

Design and Operational Optimization of CCHP Systems Using a Hybrid Method Based on MILP

S. B. L. Souza; M. F. P. Souza; L. A. Freitas; P. P. Silva; F. M. Melo; F. S. Magnani

Abstract—Combined Heat and Power (CCHP) systems provide electricity, chilled water, and steam for industries and buildings. The choice of the equipment used as well their operation to meet the energy demands depends on a series of factors, among them investment costs, fuel and electricity tariffs, seasonality of loads, and maintenance costs. A challenge faced in the optimization of those systems using Linear Programming is the discrete and non-uniform availability of equipment on the market. Satisfactory results can be obtained using an exhaustive search method coupled with Linear Programming, although this requires a high computational effort. On the other hand, the use of MILP is fast, but the equipment rated power must be uniformly available, with is not realistic. In this paper, we compare two methods for optimizing CCHPs: MILP (Mixed Integer Linear Programming), which used only 0.16% of the original time but with an imprecision of 8%; and a hybrid method of mixing MILP, Selective Search and Linear Programming, which used 4.2% of the original time without loss of precision. The results showed that the hybrid method has the same precision as the exhaustive search method, but with a much shorter processing time.

Index Terms— ; optimization; linear programming; shopping center; commercial centers.

I. INTRODUÇÃO

Um estudo de otimização deve ser realizado sempre que houver uma oportunidade de investimento no setor de energia que envolva várias possibilidades para atender às demandas de um centro consumidor. Sistemas de energia podem ser definidos como um conjunto de equipamentos que atuam de forma coordenada para produzir, transmitir e fornecer energia, com a premissa de que os consumidores finais tenham acesso à energia em quantidade, qualidade e menor custo possível.

Em geral, há uma tendência a imaginar esses sistemas de energia como equipamentos complexos, montados em grandes instalações centralizadas, a fim de suprir as demandas de eletricidade. No entanto, em termos de energia, não apenas a eletricidade é necessária, mas também o calor (vapor) e o resfriamento (água gelada), demandas essas que devem ser produzidas localmente, de forma distribuída. Nas últimas décadas, a produção de energia distribuída tem desempenhado um papel cada vez mais importante no mercado de energia [1]. Os recursos energéticos distribuídos (DERs) são sistemas conectados à rede elétrica, localizados próximos ou no local do consumidor final. Esses sistemas podem combinar CCHP (*combined cooling, heating and power*), sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, armazenamento de biogás e sistemas de armazenamento com baterias. Com essa abordagem, é possível que os sistemas DER tenham uma economia geral melhor, além de obter benefícios ambientais significativos, já que grandes usinas convencionais frequentemente causam grandes perdas de energia na forma de desperdício de eletricidade, calor e massa. Os sistemas CCHP tem atraído interesses nas últimas décadas devido a sua maior eficiência e custos reduzidos enquanto reduzem gases de efeito estufa [2]. Além disso, a produção descentralizada de energia pode gerar mais empregos, tem maior confiabilidade e reduz os investimentos em transmissão e distribuição.

Encontrar a configuração e a operação ideais para os sistemas de energia, tanto do ponto de vista financeiro quanto ambiental, é um desafio devido às variações nas tarifas, taxas de câmbio, tecnologia disponível e outros fatores. Tecnicamente, é possível simular todos os sistemas possíveis, com diversas possibilidades de equipamentos, desde os mais simples até os mais complexos, levando em conta a variação de vários parâmetros operacionais importantes. No entanto, quanto mais complexo o sistema se torna, mais recursos computacionais são necessários. Por isso, várias ferramentas e métodos para simulação, otimização e análise de sistemas de energia foram desenvolvidos, auxiliando na escolha e operação de sistemas que melhor atendam às necessidades do consumidor final.

Nesse contexto, diversos trabalhos são publicados sobre otimização de sistemas CCHPs. O trabalho de Ren e Gao [3] utilizou programação linear inteira mista (*Mixed Integer Linear Programming*, MILP) para reduzir o consumo de energia de um sistema de cogeração combinado com um sistema DER. Mehleri *et al.* [4] utilizaram o MILP em um sistema DER para otimizar o custo da energia elétrica de um

S. B. L. Souza, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, stevie.bruno@hotmail.com

M. F. P. Souza, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, marcelafprado@hotmail.com

L. A. Freitas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, lucasadhemar@gmail.com

P. P. Silva, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, petronio.pereira@petroquimicasuape.com.br

F. M. Melo, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, filipi.macieli@ufpe.br

F. S. Magnani, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco, Brasil, fabio.magnani@ufpe.br

bairro. Söderman e Pettersson [1] usaram o MILP para otimizar o consumo de energia de um sistema de distribuição de energia em uma região comercial, considerando apenas as demandas de vapor e eletricidade. Lozano *et al.* [5] desenvolveram um modelo de otimização usando o método MILP para determinar o projeto preliminar de um sistema CHCP com armazenamento térmico. Fazlollahi *et al.* [6] compararam o MILP com outros métodos de otimização de sistemas térmicos, mas o foco do trabalho foi reduzir a emissão de CO₂ na atmosfera. Abdin *et al.* [7] utilizou a programação linear em um modelo de otimização que minimizava custos totais, para o planejamento de um sistema de energia que considera a flexibilidade e resiliência operacional contra eventos climáticos extremos. Carvalho *et al.* [8] utilizaram o MILP para determinar a configuração ideal e a operação de um sistema a ser instalado em um hospital por meio de uma otimização multiobjetivo que considera simultaneamente o custo anual do sistema e o impacto ambiental das emissões de CO₂ calculando o Eco-Indicador 99. O trabalho de Lozano *et al.* [9] desenvolveu estudos de otimização considerando os aspectos econômicos de edifícios no setor terciário na Espanha. Carvalho *et al.* [10] otimizou sistemas de energia com função multiobjetivo, considerando aspectos econômicos e ambientais. Lovati [11] realizou uma otimização operacional de um sistema de energia para atender as demandas energéticas de um centro consumidor, com o objetivo de determinar a operação do sistema e como usar a demanda contratada. Luo *et al.* [12] propôs uma metodologia de otimização aplicada a uma ilha remota no sul da China, para descrever o projeto e operação de um sistema híbrido CCHP, integrado com energia solar fotovoltaica e térmica. Luo *et al.* [13] otimizou esse mesmo sistema levando em consideração o custo social e o custo privado aos residentes da ilha, visando investigar políticas de subsídios de energia renovável, através de um modelo de programação linear, usando o método simplex. Buoro *et al.* [14] apresentam um estudo de otimização para o fornecimento de energia para suprir demandas térmicas, de arrefecimento e elétricas de instalações industriais localizadas no Nordeste da Itália, integrando tecnologias convencionais de energia com tecnologias de energia renovável, especificamente solar térmica para geração de calor. Li *et al.* [15] propôs um modelo de MILP para otimizar um sistema CCHP integrado com a geração eólica, visando minimizar os custos operacionais do sistema, identificando a melhor estratégia do sistema.

No Brasil, a eletricidade responde por 17% do consumo final de energia do país. Entre os setores da economia, o setor comercial é o principal responsável pelo aumento do consumo de energia elétrica, com a expansão das unidades existentes e o crescimento acelerado das unidades inauguradas a cada ano [16]. Em Pernambuco, no Brasil, shoppings demandam eletricidade e água gelada para resfriar o ambiente interno, e alguns deles operam sistemas CCHP para garantir o abastecimento.

Este trabalho propõe otimizar os sistemas de CCHP para atender às demandas energéticas de um shopping virtual que seria instalado na cidade do Recife, através de três métodos de

otimização: a) um método híbrido de busca exaustiva e programação linear proposto por Magnani *et al.* [17]; b) um método de otimização MILP; e c) um método que propõe uma mistura de MILP, busca seletiva e Programação Linear. Nos três casos, a avaliação dos métodos será feita comparando o valor otimizado da função objetivo (Valor Presente Líquido, VPL) e o tempo de processamento. Este trabalho se baseia no trabalho Freitas *et al.* [16], diferindo nos seguintes aspectos: enquanto Freitas *et al.* [16] concentravam suas conclusões na busca dos sistemas ótimos do ponto de vista financeiro, independentemente do gasto computacional, o presente trabalho se concentra exatamente nesse ponto, *i.e.*, diminuir o esforço numérico sem perda na qualidade das soluções ótimas.

II. MÉTODOS

O problema de otimização tratado neste trabalho pode ser separado em três fases: a) proposta de um sistema genérico (o sistema otimizado será um subconjunto do sistema genérico), b) especificação do conjunto de equipamentos disponíveis, e c) projeto e operação que maximizam o VPL.

O sistema genérico de CCHP utilizado neste trabalho proposto por Magnani *et al.* [17] é mostrado na Fig. 1, na qual os equipamentos são representados pelos blocos. Existem duas fontes possíveis de energia: combustível e eletricidade da rede pública, mostradas à esquerda da figura. O objetivo do sistema é gerar vapor, água gelada e eletricidade. A demanda por energia elétrica pode ser atendida pelo sistema através do motorgerador de energia ou comprada diretamente da rede pública. A água gelada pode ser produzida pelo *chiller* de absorção ou pelo *chiller* de compressão. O vapor pode ser gerado através de caldeiras elétricas, a gás ou de recuperação.

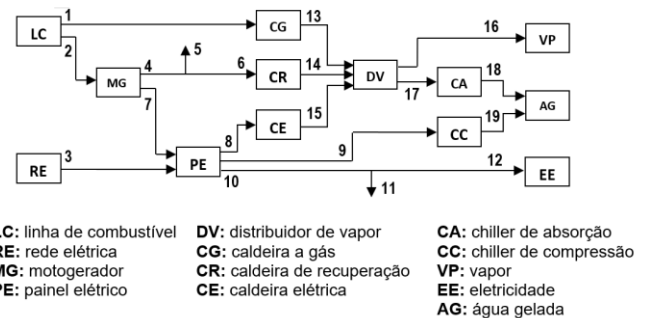


Fig. 1. Sistema Genérico.

As linhas numeradas indicam o fluxo de energia entre os equipamentos. As linhas 1 e 2 transportam o combustível a ser usado pelo motor ou pela caldeira a gás. A linha 4 representa os gases exaustos do motor, que podem ser descarregados na atmosfera pela linha 5 ou direcionados para uma caldeira de recuperação via linha 6. A eletricidade da rede pública é representada pela linha 3 e a do gerador de energia (linha 7). Depois a eletricidade é distribuída pelo painel elétrico (PE) para a caldeira elétrica (linha 8), *chiller* de compressão (linha 9) ou diretamente para o processo através da linha 12. O sistema pode vender eletricidade excedente usando a linha 11. O vapor produzido pelo sistema é transmitido da caldeira a gás (linha 13), da caldeira de recuperação (linha 14) ou da caldeira

elétrica (linha 15), para um distribuídos de vapor (DV), de onde é entregue ao processo por linha 16 ou ao *chiller* de absorção pela linha 17. A água resfriada produzida pelo *chiller* de absorção ou compressão é fornecida ao processo através das linhas 18 e 19, respectivamente. A diferença dos dois tipos de *chillers* é que um *chiller* de compressão consome eletricidade e um *chiller* de absorção consome calor (vapor, neste estudo). Deve-se notar que não é necessário que todos esses equipamentos produzam as demandas (VP, AG e EE). Logo, o processo de otimização pode “apagar” (atribuir potência nominal nula) para alguns desses equipamentos, de forma que o sistema otimizado será um subconjunto do sistema genérico.

A aplicação do MILP (programação linear inteira mista) permite que as variáveis de decisão sejam compostas de valores contínuos e inteiros. A otimização usando o MILP é realizada com o pacote GLPK (GNU Linear Programming Kit), que utiliza como base a técnica conhecida como branch and bound.

Esta é uma característica importante do nosso problema, pois os fluxos de energia podem ter valores contínuos, mas os equipamentos podem ter apenas valores discretos (e geralmente não uniformemente espaçados) de potência nominal (potência máxima). Este trabalho modela um problema com seis variáveis discretas, que são as potências nominais normalizadas dos equipamentos principais (um gerador de energia, três caldeiras e dois resfriadores), representadas por x_j^* e 1368 (19 linhas de energia, cada uma variando em 72 períodos de tempo) variáveis contínuas, representadas por $x_{i,t}$. Assim, o número total de variáveis é 1374.

A função objetivo do problema é o Valor Presente Líquido (VPL), que é composto pelo investimento inicial (VI) e os custos e receitas operacionais mensais (VE) (Equação 1). O VE apresenta parcelas negativas e positivas, pois leva em conta tanto os custos (combustível e eletricidade da rede) quanto as receitas (venda de eletricidade, vapor e água gelada).

$$VPL = VI + VE \rightarrow \max \quad (1)$$

O valor do investimento inicial (VI) é obtido pela multiplicação do coeficiente que representa o custo de investimento, $k_{inv,j}$ [\$/kW], e a potência nominal de cada equipamento, x_j^* . Os custos dos equipamentos auxiliares (linhas de combustível, linhas de transmissão de energia e distribuidores de energia) foram incluídos nos custos iniciais dos equipamentos globais. Todos os coeficientes da Equação 2 estão em [\$/kW]. Como o método MILP (*mixed integer linear programming*) permite que algumas variáveis sejam inteiras, foi usado o multiplicador k_{spc} para forçar que as potências nominais ($N_j^* = k_{spc}x_j^*$) tenham espaçamento maior que a unidade ($k_{spc} = 100$, no presente estudo).

$$VI = -\sum_{j=1}^{n_{eq}} k_{inv,j} k_{spc} x_j^* \quad (2)$$

O valor operacional do sistema (VE) é calculado levando-se em conta os custos de consumo mensal de combustível e eletricidade (termos negativos) e os retornos financeiros para suprir as demandas e vender a eletricidade excedente produzida (termos positivos). A equação 3 representa o cálculo de VE, onde k_{fuel} é a tarifa de combustível, $k_{el,high}$ a tarifa de eletricidade no período de ponta, $k_{el,low}$ é a tarifa no período fora de ponta, $k_{el,sell}$ é a tarifa de venda da eletricidade excedente ocasional. Os três últimos coeficientes, $k_{el,int}$, $k_{st,int}$ e $k_{cw,int}$ são as tarifas de venda das energias ao consumidor, respectivamente, na forma de eletricidade, vapor e água gelada. Todos os coeficientes da Equação 3 estão em [\$/kWh]. Neste estudo, temos 6 equipamentos principais ($n_{eq} = 6$), 19 linhas de energia ($n_{lines} = 19$) e 72 períodos de tempo ($n_t = 72$).

$$VE = \mu \sum_{t=1}^{n_t} \tau_t \{ -k_{fuel}(x_{1,t} + x_{2,t}) - [h_t k_{el,high} + (1 - h_t) k_{el,low}] x_{3,t} + k_{el,sell} x_{11,t} + k_{el,int} x_{12,t} + k_{st,int} x_{16,t} + k_{cw,int} (x_{18,t} + x_{19,t}) \} \quad (3)$$

Como os termos associados aos insumos têm valores negativos, e os associados à venda das demandas têm valores positivos, vê-se que quanto maior o VPL, maior o lucro.

Na Equação 3, o vetor h_t tem valor 1 para o horário de ponta e 0 para o horário fora de ponta, e o vetor τ_t indica o número de horas mensais que o período de tempo t representa. Por exemplo, se o dia for dividido em 24 períodos de tempo e se um determinado período t representar uma dessas horas em todos os dias úteis do mês, então τ_t terá o valor 21 (períodos de uma hora em todos os 21 dias úteis do mês). O termo μ (Equação 4) representa a correção do número de meses, conhecido como fator de valor presente. A correção é necessária devido à taxa de juros de mercado (σ) ao longo do tempo de vida total do projeto (m_t meses).

$$\mu = \frac{(1+\sigma)^{m_t} - 1}{\sigma(1+\sigma)^{m_t}} \quad (4)$$

Todas as 1374 variáveis, 1368 contínuas e 6 discretas, estão limitadas no domínio positivo (Equações 5 e 6), já que todos os equipamentos têm apenas uma direção energética possível.

$$0 \leq x_{i,t} \leq \infty \quad 1 \leq i \leq n_{lines}; \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (5)$$

$$0 \leq x_j^* \leq \infty \quad 1 < j < n_{eq} \quad (6)$$

As variáveis são restritas pelas leis da termodinâmica e pelas eficiências específicas de cada equipamento. Existem 14 restrições de igualdade para cada período de tempo (11 para eficiências e balanço de energia, Equações 7-17, e três para respeitar as demandas, Equações 18-20) e seis restrições de desigualdade (Equações 21-26) também para cada período de tempo (restringindo a potência de saída de cada equipamento, $x_{i,t}$, à sua potência nominal,) x_j^* . Assim, o número total de restrições de igualdade é 1008 e de restrições de desigualdade é 432. Essas equações são derivadas de Magnani *et al.* [17].

O gerador de energia é submetido às Equações 7 e 8, que representam a parte da energia do combustível transferida para

os gases quentes (Equação 7) e a energia elétrica que o gerador produz em cada momento (Equação 8):

$$x_{4,t} - \eta_{MG,th}x_{2,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (7)$$

$$x_{7,t} - \eta_{MG,el}x_{2,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (8)$$

Os gases de exaustão produzidos pelo gerador de energia, $x_{4,t}$ são usados pela caldeira de recuperação, $x_{6,t}$, ou então dispensados para a atmosfera, $x_{5,t}$.

$$x_{4,t} - x_{5,t} - x_{6,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (9)$$

A Equação 10 modela o painel de distribuição que agrega a energia elétrica da rede e o gerador:

$$(x_{8,t} + x_{9,t} + x_{10,t}) - \eta_{PE}x_{7,t} - \eta_{PE}x_{3,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (10)$$

A eletricidade que não é usada pelo *chiller* de compressão ou pela caldeira elétrica, será vendida ou usada para suprir a demanda, segundo:

$$x_{10,t} - x_{11,t} - x_{12,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (11)$$

A equação 12 representa os fluxos energéticos da tubulação de vapor, levando em consideração sua eficiência, η_{SM} :

$$x_{16,t} + x_{17,t} - \eta_{DV}x_{13,t} - \eta_{DV}x_{14,t} - \eta_{DV}x_{15,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (12)$$

As três caldeiras, Equações 13-15, têm eficiências específicas relacionadas à saída para a potência de entrada:

$$x_{14,t} - \eta_{CR}x_{6,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (13)$$

$$x_{15,t} - \eta_{CE}x_{8,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (14)$$

$$x_{13,t} - \eta_{CG}x_{1,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (15)$$

Ambos os *chillers*, Equações 16-17, relacionam suas potências de resfriamento com o consumo de energia usando o COP:

$$x_{18,t} - COP_{CA}x_{17,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (16)$$

$$x_{19,t} - COP_{CC}x_{9,t} = 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (17)$$

Dados os vetores de demanda por água resfriada (AG_t), eletricidade (EE_t) e vapor (VP_t), as últimas restrições de igualdade são formuladas pelas Equações 18-20:

$$x_{18,t} + x_{19,t} = AG_t \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (18)$$

$$x_{12,t} = EE_t \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (19)$$

$$x_{16,t} = VP_t \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (20)$$

As últimas 432 (=6x72) restrições de desigualdade, Equações 21-26, restringem a potência de saída de cada equipamento principal para ser sempre menor ou igual a sua potência nominal. Deve-se notar que as variáveis discretas, x_j^* , não variam com o tempo.

$$k_{SPC}x_1^* - x_{13,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (21)$$

$$k_{SPC}x_2^* - x_{7,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (22)$$

$$k_{SPC}x_3^* - x_{14,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (23)$$

$$k_{SPC}x_4^* - x_{15,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (24)$$

$$k_{SPC}x_5^* - x_{18,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (25)$$

$$k_{SPC}x_6^* - x_{19,t} \geq 0 \quad 1 \leq t \leq n_t \quad (26)$$

Agora são apresentados os coeficientes técnicos para o primeiro conjunto de restrições (Equações 7-17) na Tabela I, os coeficientes financeiros utilizados na função objetivo (Equação 1, expandida nas Equações 2-4) na Tabela II e as curvas de demandas (Equações 18 -20) para um possível shopping center instalado no nordeste brasileiro em Fig. 2 e Fig.3.

TABELA I
Desempenho dos Equipamentos

Parâmetro	Equipamento	Valor	Fonte
η_{MGth}	Gerador de energia (térmica)	0,4	[18]
η_{MGel}	Gerador de energia (elétrica)	0,35	[19]
η_{CG}	Caldeira a gás	0,85	[20]
η_{CR}	Caldeira de recuperação	0,8	[21]
η_{CE}	Caldeira elétrica	0,98	[20]
η_{PE}	Distribuidor elétrico	1,0	[17]
η_{DV}	Distribuidor de vapor	1,0	[17]
COP_{CA}	<i>Chiller</i> de absorção	0,6	[19]
COP_{CC}	<i>Chiller</i> de compressão	2,6	[22]

TABELA II
Custos Específicos de Investimento dos Equipamentos

Parâmetro	Equipamento	Valor (US\$/kW)	Fonte
$K_{inv,MG}$	Gerador de energia (MG)	413	[23]
$K_{inv,CG}$	Caldeira a gás (CG)	126	[24]
$K_{inv,CR}$	Caldeira de recuperação (CR)	220	[21]
$K_{inv,CE}$	Caldeira elétrica (CE)	233	[24]
$K_{inv,CA}$	<i>Chiller</i> de absorção (CA)	863	[23]
$K_{inv,CC}$	<i>Chiller</i> de compressão (CC)	705	[23]

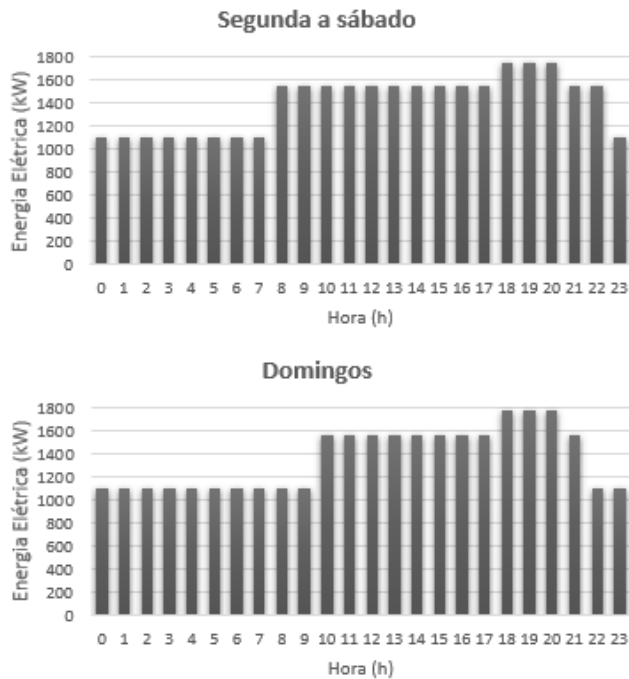


Fig. 2. Demanda horária de eletricidade do shopping.

A Fig. 2 mostra o consumo médio horário para os dias da semana, sábados e domingos, estimados a partir de uma análise do horário de funcionamento dos estabelecimentos. Os shopping centers têm um perfil exclusivo aos domingos, pois têm horários de funcionamento diferentes dos dias da semana e dos sábados, das 12 às 21 horas. Nas simulações, é importante distinguir os sábados dos dias da semana porque, apesar de terem as mesmas demandas, eles têm tarifas distintas, já que não há tarifas de horário de ponta nos finais de semana.

A Fig. 3 mostra a demanda de carga térmica (água gelada) do sistema de ar condicionado para os dias da semana, sábados e domingos.

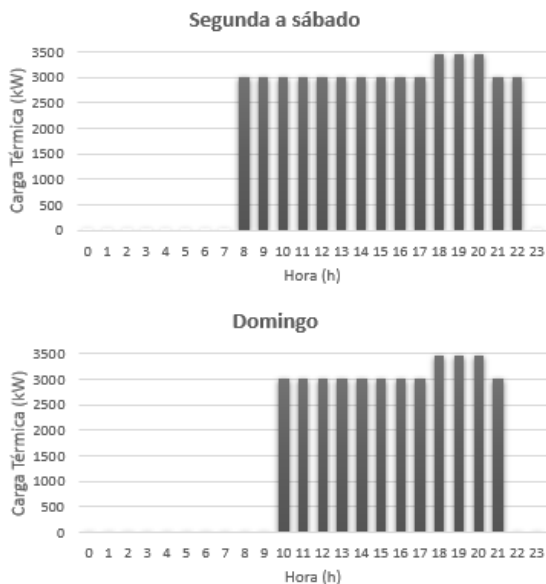


Fig. 3. Carga térmica por hora para o centro comercial

Para o caso, não houve demanda por vapor, uma vez que os shopping centers localizados em Pernambuco, Brasil, não demandam aquecimento.

Para a tarifa de eletricidade e combustível, foram utilizadas a tarifa da concessionária local. Magnani *et al.* [17] utilizaram taxas financeiras reais, que levavam em conta a tarifa de consumo (sobre a energia total consumida no mês) quanto a tarifa de demanda (sobre a potência máxima ocorrida no mês). Para simplificar a otimização, como seria necessário usar uma função não-linear, *i.e.*, a função $\max(x_j^*)$, para calcular a potência máxima, optou-se por agregar os dois tipos de tarifa (consumo e demanda) em apenas um. Assim, tem-se a tarifa de combustível ($k_{fuel} = 0,586$ US\$/m³), a tarifa de eletricidade para o período de ponta ($k_{el,high} = 0,360$ US\$/kWh) e para o período fora de ponta ($k_{el,low} = 0,138$ US\$/kWh).

O conhecimento detalhado das curvas de demanda por hora é importante para a seleção adequada do sistema CCHP. No caso estudado, as curvas de demanda foram estimadas por meio de um levantamento energético do setor comercial de Pernambuco. Onde, segundo Freitas *et al.* [16], o consumo médio diário de shopping centers é de aproximadamente 49 MWh. O problema proposto tem uma característica peculiar: as variáveis que expressam a potência nominal do equipamento (x_j^*) são discretas e não espaçadas uniformemente. Isso ocorre porque não há disponibilidade, no mercado, de equipamentos com qualquer potência desejada. Na equação 27 é apresentado um conjunto de potências nominais possíveis para cada equipamento.

$$N_{CG} (k_{spc} x_1^*) = \{0, 2790, 5580\} \quad (27a)$$

$$N_{MG} (k_{spc} x_2^*) = \{0, 1290, 1760, 3050, 5220, 7395\} \quad (27b)$$

$$N_{CR} (k_{spc} x_3^*) = \{0, 2790, 5580\} \quad (27c)$$

$$N_{CE} (k_{spc} x_4^*) = \{0, 2790, 5580\} \quad (27d)$$

$$N_{CA} (k_{spc} x_5^*) = \{0, 1675, 3350\} \quad (27e)$$

$$N_{CC} (k_{spc} x_6^*) = \{0, 1675, 3350\} \quad (27f)$$

Este trabalho utilizou três formas de otimização da superestrutura apresentada no sistema genérico (Fig. 1). A principal diferença entre esses métodos sendo como eles lidam com as variáveis discretas de potência nominal (x_j^*).

O primeiro método, MET-1, combina os métodos clássicos de Busca Exaustiva e de Programação Linear [17]. Nesse, todas as combinações possíveis de equipamentos são testadas, resultando em 1458 sistemas testados ($=3.6.3.3.3.3$). Para cada uma dessas permutações, as variáveis contínuas resultantes são otimizadas usando a programação linear (otimização operacional). O melhor VPL para todas as permutações é então a solução ótima. Desta forma, atinge-se um ponto ótimo tanto do ponto de vista de projeto (melhores equipamentos) quanto de operação (melhores potências). A desvantagem deste método de otimização é o alto número de sistemas testados, resultando em um alto tempo de processamento.

O segundo método MET-2 é o clássico MILP (*mixed integer linear programming*), no qual considera-se que as seis variáveis de potências nominais (x_j^*) são discretas, exigindo desta forma apenas uma única otimização, e tornando o

processo bastante rápido. O problema com esse método é que a solução considera como possíveis soluções um espaço de variáveis discretas uniformemente espaçadas, podendo resultar em uma solução não possível, uma vez que os equipamentos disponíveis não são uniformemente espaçados (Equação 27).

O terceiro método, MET-3, é um método híbrido que combina o MILP, a Busca Seletiva, e a Programação Linear. Neste método, a solução ótima encontrada no método MET-2 (que resulta em potências discretas, porém uniformemente espaçada, e portanto não necessariamente disponíveis) é usada para selecionar quais equipamentos serão testados usando o primeiro método, MET-1. Por exemplo, se o MET-2 resultou em uma caldeira de recuperação de 2000 kW (ou seja, $k_{spc} x_3^* = 2000$, ou $x_3^* = 20$), potência essa que não está disponível no conjunto da Equação 27, o primeiro método é usado com apenas uma potência nominal disponível abaixo e uma potência nominal acima dos 2000 kW (*i.e.*, 0 e 2790 kW). Desta forma, o número de sistemas estudados no MET-1 cai de 1458 (=3.6.3.3.3.3) para 64 (=2.2.2.2.2.2), reduzindo assim o tempo de processamento.

III. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como o MET-1 é o mais preciso, já que testa todos os equipamentos possíveis, este foi primeiramente usado para estudar o comportamento da solução. Seguindo, o MET-2 e MET-3 foram avaliados quanto à precisão e ao esforço computacional.

Para estudar os métodos em uma ampla gama de situações, foi realizada uma variação paramétrica das tarifas de energia elétrica, multiplicando-as pelo fator β (variando de 0,4 a 2,0, em passos de 0,1), desta forma avaliando a solução em situações onde a eletricidade é barata ou cara.

A Fig. 4 mostra a evolução do VPL das soluções ótimas à medida que as tarifas de eletricidade variam. Dependendo do fator β foram encontrados quatro sistemas distintos, mostrados na Fig. 5: sistema convencional puro ($0,4 \leq \beta \leq 0,6$, Fig. 5.a), sistema convencional com gerador de energia ($0,7 \leq \beta \leq 1,1$, Fig. 5.b), sistema de cogeração (*i.e.*, incluindo agora o chiller de absorção, $\beta = 1,2$, Fig. 5.c), auxiliado pela rede pública apenas aos domingos quando o shopping center está fechado (nesse caso, existe apenas demanda de eletricidade); e sistema de cogeração pura ($1,3 \leq \beta \leq 2,0$, Fig. 5.d), no qual toda a eletricidade é fornecida pelo gerador de energia.

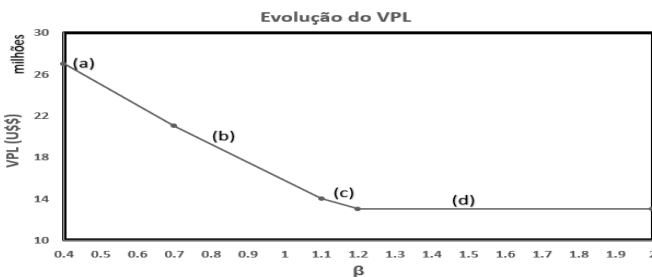


Fig. 4. Evolução do VPL em função da tarifa de combustível pelo MET-1. Referências a-d indicam a topologia do sistema ótimo em cada situação, como mostrado na Fig. 5.

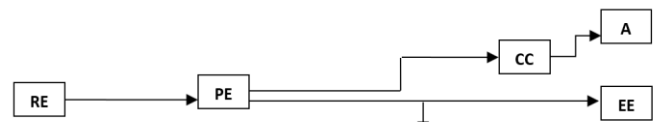


Fig. 5. a. Sistema convencional puro ($\beta=[0,4-0,6]$) pelo MET-1 e MET-2

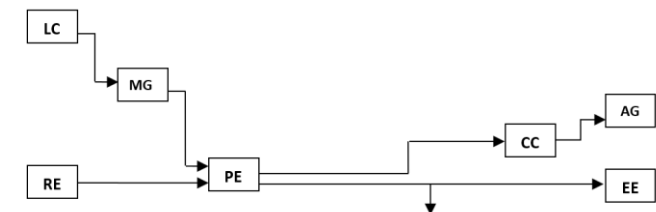


Fig. 5. b. Sistema convencional com gerador de energia ($\beta=[0,7-1,1]$) pelo MET-1, e $\beta=[0,7-1,0]$ pelo MET-2)

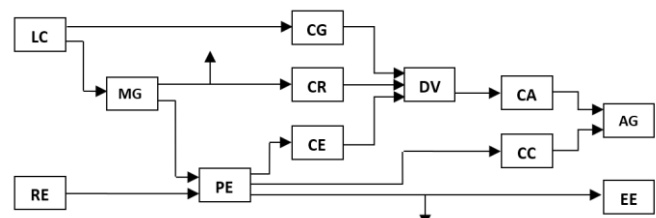


Fig. 5. c. Sistema de cogeração auxiliado com a rede pública ($\beta = [1,2]$) pelo MET-1, e $\beta=[1,1-1,2]$ pelo MET-2)

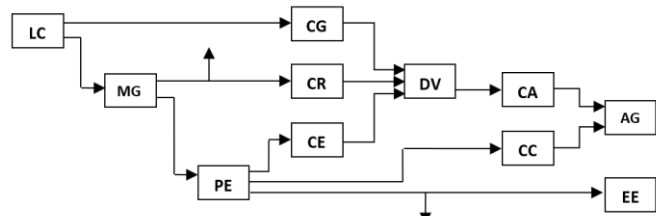


Fig. 5. d. Sistema de cogeração pura. ($\beta=[1,3-2,0]$) pelo MET-1 e MET-2)

A Tabela III mostra a potência nominal dos equipamentos usando o MET-1. Deve-se notar que, embora os sistemas possam ser qualitativamente organizados como os quatro apresentados na Fig. 5, há mudanças na potência nominal deles conforme a tarifa de eletricidade aumenta. Em geral, os sistemas ótimos migram de um convencional puro para um de cogeração pura. O chiller de absorção é comprado quando as tarifas aumentam em 20% ($\beta = 1,2$).

A segunda coluna da Tabela III, mostra a potência máxima da rede pública (essa variável não está limitada a um conjunto discreto). É possível ver a participação decrescente da rede pública à medida que a tarifa elétrica aumenta ($0,4 \leq \beta \leq 1,2$).

TABELA III
Configuração Ideal do Sistema em Função de β (Multiplicador da Tarifa de Energia Elétrica).

MET-1							
β	RE	MT	CR	CE	CG	CA	CC
0,4 – 0,6	3020	0	0	0	0	0	3350
0,7	1730	1290	0	0	0	0	3350
0,8	1260	1760	0	0	0	0	3350
0,9 – 1,1	2684	3050	0	0	0	0	3350
1,2	1085	3050	2790	0	2790	1675	1675
1,3 – 2,0	0	3050	2790	0	2790	1675	1675
MET-2							
β	RE	MT	CR	CE	CG	CA	CC
0,4 – 0,6	3020	0	0	0	0	0	3300
0,7	1920	1100	0	0	0	0	3300
0,8 – 0,9	320	2700	0	0	0	0	3300
1,0	20	3000	0	0	0	0	3300
1,1 – 1,2	59	2500	2000	0	0	1200	2100
1,3 – 2,0	0	2600	2000	0	0	1200	2100
MET-3							
β	RE	MT	CR	CE	CG	CA	CC
0,4 – 0,6	3020	0	0	0	0	0	3350
0,7	1730	1290	0	0	0	0	3350
0,8	1260	1760	0	0	0	0	3350
0,9 – 1,1	2684	3050	0	0	0	0	3350
1,2	1085	3050	2790	0	2790	1675	1675
1,3 – 2,0	0	3050	2790	0	2790	1675	1675

Para realizar a otimização do sistema, o MET-1 teve que realizar 24786 otimizações operacionais, sendo 1458 permutações de equipamentos para cada um dos 17 valores de β analisados. O tempo de processamento foi de 18.923 segundos usando um computador equipado com um processador AMD FX8320 a 3.5GHz e 8GB de RAM, Windows 10. Utilizando o MET-2, observou-se na Tabela III que as soluções ótimas são qualitativa e quantitativamente diferentes do método 1. Qualitativamente, as diferenças ocorrem para $\beta = 1,1$, para o qual o MET-1 propõe um sistema convencional com gerador de energia (Fig. 5.b) e o MET-2 propõe um sistema de cogeração com rede pública (Fig. 5.c). Quantitativamente, todos os sistemas ótimos são distintos entre os dois métodos. Por exemplo, para um aumento de 20% ($\beta = 1,2$) da tarifa de eletricidade, o MET-2 preferiu comprar um gerador de energia de 2500 kW, uma caldeira de recuperação de 2000 kW, um resfriador de absorção de 1200 kW e um resfriador de compressão de 2100 kW (esses equipamentos não estão disponíveis nos conjuntos da Equação 27).

Usando o MET-2, o tempo total de processamento foi de apenas 31 segundos, uma redução de 610 vezes (0,16% do tempo usado pelo MET-1). Os valores obtidos para o VPL foram teoricamente melhores que os do MET-1, mas o MET-2 escolheu equipamentos que não estão disponíveis no mercado. Agora, procedendo para o MET-3, o MILP é usado apenas para diminuir o número de permutações usadas no MET-1. Os resultados usando o MET-3, físicos e financeiros, foram exatamente iguais aos do MET-1. O tempo de processamento, no entanto, caiu para 802 segundos, apenas 4,2% do tempo utilizado pelo MET-1, com a mesma precisão.

A Tabela IV apresenta os resultados financeiros do VPL para cada método. Pode-se observar que, para todos os

valores de β , o MET-2 resultou em maiores (melhores) valores de VPL; entretanto, como mostrado na Tabela III, com equipamentos não disponíveis no mercado. Os MET-1 e MET-3 resultaram nos mesmos valores de VPL, mas com o MET-3 tendo um esforço computacional bem menor.

TABELA IV
VPL Como Função de β .

β	MET-1	MET-2	MET-3
0,4	\$26.985.100,00	\$27.020.300,00	\$26.985.100,00
0,6	\$22.577.500,00	\$22.612.800,00	\$22.577.500,00
0,8	\$18.521.400,00	\$18.588.900,00	\$18.521.400,00
1,0	\$15.037.300,00	\$15.084.500,00	\$15.037.300,00
1,2	\$12.888.200,00	\$13.972.200,00	\$12.888.200,00
1,4	\$12.825.000,00	\$13.895.300,00	\$12.825.000,00
1,6	\$12.825.000,00	\$13.895.300,00	\$12.825.000,00
1,8	\$12.825.000,00	\$13.895.300,00	\$12.825.000,00
2,0	\$12.825.000,00	\$13.895.300,00	\$12.825.000,00

A Tabela V apresenta a diferença percentual entre o MET-2 e o MET-1 (e conseqüentemente o MET-3). A maior diferença ocorre para $\beta = 1,1$ (8,43%). Existem dois intervalos de erros. Em primeiro lugar, quando ambos os métodos resultam em um sistema convencional (puro ou com um gerador de energia, $0,4 \leq \beta \leq 1,0$), o erro máximo é de 0,40%. Agora, quando um ou ambos os sistemas propõem um sistema de cogeração (puro ou com a rede pública, $1,1 \leq \beta \leq 2,0$), então a imprecisão salta para 8%. Este salto ocorre no segundo intervalo de valores ($1,1 \leq \beta \leq 2,0$) porque o custo de investimento dos equipamentos escolhidos nos MET-1 e MET-3 é maior que no MET-2.

TABELA V
Diferença Percentual do VPL do Método 2 em Relação ao Métodos 1.

β	MET-2
0,4	0,13%
0,5	0,14%
0,6	0,16%
0,7	0,26%
0,8	0,36%
0,9	0,40%
1,0	0,31%
1,1	8,43%
1,2	8,41%
1,3-2,0	8,35%

A Tabela VI resume os principais resultados da comparação entre os métodos MET-1, MET-2 e MET-3, tanto em termos de precisão do VPL quanto em termos de tempo de computação. O MET-3 resultou em um bom compromisso entre precisão e esforço computacional.

TABELA VI
Comparação Entre os Métodos 1, 2 e 3

Metric	MET-1	MET-2	MET-3
Erro máximo	referência	8,43%	0%
Tempo de processamento (seg)	18923	31	802

Assim, pode-se observar a eficácia do uso de um método de otimização, que utiliza o MILP para ajudar a encontrar soluções de sistemas, reduzindo o tempo de processamento e o esforço computacional.

IV. CONCLUSÃO

O trabalho de Magnani *et al.* [17] propôs um método para otimizar sistemas de CCHP em função dos custos de investimento, tarifas e demandas. O método combinava uma proposta de sistema genérico, Busca Exaustiva e Programação Linear. O problema deste método é o uso da Busca Exaustiva, que aumenta muito o tempo de processamento.

Neste artigo, dois métodos diferentes foram comparados ao método proposto por Magnani *et al.* [17]. O MET-2, basicamente um MILP, usou apenas 0,16% do tempo de processamento original, mas com uma imprecisão de 8%. Essa imprecisão ocorreu porque o MILP não pode lidar com variáveis espaçadas de maneira não uniforme. O MET-3, que usa o MILP apenas para diminuir o número de permutações, utilizou 4,2% do tempo original, mas sem perda de precisão.

Para estudar estes métodos em diversas situações, foi realizada uma variação paramétrica da tarifa elétrica. Observou-se que o sistema ótimo migra gradualmente de um sistema convencional puro (comprando toda a eletricidade da rede pública) para um sistema de cogeração pura (gerando toda a eletricidade usando um gerador de energia, recuperando parte de suas perdas térmicas para uso em um resfriador de absorção). Em avaliação final, para todos os valores de tarifa elétrica, o MET-3 apresentou uma grande redução no esforço computacional sem perda na precisão.

REFERÊNCIAS

[1] J. Söderman, F. Pettersson, "Structural and operational optimisation of distributed energy systems," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, no. 13, pp. 1400–1408, 2006.

[2] M. Fani, A. Sadreddin, "Solar assisted CCHP system, energetic, economic and environmental analysis, case study: Educational office buildings" *Energy and Buildings*, vol. 136, p. 100-109, 2017.

[3] H. Ren and W. Gao, "A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 3, pp. 1001–1014, 2010.

[4] E. D. Mehleri, H. Sarimveis, N. C. Markatos, and L. G. Papageorgiou, "A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level," *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 96–104, 2012.

[5] M. A. Lozano, J. C. Ramos, and L. M. Serra, "Cost optimization of the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems under legal constraints," *Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 794–805, 2010.

[6] S. Fazlollahi, P. Mandel, G. Becker, and F. Maréchal, "Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems," *Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 12–22, 2012.

[7] I. F. Abdin, Y. Fang, E. ZIO, "A modeling and optimization framework for power systems design with operational flexibility and resilience

against extreme heat waves and drought events." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 706-719, 2019.

[8] M. Carvalho, L. M. Serra, and M. A. Lozano, "Geographic evaluation of trigeneration systems in the tertiary sector. Effect of climatic and electricity supply conditions," *Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 1931–1939, 2011.

[9] M. A. Lozano, J. C. Ramos, M. Carvalho, and L. M. Serra, "Structure optimization of energy supply systems in tertiary sector buildings," *Energy Build.*, vol. 41, no. 10, pp. 1063–1075, 2009.

[10] M. Carvalho, M. A. Lozano, and L. M. Serra, "Multicriteria synthesis of trigeneration systems considering economic and environmental aspects," *Appl. Energy*, vol. 91, no. 1, pp. 245–254, 2012.

[11] C. V. Lovati, "Otimização Operacional de um Sistema de Trigeração para Atender Demandas Variáveis Otimização Operacional de um Sistema de Trigeração para Atender Demandas Variáveis," Universidade Federal do Espírito Santos, 2015.

[12] X. Luo, Y. Zhu, J. Liu, Y. Liu. "Design and analysis of a combined desalination and standalone CCHP (combined cooling heating and power) system integrating solar energy based on a bi-level optimization model." *Sustainable Cities and Society*, vol. 43, pp. 166-175, 2018.

[13] X. Luo, J. Liu, Y. Liu, X. Liu, "Bi-level optimization of design, operation, and subsidies for standalone solar/diesel multi-generation energy systems." *Sustainable Cities and Society*, v. 48, p. 101592, 2019.

[14] D. Buoro, P. Pinamonti, and M. Reini, "Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating," *Appl. Energy*, vol. 124, pp. 298–308, 2014.

[15] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai, H. Cui, X. Li, "Optimal dispatch strategy for integrated energy systems with CCHP and wind power." *Applied energy*, vol. 192, pp. 408-419, 2017.

[16] L. A. Freitas, F. Santana Magnani, and E. Monroe Hornsby, "Robustness of Electricity and Chilled Water Supply Systems Subject to Change Technical and Economic," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 5, pp. 908–915, May 2017.

[17] F. S. Magnani, P. P. Da Silva, M. R. Guerra, and E. M. Hornsby, "Adaptability of optimized cogeneration systems to deal with financial changes occurring after the design period," *Energy Build.*, vol. 58, pp. 183–193, 2013.

[18] H. L. Willis, N. Carolina, *Power Distribution Planning Reference Book*. CRC press, 2004.

[19] D. WU, R. WANG, "Combined cooling, heating and power: A review." *progress in energy and combustion science*, vol. 32, no. 5-6, pp. 459-495, 2006.

[20] Y. Xie, L. Lun, Z. Yu, and X. Zhang, "Performance of Cogeneration System Incorporating Gas Engine Driven Heat Pump," In: *Challenges of Power Engineering and Environment*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2007, p. 61-63.

[21] M. de S. Teixeira and S. de O. Junior, "Thermoeconomic Evaluation of Cogeneration Systems for a Chemical plant". *International Journal of Thermodynamics*. vol. 4, no. 3, pp. 157–163, 1999.

[22] N. G. L. de Macedo, "Avaliação Econômica da Substituição de um Chiller de Compressão por um Chiller de Absorção Alimentado por Coletores Solares com Base em Medições em um Período da CHESF em Recife," Universidade Federal de Pernambuco, 2007.

[23] C. R. F. Barbosa, I. M. G. Almeida, "Uma Análise Técnico-Econômica da Cogeração Com Termoacumulação Aplicada ao Setor Terciário," In: 9º Congresso Iberoamericano de Ingenieria Mecanica. pp. 220–227. 2009.

[24] E. Styrelsen, "Technology Data for Energy Plants—Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion." *Energinet. dk*, Energi Styrelsen, Denmark, 2012.



Stevie Bruno de Lima Souza Mestrado e Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).



Marcela França Prado de Souza Mestrado em Engenharia Mecânica e Graduação em Engenharia Química pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).



Lucas Ademar Freitas Mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e Graduação em Engenharia em Energia pela Universidade Estadual do Rio Grande do Sul (UFRGS).



Petrônio Pereira da Silva Mestrado em Engenharia Mecânica e Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).



Filipi Maciel de Melo Mestrado em Engenharia Mecânica e Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB).



Fábio Santana Magnani Doutorado em Engenharia Mecânica e Graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).