ciclo simples. O modelo foi validado em um intervalo de 95 e 107% da rotação nominal, e apresenta malhas de controle de rotação, temperatura e aceleração.

Após este estudo, o autor propôs uma atualização para seu modelo. O novo modelo permitiu a simulação de usinas de ciclo combinado, incluindo modelagem da palheta guia de entrada no compressor (IGV, “*Inlet Guide Vanes*”) inclui também o controle de rotação, temperatura e aceleração, e adicionalmente a malha de controle da temperatura no exaustor através do IGV, (Rowen, 1992). A configuração e o estudo do modelo completo de (Rowen,1992) são ilustrados na Fig. 2.

A fim de avaliar o comportamento da usina durante certas condições operacionais é essencial desenvolver ferramentas para simular o sistema de controle. Essas simulações fornecem informações essenciais sobre a resposta operacional da planta. O comportamento da planta de ciclo combinado é avaliado através da aplicação de pequenas perturbações de frequência equivalentes ao limite suportado por essas máquinas (Åström e Hägglund, 2005).

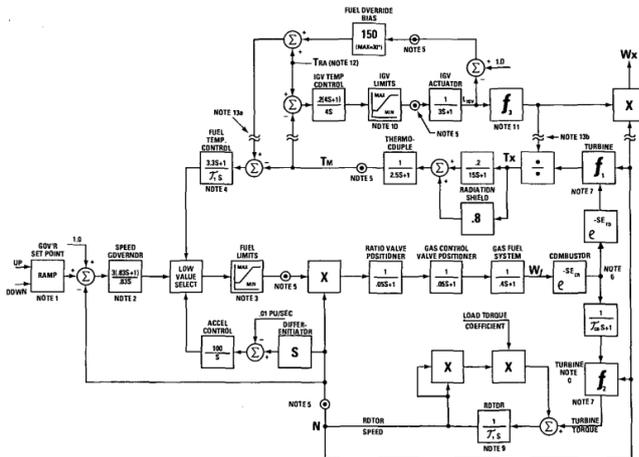


Fig. 2: Representação matemática simplificada da TG de eixo único com controle de temperatura dos gases exaustos por IGV, Rowen (1992).

O “*setpoint*” é proporcional à potência requerida pela máquina, sendo 0 para a produção de 0 MW, e o *droop* máximo estipulado (no caso estudado 4%) para a potência base (Rendón, 2014). Com o aumento da complexidade da usina, são necessárias simulações mais precisas para representar adequadamente o comportamento desta. Através do ajuste da estrutura do modelo e parâmetros baseados em dados reais, a simulação apresenta resposta a distúrbios com precisão (Hannett e Feltes, 2001).

Para o desenvolvimento da simulação computacional neste trabalho, foi utilizado o software *Matlab Simulink*®.

2.2 Aplicação de Modelos em Estudos de Sistemas de Potência

Em Ferreira (2015), para obter um modelo representativo, um conjunto de parâmetros de desempenho foi coletado dos dados operacionais de uma usina Termelétrica real em uma usina siderúrgica. A turbina a Gás foi projetada para utilizar gases de processo, como o BFG isolado, o BFG com enriquecimento de BOF, além do próprio Gás Natural até 25 MW. Para a simulação realizada neste trabalho foi utilizado os parâmetros da termelétrica estudada em (Ferreira, 2015).

Os principais parâmetros escolhidos para avaliar e verificar o modelo construído foram Temperatura de Exaustão da Turbina (TAT), ângulo IGV, potência elétrica, frequência variação, velocidade de rotação (N) e temperatura de entrada da turbina (TIT); este último é calculado porque não é possível medir, conforme (Rowen,1983). O ângulo IGV fornece meios para controlar a vazão mássica do compressor, que foi modelada considerando a relação de potência gerada pela TG e o fluxo de massa real. Variações na frequência foram impostas ao sistema, o que resulta em uma variação da velocidade de rotação da máquina. O objetivo da simulação é controlar e avaliar esses parâmetros mantendo o processo operacional dentro de uma margem de segurança aceitável otimizando o consumo de combustível para uma máxima receita, observando a resposta transiente do sistema devido à

perturbação aplicada até condições de estado estacionário serem alcançadas novamente. A variação da frequência aplicada ou variação do “setpoint”, é responsável pela perturbação do sinal de velocidade rotacional, onde a instabilidade gerada deve ser controlada pelo modelo do sistema de controle (Rendón, 2014).

Na Tabela 1 apresentam-se os dados de operação (rotação, temperatura de exaustão, potência, frequência da rede e abertura de IGV, da turbina a gás utilizando BFG como combustível. Normalizando os valores foi possível montar a Tabela 2 com os valores em p.u. (Ferreira, 2015).

Tabela 1. Dados de operação da turbina a gás real. Ferreira (2015).

	Rotação (RPM)	Temp. Exaustão (°C)	Potência (MW)	Freq. da rede (Hz)	Abert. do IGV(°)
Mín	3597	527	25	59,95	-40,8
Máx	3602	532	88,4	60,03	-29,5

Tabela 2. – Dados de operação da turbina a gás na base PU, Ferreira (2015).

	Rotação (RPM)	Temp. Exaustão (°C)	Potência	Freq. da rede	Abert. do IGV(°)
Mín	1	-	0	0,99	0,4
Máx	1	532	1,03	1,1	0,6

2.3 Características Da Operação Em Paralelo (Modo De Controle ‘Droop’)

Na operação em modo ‘droop’ a frequência de operação é imposta pela rede, com pequenas variações na frequência ao redor do seu valor nominal (60Hz). Como a rotação da TG é proporcional à frequência da rede, esta vai sofrer pequenas variações ao redor do ponto nominal de operação ($N \approx 1$ p.u.) e é proporcional à diferença entre a rotação da TG e o valor de referência definido pelo usuário (Rowen, 1983). Dessa forma, o valor do ‘setpoint’ na Fig. 3 vai definir a potência a ser gerada na saída da TG. Isto é definido pela condição *droop* no bloco “Controle de Velocidade”. Para o presente trabalho foi utilizado uma condição *droop* de 4%, portanto o valor da constante do controlador é $KD = 25$.

Esse trabalho se limita a otimização no modo *droop*, viabilizando desta forma o fornecimento de parte da energia produzida para o mercado.

2.4 Formulação do Problema de Otimização

Como descrito anteriormente, uma turbina a gás pode utilizar uma variação de combustível e/ou combinações que podem, dependendo do cenário, diminuir o custo e aumentar a receita líquida de uma usina.

Para a solução do problema de otimização da operação de uma usina termoeletrica de ciclo *combinado*, os custos parciais que compõem o custo total de produção de energia, tais como custo do gás natural, custos de emissão de efluentes e consumo de água, custos referentes às horas de operação e manutenção e a recursos humanos, devem ser considerados no modelo matemático, bem como as cláusulas estipuladas em contratos bilaterais e as flutuações do câmbio (Zornetta, 2017).

Zornetta (2017) desenvolve uma análise energética de um ciclo combinado para definir qual a melhor composição de combustível entre gás natural, gás de alto forno e gás de coqueria. Esta análise baseou-se apenas no custo do GN e o valor de venda de energia. Desta forma, a função objetivo visa a maximização do valor de venda de energia para a rede de distribuição elétrica e também a minimização do consumo de combustíveis, principalmente o GN, que possui penalidades contratuais quando consumido mais que demanda contratada. Concluindo-se que, ainda que de maneira preliminar, pode gerar lucro para a empresa com função objetivo previamente determinada.

Baseando-se em Zornetta, (2017) a função objetivo no presente trabalho é dada como:

$$R_{Liq}(R\$) = EE_{Ger} [MWh] \times VV_{EE} [R\$/MWh] - (V_{GN} [Nm^3] \times VC_{GN} [R\$/Nm^3]) \quad (1)$$

O desafio então, é modular a Potência Elétrica gerada em função da mistura de combustíveis.

Os autores Tavakoli, Vahidi e Gawlik (2009) desenvolveram uma metodologia onde os parâmetros utilizados no modelo de Rowen, (1983) e Rowen (1992) podem ser calculados de forma individual para cada modelo de turbina a gás e em função do tipo de combustível utilizado. Cada combustível ou mistura de combustível possui um poder calorífico inferior (PCI), principal indicador da capacidade energética do gás.

A funções f_1 calcula a temperatura de exaustão da turbina e f_2 calcula o torque mecânico da Fig. 2, e de acordo com Tavakoli, Vahidi e Gawlik (2009) podem ser calculadas como:

$$f_1 = T_r + D * w_f + E * (1 - N) \quad (2)$$

$$f_2 = A + B * w_f + C * (1 - N) \quad (3)$$

Onde A, B, C, D, E são coeficientes calculados em função do modelo da TG, w_f do combustível utilizado e vazão de combustível e N a rotação da turbina.

Os blocos que calculam os valores de Torque e Temperatura de exaustão são configurados conforme a Fig. 3, representados por f_1 e f_2 , respectivamente.

Após manipulações matemáticas com as equações apresentadas em Tavakoli, Vahidi e Gawlik (2009), é possível obter os coeficientes A, B, e C e E em função da vazão de combustível utilizado na TG. A equação (3), pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Receita}_{\text{Líquida}} = & \\
 & A_1 + (\text{Vazao}_{\text{BOF}} * \text{PCI}_{\text{BOF}} \\
 & + \text{Vazao}_{\text{BFG}} * \text{PCI}_{\text{BFG}} \\
 & + \text{Vazao}_{\text{GN}} * \text{PCI}_{\text{GN}}) * A_2 * (1 - w_f) \\
 & + (1 - A_1) * w_f \\
 & + 0.5 * (1 - N) * N * \text{VVEE} \\
 & - \text{Vazao}_{\text{GN}} * w_f_{\text{Total}} * \text{Valor}_{\text{GN}}
 \end{aligned} \quad (4)$$

Onde A_1 e A_2 são coeficientes resultantes da manipulação matemática e dependem das características operacionais da turbina.

As restrições utilizadas na função objetivo foram consideradas nas equações 5 a 8, onde são definidas as limitações de vazões de cada combustível, sendo o BFG o combustível principal uma vez que é gerado na própria usina de forma mais contínua.

$$\text{Vazao}_{\text{BOF}} + \text{Vazao}_{\text{BFG}} + \text{Vazao}_{\text{GN}} \leq 1 \text{ (pu)} \quad (5)$$

$$\text{Vazao}_{\text{BOF}} \leq 0.2 \text{ (pu)} \quad (6)$$

$$0.2 \leq \text{Vazao}_{\text{BFG}} \leq 1 \text{ (pu)} \quad (7)$$

$$\text{Vazao}_{\text{GN}} \leq 0.2 \text{ (pu)} \quad (8)$$

Ao modelo original (Fig.2) foi adicionado o módulo de otimização, Fig. 3, com as entradas do modelo, vazão da mistura de combustível (w_f) e velocidade de rotação da turbina (N), que é capaz de estimar a combinação de cada combustível utilizado afim de produzir a potência necessária para maximização da receita.

No *Matlab/Simulink*® foi implementado a função *fmincon*, que minimiza o valor da função objetivo definida em (4) com os parâmetros de combustíveis utilizado.

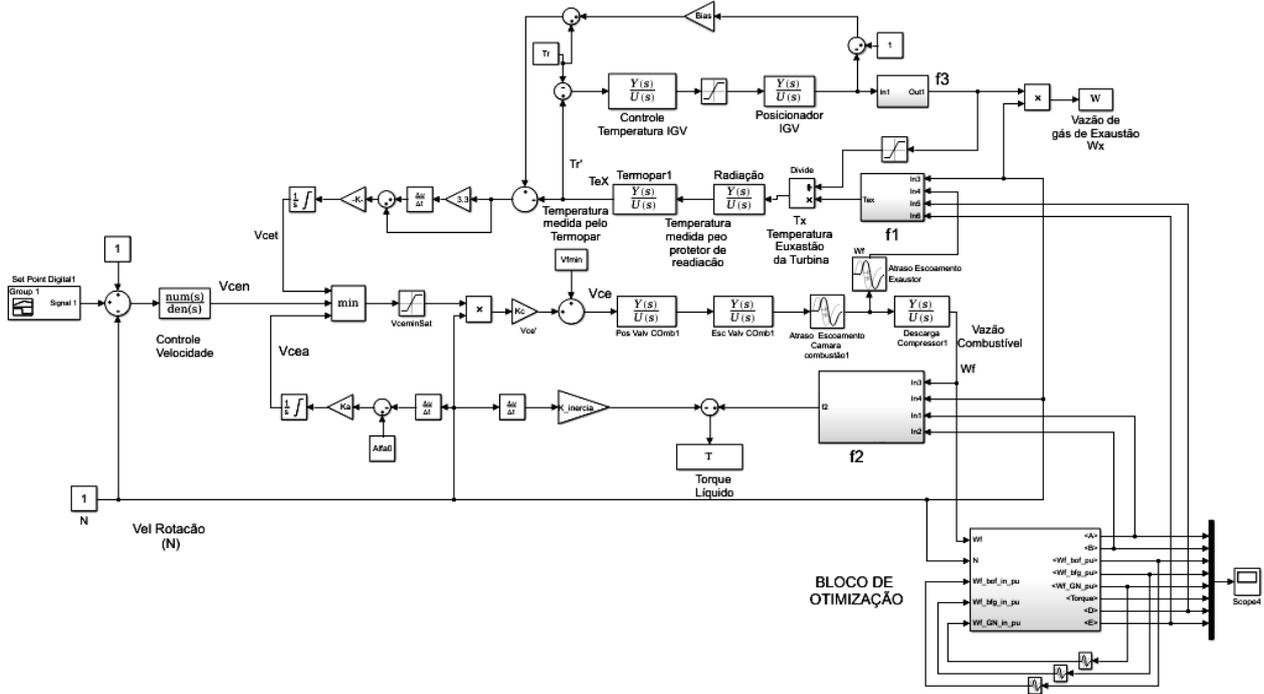


Fig. 3: Modelo completo da TG num Ciclo Combinado com o controle de Otimização.

3. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Como mencionado em Rowen (1992), para elevar a eficiência do ciclo combinado a TG executa o controle da temperatura dos gases exaustos utilizando o IGv do compressor. Os valores dos parâmetros do modelo implementado em *Simulink*® são apresentados na tabela 3.

A simulação será dada em duas etapas, a primeira para avaliar o modelo quanto a resposta na variação do *setpoint* sem o módulo de otimização, e para este caso considera-se apenas o uso de BFG como combustível. E a segunda para avaliar a otimização com o mix de combustível. O intervalo de simulação é de 0 a 720 segundos.

Tabela 3: Valores Utilizados No Modelo TG Ciclo Combinado Ferreira (2015).

Descrição	Valor	Descrição	Valor
droop	0.04	τ_{CD}	0,2
KD	25	τ_r	250°C
W; X; Y; Z	KD; 0; 0,05; 1	Lim max VCE	1,5 PU
a; b; c	1; 0,05; 1	Lim. min VCE	-0,1 PU
τ_f	0,4	Tr	532°C
ϵ_{CR}	0,01	τ_l	18,5 s
Ta	22°C	Lim. max Ligv	1
ϵ_{TD}	0,04	Lim. min Ligv	0,28

A Fig 4 permite observar as três malhas de controle para demanda de combustível: a demanda por controle de rotação (Vcen), demanda pelo controle da temperatura no exaustor (Vcet), e a demanda pelo controle de aceleração (Vcea). Quando foi requerido o valor máximo da potência o controle de temperatura entrou em ação limitando o valor máximo.

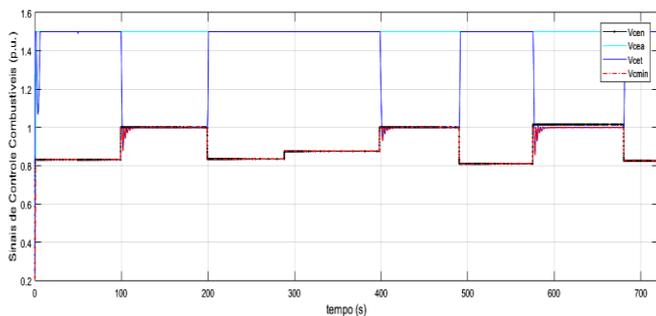


Fig 4: Sinais de Controle de demanda de Combustível.

A Fig. 5 apresenta os valores gerados da demanda de potência “Setpoint Digital” (A), do torque na carga da TG (B), da temperatura dos gases exaustos (C) e da vazão dos gases exaustos (D). Observa-se então que estas variam de acordo com as condições de operação, verificando que o modelo está em equilíbrio para as condições iniciais de cada bloco ajustadas.

Da mesma forma, as Fig. 6 e 7 apresentam os sinais de “Setpoint Digital” (A), torque na carga da TG (B), temperatura dos gases exaustos (C) e da vazão dos gases exaustos (D) com o bloco de otimização atuando em tempo de simulação. Comparando os sinais com o modelo sem otimização, observa-se como característica principal que o controle de temperatura atua de forma semelhante, mantendo no valor de referência. O Valor de torque e vazão de gases foram diminuídos para que se mante a receita maximizada. Em ambos os sinais de controle mantiveram semelhantes.

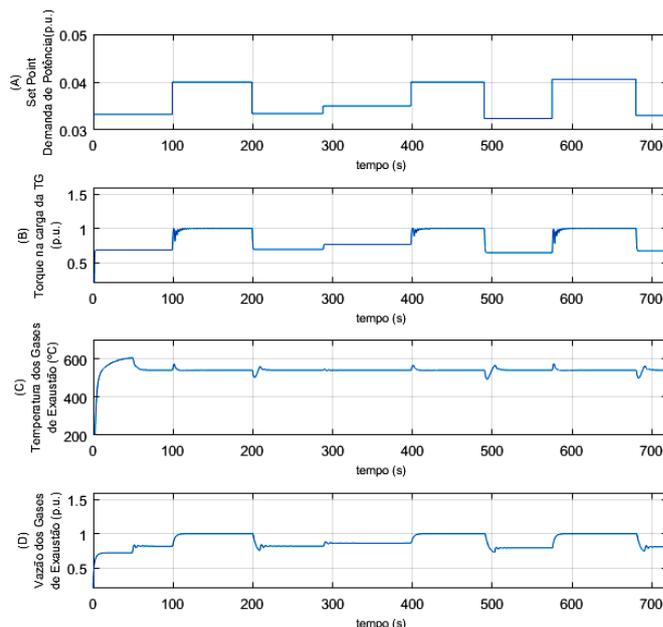


Fig. 5: Resposta simulada da TG ciclo combinado.

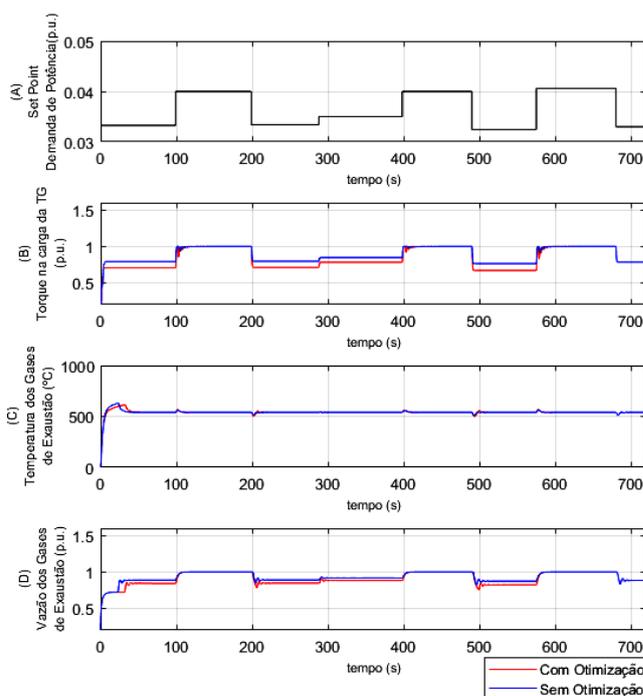


Fig. 6: Resposta simulada da TG ciclo combinado sem e com o bloco de otimização.

Para cada variação de setpoint o modelo de otimização estimou os valores de gás natural (GN), gás de alto forno (BFG) e gás de aciaria (BOF) que misturados geram a potência necessária para uma receita máxima Fig. 8. Quando se trata de gases de processos, algumas considerações devem ser feitas, uma vez que a disponibilidade dos gases de processo depende da produção. Para este trabalho não foi considerado o perfil não contínuo do BOF, que é gerado por batelada, e por isto sua disponibilidade de vazão deve ser menor que a do BFG que é gerado num processo mais

contínuo. O GN, que fornecido por contrato, também foi adicionado a restrição de menor disponibilidade por vazão. Sendo assim, a Tabela 4 apresenta os valores de restrições utilizados, e o PCI médio de cada gás.

Tabela 4: Valores de Restrições dos gases Combustíveis.

Materiais	Vazão (Nm ³ /h)		PCI (kJ/kg)
	Máxima	Mínimo	
GN	20.000	0	43094
BFG	300.000	30.000	8094
BOF	20.000	0	2094

Observa-se que no período onde foi requerido a máxima potência foi considerado apenas o gás BFG, isso se deve ao fato do controle de temperatura que limita ao valor máximo.

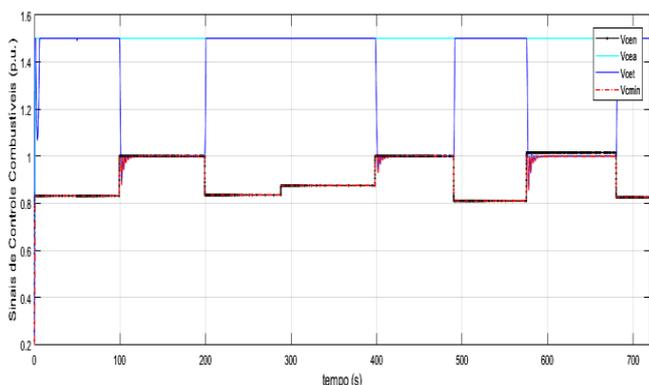


Fig. 7: Sinais de Controle de demanda de Combustível com o bloco de otimização.

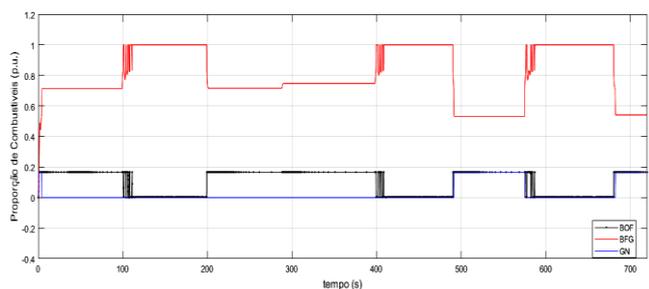


Fig. 8: Proporção de Combustíveis resultado da Otimização.

Para avaliação da receita foi utilizado como preço de venda de energia elétrica (VVEE) o valor de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), que é utilizado para precificar os volumes de energia liquidados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PLD é calculado diariamente para cada hora do dia seguinte (CCEE, 2022a). Foi selecionado um dia onde o valor foi constante de R\$ 57,70 referente a data de 29/01/2022 (CCEE, 2022b).

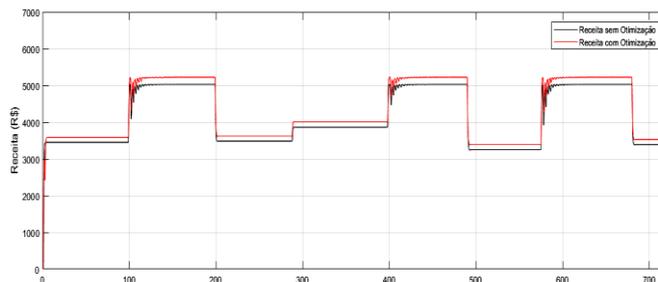


Fig. 9: Receita comparativa entre os dois modelos

Na Fig.9 é feito o comparativo entre os valores de receitas com e sem otimização. É possível comprovar que a receita é aumentada quando definido uma composição de combustível entre GN, BFG e o BOF.

A diferença entre os dois modelos gera um valor médio de 200 R\$/h. Considerando um ciclo combinado com o rendimento de 80% ,1TG + 1TG + 1TV, então o lucro seria de:

$$\text{Lucro} = ((200 \text{ R\$/h} * 1,8) + (200 \text{ R\$/h} * 1,8)) * 24\text{h} * 30 \text{ dias} * 12 \text{ meses} = 5.529.600,00 \text{ R\$/ano.}$$

4. CONCLUSÕES

Apresentou-se neste trabalho a possibilidade de redução de custos com combustível e maximização da receita líquida em turbinas a gás operando em ciclo combinado gás/vapor aplicando técnicas de otimização à distribuição de gases combustíveis. Verificou-se que é ponto de partida para aplicar com sucesso alguma técnica de otimização obter uma boa modelagem matemática da usina termelétrica operando em ciclo combinado, observando as grandezas mais relevantes, como o torque na carga da TG, temperatura dos gases exaustos e da vazão dos gases exaustos. Observou-se no estudo por simulação apresentado que o controle de vazão de combustíveis das turbinas a gás é atuante durante todo o tempo de simulação. Com os resultados de simulação efetuou-se a análise das receitas, de cujo resultado pode-se afirmar que a otimização de um ciclo combinado em uma planta siderúrgica a fim de obter uma mistura de combustível, segundo a função objetivo previamente determinada pode gerar lucro para a uma empresa e também mantendo o modelo dentro das condições de operação controlada.

5. REFERÊNCIAS

Boyce, M.P. (2012). Gas turbine engineering handbook. 4th edition. Amsterdam: Elsevier, Butterworth-Heinemann

CCEE. Consult. 01 de março de 2022a. <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>.

CCEE. Consult. 04 de março de 2022b. <<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>>.

Dutra, A. F. (2006). Araujo. Padronização de Modelos Matemáticos de Turbinas Térmicas em Ciclo Combinado para Estudos de Transitórios Eletromecânicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.

Ferreira, B. M. (2015). Modelagem De Plantas De Ciclo Combinado Para Simulação Integrada De Transitórios

- Eletromecânicos E Termodinâmicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Rendón, M. A., Novgorodcev, A. R. and Biundini I. B. (2014). Análise do Comportamento de Modelos Dinâmicos de Turbinas a Gás Operando em Ciclo Simples e Ciclo Combinado. Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Foz do Iguaçu.
- INEE. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp>, Acesso em: 04 de abril de 2022.
- MacIsaac B, Langton R. (2011). Gas turbine propulsion systems. Hoboken: Wiley
- Moreira, J. G. S., Araújo, E. Q., Silva, R. C. and Andrade, P. P. C. (2019). Determinação Da Melhor Mistura De Combustíveis E PCI Do Gás Misto Para Fornos De Reaquecimento Multi-Combustível Em Função Das Disponibilidades De Gases E Potência. 40º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades, p. 59-70. São Paulo
- Rowen, W. I. (1983). Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines. Transactions of the ASME, Vol. 105, 865-869.
- Rowen, W.I., (1992). Simplified Mathematical Representations of Single Shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Service. Turbomachinery International, p. 26-32.
- Tavakoli, M., Vahidi, B. and Gawlik, W. (2009) An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies on Operational Data. IEEE Transactions on Power Systems, 24, No. 3.
- ZORNETTA, W. D. (2017). Otimização Da Operação De Ciclos Combinados Com Múltiplos Gases Siderúrgicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Paulista Júlio de Mesquita Filho. Guaratinguetá.
- SANTOS, I. C. 2014. Um Modelo Para A Otimização Da Cogeração De Calor E Eletricidade Em Uma Planta Industrial. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2014.
- Hannett L. N., Feltes JW (2001) Testing and model validation for combined-cycle power plants. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting; Columbus, USA.