

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Otimização Operacional de um Sistema de  
Trigeração para Atender Demandas Variáveis**

**Claudio Vill Lovati**

**Vitória, Outubro de 2015**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Otimização Operacional de um Sistema de  
Trigeração para Atender Demandas Variáveis**

**Autor: Claudio Vill Lovati**

**Orientador: Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos**

**Coorientador: Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli**

Vitória, Outubro de 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Otimização Operacional de um Sistema de  
Trigeração para Atender Demandas Variáveis**

**Autor: Claudio Vill Lovati**

**Orientador: Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos**

**Coorientador: Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli**

**Curso: Mestrado em Engenharia Mecânica**

**Área de Concentração: Ciências Mecânicas**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Vitória, 01 de Outubro de 2015

E.S – Brasil

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Otimização Operacional de um Sistema de  
Trigeração para Atender Demandas Variáveis**

Autor: **Claudio Vill Lovati**

Orientador: **Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos**

Coorientador: **Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli**

Composição da banca examinadora:

**Prof. Dr. Julio Augusto Mendes da Silva**, Examinador - UFBA

**Prof. Dr. Marcio Ferreira Martins**, Examinador - UFES

**Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli**, Coorientador - UFES

**Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos**, Orientador - UFES

## **Dedicatória**

*A Deus, que me mantém vivo todos os dias e deu possibilidade para realizar este trabalho.*

*A minha família e a Julia de Brito Sobreira por entenderem a minha ausência em alguns momentos desde que entrei no mestrado e por quem tenho muito amor e carinho.*

## **Agradecimentos**

Aos meus familiares e a Julia de Brito Sobreira, por ter me apoiado nesta jornada e assim poder ser concluída.

Ainda aos professores e amigos do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, principalmente ao meu Orientador, José Joaquim e ao meu coorientador João Luiz Marcon Donatelli, por todos os ensinamentos e por sua disponibilidade que foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

Ao André de Rezende Bachetti e Vinícius Barroso de Mattos pela colaboração e validação das equações referentes as curvas operacionais dos equipamentos.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), através do seu Programa de Bolsas de Estudo, pelo apoio financeiro.

A polícia civil e meus colegas de seção de áudio visual, por me apoiarem disponibilizando tempo para que esta tese pudesse ser concluída.

*“É legal ser importante, mas é mais importante ser legal”*

Roger Federer

## Resumo

**LOVATI, C. V. (2015)**, *Otimização Operacional de um Sistema de Trigeração para Atender Demandas Variáveis*, Vitória, 141 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo.

Este trabalho visa apresentar e discutir os procedimentos e resultados da otimização das estratégias operacionais de um sistema de trigeração de um centro de pesquisa para atender a demanda horosazonal de eletricidade, vapor e água gelada de modo que, minimize o custo de operação da planta. Nos dias atuais cada vez mais os sistemas térmicos estão mais complexos. Com isso, busca-se o melhor aproveitamento, com o objetivo de ter uma melhor produção e minimização dos custos produtivos. O centro de pesquisa em questão é composto de um sistema de cogeração que produz 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). Este centro ainda conta com outros grupos geradores e chillers complementares. Além destes equipamentos também tem a opção de usar uma demanda elétrica adicional contratada com a concessionária. O principal objetivo da otimização é determinar como operar o sistema de trigeração do centro e quando ou como usar a demanda contratada. Para se chegar a este resultado, todos os dados dos equipamentos e custos da central, e também os dados da demanda do centro, foram levantados e o modelo matemático foi desenvolvido. Nessa visão de otimização existe muitos métodos que podem ser empregados. Neste trabalho é usada a otimização matemática através do método do gradiente reduzido generalizado (GRG), com o auxílio do Solver no Microsoft Excel. Os resultados mostram que o método de otimização é muito eficaz dando resultados favoráveis a sua utilização.

### *Palavras-chave*

Otimização, Estratégia Operacional, Trigeração, Demanda Horosazonal.



## **Abstract**

**LOVATI, C. V. (2015)**, *Operational optimization of a Trigeneration System to Meet the Demand Horosazonal Variation*, Vitoria, 141 p. Dissertation (Masters in Mechanical Engineering) – Technological Center, Universidade Federal do Espirito Santo.

This paper aims to present and discuss the procedures and results of the optimization of the operational strategies of a trigeneration system of a research center to meet horosazonal demand for electricity, steam and chilled water by minimizing the operating cost of the plant. Nowadays more and more the thermal systems are more complex. Thus, it seeks to better use in order to have better production and minimizing production costs. The research center analyzed consists of a cogeneration system that produces electricity and also heat (steam and hot water) to drive two absorption chillers (one fueled by steam and one by hot water). This center also has other generators and additional chillers. Besides the equipment also has the option of use an additional electrical demand with the dealership. The main goal of optimization is to determine how to operate the trigeneration system of the center and when or how to use the contracted electrical demand. To achieve this result, all data of the equipment and plant costs, and also the data demand of the center, were raised and the mathematical model was developed. In this point of view there are many optimization methods that can be employed. In this paper the mathematical optimization is used through the generalized reduced gradient method with the help of the Solver in Excel Microsoft. The results show that the optimization method is very effective giving favorable results.

### ***Keywords***

Optimization, Operational Strategy, Trigeneration, Horosazonal Demand.

# SUMÁRIO

SIMBOLOGIA.....	iv
Capítulo 1.....	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Revisão Bibliográfica: Otimização Operacional.....	1
1.2 Motivação.....	7
1.3 Objetivo e Alcance.....	8
1.4 Estrutura da Dissertação.....	8
Capítulo 2.....	10
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO.....	10
2.1 Estrutura Física.....	10
2.1.1 Cogeração Aplicada à Refrigeração.....	12
2.1.2 Equipamentos Complementares.....	15
2.2 Dados Operacionais dos Equipamentos.....	16
2.2.1 Motores de Combustão Interna a Gás.....	16
2.2.2 Caldeiras de Recuperação.....	16
2.2.3 Caldeira Flamotubular.....	17
2.2.4 Chillers.....	18
2.2.5 Motores de Combustão Interna a Diesel.....	20
2.2.6 Microturbinas.....	21
2.2.7 Célula combustível.....	21
2.3 Estrutura Produtiva.....	21
Capítulo 3.....	24
DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO.....	24
3.1 Otimização.....	24
3.2 Definição de um Problema de Otimização.....	25
3.3 Métodos de Otimização.....	26
3.4 Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG).....	29
Capítulo 4.....	33
MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO.....	33
4.1 Função Objetivo.....	33
4.2 Restrições de Igualdade.....	34
4.2.1 Unidades Reais.....	34
4.2.2 Unidades Fictícias.....	48
4.3 Restrições de Desigualdade.....	49

4.4 Resolução do Modelo e Otimização.....	50
Capítulo 5.....	53
DEFINIÇÃO DAS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS OTIMIZADAS.....	53
5.1 Condições de Contorno.....	53
5.1.1 Custos dos Insumos.....	53
5.1.2 Demanda Horosazonal.....	55
5.2 Avaliação da Capacidade da Planta.....	58
5.2.1 Máxima Produção de Eletricidade.....	58
5.2.2 Máxima Produção de Água Gelada.....	59
5.2.3 Máxima Produção de Vapor.....	60
5.3 Estudo de Caso.....	62
5.3.1 Dezembro a Março.....	62
5.3.2 Abril.....	66
5.3.3 Maio e Outubro.....	70
5.3.4 Junho.....	74
5.4.5 Julho.....	78
5.4.6 Agosto.....	81
5.4.7 Setembro.....	85
5.4.8 Novembro.....	89
Capítulo 6.....	94
DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	94
6.1 Dezembro a Março.....	94
6.2 Abril.....	98
6.3 Maio e Outubro.....	101
6.4 Junho.....	105
6.5 Julho.....	109
6.6 Agosto.....	113
6.7 Setembro.....	117
6.8 Novembro.....	121
6.9 Avaliação do Contrato de Energia e da Manutenção Programada.....	125
Capítulo 7.....	126
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	126
7.1 Síntese.....	126
7.2 Contribuição.....	127
7.3 Segestões.....	127
REFERÊNCIAS.....	128



## LISTA DE FIGURA

FIGURA 2.1: <i>ESTRUTURA FÍSICA DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO</i> (LORA, 2006).....	11
FIGURA 2.2: <i>ESTRUTURA FÍSICA DO SISTEMA DE COGERAÇÃO APLICADA A REFRIGERAÇÃO.</i> (LORA, 2006).....	13
FIGURA 2.3: <i>ESTRUTURA PRODUTIVA</i> (LORA, 2006).....	23
FIGURA 3.1: <i>MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR COM RESTRIÇÃO</i> (SILVA, 2003). ....	28
FIGURA 3.2: <i>JANELA DA FERRAMENTA SOLVER DO EXCEL.</i> .....	32
FIGURA 4.1: <i>PLANILHA DE CÁLCULO DO EXCEL.</i> .....	50
FIGURA 4.2: <i>TELA DE RESOLUÇÃO DO SOLVER.</i> .....	51
FIGURA 5.1: <i>PERFIL DA DEMANDA ELÉTRICA NO DIA ÚTIL DEFINIDO.</i> .....	56
FIGURA 5.2: <i>PERFIL DA DEMANDA ELÉTRICA NOS FERIADOS E FINAIS DE SEMANA</i> <i>DEFINIDO.</i> .....	56
FIGURA 5.3: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE DEZEMBRO A</i> <i>MARÇO.</i> .....	64
FIGURA 5.4: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE DEZEMBRO</i> <i>A MARÇO.</i> .....	65
FIGURA 5.5: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE ABRIL.</i> .....	68
FIGURA 5.6: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE ABRIL.</i> .....	69
FIGURA 5.7: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE MAIO E</i> <i>OUTUBRO.</i> .....	72
FIGURA 5.8: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE MAIO E</i> <i>OUTUBRO.</i> .....	73
FIGURA 5.9: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE JUNHO.</i> .....	76
FIGURA 5.10: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE JUNHO.</i> .77	
FIGURA 5.11: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE JULHO.</i> ....	79
FIGURA 5.12: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE JULHO.</i> .80	
FIGURA 5.13: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE AGOSTO.</i> .83	
FIGURA 5.14: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE AGOSTO.</i> .....	84
FIGURA 5.15: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE SETEMBRO.</i> .....	87
FIGURA 5.16: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE</i> <i>SETEMBRO.</i> .....	88
FIGURA 5.17: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE NOVEMBRO.</i> .....	91
FIGURA 5.18: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE</i> <i>NOVEMBRO.</i> .....	92
FIGURA 6.1: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE DEZEMBRO A</i> <i>MARÇO.</i> .....	96
FIGURA 6.2: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE DEZEMBRO A</i> <i>MARÇO.</i> .....	97
FIGURA 6.3: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE ABRIL.</i> .....	99
FIGURA 6.4: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE ABRIL.</i> .....	100
FIGURA 6.5: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE MAIO E OUTUBRO.</i> .....	103
FIGURA 6.6: <i>COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS</i> <i>ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE MAIO E</i> <i>OUTUBRO.</i> .....	104

FIGURA 6.7: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE JUNHO.....	107
FIGURA 6.8: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE JUNHO.....	108
FIGURA 6.9: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE JULHO. ....	111
FIGURA 6.10: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE JULHO. ....	112
FIGURA 6.11: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE AGOSTO. ....	115
FIGURA 6.12: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE AGOSTO.....	116
FIGURA 6.13: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE SETEMBRO.....	119
FIGURA 6.14: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE SETEMBRO.....	120
FIGURA 6.15: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA AZUL NO PERÍODO DE NOVEMBRO. ....	123
FIGURA 6.16: COMPARATIVO ENTRE A EXERGOECONOMIA E A OTIMIZAÇÃO MOSTRANDO AS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS PARA A TARIFA VERDE NO PERÍODO DE NOVEMBRO. ...	124

## LISTA DE TABELA

TABELA 2.1: <i>DESEMPENHO DOS GRUPOS GERADORES DE COMBUSTÃO INTERNA A GÁS</i> (LORA, 2006).....	16
TABELA 2.2: <i>DADOS DAS CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO</i> (LORA, 2006). ....	17
TABELA 2.3: <i>DADOS DA CALDEIRA FLAMOTUBULAR</i> (LORA, 2006). ....	17
TABELA 2.4: <i>CURVA DE CARGA PARA A CALDEIRA FLAMOTUBULAR</i> (LORA, 2006). ....	18
TABELA 2.5: <i>DADOS DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CHILLER A VAPOR</i> (LORA, 2006). ....	18
TABELA 2.6: <i>DADOS DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CHILLER A ÁGUA QUENTE</i> (LORA, 2006).....	19
TABELA 2.7: <i>DADOS DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CHILLER A GÁS</i> (LORA, 2006).....	20
TABELA 2.8: <i>CURVA DE CARGA PARA CHILLERS SEGUNDO THERMOFLEX</i> (LORA, 2006). ....	20
TABELA 2.9: <i>CURVA DE EFICIÊNCIA PARA OS MOTORES A DIESEL</i> (LORA, 2006). ....	21
TABELA 2.10: <i>CURVA DE CARGA PARA AS MICROTURBINAS</i> (LORA, 2006). ....	21
TABELA 5.1: <i>COMPOSIÇÃO VOLUMÉTRICA DO GÁS NATURAL</i> (LORA, 2006). ....	53
TABELA 5.2: <i>DEMANDA ELÉTRICA CONTRATADA</i> (LORA, 2006).....	54
TABELA 5.3: <i>TARIFA DE COMPRA DA CONCESSIONÁRIA</i> (LORA, 2006). ....	54
TABELA 5.4: <i>DEMANDA DOS TRÊS PRODUTOS DA CENTRAL DURANTE O ANO</i> (LORA, 2006).57	
TABELA 5.5: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA O CENTRO PRODUZIR O MÁXIMO VALOR DE POTÊNCIA.</i> ....	58
TABELA 5.6: <i>OPERAÇÃO DA TRIGERAÇÃO E DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA A POTÊNCIA MÁXIMA.</i> ....	59
TABELA 5.7: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA O CENTRO PRODUZIR O MÁXIMO VALOR DE ÁGUA GELADA.</i> ....	59
TABELA 5.8: <i>OPERAÇÃO DA TRIGERAÇÃO E DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA MÁXIMA PRODUÇÃO DE ÁGUA GELADA.</i> .....	60
TABELA 5.9: <i>ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA O CENTRO PRODUZIR A MÁXIMA QUANTIDADE DE VAPOR.</i> ....	61
TABELA 5.10: <i>OPERAÇÃO DA TRIGERAÇÃO E DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA MÁXIMA PRODUÇÃO DE VAPOR.</i> .....	61

## SIMBOLOGIA

### Maiúsculas

AR	Água de reposição [t/h]
C	Custo monetário [R\$/h]
Ca	Energia do gás natural subsidiado [kW]
Cb	Energia do gás natural não subsidiado [kW]
Cc	Energia do diesel [kW]
CO	Função objetivo [R\$/h]
F	Água gelada [TR}
P	Potência [kW]
Pa	Potência elétrica consumida da concessionária no instante [kW]
Pc	Demanda contratada da concessionária [kW]
Q	Fluxo de vapor [t/h]
T	Duração da demanda contratada [h]

### Minúsculas

ca	Custo unitário do gás natural subsidiado [R\$/kWh]
car	Custo unitário da água de reposição [R\$/t]
cb	Custo unitário do gás natural não subsidiado [R\$/kWh]
cc	Custo unitário do diesel [R\$/kWh]
cel	Custo unitário da demanda elétrica no instante [R\$/kWh]
cpc	Custo unitário da demanda elétrica contratada [R\$/kW]

### Abreviaturas

CC	Célula combustível
CHE	Chiller elétrico
CHG	Chiller a gás
COP	Coefficiente de performance



CR	Caldeira de recuperação
CHV	Chiller a vapor
CHAQ	Chiller a água quente
GRG	Gradiente reduzido generalizado
GV	Gerador de vapor
MACI-A	Motor alternativo de combustão interna a gás
MACI-B	Motor alternativo de combustão interna a diesel
MTG	Microturbina a gás
SE	Subestação
TR	Torre de resfriamento

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

O mundo atual vive uma realidade onde os recursos naturais são cada vez mais limitados, aliados a um aumento da demanda energética para o desenvolvimento dos países e da preocupação em se preservar o meio ambiente, levando a necessidade de se obter sistemas energéticos mais eficientes. Visando o aumento da eficiência, o projeto de sistemas térmicos encontra restrição nos aspectos econômicos antes de alcançar os limites termodinâmicos. A restrição decorre do fato que quanto mais eficiente o sistema, maiores serão os investimentos iniciais, sendo necessário um ponto de equilíbrio que é chamado de otimização de projeto. Caso o sistema já exista, estratégias operacionais mais eficientes podem ser elaboradas para atender a uma demanda energética com o menor custo possível. Este tipo de estratégia é chamada de otimização operacional. Por último para identificar as ineficiências devido à degradação dos equipamentos e planejar sua manutenção é chamada de diagnóstico. A cogeração surgiu como uma das formas de aumentar a eficiência dos sistemas térmicos. Neste caso, se utiliza técnicas de partição dos custos para o calor e para a potência. Esta técnica é chamada de alocação de custos. (Santos, 2009)

Por meio deste cenário surgiu a nova disciplina chamada Termoeconomia. A Termoeconomia, termo proposto por Tribus e Evans em 1962, combina a economia e a termodinâmica, de forma que forneça aos projetistas e operadores informações que não estariam disponíveis na análise energética e econômica convencional, contudo crucial no projeto e operação dos sistemas térmicos. (Valero et al., 2006)

Este trabalho está centrado em otimização operacional para a definição das estratégias operacionais.

### 1.1 Revisão Bibliográfica: Otimização Operacional

Atualmente cada vez mais buscam-se métodos matemáticos de otimização para reduzir custos em diversas áreas da engenharia. Outro motivo é que se busca utilizar os recursos da melhor forma, o que é possibilitado pela otimização. Rong e Lahdelma (2012), publicaram uma

enciclopédia tratando só de otimização operacional e métodos em diversas plantas de cogeração e geração distribuída.

A seguir são apresentados alguns trabalhos nesta área:

- Tsay e Lin (2000) tiveram como objetivo otimizar a estratégia operacional de um sistema de cogeração com a aplicação da programação evolucionária para obter o menor custo de operação. O sistema é composto por 6 caldeiras geradoras de vapor e duas turbinas a vapor.
- Tsay et al (2000) produziram um artigo com o objetivo de otimizar a estratégia operacional como objetivo de minimizar o custo total enquanto são atendidas todas as demandas de vapor e eletricidade. O sistema é composto por 6 caldeiras, 5 turbinas a vapor de contrapressão e 1 turbina a vapor de condensação. Para resolver este problema, foi adaptada a programação evolucionária.
- Tsay (2003) propôs uma abordagem multi-objetivo com base em programação evolucionária e implementado no software Matlab para resolver a melhor estratégia operacional de um sistema de cogeração com restrições de emissão. Uma das funções a otimizar é a minimização do custo e a outra a de multi-emissão. O sistema de cogeração é formado por caldeiras e turbinas.
- Tsukada et al (2003) propõem um planejamento operacional ideal para um sistema de cogeração para minimizar o custo operacional. O sistema é formado por 2 geradores de cogeração, 2 genelinks, 1 permutador de calor, 1 caldeira e 2 torres de resfriamento. O algoritmo para resolução do problema foi o “Particle Swarm Optimization” sendo formulado como um “Mixed-Integer Nonlinear Problem”.
- Ayat e Robert (2006) apresentam um modelo desenvolvido para otimizar a seleção e operação de sistemas de energia em edifícios comerciais com base no seu desempenho ambiental minimizando a emissão de poluentes. Os sistemas discutidos neste capítulo são sistemas de cogeração, rede elétrica média, caldeira a gás, e chiller por absorção e elétrico. O problema é definido como um “Mixed Integer Linear Programming”.
- Chicco e Mancarella (2008) realizaram uma otimização das estratégias operacionais em um sistema de multigeração. O sistema de trigerção consistia em motor de combustão interna, microturbina, caldeira, possibilidade de compra

de eletricidade da rede, chiller a água quente, chiller elétrico, chiller a vapor e chiller a gases de exaustão. Para resolver o sistema foi utilizado o método de programação sequencial quadrática usando a ferramenta do Matlab fazendo hora a hora do dia.

- Ishida et al (2009) demonstraram por meio de um modelo de programação linear a otimização operacional de um sistema de trigerção para obter o menor custo de produção. O sistema é composto por uma turbina a gás, uma turbina a vapor, uma caldeira, uma caldeira de recuperação e um chiller por absorção, além disso a energia elétrica pode ser capitada da rede.
- Lozano et al (2009) realizaram uma otimização das estratégias operacionais com o objetivo de obter o menor custo variável em um sistema simples de trigerção que produz energia, calor e frio. O sistema é constituído por um subsistema de cogeração baseado em turbina a gás, uma caldeira auxiliar, chiller por absorção e chiller elétrico. Para resolver o problema de otimização foi usado o modelo de programação linear implementado pelo software LINGO.
- Fan et al (2014) propuseram a otimização da estratégia operacional com relação ao consumo energético de um sistema híbrido de energia geotérmica e bomba de calor. Esta otimização depende das características operacionais da unidade de bomba de calor e torre de resfriamento e do desempenho de transferência de calor do permutador de calor do circuito do solo.
- Romero et al (2014) realizaram o estudo da aplicação de uma técnica de otimização em um hospital baseado no “Mixed Integer Linear Programming”. O modelo de otimização proposto determina a configuração ideal do sistema de poligeração e a melhor estratégia operacional, com o objetivo de reduzir os custos anuais. O modelo matemático para resolução desta otimização foi o LINGO. As demandas do hospital são eletricidade, vapor, calor e frio. Este sistema tem como equipamentos o gerador de vapor, caldeira de água quente, turbina a gás, motor a gás, chiller por absorção e torre de resfriamento.
- Jradi e Riffat (2014) realizaram uma análise dos mais recentes desenvolvimentos no campo de geração de calor, água gelada e eletricidade. Além disso, também apresenta estratégias operacionais recentes desenvolvidas e implementadas para otimizar o desempenho do sistema e melhorar sua eficiência global.

- Bischi et al (2015) propuseram um algoritmo de “rolling-horizon” para otimizar o programa de operações de um sistema de cogeração em função da carga, das tarifas e das condições ambientais variáveis no tempo, bem como incentivos financeiros dados em uma base anual. Nesta planta, a eletricidade e o calor são atendidos por dois motores de combustão interna e quatro caldeiras auxiliares. Este sistema também conta com uma ligação com a rede elétrica externa e um armazenamento de calor.
- Bungener et al (2015) propuseram um modelo de “Mixed Integer Linear Programing” (MILP) utilizado para otimizar o fluxo de vapor através da rede, fornecendo a estratégia operacional ideal para minimizar o impacto da subcapacidade de um sistema de cogeração que produz vapor e eletricidade. Neste sistema o vapor é produzido por 6 caldeiras, e a eletricidade é obtida por 4 turbinas a vapor de contrapressão e uma turbina de condensação de baixa pressão.
- Cau et al (2015) realizaram um estudo para determinar a melhor estratégia de gestão de energia para uma planta de usina solar, baseado em uma planta de energia solar integrado com o armazenamento de energia térmica e uma planta fotovoltaica integrado com armazenamento eletroquímico. Este sistema de cogeração produz vapor e eletricidade. O modelo do problema utilizado foi o “Mixed-integer linear programing” e o algoritmo utilizado na otimização foi aplicado em duas abordagens: a determinística e a estocástica.
- Cerqueira e Silva (2015) propuseram fazer uma otimização operacional em condições fora do ponto de projeto, desenvolvendo uma metodologia para criar um mapa operacional que define o melhor esquema para atender qualquer demanda operacional num tempo específico de um sistema de cogeração para ter-se o menor consumo de combustível. O algoritmo utilizado neste trabalho foi o Gradiente Reduzido Generalizado (GRG). A planta consiste de um sistema de cogeração que produz vapor e eletricidade. O vapor é produzido por 5 geradores de vapor convencionais e uma caldeira de recuperação. Já a eletricidade, é produzida por 2 turbinas de contrapressão, 1 turbina de condensação e 2 turbinas a gás. Esta planta também tem a opção de compra de eletricidade da rede.
- Consentino et al (2015) realizaram um estudo paramétrico conduzido por meio de simulação com o objetivo de encontrar o tempo de carga ótimo para

diferentes condições de projeto de um sistema de armazenamento de calor para chegar a temperatura pretendida. O método utilizado para avaliar a evolução da temperatura do solo foi o método das diferenças finitas. Já para analisar o fluido foi usado o método  $\epsilon$ -NTU.

- Lovella et al (2015) realizaram um estudo para otimizar os parâmetros operacionais com base no impacto ambiental em instalações que produzem calor e energia elétrica. O método aplicado para se realizar a otimização é uma ferramenta de análise integrada para se avaliar o cenário energético em escala local.
- Ogata et al (2015) propuseram um método de gestão de energia residencial (HEMS) que liga previsão, planejamento operacional e medidas de controle com o objetivo de avaliar o potencial econômico de sistemas de energia residencial. O sistema residencial tem como opção a energia fotovoltaica, uma bateria, um sistema de cogeração, um aquecedor de água da bomba de calor, aparelhos de ar condicionado, caldeira a gás, persianas automáticas para isolamento térmico, blindagem de luz solar automática, e janelas automática. Para fazer a previsão foi utilizado o método do modelo Just-in-Time. Já para fazer o planejamento operacional foi utilizada a programação estocástica. E por último para otimizar as medidas de controle foi usado o “Mixed Integer Linear Problem”.
- Peng et al (2015) realizaram um estudo para otimizar a estratégia operacional de um sistema de trigerção que produz vapor, água gelada e energia elétrica. Os equipamentos que compõem este sistema são motores a gás, caldeiras de recuperação, Chillers elétrico e caldeira a gás. Para este problema foi desenvolvida equações para o sistema e otimizadas no programa C++.
- Petrovic et al (2015) fizeram um trabalho para descobrir qual a melhor forma da Dinamarca atingir 100% da sua energia ser produzida por fontes renováveis. O modelo utilizado para fazer a otimização foi o modelo TIMES-DTU feito especialmente para este país.
- Romero et al (2015) utilizaram o conceito de otimização de suprimento de energia de uma mina para otimizar o esquema de operação e projeto do sistema de abastecimento de energia em uma mina subterrânea remoto. O problema é resolvido com o método “Branch and Bound”.

- Stoppato et al (2015) realizaram um estudo num sistema de trigeriação que produz vapor, água gelada e eletricidade, para otimizar o tamanho dos equipamentos e a estratégia operacional tendo em vista o menor custo total. O sistema é composto por um sistema fotovoltaico, um motor diesel, uma bomba de calor, uma caldeira, uma bateria, um inversor e armazenamento de combustível, calor e frio. A otimização teve como base o modelo “Particle Swarm Optimization”.
- Tzortzis e Frangopoulos (2015) realizaram um trabalho de otimização dinâmica com o objetivo de encontrar o perfil de velocidade ideal de um navio, ao longo de uma rota específica com as condições meteorológicas conhecidas, que minimize o consumo de combustível. O software utilizado na resolução deste problema de otimização foi o gPROMS pelo método do “single-shooting”.
- Wakui et al (2015) desenvolveram um sistema de gestão operacional para uma rede de fornecimento de energia baseada em células combustíveis integrando a previsão da demanda energética, o planeamento operacional e o controle da operação com abordagens de otimização para minimizar o consumo de energia. A energia elétrica é fornecida por quatro células combustíveis, e o calor é fornecido por uma caldeira a gás e um tanque de armazenamento. Para se fazer a previsão da demanda foi utilizado o modelo de vetor de regressão. Já o planeamento operacional foi baseado no “Mixed-Integer Linear Programming” utilizando a linguagem de modelagem algébrica, GAMS versão 23.1, e resolvido pelo CPLEX versão 12.2.
- Balic and Loncar (2015) realizaram um estudo em um sistema de trigeriação para obter a melhor estratégia operacional com base na eficiência energética e redução de custo. O sistema de trigeriação é formado por uma caldeira a gás, um motor a gás, um trocador de calor de água quente, um chiller por absorção, um chiller elétrico e uma bomba de aquecimento elétrico, além de poder ter a opção de compra de energia externa. O problema de otimização é formulado como um “Mixed Integer Non-Linear Programming” e foi resolvido com a linguagem de programação MATLAB.

Estes trabalhos mostram que sempre houve a preocupação de otimizar as estratégias operacionais e que ainda continua a existir.

## 1.2 Motivação

Em 2006, um centro de pesquisa de uma universidade brasileira, desenvolveu um projeto de pesquisa em parceria com uma empresa brasileira, cujo objetivo, era definir as melhores estratégias operacionais de um sistema de trigeração existente no centro de pesquisa da empresa, visando atender a variação horosazonal da demanda de eletricidade, vapor de processo e água gelada para o condicionamento de ar. Além disso, o projeto também tinha o objetivo de avaliar se a capacidade instalada juntamente com as estratégias operacionais poderiam atender a demanda horosazonal sem a necessidade de comprar energia da concessionária ou então, alterar a modalidade do contrato vigente que era a tarifa azul. (Lora, 2006)

Lora (2006) definiu em função da demanda destes três produtos os parâmetros operacionais que cada equipamento deveria operar (ou não operar) visando o menor custo de produção. Os resultados levaram em conta a possibilidade de comprar energia elétrica da concessionária local pela tarifa azul e verde.

Porém os resultados foram obtidos com base na simulação do sistema usando o Thermoflex seguido de modelagem e avaliação exergoeconomica. Em outras palavras, foram definidas as estratégias operacionais melhoradas. Neste ponto surge uma pergunta que é a principal motivação deste trabalho. Será que neste trabalho foi encontrado o ponto ótimo?

Sabe-se que para alcançar o ponto ótimo é necessário formular e resolver um problema de otimização usando métodos e ferramentas matemáticas.

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. Também segundo o mesmo autor, nos procedimentos convencionais, o objetivo é atingir um sistema que realiza a tarefa dentro das restrições impostas. No entanto, existem vários sistemas exequíveis fazendo com que o método convencional possa não encontrar o melhor. Por este motivo, o método utilizado anteriormente no centro de pesquisa é considerado uma melhoria e não uma otimização. Esta é a motivação que está na origem desta dissertação.



### 1.3 Objetivo e Alcance

Esta dissertação de mestrado tem por objetivo modelar e resolver o problema de otimização com base nas mesmas condições do projeto usadas por Lora (2006) e comparar os resultados da otimização com os encontrados pela melhoria usando a exergoeconomia.

Além disso, é também objetivo específico avaliar se a otimização permite tirar as mesmas conclusões que a exergoeconomia para este estudo de caso: Estratégia operacional, tarifa e demanda contratada e a programação para a manutenção anual.

Uma vez que as comparações devem ser feitas com base nas mesmas condições, não é levado em conta as variações horosazonal das condições ambientais como temperatura e umidade relativa, variações essas que não foram levadas em conta no projeto usando a exergoeconomia.

### 1.4 Estrutura da Dissertação

Além deste capítulo introdutório contextualizando o tema e apresentando as motivações e os objetivos, esta dissertação conta ainda com mais 6 capítulos:

No capítulo 2 intitulado *Descrição do Sistema de Trigeriação*, tem-se a descrição da planta em estudo, detalhando as características dos equipamentos que o compõem, a sua estrutura física e produtiva, bem como a explicação dos principais parâmetros dos fluxos de energia e massa que circulam entre os equipamentos da planta e com o ambiente.

No capítulo 3 intitulado *Descrição do Método de Otimização*, tem-se a definição e tipos de otimização que podem ser utilizadas nos sistemas térmicos, além de descrever o conceito e a aplicação do método do gradiente reduzido generalizado utilizado no presente trabalho.

No capítulo 4 intitulado *Modelagem do Problema de Otimização*, tem-se a modelagem do sistema estudado onde se define a função objetivo a ser trabalhada com todas as suas restrições, tanto as restrições de igualdade bom como também as restrições de desigualdade.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso propriamente dito. Este capítulo é intitulado *Definição das estratégias operacionais otimizadas*. Inicialmente se apresentam os custos de todos os insumos e a variação da demanda horosazonal dos três produtos, neste momento se defini toda a demanda de água gelada, eletricidade e vapor para ser atendida em cada momento.

O modelo de otimização encontra a melhor estratégia operacional para cada momento de demanda.

No capítulo 6 intitulado *Discussão dos Resultados*, é quando os resultados obtidos da aplicação da otimização numérica são comparados com os obtidos com a exergoeconomia.

Por fim no capítulo 7 intitulado *Considerações finais*, se apresenta a síntese do trabalho e a sua contribuição, além de sugestões para futuros trabalhos visando melhorar os resultados.

Além destes capítulos este trabalho conta ainda com um apêndice mostrando em detalhe todas as equações que fazem parte do problema de otimização desta dissertação: a função objetivo, as equações de restrição de igualdade e de desigualdade.

## Capítulo 2

### DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE TRIGERAÇÃO

Este capítulo apresenta todas informações da planta que são necessárias para a modelagem do problema de otimização operacional, objeto deste estudo.

#### 2.1 Estrutura Física

O sistema de trigeriação em estudo é composto por uma planta que é responsável por produzir eletricidade (P), água gelada (F) e vapor (Q), sendo o seu modelo físico representado na Figura 2.1.

Dentre os equipamentos da central tem-se 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). Nas caldeiras de recuperação os gases de exaustão dos motores são usados 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. Para produzir a água gelada são utilizados dois chillers por absorção: um a vapor (CHV) e outro a água quente (CHAQ). A água quente produzida do 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). Uma parte do vapor produzido nas caldeiras de recuperação e na caldeira flamotubular alimenta o chiller a vapor e a outra é utilizada nas utilidades do centro de pesquisa.

A central também 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).

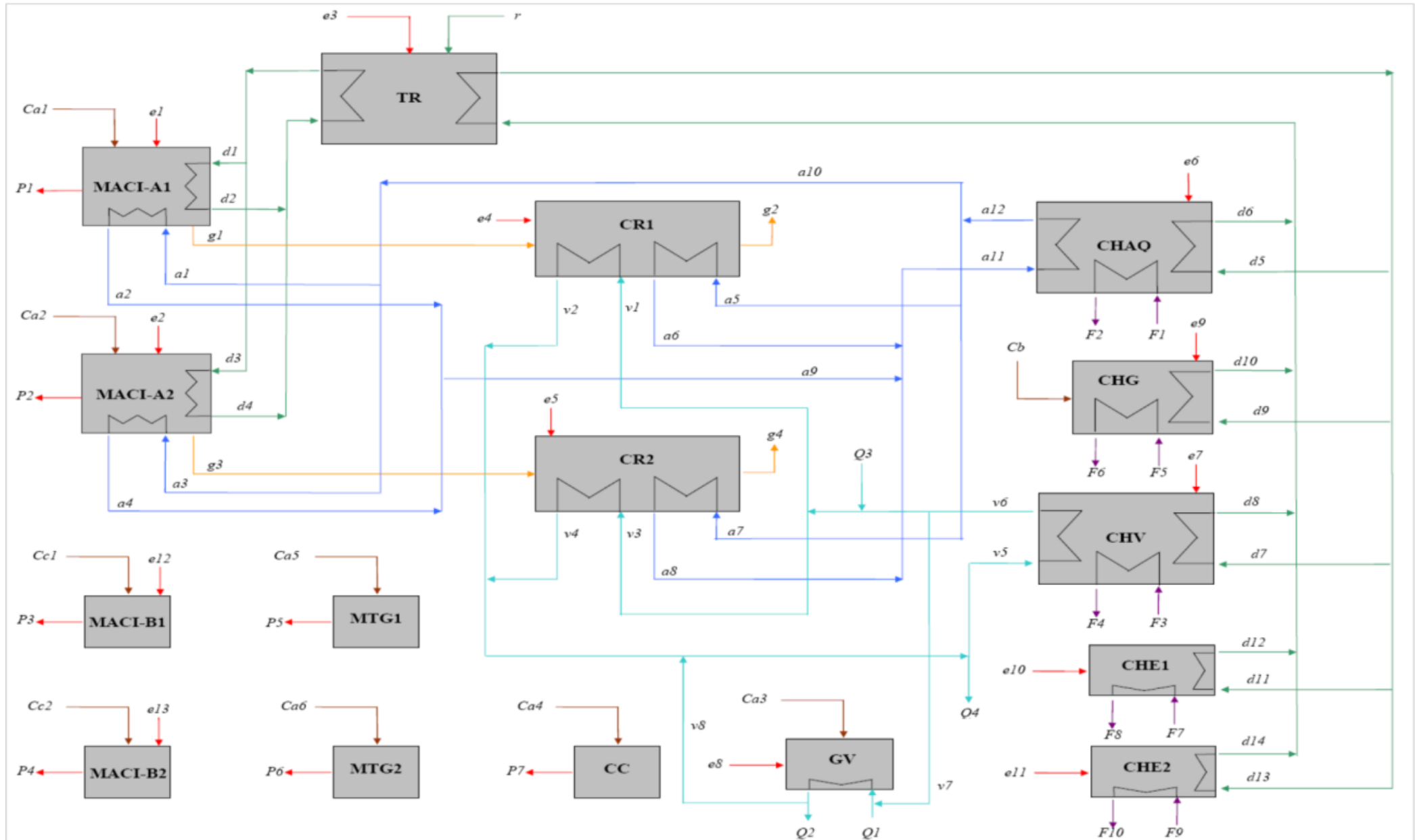


Figura 2.1: Estrutura Física do Sistema de Trigeração (Lora, 2006).

Na figura 2.1 tem-se também os fluxos que relacionam os equipamentos: circuito de água quente (a1 - a12), circuito de vapor (v1 - v6), circuito de água quente para a torre de resfriamento (d1 - d14), consumo elétrico auxiliar (e1 - e13), gases de exaustão (g1 - g4), água de reposição (r), diesel (Cc1 e Cc2), eletricidade gerada (P1 - P7) circuito de água gelada (F1 - F10), circuito de vapor para as unidades (Q1 - Q4), gás natural subsidiado para a cogeração (Ca1 - Ca6) e gás natural a preço normal (Cb).

### 2.1.1 Cogeração Aplicada à Refrigeração

O sistema completo é formado por duas partes, a cogeração aplicada à refrigeração e aos equipamentos complementares. A Figura 2.2 mostra a parte do sistema onde está representando somente a cogeração aplicada à refrigeração.

Pela estrutura física, pode-se ver os motores alternativos de combustão interna (MACI-A1 e MACI-A2). Estes motores são idênticos do tipo G3532 LE Tandem. Usam como combustível o gás natural para a cogeração (Ca1 e Ca2), que é comprado com preço reduzido, cujo consumo a carga nominal é de 476,66 Nm<sup>3</sup>/h. Outro insumo é uma pequena quantidade de energia elétrica auxiliar nominal (e1 e e2) de 17,32 kW para funcionar as bombas internas e o radiador. Como produto, é capaz de produzir a carga nominal (P1 e P2) de 1620 kW e água quente proveniente do resfriamento dos cilindros, onde entra a uma temperatura de 110,4°C e 1,710 bar e sai a 115°C e 1,983 bar (a1 e a3, a2 e a4, respectivamente). Os gases de exaustão dos motores (g1 e g3) saem dos motores a 436°C. Nestes motores a água de resfriamento do óleo e do *intercooler* são rejeitados respectivamente a 88°C e 37°C, que corresponde aos fluxos d2 e d4 juntos. O consumo de combustível e de energia elétrica auxiliar é proporcional a carga do equipamento.

Outros equipamentos são as caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) que são iguais. Estes equipamentos têm como insumo os gases de exaustão (g2 e g4, respectivamente), onde sua temperatura de saída é limitada a 120°C, e a energia elétrica auxiliar (e4 e e5, respectivamente), necessária para funcionar as bombas auxiliares. A água de alimentação (v1 e v3, respectivamente) chega as caldeiras com uma temperatura de 90°C e a pressão de saída do vapor saturado (v2 e v4, respectivamente) é de 8 bar manométricos. Neste equipamento água quente entra no economizador a 110,4°C (a5 e a7 respectivamente) e sai a 115°C (a6 e a8 respectivamente) com uma vazão de 20 m<sup>3</sup>/h.

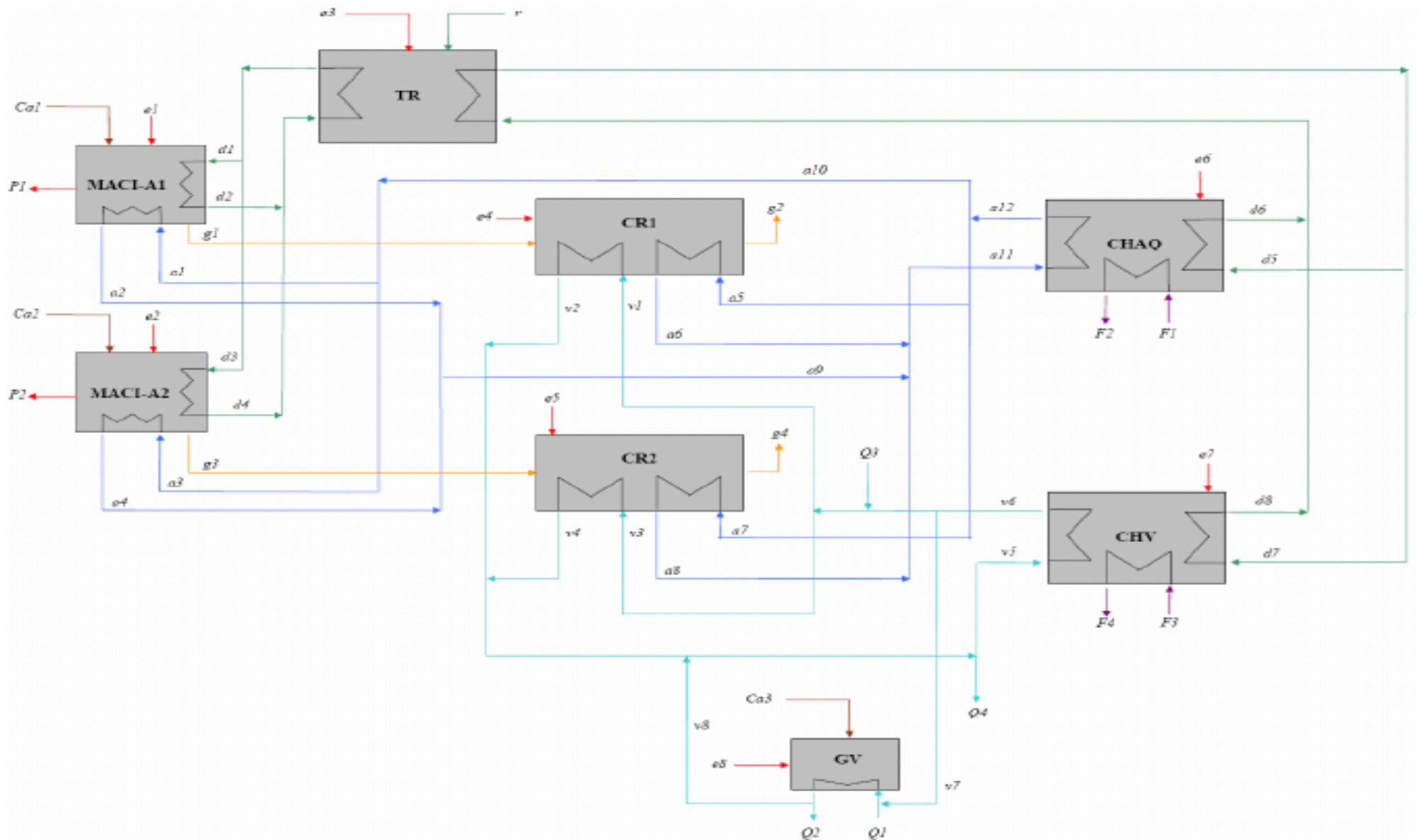


Figura 2.2: Estrutura física do sistema de cogeração aplicada a refrigeração. (Lora, 2006)

A caldeira flamotubular (GV) é um equipamento utilizado para auxiliar na produção de vapor. Este equipamento tem como insumo a energia elétrica auxiliar (e5), necessária para o funcionamento das partes elétricas internas, e o gás natural para cogeração (Ca3) como combustível. O consumo nominal do gás natural é de 109,85 Nm<sup>3</sup>/h e o da energia elétrica auxiliar é de 4 kW, ambos variando proporcionalmente a carga nominal. O vapor (v8) produzido neste equipamento tem as mesmas condições do vapor que sai das caldeiras de recuperação. Já a água de alimentação (v7) da caldeira flamotubular tem a mesma temperatura da água que alimenta caldeiras de recuperação, entretanto tem uma pressão menor devido à perda de carga menor.

O chiller a água quente (CHAQ) é um equipamento que produz água gelada com a utilização de água quente. O chiller a água quente é de simples efeito e por absorção que tem uma capacidade nominal de 550 TR. Embora este chiller tenha esta capacidade, devido a insuficiência de água quente, só consegue operar até cerca de 392 TR. Neste equipamento são usados como insumo a água quente (a11), que é proveniente dos cilindros dos motores a combustão interna e das caldeiras de recuperação, e também consome uma pequena quantidade de energia elétrica auxiliar (e6). A água gelada entra no equipamento (F1) a uma temperatura de 12,2°C e sai a uma temperatura de 6,7°C (F2). Já a água de resfriamento que entra (d5) é de 32°C e a que sai (d6) é de 37°C.

O chiller a vapor (CHV) é um equipamento que produz água gelada com a utilização de vapor. O chiller a vapor é de duplo efeito e por absorção que tem uma capacidade nominal de 690 TR. Embora este chiller tenha esta capacidade, devido a falta de vapor suficiente para este chiller, a capacidade nominal não pode ser atingida. Neste equipamento são usados como insumo o vapor (v5), que é proveniente das caldeiras de recuperação, e também consome uma pequena energia elétrica auxiliar (e7). A água gelada entra no equipamento (F3) a uma temperatura de 12,2°C e sai a uma temperatura de 6,7°C (F4). Já a água de resfriamento que entra (d7) é de 32°C e a que sai (d8) é de 37°C.

Por fim tem-se a torre de resfriamento (TR), que além dos fluxos de água já citados, também conta com um consumo elétrico auxiliar (e3) de 0,3125 kW por t/h de água resfriada, e a água de reposição (r). A vazão da água de reposição é de 3% da vazão da água de resfriada.

O ar atmosférico para a combustão e também o ar para a torre de resfriamento são fornecidos segundo algumas condições recomendadas da norma de projeto de ar condicionado (NBR6401) para a cidade do Rio de Janeiro. Segundo esta norma a pressão atmosférica é ao

nível do mar (1,013 bar), temperatura de bulbo seco de 32°C, umidade relativa de 60% e temperatura de bulbo úmido de 25,56°C.

O gás natural chega nos motores a pressão de 2,42 bar e temperatura de 20°C. Este gás tem um PCI de 42287 kJ/kg e densidade de 0,838 kg/l.

## 2.1.2 Equipamentos Complementares

Observando a figura 2.1 nota-se a presença de alguns equipamentos auxiliares, que são os dois motores alternativos de combustão interna (MACI-B1 e MACI-B2), as microturbinas (MTG1 e MTG2), a célula combustível (CC) e os chiller (CHE1, CHE2 e CHG).

Estes motores alternativos de combustão interna (MACI-B1 e MACI-B2) não são iguais e usam como combustível o diesel (Cc1 e Cc2, respectivamente). O motor MACI-B1 é do tipo 8PA4, de 1200 rpm e fabricado pela SEMP Pielstick, que tem uma capacidade nominal (P3) de 785 kW. Este motor tem um consumo nominal de diesel de 208,22 l/h. A sua eficiência é a mesma do motor MACI-B2 que é de 38,3% e o seu consumo elétrico auxiliar (e12) de 17,07 kW, proporcional a sua capacidade. Já o motor MACI-B2 é da Caterpillar CAT 3512, que tem uma capacidade nominal (P4) de 1360 kW. Este motor tem um consumo nominal de diesel de 360,74 l/h. Ele tem um consumo elétrico auxiliar nominal (e13) de 29,58 kW.

As microturbinas (MTG1 e MTG2) também não são iguais e usam o gás natural (Ca5 e Ca6, respectivamente) como combustível. A MTG1 tem um consumo nominal de 10 Nm<sup>3</sup>/h e uma capacidade nominal (P5) de 30 kW. Já a MTG2 tem um consumo nominal de 23 Nm<sup>3</sup>/h e uma capacidade nominal (P6) de 60 kW.

A célula combustível tem uma capacidade nominal (P7) de 200 kW. Este equipamento só pode operar com 100% de carga ou desligado. Ele usa como combustível o gás natural para cogeração (Ca4), que tem um consumo nominal de 55 Nm<sup>3</sup>/h.

O chiller a gás (CHG) é o único equipamento a usar gás natural que não é para a cogeração (Cb) como combustível e é por absorção do tipo LDF-G080SG. Sua capacidade nominal é de 800 TR com um consumo nominal de combustível de 279,66 Nm<sup>3</sup>/h. A vazão de água de resfriamento (d9 e d10) utilizada neste equipamento é de 563,8 t/h na condição nominal de operação.

O chillers elétricos (CHE1 e CHE2) são iguais e usam energia elétrica (e10 e e11 respectivamente) como insumo. Sua capacidade nominal é de 800 TR cada um. Os parâmetros



(temperatura, vazões e perdas de carga) do circuito da água gelada são os mesmos do chiller a gás.

## 2.2 Dados Operacionais dos Equipamentos

A seguir serão mostradas todos os dados utilizados para adquirir as equações dos equipamentos da planta usadas na modelagem operando a carga parcial. Posteriormente naquele projeto, estes dados foram simulados no Thermoflex para os devidos ajustes.

### 2.2.1 Motores de Combustão Interna a Gás

A Tabela 2.1, mostra os dados de desempenho dos motores de combustão interna a gás (MACI-A1 e MACI-A2) de acordo com a carga do equipamento, assim como os fluxos de calor, da água de resfriamento e do óleo. Estes dados foram obtidos através de um documento do fabricante (Caterpillar).

**Tabela 2.1:** Desempenho dos Grupos Geradores de Combustão Interna a Gás (Lora, 2006).

Motores	MACI-A1 e MACI-A2			
Tipo	G3532 LE Tandem			
Porcentagem da carga nominal (%)	25	50	75	100
Potência elétrica gerada (kW)	491	804	1212	1620
Eficiência de geração elétrica (%)	27	31	33	34
Temperatura dos gases de exaustão (°C)	438	443	438	427
Vazão dos gases de exaustão (t/h)	3450	4854	7190	9590
Calor rejeitado no resfriamento dos cilindros (kW)	456	608	794	918
Calor rejeitado no resfriamento do óleo (kW)	234	246	256	262
Calor rejeitado no resfriamento do cooler (kW)	12	66	156	262

### 2.2.2 Caldeiras de Recuperação

Os dados das caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) não previam o economizador, que foram postos posteriormente devido ao alto calor sensível dos gases de exaustão. As duas caldeiras de recuperação são iguais e na Tabela 2.2 tem-se os seus dados.

**Tabela 2.2:** *Dados das caldeiras de recuperação (Lora, 2006).*

Identificação	CR1 e CR2	
Produção de vapor saturado	Vasão mássica	1,17 t/h
	Pressão manométrica	8 bar
Água de alimentação	Vasão mássica	1,17 t/h
	Pressão manométrica	14 bar
	Temperatura	90 °C

Mesmo após a saída dos gases de exaustão destas caldeiras, eles continuam com calor sensível viabilizando, posteriormente, ser posto um economizador aumentando a produção de água quente.

Quando se trabalha com a carga parcial a produção de vapor e água quente, neste sistema de cogeração, vai depender da potência elétrica gerada e do calor recuperável (resfriamento dos cilindros e nos gases de exaustão)

### 2.2.3 Caldeira Flamotubular

Na Tabela 2.3 tem-se os dados da especificação técnica da caldeira flamotubular (GV).

**Tabela 2.3:** *Dados da caldeira flamotubular (Lora, 2006).*

Identificação	GV	
Produção de vapor saturado	Vazão mássica	1,45 t/h
	Pressão manométrica	8 bar
Água de alimentação	Vazão mássica	1,45t/h
	Pressão manométrica	10 bar
	Temperatura	90°C
Eficiência térmica		88%
Consumo elétrico auxiliar	Ventilador de ar	1,5 kW
	Motor do queimador	1,5 k W
	Controle e comando	1 kW

Na Tabela 2.4 tem-se a eficiência nominal (%) de acordo com a carga nominal (%).

**Tabela 2.4:** *Curva de carga para a caldeira flamotubular* (Lora, 2006).

Porcentagem da carga nominal (%)	10	25	50	75	100
Porcentagem do eficiência nominal (%)	77	90	97	103	100

## 2.2.4 Chillers

Inicialmente foi especificado um chiller a vapor (CHV) de 550 TR , entretanto, foi recebido o de 690 TR. Apesar deste erro, o fabricante garante que as condições de operação (temperatura, pressão, perda de carga e consumo elétrico auxiliar) são as mesmas das especificadas. Na Tabela 2.5, tem-se os dados do chiller a vapor com carga nominal de 550 TR fornecido pelo fabricante. Com os ajustes no Thermoflex, o valor de performances (COP) do chiller a vapor é de 1,22.

**Tabela 2.5:** *Dados da especificação técnica do chiller a vapor* (Lora, 2006).

Identificação		CHV	
Tipo		EW 690SX	
Circuito de água gelada	Capacidade de refrigeração (TR)	550	
	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	333	
	Temperatura (°C)	Entrada	12
		Saída	7
Perda de carga (mCA)	13,6		
Circuito de resfriamento	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	506	
	Temperatura (°C)	Entrada	32
		Saída	38,2
	Perda de carga (mCA)	7,3	
Circuito de vapor	Pressão manométrica (bar)	8	
	Vazão mássica (t/h)	2,402	
	Temperatura do condensado (°C)	80-100	
	Pressão do condensado (mCA)	4	
Demanda elétrica	Bomba de absorvente (kW)	6,6	
	Bomba do refrigerante (kW)	0,85	
	Bomba de Vácuo (kW)	0,55	

Para o chiler a água quente (CHAQ), inicialmente foi especificado um chiller de 394 TR, entretanto, foi recebido o de 550 TR. Apesar deste erro, o fabricante garante que as condições de operação (temperatura, pressão, perda de carga e consumo elétrico auxiliar) são as mesmas das especificadas.

Na Tabela 2.6, tem-se a tabela com os dados do chiller a água quente com carga nominal de 394 TR fornecido pelo fabricante. Na referida Tabela, não se encontra o valor de performances (COP) do chiller, que tem o valor de 0,6506 calculado a partir destes dados.

**Tabela 2.6:** *Dados da especificação técnica do chiller a água quente (Lora, 2006).*

Identificação		CHAQ	
Tipo		THW-MT 55S	
Circuito de água gelada	Capacidade de refrigeração (TR)	394	
	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	239	
	Temperatura (°C)	Entrada	12
		Saída	7
	Perda de carga (mCA)	8	
Circuito de resfriamento	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	579	
	Temperatura (°C)	Entrada	32
		Saída	37,3
	Perda de carga (mCA)	11,6	
Circuito de água quente	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	385	
	Temperatura (°C)	Entrada	115
		Saída	110
	Perda de carga (mCA)	2,3	
Demanda elétrica	Bomba de absorvente (kW)	3	
	Bomba do refrigerante (kW)	0,3	
	Bomba de Vácuo (kW)	0,55	

No caso do chiller a gás (CHG), a Tabela 2.7 mostra os dados fornecidos pelo fabricante deste chiller.

Com base na Tabela 2.7 pode ser determinado o COP do chiller a gás que tem um valor de 1,013.

Os chillers elétricos (CHE1 e CHE2) possuem parâmetros nominais do circuito de água gelada (temperaturas, vazões e perda de carga) iguais ao do chiller a gás. Outro aspecto que também é igual é o consumo elétrico da bomba de água gelada. Já a vazão da água de resfriamento destes chillers é estimada por balanço de energia no valor de 563,8 t/h. No que tange ao consumo elétrico, este equipamento consome 0,53 kW/TR na condição nominal. No consumo elétrico não estão incluídos a bomba de água gelada e nem a bomba e o ventilador da torre de resfriamento. Para este chiller pegando como base o seu consumo específico se determina o valor do COP que é de 6,66.

**Tabela 2.7:** *Dados da especificação técnica do chiller a gás (Lora, 2006).*

Identificação		CHG	
Tipo		LDF-G080SG	
Circuito de água gelada	Capacidade de refrigeração (TR)	800	
	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	484	
	Temperatura (°C)	Entrada	12
		Saída	7
	Perda de carga (mCA)	4,7	
Circuito de resfriamento	Vazão volumétrica (m <sup>3</sup> /h)	800	
	Temperatura (°C)	Entrada	32
		Saída	37,5
	Perda de carga (mCA)	8,4	
Consumo de gás natural (kW)		2790	
Demanda elétrica	Bomba de absorvente (kW)	8,8	
	Bomba do refrigerante (kW)	0,8	
	Motor do queimador (kW)	7,5	

Através da simulação feita pelo Thermoflex na central, no trabalho anterior, pode ser visto o comportamento do coeficiente de performance (COP) dos Chillers. A simulação foi feita variando a porcentagem da carga nominal de 10% a 100%. A Tabela 2.8 mostra os resultados.

**Tabela 2.8:** *Curva de carga para Chillers segundo Thermoflex (Lora, 2006).*

Porcentagem da carga nominal (%)	10	25	50	75	100
Porcentagem do COP nominal (%)	50	75	98	100	100

Pela Tabela 2.8 é possível ver que em 75% da carga nominal o COP já atinge 100%.

## 2.2.5 Motores de Combustão Interna a Diesel

Para obter a curva dos motores de combustão interna a diesel (MACI-B1 e MACI-B2) foi feito uma curva de carga genérica com a potência gerada bruta em relação a eficiência elétrica bruta. A Tabela 2.9 mostra a variação.

**Tabela 2.9:** *Curva de eficiência para os motores a diesel (Lora, 2006).*

Porcentagem da potência nominal (%)	25	50	75	100
Porcentagem da eficiência nominal (%)	79	91	97	100

Pela Tabela acima pode ser visto que com 50% de carga o equipamento já atinge mais de 90% de eficiência. Pelos cálculos feitos a eficiência nominal destes motores são 38,3%.

## 2.2.6 Microturbinas

Para as microturbinas a gás (MTG1 e MTG2) foi feito uma curva genérica de eficiência em relação a potência com os dados obtidos nos ensaios da microturbina a gás do NEST/UNIFEI (Gomes, 2002). A Tabela 2.10 mostra os dados que regem a curva das microturbinas.

**Tabela 2.10:** *Curva de carga para as microturbinas (Lora, 2006).*

Porcentagem da potência nominal (%)	2,00	16,67	33,33	50,00	66,67	81,67
Porcentagem da eficiência nominal (%)	7,41	51,85	79,63	88,89	94,44	99,26

Pela tabela 2.10 se observa que a partir de 67% da carga nominal a eficiência chega próximo a 100% da eficiência nominal. Vale ressaltar que a eficiência nominal da MTG1 é de 30,1% e para a MTG2 é 26,1%.

## 2.2.7 Célula combustível

Para este equipamento ele só é permitido funcionar com 100% da carga nominal ou desligado, não sendo permitido operar a carga parcial.

## 2.3 Estrutura Produtiva

A estrutura produtiva é um diagrama composto de unidades reais (geralmente são as mesmas da estrutura física que são representadas por retângulos) e unidades fictícias (junções e

bifurcações que são representadas por losangos e círculos, respectivamente). Esses dois tipos de unidades são interligados entre si seguindo algumas condições:

- Todos os insumos que entram na instalação devem refletir no custo final dos produtos;
- As junções são responsáveis por converter produtos de unidades anteriores em insumos para a próxima unidade;
- As bifurcações distribuem o produto de uma unidade para serem usados como insumos de outras duas ou mais unidades.

A estrutura produtiva também tem a função de mostrar a relação entre os equipamentos, com o meio externo e com os três produtos finais. Os fluxos desta estrutura são divididos em dois tipos: fluxos externos (que são todos os recursos da central) e os fluxos internos (que é o restante juntamente com os produtos finais). A Figura 4.1 representa esta estrutura.

Como pode ser observado na Figura 4.1 os insumos da central são: o gás subsidiado para a cogeração ( $C_a$ ), gás natural não subsidiado ( $C_b$ ), diesel ( $C_c$ ), água de reposição ( $A_r$ ) e a potência elétrica auxiliar comprada da concessionária ( $P_a$ ).

Outro aspecto é a presença de duas unidades que não existem na estrutura física, que é a subestação (SE) e uma estrela. A subestação é uma unidade que tem a função de juntar toda a energia produzida pelo centro e distribui uma parcela desta energia para os equipamentos. Já a estrela é uma unidade que faz a transformação de kW de calor para a correspondente vazão de vapor em t/h.

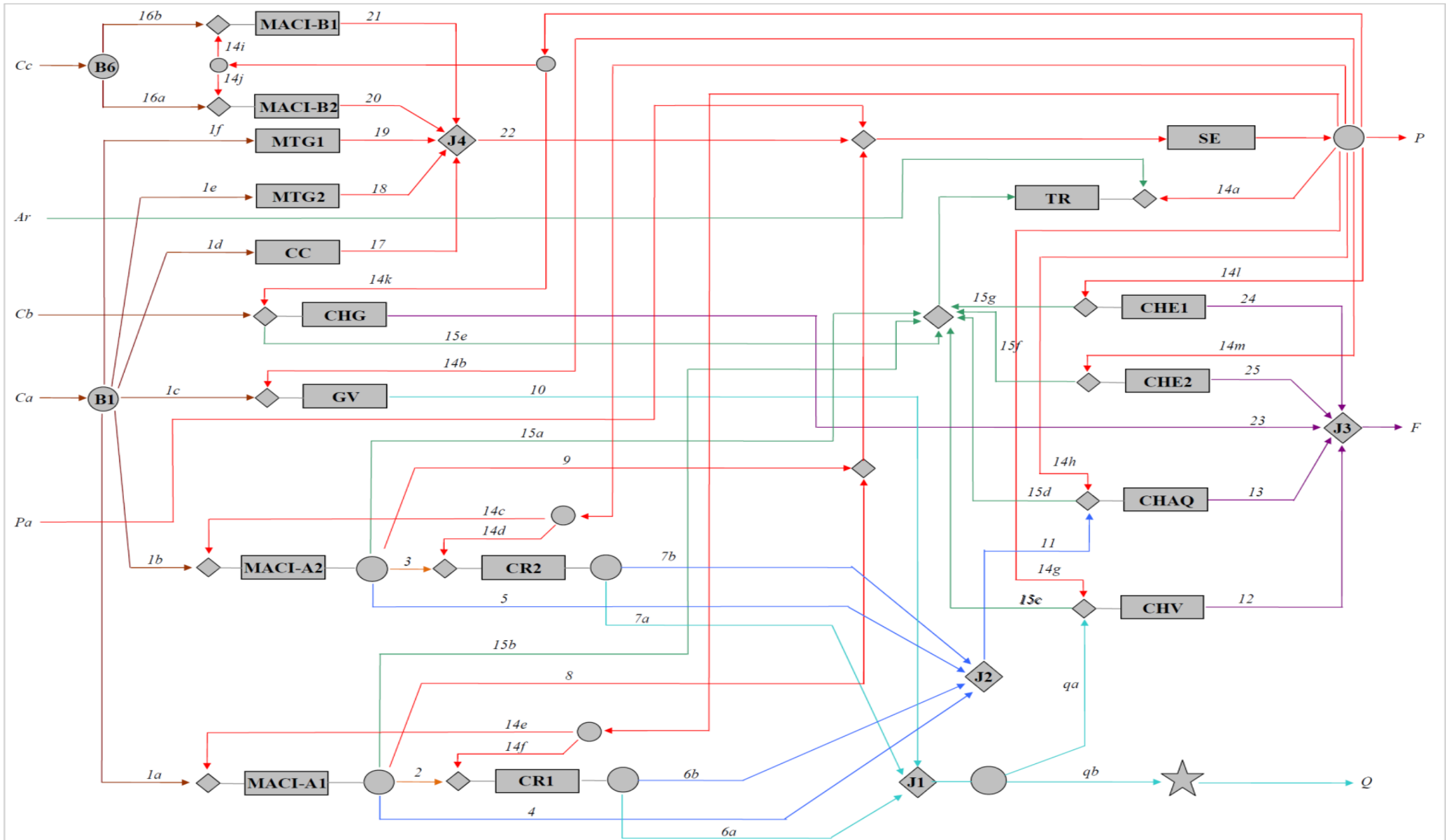


Figura 2.3: Estrutura produtiva (Lora, 2006).



## Capítulo 3

### DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

Este capítulo visa descrever a otimização em geral e principalmente o método de otimização utilizado neste trabalho, que é o Gradiente Reduzido Generalizado (GRG).

#### 3.1 Otimização

Em muitos projetos de diversos ramos da tecnologia e dos estudos científicos, pode ser visto que atualmente busca-se o melhor aproveitamento das matrizes energéticas existentes, com o objetivo de minimizar o esforço necessário ou maximizar o benefício obtido na implementação de um projeto ou na sua operação.

No aspecto da produção e utilização de energia elétrica, existe uma grande preocupação em determinar qual a melhor forma de ser obtida para um processo industrial, comercial e residencial, respeitando os termos ambientais impostos pela legislação, levando a maiores investimentos e manutenção de equipamentos. Assim, a aplicação da otimização é de extrema importância em sistemas de geração de energia, visto que é um produto muito importante e indispensável.

Para alcançar estes objetivos muitos projetistas recorrem à solução do problema de forma clássica, fazendo a modificação dos parâmetros do projeto (respeitando os seus limites superior e inferior) e verificando a solução até encontrar o valor ótimo por tentativa e erro, comumente chamado de melhoria. Entretanto, um método bastante eficaz e melhor para atender este objetivo é a otimização.

Segundo Frangopoulos (2003), a otimização é um processo de encontrar os valores de variáveis que fornecem o mínimo (ou máximo) da função objetivo. Alguns aspectos que mostram a necessidade de utilizar a otimização é aumentar a qualidade e a capacidade das plantas reduzindo o custo; economizar o tempo de projeto; atender ao aumento da demanda com confiabilidade, segurança, segurando as normas ambientais, com economia de energia e de recursos materiais.

Para sistemas térmicos de geração de potência existem três tipos de otimização (Frangopoulos, 2003):

Otimização de projeto: Visa obter os melhores equipamentos obtendo suas características técnicas e as propriedades das substâncias que entram e saem dos equipamentos na carga nominal, ou ponto de projeto.

Otimização operacional: Uma vez feita as etapas anteriores, esta última etapa precisa ser feita. Ela visa definir as propriedades operacionais dos equipamentos e substâncias em um sistema.

Para uma otimização completa do sistema essas etapas não podem ser tratadas isoladas umas das outras.

Visto que no presente estudo os equipamentos e o projeto já estão definidos, só será feita esta última etapa para saber como os equipamentos devem operar para atender a demanda com o menor custo.

### **3.2 Definição de um Problema de Otimização**

Para responder a um problema de otimização é necessário fazer a definição de algumas coisas que são: da função objetivo, das restrições de igualdade e desigualdade e das variáveis independentes.

A função objetivo é de crucial importância que define qual critério deve ser otimizado. Ela depende dos custos dos insumos externos usados para operar a central.

Já as restrições de igualdade e desigualdade são funções que envolvem as características de concepção e de funcionamento dos equipamentos, assim como do sistema como um todo. O conjunto de restrições de igualdade e desigualdade surge da análise do sistema, formando o modelo matemático. O equacionamento é feito para cada um dos componentes que depois se integram ao modelar todo o sistema.

Por último, tem-se as variáveis de decisão que são variáveis independentes que o seu valor pode mudar durante o processo de otimização e não dependem de outras variáveis. As variáveis de decisão são determinadas pela otimização.

### 3.3 Métodos de Otimização

Para se encontrar um ponto ótimo, um modelo que represente todo o sistema deve ser otimizado. Assim tem-se a otimização numérica, que quanto mais precisa a solução desejada, mais complexo será o modelo.

A utilização de métodos numéricos em problemas de otimização torna o encontro da solução mais fácil e rápida. A sua formulação de forma geral é:

$$\text{Min ou Max } f(x) \quad (2.1)$$

Onde  $f$  é a função objetivo, e  $x$  é o vetor das variáveis de decisão. Aliada a função objetivo tem-se também:

$$h(x) = 0 \quad (2.2)$$

$$g(x) \leq 0 \quad (2.3)$$

$$l(x) \leq x \leq r(x) \quad (2.4)$$

Sendo  $h$  e  $g$  funções das variáveis de decisão, que mostram as restrições de igualdade e desigualdade respectivamente. Já  $l$  e  $r$  são os limites inferiores e superiores das variáveis de decisão.

A maioria dos problemas de otimização são não lineares, com a função objetivo não linear e as restrições que podem ser funções lineares ou não. Com isso, os outros casos de problema são considerados casos especiais.

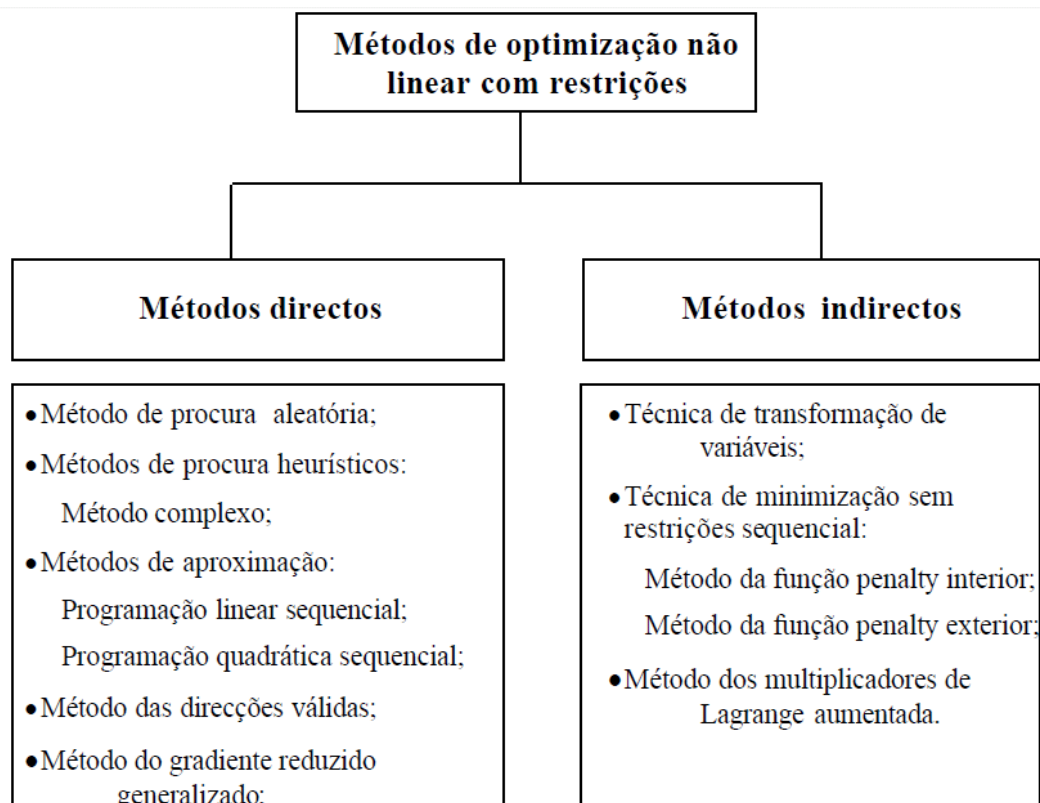
Os algoritmos ou técnicas de otimização que se utiliza na resolução de problemas dependem do tipo do problema. Segundo Rao 1966, existem várias formas de classificar problemas de otimização que é apresentada a seguir:

- Classificação baseada na existência de restrições: dependendo da existência ou não de restrições no problema;
- Classificação baseada na natureza das variáveis de decisão (independentes): se as variáveis de decisão podem ser tratadas como parâmetros, o problema é classificado como estático ou paramétrico. Se, por outro lado, as variáveis de decisão são representadas como funções, o problema classifica-se como um problema de otimização de trajetória;
- Classificação baseada na natureza das equações envolvidas: o problema de otimização pode ser linear, não linear, geométrico ou quadrático.

- Classificação baseada nos valores permitidos para as variáveis independentes: de acordo com estes valores para as variáveis de decisão, o problema pode ser classificado em inteiro, real ou “mixed integer”.
- Classificação baseada na natureza determinística das variáveis independentes: podem ser classificados como estocásticos ou determinísticos.
- Classificação baseada na separabilidade das funções: o problema pode ser classificado como separável ou não-separável.
- Classificação baseada no número de funções objetivo: o problema pode ser classificado com simples ou multiobjetivo.

No caso dos problemas de otimização não lineares sem restrição tem-se dois tipos de métodos: os diretos e os indiretos. Os métodos diretos requerem uma simples comparação de valor da função objetivo em dois pontos, sem utilizar as derivadas parciais. Estes métodos são usados para problema simples, que contenham um pequeno número de variáveis e um único máximo ou mínimo no intervalo considerado. Já os métodos indiretos, além de comparar os valores da função objetivo também comparam a amplitude da diferença entre os valores e usam as derivadas parciais de primeira ordem e de ordem superior. Este fato torna o método indireto mais eficiente.

Já para os problemas de otimização não lineares com restrição os métodos diretos e indiretos trabalham de uma maneira diferente. A Figura 3.1 mostra os diferentes métodos para se resolver este problema.



**Figura 3.1:** Método de otimização não linear com restrição (Silva, 2003).

Nos métodos indirectos os problemas com restrição são transformados em problema sem restrição, podendo ser resolvido como mencionado anteriormente. Já nos métodos directos, as restrições são tratadas de forma explícita.

Para resolver o problema proposto com maior precisão o método utilizado será um dos métodos directos. No método directo tem-se o método da procura aleatória, métodos de aproximação, método de direcções possíveis e o método do gradiente reduzido.

O método de procura aleatória gera dentro de uma região de soluções válidas, valores para as variáveis aleatórios. Após gerar estes valores, o valor da função objetivo nesses pontos é comparado, tendo em vista satisfazer as restrições de desigualdade e de igualdade. Assim, a principal prioridade consiste em encontrar um ponto válido. Como este método não é muito eficiente, ele não é aconselhável ser utilizado em problemas com restrição de igualdade.

Os métodos de aproximação consistem em aproximar o problema não linear com restrição para um problema mais simples onde as propriedades são bem conhecidas. Uma maneira é utilizar a Programação Linear Sequencial aproximando a função objetivo e as restrições em

formas lineares, sendo facilmente resolvida. A outra é a Programação Quadrática Sequencial onde a função objetivo aproxima por um modelo quadrático e as restrições em forma linear.

Os métodos de direções possíveis visam produzir sucessivos vetores, movendo o ponto em direções possíveis. Quando se fala direção possível, é a direção aonde um passo pequeno pode ser percorrido sem que nenhuma restrição seja violada.

Por último tem-se o método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG) ele é utilizado em problemas com restrições apenas de igualdade. Quando se tem restrições de menor ou igual, tem que ser adicionada uma variável de folga não negativa a elas, sendo também consideradas variáveis de decisão. Este é o método empregado no trabalho, por haver mais restrições de igualdade do que de desigualdade, o que o torna muito eficiente.

### 3.4 Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG)

Este método é um método direto para problemas de otimização não lineares e que possuam restrições de igualdade e desigualdade. Os métodos diretos necessitam de uma comparação simples entre valores da função objetivo em dois pontos distintos, não importando as derivadas parciais para saber a tendência do comportamento da função. Além disso, os métodos indiretos são muito bons para problemas simples, que não envolva muitas variáveis. (Silva, 2003)

Embora o método GRG seja simples de ser implantado, se o número de restrições de desigualdade for muito grande, a resolução do problema pode não ser possível. Entretanto, se o número de restrições de igualdade for grande, mesmo tendo algumas de desigualdade, o método é muito eficiente. (Silva, 2003)

A aplicação do método acontece da seguinte forma: (Silva, 2003)

$$\text{Minimizar } f(x) \tag{3.2}$$

Sujeito a:

$$h_k(x) = 0 \quad (k = 1, 2, \dots, mu) \tag{3.3}$$

$$g_j(x) \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \tag{3.4}$$

$$l_i \leq x_i \leq r_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \tag{3.5}$$

Onde:

$f$  é a função objetivo a minimizar;

$h$  e  $g$  são as restrições de igualdade e desigualdade respectivamente;

$l$  e  $r$  são os limites inferiores e superiores respectivamente.

Primeiramente transforma-se as restrições de desigualdade em restrições de igualdade. Para fazer essa transformação é introduzido uma variável de folga por cada restrição de desigualdade:

$$h_k(x) = 0 \quad (k = 1, 2, \dots, mu) \quad (3.6)$$

$$g_j(x) + x_{j+n} = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (3.7)$$

$$l_i \leq x_i \leq r_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (3.8)$$

$$x_{j+n} \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (3.9)$$

Com esta transformação ocorre a adição de  $m$  variáveis de folga positivas, aumentando o número de variáveis. Assim, o vetor  $x$  das variáveis contém a partir de agora  $n$  variáveis originais e  $m$  variáveis de folga, como representado a baixo:

$$x = \begin{Bmatrix} n - mu \\ m + mu \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} z \\ y \end{Bmatrix} \quad (3.10)$$

No caso  $z$  é o vetor das variáveis independentes e  $y$  é o vetor das variáveis dependentes. Desta forma o problema fica mais simples:

$$\text{Min} f(z, y) \quad (3.11)$$

Sujeito a:

$$h_j(x) = 0 \quad (j = 1, \dots, m + mu) \quad (3.12)$$

$$l_i \leq x_i \leq r_i \quad (i = 1, \dots, n + m) \quad (3.13)$$

Com o problema simplificado, faz-se a derivada da função objetivo e das restrições:

$$df(x) = \nabla_z f(x) \cdot dz + \nabla_y f(x) \cdot dy \quad (3.14)$$

$$dh_f(x) = \nabla_z h_j(x) \cdot dz + \nabla_y h_j(x) \cdot dy \quad (j = 1, \dots, m + mu) \quad (3.15)$$

Para simplificar a equação (3.15), Faz-se:

$$\nabla_z h_j(x) = C \quad (3.16)$$

$$\nabla_y h_j(x) = D \quad (3.17)$$

Assim:

$$dh(x) = C \cdot dz + D \cdot dy \quad (3.18)$$

Olhando as variáveis independentes, para qualquer variação destas  $dh(x) = 0$ . Com isso, é fácil obter a correspondente variação  $dy$  nas variáveis dependentes.

$$dy = B^{-1}A \cdot dz \quad (3.19)$$

Fazendo a substituição de (3.19) em (3.14), tem-se:

$$\begin{aligned} df(x) &= \nabla_z f(x) \cdot dz - \nabla_y f(x)^T [B^{-1}A] \cdot dz \\ &= \{\nabla_z^T f(x) - \nabla_y f(x)^T [B^{-1}A]\} \cdot dz \end{aligned} \quad (3.20)$$

Por fim:

$$G_R = \frac{df(x)}{dz} = \nabla f(x) - [B^{-1}A]^T \nabla_y f(x) \quad (3.21)$$

A equação 3.21 é definida como o gradiente reduzido generalizado ( $G_R$ ). Este gradiente é utilizado para determinar a direção de procura,  $v$ , para formar a nova iteração:

$$x_{i+1} = x_i + \theta_i v_i \quad (3.22)$$

Onde:

$$v = -G_R \quad (3.23)$$

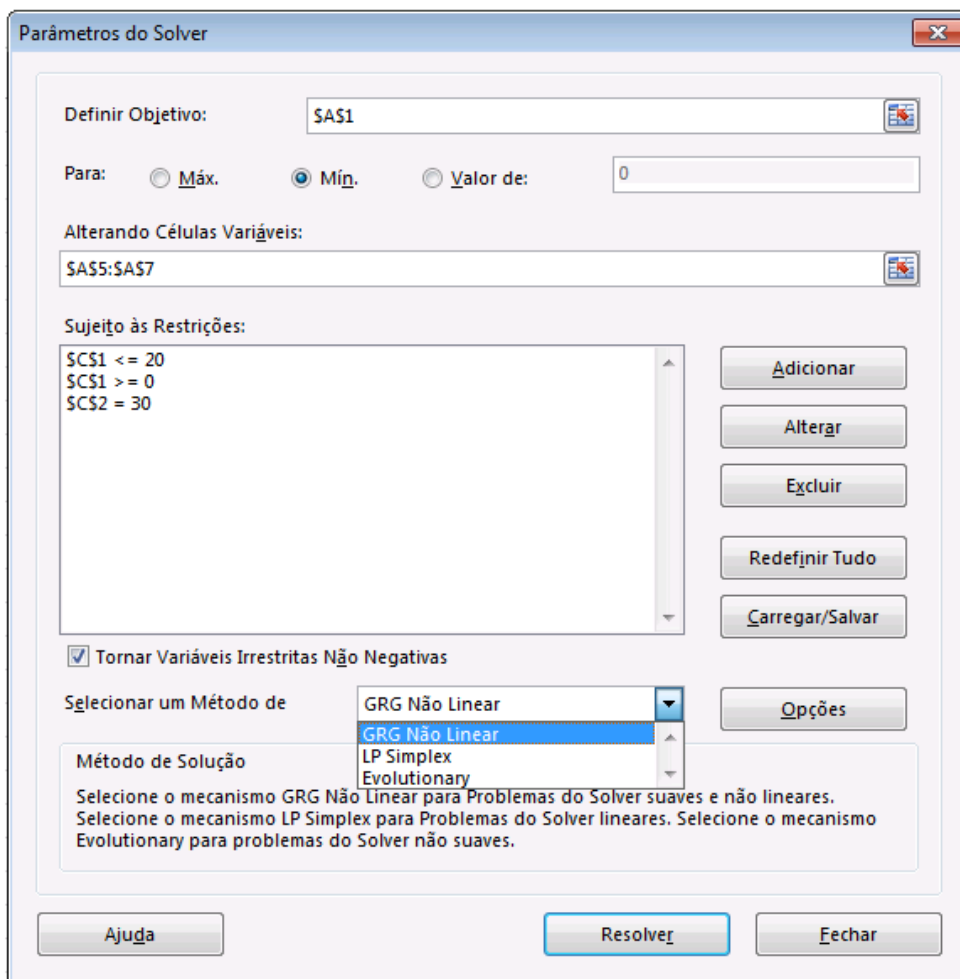
O termo  $\theta_i$ , é conhecido como o comprimento do passo. Ele é determinado usando um método de procura unidimensional. Para facilitar, um algoritmo pode ser usado para calculá-lo que é o método das repetidas divisões por dois.

Determinando a nova iteração  $x_{i+1}$  encontra-se o mínimo nesta direção, onde o processo é repetido até que se consiga uma convergência.

A implantação do código para resolver pelo modelo do gradiente reduzido generalizado não foi necessária devido ao fato do excel já fornece uma ferramenta chamada Solver que usa entre outros este modelo.

A Figura 3.2 mostra a tela da ferramenta Solver utilizada neste trabalho com células aleatórias usadas como exemplo.





**Figura 3.2:** Janela da ferramenta Solver do Excel.

Pela Figura 3.2 é visto a célula \$A\$1 que é a célula onde se encontra a função objetivo na planilha Excel. A ferramenta permite ser obtido o máximo, o mínimo (está selecionado) ou ainda tender a célula para um determinado valor.

Já o campo onde se encontram \$A\$5:\$A\$7 é aonde se estabelece as variáveis de decisão ou variáveis independentes para resolução do problema de otimização.

Por último pode ser visto também onde se encontra as restrições de igualdade (célula \$C\$2) e de desigualdade (célula \$C\$1).

Vale lembrar que todas estas equações estão nas respectivas células e além disso o Solver pode usar outros métodos de solução que são o LP Simplex e o Evolutionary.

## Capítulo 4

### MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A modelagem do problema de otimização leva em conta a estrutura produtiva, os dados de funcionamento dos equipamentos fornecidos pelo capítulo 3 e da simulação feita no Thermoflex pelo trabalho anterior.

Ao final deste trabalho encontra-se o Apêndice A contendo todas as equações do modelo de otimização (função objetivo e todas as restrições) escritas de forma mais explícitas (por extenso).

#### 4.1 Função Objetivo

Para o problema de otimização em questão, a função objetivo (CO) que deve ser minimizada é definida na Equação 4.1.

$$CO = c_a \cdot C_a + c_b \cdot C_b + c_c \cdot C_c + c_{ar} \cdot AR + \frac{c_{pc} \cdot P_c}{T} + c_{el} \cdot P_a \quad (4.1)$$

Onde:

CO – Custo operacional da planta [R\$/h]

$c_a$  – Custo unitário do gás natural subsidiado para a cogeração [R\$/kWh]

$C_a$  – Quantidade de gás natural subsidiado consumido em base energética [kW]

$c_b$  – Custo unitário do gás natural não subsidiado [R\$/kWh]

$C_b$  – Quantidade de gás natural não subsidiado consumido em base energética [kW]

$c_c$  – Custo unitário do óleo diesel [R\$/kWh]

$C_c$  – Quantidade de óleo diesel consumido em base energética [kW]

$c_{ar}$  – Custo unitário da água de reposição [R\$/t]

AR – Água de reposição consumida nas torres de resfriamento [t/h]

T – Duração da demanda contratada [h]

$c_{pc}$  – Custo unitário da demanda elétrica contratada [R\$/kW]

$P_c$  – Demanda contratada [kW]

$c_{el}$  – Custo unitário da potência elétrica que pode ser consumida da concessionária no instante [R\$/kWh]

$P_a$  – Potência elétrica consumida da concessionária no instante [kW]

## 4.2 Restrições de Igualdade

São os balanços de massa e energia com relação à estrutura produtiva. Cada restrição tem que estar em função da variável de restrição. Na estrutura produtiva tem equações dos equipamentos reais e também dos fictícios que são junções e bifurcações.

### 4.2.1 Unidades Reais

Conforme a Figura 2.3 são 16 equipamentos reais: 4 motores alternativos de combustão interna (MACI-B1, MACI-B2, MACI-A1, MACI-A2), 2 caldeiras de recuperação (CR1 e CR2), 2 microturbinas (MTG1 e MTG2), 1 célula combustível (CC), 1 caldeira flamotubular (GV), 1 chiller a gás (CHG), 1 chiller a vapor (CHV), 1 Chiller a água quente (CHAQ), 2 chillers elétricos (CHE1 e CHE2) e 1 torre de resfriamento (TR).

Cada equipamento pode ter uma variável de decisão. Os únicos que não tem são: o CHAQ, TR, CR1 e CR2. Todos os outros fluxos dependem da variável de decisão.

O CHAQ não tem variável de decisão porque depende do produto de outros equipamentos. Os produtos são a água quente proveniente do resfriamento dos cilindros de MACI-A1 e MACI-A2, como também a água quente proveniente das caldeiras de recuperação.

Já a TR depende do calor retirado do resfriamento do óleo lubrificante de MACI-A1 e MACI-A2, do resfriamento dos chillers.

O CR1 e CR2 depende do calor dos gases de exaustão proveniente de MACI-A1 e MACI-A2.

O insumo de cada equipamento é função da sua carga e da sua eficiência que também depende da carga, assim, o insumo é a potência dividido pela eficiência.

Os Motores Alternativos de Combustão de Diesel (MACI-B1 e MACI-B2) comportam-se qualitativamente igual os motores a gás, através da carga nominal e eficiência apresentados nas

Tabelas 2.1 e 2.10, respectivamente, as equações 4.2 e 4.3 (MACI-B1) e 4.4 e 4.5 (MACI-B2) são obtidas. No caso destes motores as variáveis de decisão são  $P_{21}$  e  $P_{20}$  para MACI-B1 e MACI-B2, respectivamente.

No apêndice se encontram todas as equações do modelo de otimização escritas de forma mais explícita.

#### MACI-B1

$$P_{14i} = 17,07 \cdot \frac{P_{21}}{785} \quad [\text{kW}] \quad (4.2)$$

$$Q_{16b} = \frac{P_{21}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_{21}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.3)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n = 2 \quad \beta_3 &= 2,53361 \cdot 10^{-10} \quad \beta_2 = -5,966652 \cdot 10^{-7} \\ \beta_1 &= 5,17172 \cdot 10^{-4} \quad \beta_0 = 0,22214 \end{aligned}$$

#### MACI-B2

$$P_{14j} = 29,58 \cdot \frac{P_{20}}{1360} \quad [\text{kW}] \quad (4.4)$$

$$Q_{16a} = \frac{P_{20}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_{20}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.5)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n = 2 \quad \beta_3 &= 4,872278 \cdot 10^{-11} \quad \beta_2 = -1,987889 \cdot 10^{-7} \\ \beta_1 &= 2,985147 \cdot 10^{-4} \quad \beta_0 = 0,22214 \end{aligned}$$

Nas equações 4.2 e 4.4, tem-se o consumo elétrico auxiliar dos equipamentos proporcional a carga do equipamento.

Nas equações 4.3 e 4.5, tem-se a equação do consumo de combustível do motor que é a carga do equipamento dividido pela sua eficiência que também é função da potência do mesmo.

No Chiller a Gás (CHG) foram usadas a Tabela 2.7, com os dados nominais deste equipamento, e a Tabela 2.8, contendo o seu comportamento fora da capacidade nominal. Sua variável de decisão é a água gelada produzida  $F_{23}$ . Com isso tem-se as equações 4.6, 4.7 e 4.8.

CHG

$$P_{14k} = 27,3 \cdot \frac{F_{23}}{800} \quad [\text{kW}] \quad (4.6)$$

$$Q_{cb} = \frac{\alpha \cdot F_{23}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot F_{23}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.7)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha &= 3,5168 & n &= 3 & \beta_4 &= 4,78 \cdot 10^{-12} \\ \beta_3 &= -5,550215 \cdot 10^{-9} & \beta_2 &= -7,7887 \cdot 10^{-7} & \beta_1 &= 2,612732 \cdot 10^{-3} \\ & & \beta_0 &= 0,3051121 \end{aligned}$$

$$Q_{15e} = (3,5168 \cdot F_{23}) + Q_{cb} \quad [\text{kW}] \quad (4.8)$$

Na equação 4.6 tem-se o consumo elétrico auxiliar que é proporcional a carga do equipamento.

Na equação 4.7 tem-se o consumo de combustível do equipamento que é a carga do mesmo dividido pela sua eficiência que também depende de sua carga.

Por sua vez na equação 4.8 calcula-se o calor de resfriamento do equipamento que é obtida do balanço de energia.

Na Caldeira Flamotubular (GV) foram utilizadas a Tabela 2.3, contendo os dados nominais, e a Tabela 2.4, com o funcionamento fora da condição nominal para obter as equações 4.9 e 4.10. A variável de decisão é o vapor produzido  $Q_{10}$ .

GV

$$P_{14b} = 4,67 \cdot \frac{Q_{10}}{965,68} \quad [\text{kW}] \quad (4.9)$$

$$Q_{1c} = \frac{Q_{10}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot Q_{10}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.10)$$

Onde:

$$n = 3 \quad \beta_4 = -3,358103 \cdot 10^{-12} \quad \beta_3 = 7,273255 \cdot 10^{-9}$$

$$\beta_2 = -5,717889 \cdot 10^{-6} \quad \beta_1 = 0,002137784 \quad \beta_0 = 0,5182222$$

A equação 4.9 obtém o consumo elétrico auxiliar que é proporcional à carga do mesmo.

Na equação 4.10 calcula-se o consumo de combustível que é a carga do mesmo dividido pela sua eficiência, que é em função da sua carga.

Os Chillers elétricos por compressão (CHE1 E CHE2) considera-se o mesmo comportamento qualitativo conforme a Tabela 2.8. Além da Tabela 2.8, também foi levado em conta a capacidade nominal de 800 TR, o consumo elétrico de 0,53 kW/TR e o COP de 6,66 para obter as equações 4.11 e 4.12 para CHE1, e 4.13 e 4.14 para CHE2. A variável de decisão são  $F_{24}$  e  $F_{25}$  para CHE1 e CHE2 respectivamente.

CHE1

$$P_{14l} = 1,0279 \cdot \left( \frac{\alpha \cdot F_{24}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot F_{24}^i} \right) \quad [\text{kW}] \quad (4.11)$$

Onde:

$$\begin{aligned}\alpha &= 3,5168 & n &= 3 & \beta_4 &= 3,142628 \cdot 10^{-11} \\ \beta_3 &= -3,649006 \cdot 10^{-8} & \beta_2 &= -5,120705 \cdot 10^{-6} & \beta_1 &= 0,01717749 \\ & & \beta_0 &= 2,005969\end{aligned}$$

$$Q_{15g} = (3,5168 \cdot F_{24}) + P_{14l} \quad [\text{kW}] \quad (4.12)$$

CHE2

$$P_{14m} = 1,0279 \cdot \left( \frac{\alpha \cdot F_{25}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot F_{25}^i} \right) \quad [\text{kW}] \quad (4.13)$$

Onde:

$$\begin{aligned}\alpha &= 3,5168 & n &= 3 & \beta_4 &= 3,142628 \cdot 10^{-11} \\ \beta_3 &= -3,649006 \cdot 10^{-8} & \beta_2 &= -5,120705 \cdot 10^{-6} & \beta_1 &= 0,01717749 \\ & & \beta_0 &= 2,005969\end{aligned}$$

$$Q_{15f} = (3,5168 \cdot F_{25}) + P_{14m} \quad [\text{kW}] \quad (4.14)$$

As equações 4.11 e 4.13 calculam o consumo elétrico auxiliar proporcional a sua carga de CHE1 e CHE2, respetivamente.

Já as equações 4.12 e 4.14 calculam o calor da água de resfriamento de CHE1 e CHE2 respetivamente, por meio do balanço de energia.

Com relação ao Chiller por absorção a água quente (CHAQ) as equações 4.15, 4.16 e 4.17 são obtidas utilizando a Tabela 2.8, contendo o comportamento qualitativo fora da condição nominal, e a Tabela 2.6, onde se encontra a operação em condições nominais.

#### CHAQ

$$P_{14h} = 18 \cdot \frac{F_{13}}{550} \quad [\text{kW}] \quad (4.15)$$

$$Q_{15d} = (3,5168 \cdot F_{13}) + Q_{11} \quad [\text{kW}] \quad (4.16)$$

Na equação 4.15 calcula-se a energia elétrica auxiliar consumida pelo equipamento proporcional a sua carga.

Como este equipamento depende de outros equipamentos para operar, a sua carga de operação é obtida pela equação 4.17.

$$F_{13} = \beta_6 \cdot Q_{11}^6 + \beta_5 \cdot Q_{11}^5 + \beta_4 \cdot Q_{11}^4 + \beta_3 \cdot Q_{11}^3 + \beta_2 \cdot Q_{11}^2 + \beta_1 \cdot Q_{11} + \beta_0 \quad [TR] \quad (4.17)$$

Onde:

$$\beta_6 = -1,215249 \cdot 10^{-16} \quad \beta_5 = 9,683427 \cdot 10^{-13} \quad \beta_4 = 3,057398 \cdot 10^{-9}$$

$$\beta_3 = 4,786472 \cdot 10^{-6} \quad \beta_2 = -3,794643 \cdot 10^{-3} \quad \beta_1 = 1,610315 \quad \beta_0 = -2,51684 \cdot 10^2$$

Por último a equação 4.16 tem-se o calor da água de resfriamento do chiller que é obtido por balanço de energia.

Para se obter as equações 4.18, 4.19 e 4.20 para o Chiller por Absorção a Vapor (CHV) foi utilizado a Tabela 2.8, contendo o comportamento qualitativo do Chiller fora da condição nominal, e a Tabela 2.5, que mostra o seu comportamento nas condições nominais de operação. A variável de decisão deste equipamento é a água gelada produzida por ele  $F_{12}$ .



CHV

$$P_{14g} = 35 \cdot \frac{F_{12}}{690} \quad [\text{kW}] \quad (4.18)$$

$$Q_{qa} = \frac{\alpha \cdot F_{12}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot F_{12}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.19)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \alpha &= 3,5168 & n &= 3 & \beta_4 &= 1,040261 \cdot 10^{-11} \\ \beta_3 &= -1,041797 \cdot 10^{-8} & \beta_2 &= -1,260948 \cdot 10^{-6} & \beta_1 &= 0,003648263 \\ & & \beta_0 &= 0,3674598 \end{aligned}$$

$$Q_{15c} = (3,5168 \cdot F_{12}) + Q_{qa} \quad [\text{kW}] \quad (4.20)$$

A equação 4.18 mostra o cálculo do consumo elétrico auxiliar do equipamento proporcional a sua carga.

Já a equação 4.19 obtém o vapor necessário para a operação do chiller que é a carga dividida pela sua eficiência.

Por último a equação 4.20 encontra-se o calor da água de resfriamento do chiller, por meio do balanço de energia.

Para a obtenção da equação 4.21 da Microturbina a Gás de 30 kW (MTG1) além de levar em consideração seu consumo nominal, também foi considerado a Tabela 2.10 que mostra a operação fora da condição nominal. A variável de decisão do equipamento é a potência  $P_{19}$  produzida pelo mesmo.

MIG1

$$Q_{1f} = \frac{P_{19}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_{19}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.21)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n &= 5 & \beta_6 &= 6,840336 \cdot 10^{-9} & \beta_5 &= -6,877014 \cdot 10^{-7} \\ \beta_4 &= 2,533005 \cdot 10^{-5} & \beta_3 &= -3,888086 \cdot 10^{-4} & \beta_2 &= -0,001168125 \\ \beta_1 &= 0,03171699 & \beta_0 &= -0,002912034 \end{aligned}$$

A equação 4.21 calcula o consumo de combustível do equipamento que é obtido dividindo a carga pela sua eficiência, que por sua vez depende da sua carga.

Com relação a Microturbina a Gás de 60 kW (MTG2), para obter a equação 4.22 foi considerado além do seu consumo nominal, também foi usado a Tabela 2.10 que contém a operação do equipamento fora da condição nominal. A variável de decisão do equipamento é a potência  $P_{18}$  produzida pelo mesmo.

MTG2

$$Q_{1e} = \frac{P_{18}}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_{18}^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.22)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n &= 5 & \beta_6 &= 9,295875 \cdot 10^{-11} & \beta_5 &= -1,8691 \cdot 10^{-8} \\ \beta_4 &= 1,37686 \cdot 10^{-6} & \beta_3 &= -4,226817 \cdot 10^{-5} & \beta_2 &= 2,539896 \\ \beta_1 &= 0,01379109 & \beta_0 &= -0,002532172 \end{aligned}$$

A equação 4.22 calcula o consumo de combustível consumido pelo equipamento que é a carga dividido pela sua eficiência.

Para o Motor de Combustão Interna a gás (MACI-A1 e MACI-A2) as equações 4.23, 4.24, 4.25, 4.26 e 4.27 (MACI-A1) e 4.28, 4.29, 4.30, 4.31 e 4.32 (MACI-A2) foram obtidas pela Tabela 2.1. As variáveis de decisão para estes equipamentos são  $P_8$  (MACI-A1) e  $P_9$  (MACI-A2), respectivamente.

MACI-A1

$$Q_{1a} = \frac{P_8}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_8^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.23)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n = 2 \quad \beta_3 &= 7,01707 \cdot 10^{-11} \quad \beta_2 = -2,851772 \cdot 10^{-7} \\ \beta_1 &= 4,071229 \cdot 10^{-4} \quad \beta_0 = 0,1305473 \end{aligned}$$

$$Q_2 = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_8^i \quad [\text{kW}] \quad (4.24)$$

Onde:

$$\begin{aligned} n = 2 \quad \beta_3 &= -1,463146 \cdot 10^{-7} \quad \beta_2 = 4,959559 \cdot 10^{-4} \\ \beta_1 &= 8,609355 \cdot 10^{-3} \quad \beta_0 = 237,5266 \end{aligned}$$

$$Q_4 = \left( \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_8^i \right) \cdot 1,024 \quad [\text{kW}] \quad (4.25)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = -1,284121 \cdot 10^{-7} \quad \beta_2 = 2,8068 \cdot 10^{-4}$$

$$\beta_1 = 2,868002 \cdot 10^{-1} \quad \beta_0 = 262,7147$$

$$Q_{15b} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_8^i \quad [\text{kW}] \quad (4.26)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = -1,64791 \cdot 10^{-8} \quad \beta_2 = 1,079765 \cdot 10^{-4}$$

$$\beta_1 = 5,382496 \cdot 10^{-2} \quad \beta_0 = -38,50848$$

$$P_{14e} = 17,32 \cdot \frac{P_8}{1620} \quad [\text{kW}] \quad (4.27)$$

MACI-A2

$$Q_{1b} = \frac{P_9}{\sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_9^i} \quad [\text{kW}] \quad (4.28)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = 7,01707 \cdot 10^{-11} \quad \beta_2 = -2,851772 \cdot 10^{-7}$$

$$\beta_1 = 4,071229 \cdot 10^{-4} \quad \beta_0 = 0,1305473$$

$$Q_3 = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_9^i \quad [\text{kW}] \quad (4.29)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = -1,463146 \cdot 10^{-7} \quad \beta_2 = 4,959559 \cdot 10^{-4}$$

$$\beta_1 = 8,609355 \cdot 10^{-3} \quad \beta_0 = 237,5266$$

$$Q_5 = \left( \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_9^i \right) \cdot 1,024 \quad [\text{kW}] \quad (4.30)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = -1,284121 \cdot 10^{-7} \quad \beta_2 = 2,8068 \cdot 10^{-4}$$

$$\beta_1 = 2,868002 \cdot 10^{-1} \quad \beta_0 = 262,7147$$

$$Q_{15a} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot P_9^i \quad [\text{kW}] \quad (4.31)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = -1,64791 \cdot 10^{-8} \quad \beta_2 = 1,079765 \cdot 10^{-4}$$

$$\beta_1 = 5,382496 \cdot 10^{-2} \quad \beta_0 = -38,50848$$

$$P_{14c} = 17,32 \cdot \frac{P_9}{1620} \quad [\text{kW}] \quad (4.32)$$

As equações 4.23 e 4.28 calculam o consumo de combustível que é a carga dividido pela sua eficiência.

Já as equações 4.24 e 4.29 tem-se o calor proveniente dos gases de exaustão produzidos pelo motor. Tendo na Tabela 2.1 os dados da temperatura e a vazão dos gases de exaustão fora da condição nominal, os polinômios das equações podem ser obtidos.

Nas equações 4.25 e 4.30 é calculado o calor proveniente do resfriamento dos cilindros.

As equações 4.26 e 4.31 calculam o calor proveniente do resfriamento do *intercooler*.

Por último pelas equações 4.27 e 4.32 obtém-se o consumo elétrico auxiliar que é proporcional a carga do equipamento.

As equações 4.33, 4.34 e 4.35 (CR1) e 4.36, 4.37 e 4.38 (CR2) das caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) dependem do calor dos gases de exaustão do motor, obtidos pelo balanço de massa e energia na caldeira de recuperação a partir dos resultados de simulação do Thermoflex.

CR1

$$Q_{6b} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot Q_2^i \quad [\text{kW}] \quad (4.33)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = 3,125524 \cdot 10^{-9} \quad \beta_2 = -5,551966 \cdot 10^{-6}$$

$$\beta_1 = 0,1329818 \quad \beta_0 = -0,5159689$$

$$Q_{6a} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot Q_2^i \quad [\text{kW}] \quad (4.34)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = 1,888052 \cdot 10^{-10} \quad \beta_2 = -4,018973 \cdot 10^{-7}$$

$$\beta_1 = 0,8627873 \quad \beta_0 = -0,05894252$$

$$P_{14f} = 1,21 \cdot \frac{(Q_{6a} + Q_{6b})}{924} \quad [\text{kW}] \quad (4.35)$$

CR2

$$Q_{7b} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot Q_3^i \quad [\text{kW}] \quad (4.36)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = 3,125524 \cdot 10^{-9} \quad \beta_2 = -5,551966 \cdot 10^{-6}$$

$$\beta_1 = 0,1329818 \quad \beta_0 = -0,5159689$$

$$Q_{7a} = \sum_{i=0}^{n+1} \beta_i \cdot Q_2^i \quad [\text{kW}] \quad (4.37)$$

Onde:

$$n = 2 \quad \beta_3 = 1,888052 \cdot 10^{-10} \quad \beta_2 = -4,018973 \cdot 10^{-7}$$

$$\beta_1 = 0,8627873 \quad \beta_0 = -0,05894252$$

$$P_{14d} = 1,21 \cdot \frac{(Q_{7a} + Q_{7b})}{924} \quad [\text{kW}] \quad (4.38)$$

As equações 4.33 e 4.36 calculam o calor da água quente.

Nas equações 4.34 e 4.37 é obtido o calor proveniente do vapor produzido pelas caldeiras.

Por último as equações 4.35 e 4.38 tem-se o cálculo do consumo elétrico auxiliar que é proporcional a carga.

Para o caso da célula combustível (CC), este equipamento só pode operar com sua potência nominal ou desligado. Assim a equação 4.39, que é o consumo de combustível, é a carga do equipamento dividida pela sua eficiência.

CC

$$Q_{1d} = \frac{P_{17}}{0,3644} \quad [\text{kW}] \quad (4.39)$$

Para obter as equações 4.40 e 4.41 da Torre de Resfriamento (TR) foi considerado que a água de reposição é 3% da vazão de água de resfriamento, admite-se também que a potência consumida como função do calor dissipado na Torre de Resfriamento (baseado nos cálculos do Thermoflex).

TR

$$P_{14a} = 5,28 \cdot 10^{-2} \cdot (Q_{15a} + Q_{15b} + Q_{15c} + Q_{15d} + Q_{15e} + Q_{15f} + Q_{15g}) \quad [\text{kW}] \quad (4.40)$$

$$Ar = 5,073665723 \cdot 10^{-3} \cdot (Q_{15a} + Q_{15b} + Q_{15c} + Q_{15d} + Q_{15e} + Q_{15f} + Q_{15g}) \quad \left[ \frac{\text{t}}{\text{h}} \right] \quad (4.41)$$

A equação 4.40 calcula o consumo elétrico auxiliar do equipamento e a equação 4.41 calcula a vazão da água de reposição.



## 4.2.2 Unidades Fictícias

Como já foi dito anteriormente na estrutura produtiva existem também os equipamentos fictícios (junções e bifurcações). As junções são representadas por triângulos que tem a função de converter produtos de unidades anteriores em insumo para a próxima unidade. Já as bifurcações são representadas por círculos que ramificam o produto de uma unidade para serem usadas como insumos de outras duas ou mais unidades. Assim, com base no balanço de massa e energia as equações 4.42 até 4.48 são obtidas.

Junção 1 (J1)

$$Q_{6a} + Q_{7a} + Q_{10} = Q_{qa} + Q_{qb} \quad (4.42)$$

Junção 2 (J2)

$$Q_4 + Q_5 + Q_{6b} + Q_{7b} = Q_{11} \quad (4.43)$$

Junção 4 (J4)

$$P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21} = P_{22} \quad (4.44)$$

Bifurcação 1 (B1)

$$Q_{ca} = Q_{1a} + Q_{1b} + Q_{1c} + Q_{1d} + Q_{1e} + Q_{1f} \quad (4.45)$$

Bifurcação 6 (B6)

$$Q_{Cc} = Q_{16b} + Q_{16a} \quad (4.46)$$

Subestação (SE)

$$P + P_{14a} + P_{14b} + P_{14c} + P_{14d} + P_{14e} + P_{14f} + P_{14g} + P_{14h} + P_{14i} + P_{14j} + P_{14k} + P_{14l} + P_{14m} = P_a + P_{22} + P_9 + P_8 \quad (4.47)$$

Fator de conversão de kW de calor para o correspondente vazão de vapor em t/h (estrela)

$$Q = \frac{Q_{qb} \cdot 1,45}{965,68} \quad \left[ \frac{t}{h} \right] \quad (4.48)$$

Todas as equações aqui apresentadas se encontram no Apêndice A de forma explícitas.

### 4.3 Restrições de Desigualdade

Os equipamentos reais também têm restrições operacionais no sistema que devem ser respeitadas para um perfeito funcionamento dos mesmos. Essas restrições também são necessárias para que nenhum equipamento apresente eficiência e/ou capacidade maiores que 100% entre outras incoerências. Os equipamentos também têm um limite inferior que impede de ele operar abaixo deste, porque se operar abaixo deste limite pode provocar danos ao equipamento.

Assim tem-se as equações 4.49 até 4.60:

$$MACI - A1: 491 \leq P_8 \leq 1620 \quad [kW] \quad (4.49)$$

$$MACI - A2: 491 \leq P_9 \leq 1620 \quad [kW] \quad (4.50)$$

$$MACI - B1: 189,5 \leq P_{21} \leq 758 \quad [kW] \quad (4.51)$$

$$MACI - B2: 340 \leq P_{20} \leq 1360 \quad [kW] \quad (4.52)$$

$$MTG1: 0,6 \leq P_{19} \leq 30 \quad [kW] \quad (4.53)$$

$$MTG2: 1,2 \leq P_{18} \leq 60 \quad [\text{kW}] \quad (4.54)$$

$$CHV: 69 \leq F_{12} \leq 690 \quad [\text{TR}] \quad (4.55)$$

$$CHAQ: 55 \leq F_{13} \leq 550 \quad [\text{TR}] \quad (4.56)$$

$$CHG: 80 \leq F_{23} \leq 800 \quad [\text{TR}] \quad (4.57)$$

$$CHE1: 80 \leq F_{24} \leq 800 \quad [\text{TR}] \quad (4.58)$$

$$CHE2: 80 \leq F_{25} \leq 800 \quad [\text{TR}] \quad (4.59)$$

$$GV: 96,568 \leq Q_{10} \leq 965,68 \quad [\text{kW}] \quad (4.60)$$

## 4.4 Resolução do Modelo e Otimização

Como descrito no capítulo 3 a otimização foi feita no excel, a Figura 4.1 mostra a planilha de cálculo usada para implementar o problema de otimização.

Var. Decisão	Intervalo	Unidades	Resultados	Produtos	Função Objetivo
P-8	1620,000	Kw	Q 1e 0,000	P 3340,216	SE_KW
P-18	0,000	Kw	Q 1f 0,000	F 1815,655	J3_TR
P-17	0,000	Kw	P 14k 0,000	Q 1,046	Estrela_T/h
P-21	0,000	Kw	Q cb 0,000		
F-12	639,830	Tr	P 14b 4,670		
F-23	0,000	Tr	GV Q 1c 1097,363	ca 0,053	R\$/KW
F-24	785,370	Tr	CR 1 Q 6b 121,000	cb 0,090	R\$/KW
Q-10	965,680	Tr	CR 1 Q 6a 803,000	cc 0,186	R\$/KW
P-9	1620,000	Kw	CR 1 P 14f 1,210	car 7,809	R\$/t
F-25	0,000	Kw	CHE 1 P 14i 429,006	cpc 39,130	R\$/KW
P-19	24,500	Tr	CHAQ P 14 H 12,779	T 67,000	h
P-20	0,000	Kw	CHAQ Q 11 2122,064	cel 229,570	R\$/MWh
P-a	1190,15	Kw	CHV P 14g 32,455	Pc 3261,000	kW
			CHV Q 1qa 1874,972		
			MACI - B1 P 14i 0,000		
			MACI - B1 Q 16b 0,000		
			MACI - A1 Q 1a 4764,705		
			MACI - A1 Q 2 931,000		
			MACI - A1 Q 4 940,032		
			MACI - A1 P 14e 17,320		
			MACI - A1 Q 15b 262,000		
			MACI - A2 Q 1b 4764,705		
			MACI - A2 Q 3 931,000		
			MACI - A2 Q 5 940,032		
			MACI - A2 Q 15a 262,000		
			MACI - A2 P 14c 17,320		
			CR 2 Q 7b 121,000		
			CR 2 Q 7a 803,000		
			CR 2 P 14d 1,172		
			CHE 1 Q 15g 3190,995		
			CHE 2 P 14m 0,000		
			CHE 2 Q 15f 0,000		
			CHG Q 15e 0,000		
			CHAQ Q 15d 3495,217		
			CHV Q 15c 4125,126		
			MTG 1 Q 1f 82,084		
			MACI - B2 P 14j 0,000		
			MACI - B2 Q 16a 0,000		
			TR P 14a 598,506		
			Ar 57,512		
			CHAQ F 13 390		

Figura 4.1: Planilha de cálculo do excel.

Pela Figura 4.1, vê-se as variáveis de decisão com as cargas otimizadas de cada equipamento junto com a energia elétrica que será demandada da concessionária, para uma determinada demanda dos três produtos do centro. A coluna nominada de resultados é onde se encontram os valores das restrições de igualdade de todos os equipamentos. Ou seja, todos os fluxos da estrutura produtiva com exceção dos produtos finais e das variáveis de decisão.

Pode ser visto também que nesta coluna se encontra o chiller a água quente. Isso ocorre porque a carga deste depende de outros equipamentos como dito anteriormente, podendo variar de 55 TR até 550 TR.

Na coluna onde se encontra os produtos é onde está a geração pelo centro de potência, água quente e vapor. Embaixo desta coluna é onde se encontra os custos de cada insumo e o valor de outras variáveis que compõem a função objetivo.

Na Figura 4.2 mostra a tela de parâmetros do Solver para a resolução do problema no presente trabalho.

The image shows the Microsoft Excel Solver interface. The Solver Parameters dialog box is open, showing the following configuration:

- Definir Objetivo:** \$L\$7
- Para:**  Máx.  Mín.  Valor de: 0
- Alterando Células Variáveis:** \$B\$2:\$B\$14
- Sujeito às Restrições:**
  - \$B\$10 <= 1620
  - \$B\$10 >= 0
  - \$B\$11 <= 60
  - \$B\$11 >= 0
  - \$B\$12 <= 30
  - \$B\$12 >= 0
  - \$B\$13 <= 60
  - \$B\$13 >= 0
  - \$B\$14 <= 758
  - \$B\$14 >= 0
  - \$B\$15 <= 690
- Tornar Variáveis Restritas Não Negativas
- Selecionar um Método de:** GRG Não Linear
- Método de Solução:** Seleccione o mecanismo GRG Não Linear para Problemas do Solver suaves e não lineares. Seleccione o mecanismo LP Simplex para Problemas do Solver lineares. Seleccione o mecanismo Evolutionary para problemas do Solver não suaves.

The background spreadsheet shows a table with columns A, B, C, D, E, L, and M. Column A is labeled 'Variável de Decisão' and contains values like 1620,000, 0,000, etc. Column C is labeled 'Intervalo' and contains ranges like '491 a 1620', '0,6 a 60', etc. Column E contains equipment types like 'Kw', 'Tr', 'CHV'. Columns L and M contain cost data, with a 'Função Objetivo' cell at L7 showing 4247,242 R\$/h.

**Figura 4.2:** Tela de resolução do Solver.

Na Figura 4.2 no campo das variáveis de decisão a célula combustível não é 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.

## Capítulo 5

### DEFINIÇÃO DAS ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS OTIMIZADAS

O centro opera com três tipos de produtos com várias demandas diferentes, que variam de acordo com a hora do dia e o mês (variação horosazonal). Além de fazer o estudo das demandas também foram comparados os dois tipos de tarifas verde e azul, cobradas pela concessionária. No total foram feitos 48 casos de estudo, divididos em oito períodos, e em cada período são estudados seis casos de demanda (3 para a tarifa azul e 3 para a tarifa verde).

#### 5.1 Condições de Contorno

As condições de contorno envolvem o custo dos insumos e as demandas dos 3 produtos.

##### 5.1.1 Custos dos Insumos

Os insumos do centro, como já foi dito, são o gás natural, o diesel, a água de reposição, o ar atmosférico e a eletricidade. Particularmente, o gás natural tem dois preços diferentes, um para quando for subsidiado para a cogeração e o gás a preço normal.

Pegando por base o mês de maio de 2006, o preço normal do gás natural é de 0,8941 R\$/m<sup>3</sup> e para a cogeração é 0,5258 R\$/m<sup>3</sup>. A Tabela 5.1 mostra sua composição volumétrica.

**Tabela 5.1:** *Composição volumétrica do gás natural (Lora, 2006).*

Elementos	Porcentagem (%)
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0,38
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	0,66
Metano (CH <sub>4</sub> )	89,82
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7,39
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,58
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,14
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,03

Já o óleo diesel utilizado tem como característica uma densidade de 0,838 kg/l e um PCI de 42.287kJ/kg. Seu custo é de 1,83 R\$/Litro valor referente a Dezembro de 2005 praticado no Rio de Janeiro.

A água de reposição baseado no mês de Outubro de 2005, custa 7,785 R\$/m<sup>3</sup> (7,809 R\$/t).

O ar atmosférico é captado a uma pressão de 1,013 bar, temperatura de bulbo seco de 32°C e umidade relativa de 60%. Este insumo não tem custo de aquisição.

Por fim, a eletricidade é um dos produtos do centro 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 e depois supre a demanda interna da central. A demanda elétrica contratada da concessionária é horosazonal, 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 lembra que aos sábados domingos e feriados são utilizados os horários fora de ponta. A Tabela 5.2 mostra a variação da demanda contratada pela central em 2006 (tarifa azul).

Para a compra de eletricidade da concessionária esta última trabalha com dois tipos de tarifas, a tarifa verde e a azul. A Tabela 5.3 mostra as duas tarifas horo-sazonais para a demanda contratada e o consumo.

**Tabela 5.2:** *Demanda elétrica contratada* (Lora, 2006).

Horário	Dezembro até Abril (úmido)	Maió até Novembro (seco)
Na ponta (17:30h até 20:30)	3.261 kW	2.965 kW
Fora de ponta	4.860 kW	4.419 kW

**Tabela 5.3:** *Tarifa de compra da concessionária* (Lora, 2006).

Tarifa	Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/MWh)			
	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta	
			Seco	Úmido	Seco	Úmido
Azul	39,13	11,63	252,90	229,57	143,29	128,85
Verde	11,63		956,90	933,64	143,29	128,85

Os valores usados na tabela 5.3 não incluem os impostos. De acordo com os meses de Fevereiro e Maio de 2006 no Rio de Janeiro, os impostos que incidem na energia elétrica somam 48,49%.

Para calcular o custo horário da eletricidade que opcionalmente pode ser comprada da concessionária ( $C_{pa}$ ) é usada a equação 5.3. Esta Eq. é em função da demanda contratada ( $P_c$  – kW) para o respectivo mês, da potência elétrica consumida no instante ( $P_a$  – kW), do custo unitário da demanda contratada ( $c_{pc}$  – R\$/kW), do custo unitário da demanda elétrica no instante ( $c_{el}$  – R\$/kWh) e da duração da demanda contratada ( $T$  – h).

$$C_{pa} = \frac{c_{pc} \cdot P_c}{T} + c_{el} \cdot P_a \quad (5.3)$$

### 5.1.2 Demanda Horosazonal

A central apresenta praticamente dois tipos de perfis dados por amostragem para representar a variação de sua demanda um em um dia útil e outro em um dia de final de semana. A Figura 5.1 representa o perfil da demanda elétrica da central em um dia útil.

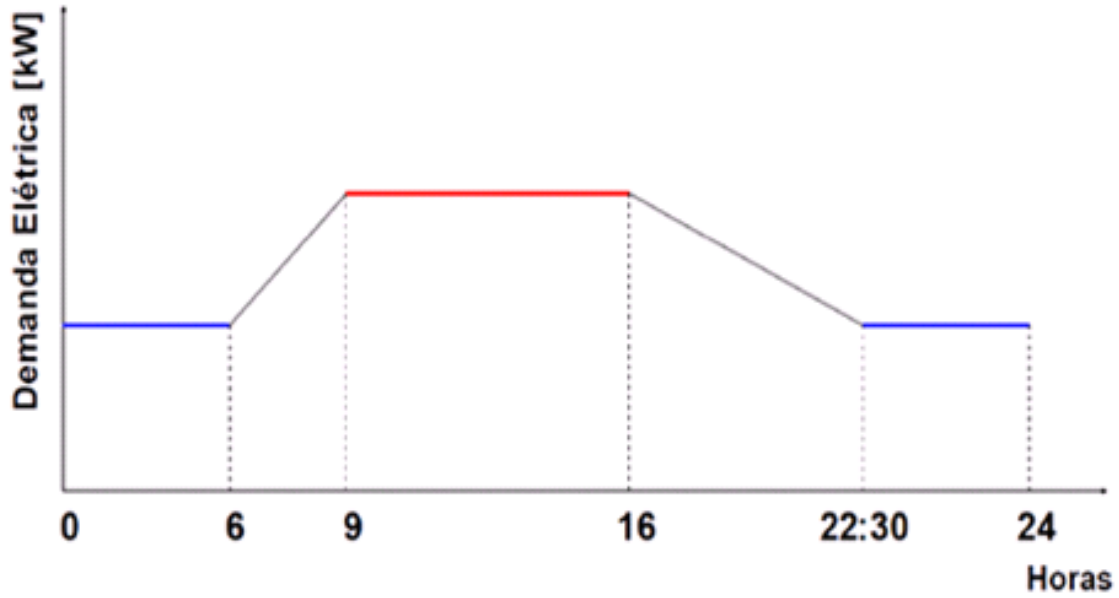
O perfil da demanda na Figura 5.1 mostra a variação da demanda durante o dia. Durante a madrugada até as 6:00 horas a demanda é praticamente constante (demanda não administrativa). A partir deste horário o consumo começa a aumentar até chegar a um valor máximo. O valor máximo perpetua entre 9:00 e as 16:00, demanda administrativa. A partir das 16:00 a demanda volta a diminuir até as 22:30 que volta a atingir a demanda não administrativa.

A Figura 5.2 mostra o perfil da demanda elétrica da central nos sábados, domingos e feriados. No gráfico da Figura 5.2 observa-se que a demanda é constante e igual a demanda não administrativa.

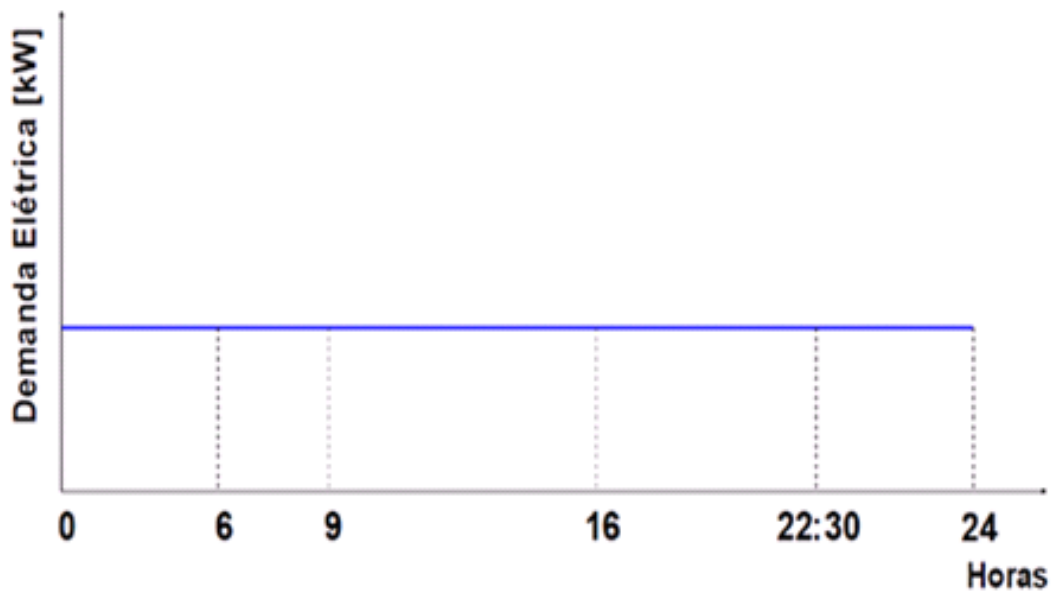
A Tabela 5.4 mostra a demanda dos três produtos finais (eletricidade, vapor e água gelada) da Central durante os meses do ano, nos horários de ponta e fora de ponta.

Na Tabela 5.4 os valores de mínimo do horário fora de ponta, é a demanda não administrativa que vai de 22:30h até às 6:00h do dia posterior. Já a demanda máxima do horário fora de ponta, é a demanda administrativa que funciona de 9:00h até às 16:00h. A demanda mínima do horário de ponta acontece às 20:30h nos dias úteis, mas também ocorre no horário fora de ponta. Por fim, a máxima demanda do horário de ponta ocorre às 17:30h, que também pode ser vista no horário fora de ponta às 8:18h.





**Figura 5.1:** Perfil da demanda elétrica no dia útil definido.



**Figura 5.2:** Perfil da demanda elétrica nos feriados e finais de semana definido.

A ponta é durante uma transição da demanda administrativa para a não-administrativa. Por isso a demanda máxima da ponta é o início da ponta e a demanda mínima da ponta é o fim da ponta. Outro ponto que vale salientar é que as demandas de vapor e água gelada apresentam o mesmo perfil da demanda elétrica, mas com valores diferentes.

**Tabela 5.4:** Demanda dos três produtos da Central durante o ano (Lora, 2006).

Mês	Produto	Horário fora de ponta			Horário de ponta		
		Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima
Novembro a Março	Eletricidade (kW)	2480	3011	3580	2818	3072	3326
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	1600	1986	2400	1846	2031	2215
Abril	Eletricidade (kW)	2480	3011	3580	2818	3072	3326
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	1200	1586	2000	1446	1631	1815
Maio e Outubro	Eletricidade (kW)	2480	3011	3580	2818	3072	3326
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	800	1186	1600	1046	1231	1415
Setembro	Eletricidade (kW)	2290	2913	3580	2687	2985	3282
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	800	1186	1600	1046	1231	1415
Junho	Eletricidade (kW)	2290	2913	3580	2687	2985	3282
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	800	993	1200	923	1015	1108
Agosto	Eletricidade (kW)	2240	2887	3580	2652	2962	3271
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	800	993	1200	923	1015	1108
Julho	Eletricidade (kW)	2240	2887	3580	2652	2962	3271
	Vapor (kg/h)	600	890	1200	785	923	1062
	Água gelada (TR)	800	800	800	800	800	800

## 5.2 Avaliação da Capacidade da Planta

Nesta sessão a capacidade de produção máxima dos 3 produtos pelo centro são avaliados separadamente pela planilha Excel. Este procedimento é muito importante para saber qual o limite operacional do Centro.

### 5.2.1 Máxima Produção de Eletricidade

Na Tabela 5.5 apresenta os valores das variáveis de decisão para o Centro produzir o máximo valor de potência.

**Tabela 5.5:** *Estratégia operacional para o centro produzir o máximo valor de potência.*

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

Como pode ser observado na Tabela 5.5 todos os equipamentos que produzem potência são ligados à sua carga nominal, ao passo que todos os outros equipamentos que consomem potência são desligados.

A Tabela 5.6 mostra os dados dos 3 produtos obtidos para o Centro operando a máxima potência junto com o valor da função objetivo.

**Tabela 5.6:** Operação da trigeriação e da função objetivo para a potência máxima.

Produtos	Valores	Unidades
Potência (P)	5339,921955	KW
Água gelada (F)	390,4553074	TR
Vapor (Q)	2,411460963	t/h
Função Objetivo (CO)	1737,738241	\$/h

Apesar de somente os equipamentos que produzem potência estarem operando, a Tabela 5.6 mostra que também há produção de vapor e água gelada. Isso acontece porque, com os motores alternativos de combustão interna a gás (MACI-A1 e MACI-A2) funcionando, as caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) também operam gerando vapor e água quente através do calor dos gases de exaustão. A água quente é usada pelo chiller a água quente (CHAQ), que é o equipamento responsável por resfriar a água de resfriamento dos cilindros, para produzir água gelada. Já o vapor vai todo para o processo, devido ao fato do chiller a vapor (CHV) estar desligado para não consumir energia do Centro.

## 5.2.2 Máxima Produção de Água Gelada

A Tabela 5.7 apresenta os valores das variáveis de decisão para o Centro produzir o máximo valor de água gelada.

**Tabela 5.7:** Estratégia operacional para o Centro produzir o máximo valor 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 Tabela 5.7 mostra todos os chillers operando com 100% de carga. Também pode ser observado que os motores alternativos de combustão interna a gás (MACI-A1 e MACI-A2) também foi ligado a carga máxima. Este fato se justifica pelo fato das caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) produzirem vapor e água quente através da recuperação de calor dos gases de exaustão. Sendo a maior parte destes produtos desviados para os chillers.

Já a Tabela 5.8 mostra os dados dos 3 produtos obtidos para o Centro operando a máxima produção de água gelada junto com o valor da função objetivo.

**Tabela 5.8:** *Operação da trigeriação e da função objetivo para máxima produção de água gelada.*

Produtos	Valores	Unidades
Potência (P)	3535,436	KW
Água Gelada (F)	3473,775	TR
Vapor (Q)	0,893207	t/h
Função Objetivo (CO)	2696,922	\$/h

Pode ser observado na Tabela 5.8 uma queda considerável na potência produzida pelo Centro em comparação ao quadro de produção de potência máxima da Tabela 5.6. Isso acontece porque os equipamentos a mais ligados consomem energia reduzindo a potência disponível para o uso do Centro.

### 5.2.3 Máxima Produção de Vapor

A Tabela 5.9 consiste nos valores das variáveis de decisão para o Centro produzir o máximo valor de vapor.

Na Tabela 5.9 pode ser observado que o chiller a vapor (CHV) foi desligado, indo todo o vapor para o processo, isto porque, este equipamento é o único que consome vapor. Também pode ser observado que os motores de combustão alternativos de combustão interna (MACI-A1 e MACI-A2) também foi ligado a carga máxima. Este fato se justifica pelo fato das caldeiras de recuperação (CR1 e CR2) produzirem vapor através da recuperação de calor dos gases de exaustão.

**Tabela 5.9:** *Estratégia operacional para o Centro produzir a máxima quantidade 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 Tabela 5.10 mostra os dados dos 3 produtos obtidos para o Centro operando a máxima produção vapor junto com o valor da função objetivo.

**Tabela 5.10:** *Operação da trigeração e da função objetivo para máxima produção de vapor.*

Produtos	Valores	Unidades
Potência (P)	3801,357	KW
Água gelada (F)	2790,455	TR
Vapor (Q)	3,861461	t/h
Função Objetivo (CO)	2523,389	\$/h

Na Tabela 5.10 pode ser observado que houve uma redução da produção de água gelada, isso porque o chiller a vapor (CHV) foi desligado para não consumir o vapor.

Comparando as três demandas máximas do centro com as três produções máximas pode ser visto que o centro é capaz de suprir a demanda. Tem-se que a demanda máxima de eletricidade do centro é de 3580 kW e sua capacidade de produção máxima é de 5339,92 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 2400 TR e sua capacidade de produção máxima é de 3473,78 TR. Vale lembrar que essas

capacidades somente podem ser alcançadas separadamente. Mas isto mostra que a planta tem capacidade maior que a demandada.

## 5.3 Estudo de Caso

Nesta sessão será apresentado os resultados obtidos pela otimização. Os casos em estudo são:

- Operação não-administrativa;
- Operação Administrativa;
- Operação na tarifa verde no horário de ponta (demanda máxima);
- Operação na tarifa azul no horário de ponta (demanda máxima);
- Operação na tarifa verde no horário de ponta (demanda mínima);
- Operação na tarifa azul no horário de ponta (demanda mínima).

O estudo é feito durante o período de um ano, assim cada caso foi estudado nos meses de Dezembro a Março; Abril; Maio e Outubro; Junho; Julho; Agosto; Setembro; Novembro. Totalizando assim, 48 casos analisados. Esta divisão foi feita porque nestes períodos os valores das tarifas são as mesmas, assim como as demandas de calor, água gelada e eletricidade.

### 5.3.1 Dezembro a Março

A Figura 5.3 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 5.3 observa-se que em todos os casos a otimização determinou que os motores MACI-A1 e MACI-A2 com 100% de carga, juntamente com CC. No horário não administrativo a demanda de potência é atendida também por MTG1 e MTG2 em carga parcial. A água gelada e o vapor são supridos por CHE2, CHV e CHAQ.

No horário administrativo, devido ao aumento da demanda de energia elétrica, houve a necessidade de se ligar MTG1 com 100% de carga e aumentar a carga parcial de MTG2. Além de aumentar a carga nestes equipamentos também foi necessário comprar energia elétrica da concessionária. Para atender ao aumento da demanda de água gelada e vapor, a otimização ligou em 100% de carga o CHE1 e ligou o GV em carga parcial.

No horário de início de ponta ocorre uma redução de consumo dos três produtos. Na geração de potência ocorre uma redução na compra de energia elétrica da concessionária e o desligamento de MTG1, entretanto a otimização opta por aumentar em 100% a carga de MTG2. Com respeito a água gelada, ocorre a redução da carga em CHV e CHE1, e o desligamento de GV.

Por último no horário de fim de ponta diminuiu-se o consumo de energia elétrica da concessionária. Por sua vez a água gelada houve a redução da carga parcial de CHE1 e o aumento da carga parcial de CHV, devido a redução do consumo de vapor no processo.

A Figura 5.4 mostra a estratégia operacional e da função objetivo para a tarifa verde neste período.

Comparando a Figura 5.3 com a Figura 5.4, os gráficos se comportam da mesma maneira diferenciando no horário de ponta. No horário de início de ponta o MACI-B2 é ligado com 100% da carga para compensar a energia elétrica que iria ser comprada pela concessionária.

No horário de fim de ponta o MACI-B2 é desligado e para compensar o MACI-B1 é ligado. Na produção de água gelada também pode ser observado uma redução na sua produção com o desligamento de CHG e a redução da carga de CHE1 e CHE2.

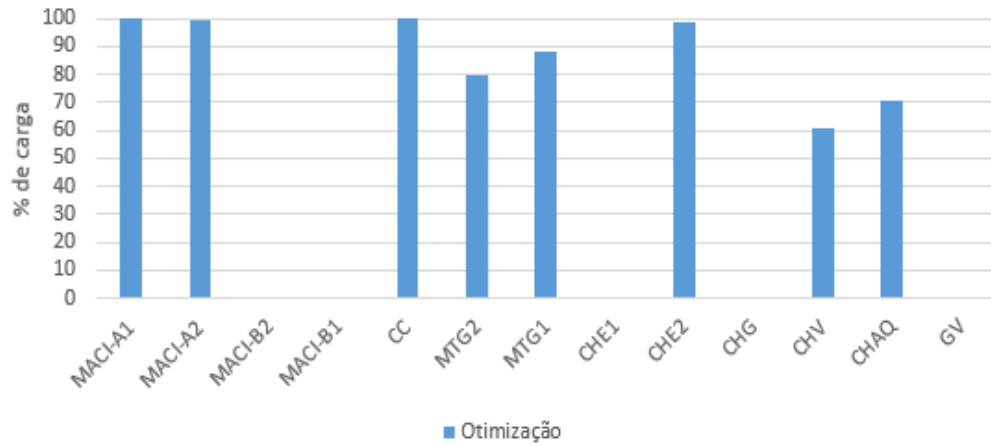
Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

Observando a Figura 5.4 no que tange a produção de energia elétrica, a manobra operacional do início do horário de ponta para o final do horário de ponta de desligar o MACI-B2 e ligar o MACI-B1 em carga parcial se torna questionável, pois a manobra se dá em um curto espaço de tempo e somente neste período. Esta manobra poderia ser feita somente reduzindo a carga de MACI-B2.

Outro ponto é o CHG, que só fica operando com baixa carga em um curto período de tempo no início do horário de ponta não justificando também sua operação, visto que, a carga em CHE1 e CHE2 ainda pode ser aumentada.



$FO_{oti} = 1063,32 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta não administrativo  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1540,83 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta administrativo  $Pa_{oti} = 1691,16 \text{ kW}$



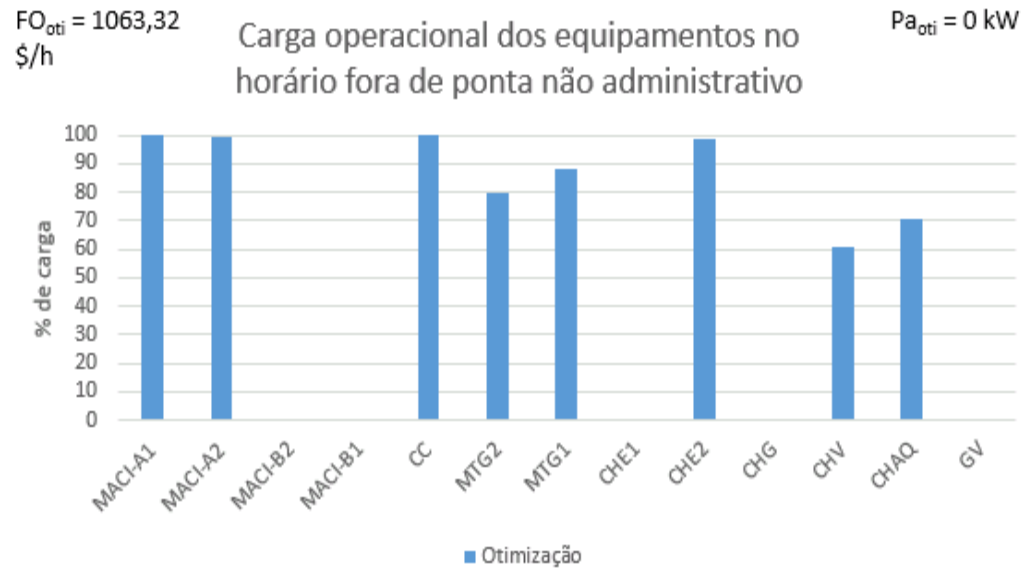
$FO_{oti} = 3994,16 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda mínima  $Pa_{oti} = 567,76 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 4321,63 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda máxima  $Pa_{oti} = 1372,29 \text{ kW}$



**Figura 5.3:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de Dezembro a março.



**Figura 5.4:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de Dezembro a março.

### 5.3.2 Abril

A Figura 5.5 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 5.5 observa-se que em todos os casos a otimização determina operar com 100% de carga os equipamentos MACI-A1 e MACI-A2. No horário não administrativo, toda a produção de vapor e água gelada é atendida poles equipamentos CHE1, CHV e CHAQ.

Já no horário administrativo liga-se com 100% de carga os equipamentos CC, MTG1 e CHE1, e em carga parcial os equipamentos MTG2 e CHE2. Devido ao aumento da demanda também foi necessário comprar energia elétrica da concessionária.

No horário de início de ponta a otimização reduziu a energia elétrica comprada da concessionária devido a redução do consumo, e opera em 100% de carga o MTG2. Com a redução do consumo de água gelada, o CHE1 opera em carga parcial e aumenta um pouco a carga em CHV com a queda do consumo de vapor no processo.

Por último no horário de fim de ponta, além da redução da compra de energia elétrica da concessionária, as cargas parciais de CHE1 e CHE2 são reduzidas e a carga parcial de CHV é aumentada para aproveitar o vapor que deixará de ser consumido pelo processo.

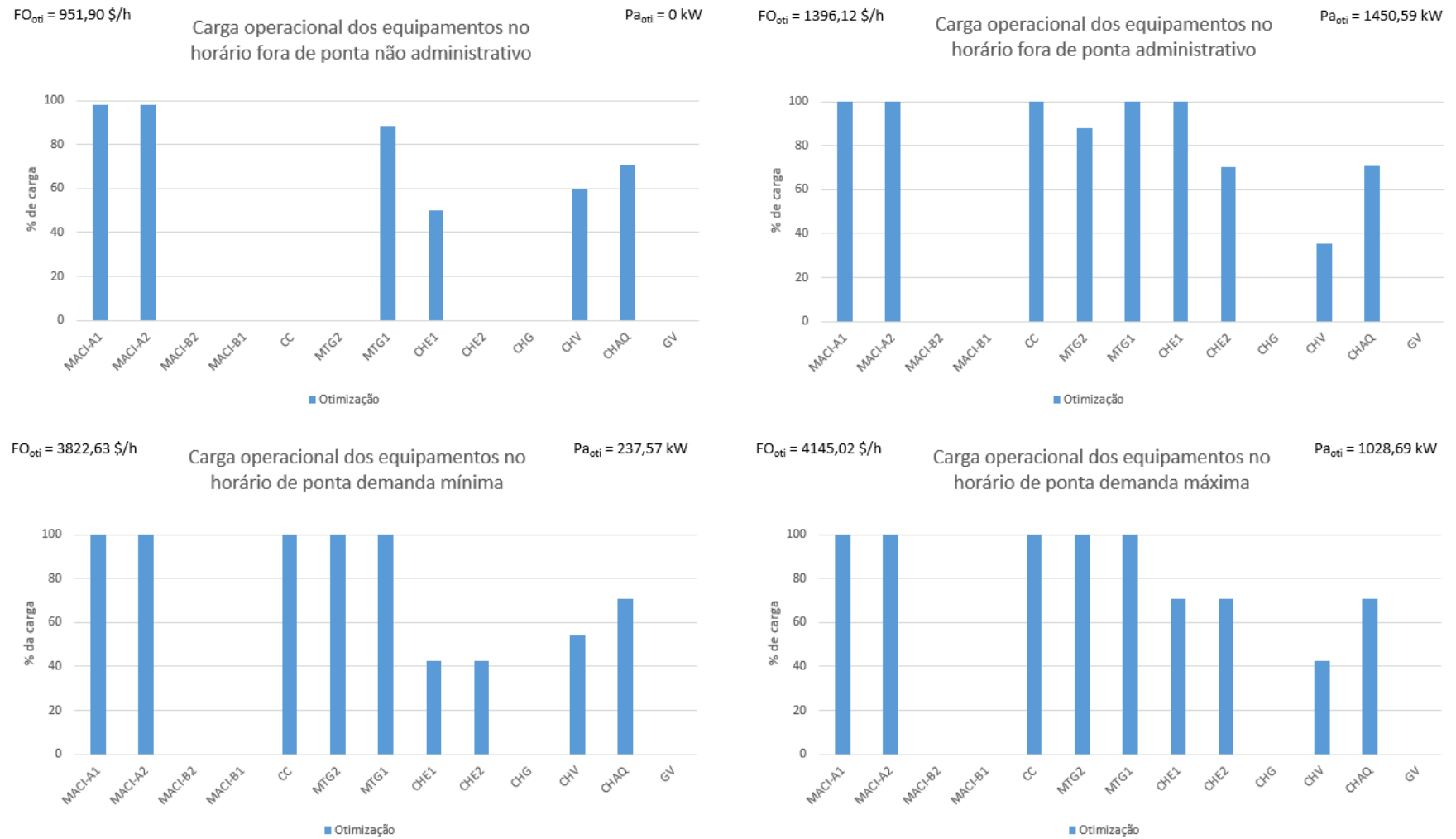
A Figura 5.6 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

Observando a Figura 5.6, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.5 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta, a otimização não consome energia elétrica da concessionária e por sua vez opera em carga parcial o MACI-B2 e aumenta para 100% a carga de MTG2. Com relação a água gelada e vapor, é reduzido a carga de CHE1 e CHE2, e aumenta-se a carga de CHV.

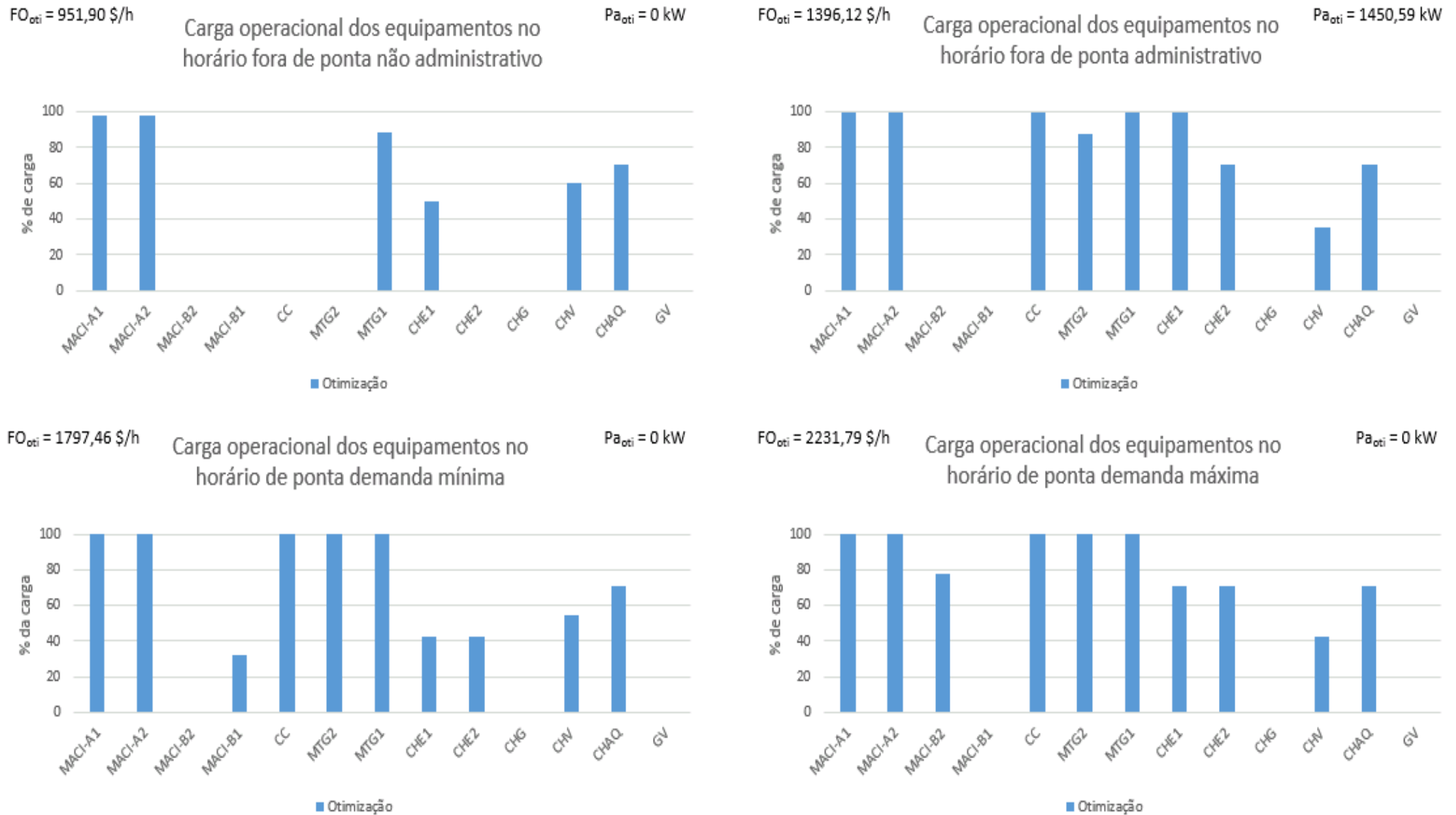
Por último no horário de fim de ponta, o MACI-B2 é desligado e MACI-B1 é ligado a carga parcial. Para a água gelada e vapor, os equipamentos CHE1 e CHE2 tem sua carga reduzida, e o CHV tem sua carga parcial aumentada para consumir o vapor em excesso.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

Observando a Figura 5.6 no que tange a produção de energia elétrica, a manobra operacional do início do horário de ponta para o final do horário de ponta de desligar o MACI-B2 e ligar o MACI-B1 em carga parcial se torna questionável, pois a manobra se dá em um curto espaço de tempo e somente neste período. Esta manobra poderia ser feita somente reduzindo a carga de MACI-B2.



**Figura 5.5:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de abril.



**Figura 5.6:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de abril.

### 5.3.3 Maio e Outubro

A Figura 5.7 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 5.7 observa-se que no horário não administrativo, a otimização opera em carga parcial os equipamentos MACI-A1 e MACI-A2. Para completar a geração de potência é ligado em 100% de carga CC e em carga parcial os equipamentos MTG1 e MTG2. Para a produção de água gelada é ligado em carga parcial o CHE2, CHV e CHAQ.

Já no horário administrativo, com o aumento da demanda de energia elétrica o MACI-A2, MACI-A2, MTG1 e MTG2 são ligados com 100% de carga. Além destes equipamentos também há a necessidade de se comprar energia elétrica da concessionária. Para a produção de água gelada, liga-se o CHE2 com 100% de carga e em carga parcial o CHE1, CHV e CHAQ.

No horário de início de ponta, a otimização reduz o consumo de energia elétrica da concessionária. Com a redução da demanda de água gelada e vapor, a otimização determina por desligar CHE1 e reduzir a carga de CHE2. Entretanto, para continuar a atender a demanda de água gelada o vapor que sobra do processo é usado no CHV.

Por último no horário de fim de ponta, para de se consumir energia da concessionária e reduz a carga de MTG1 e MTG2. Para a água gelada, a carga de CHE2 é reduzida e aumenta-se a carga de CHV. O aumento da carga de CHV é para consumir o vapor que não será usado no processo.

A Figura 5.8 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

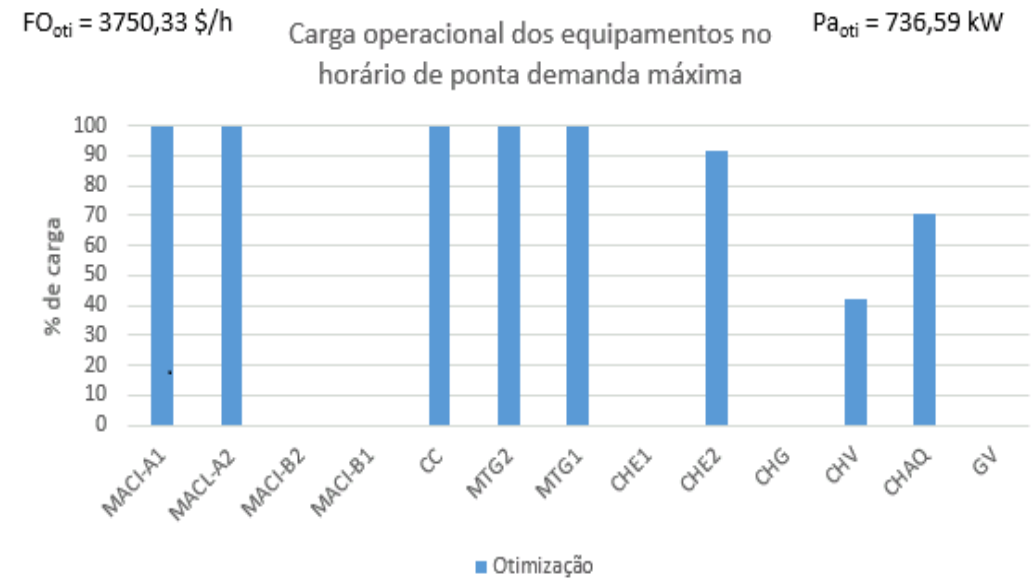
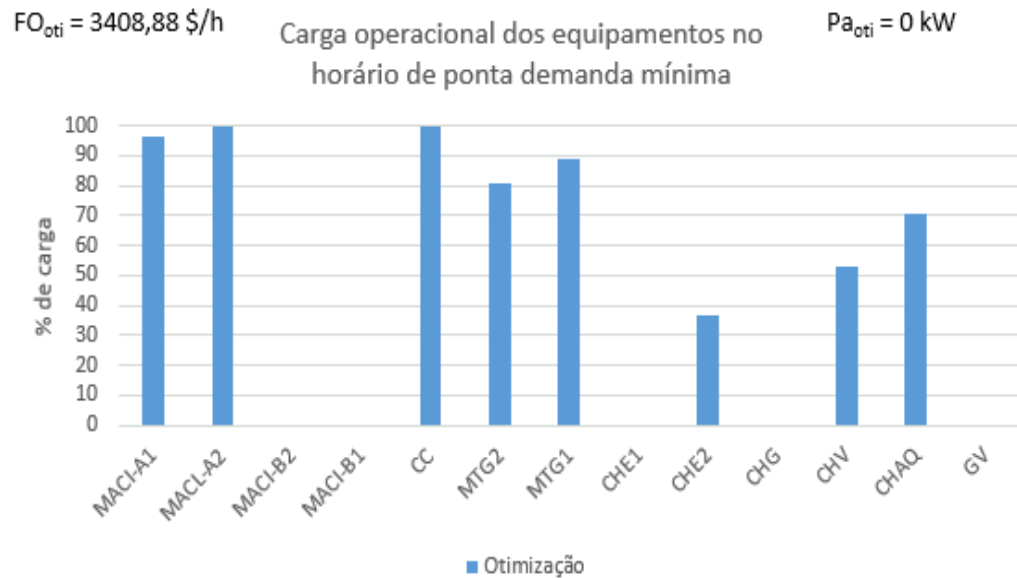
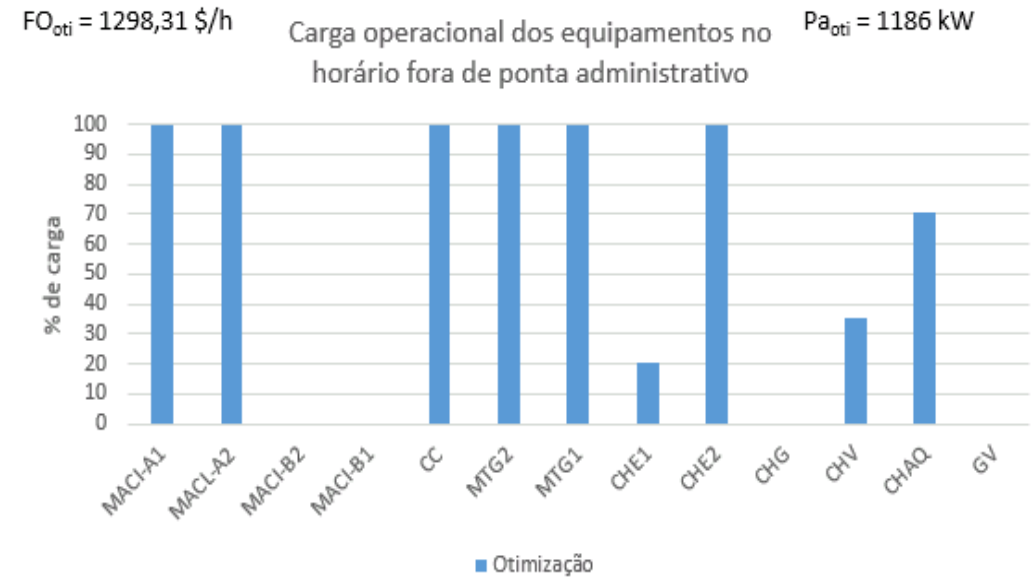
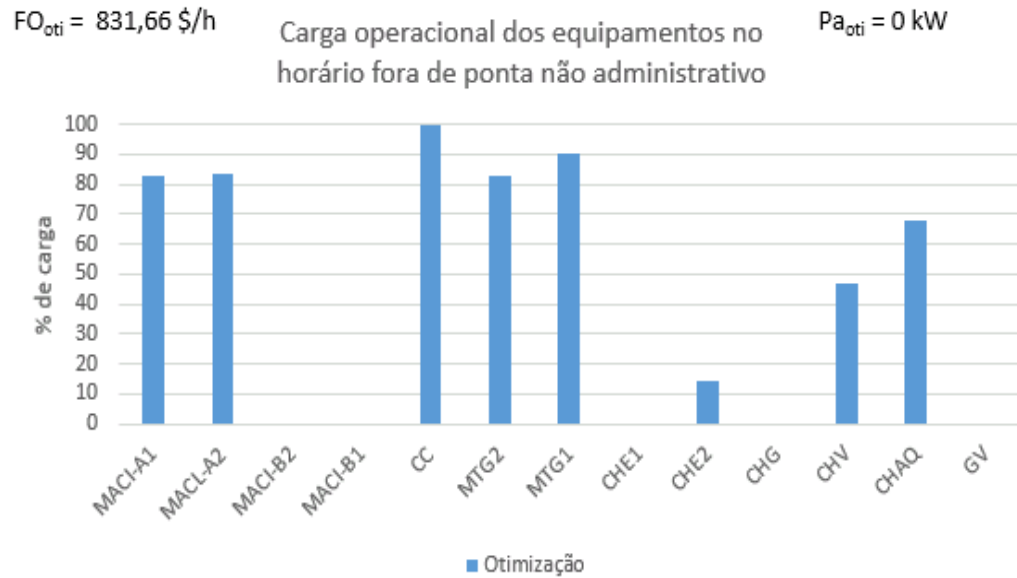
Observando a Figura 5.8, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.7 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta, a otimização não consome energia elétrica da concessionária e determina por operar em carga parcial o MACI-B2. Para água gelada o CHE2 tem sua carga reduzida, e CHE1 e CHV tem sua carga parcial aumentada.

Por último no horário de fim de ponta, o MACI-B2 é desligado e MTG1 e MTG2 tem sua carga reduzida. Com relação a água gelada o CHE1 é desligado e CHV tem sua carga aumentada.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

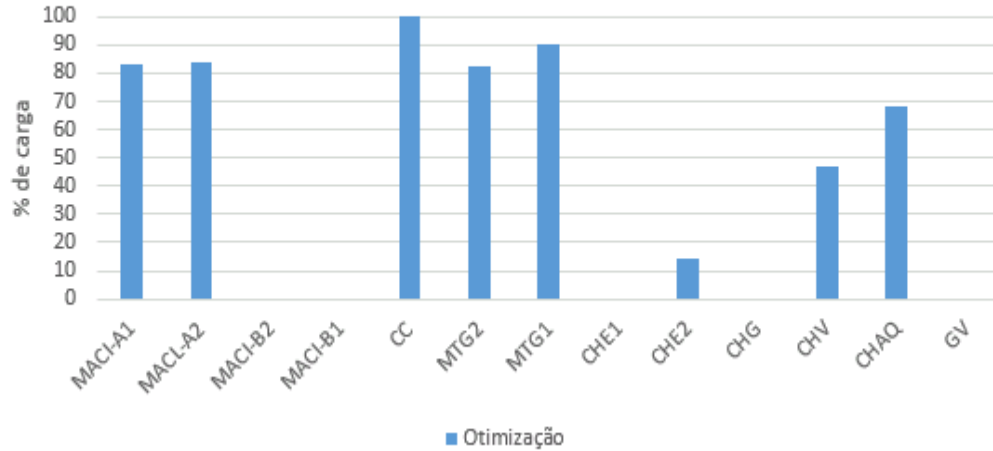
Observando a Figura 5.8 no que tange a produção de energia elétrica, a estratégia de operar o CHE1 e CHE2 em cargas parciais no início do horário de ponta é questionável, pois sabe-se que quanto mais próximo da carga nominal o equipamento está operando, maior sua eficiência. Assim para a produção de água gelada, a melhor estratégia seria operar um dos chiller com uma carga maior.





**Figura 5.7:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de maio e outubro.

$FO_{oti} = 831,66 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
horário fora de ponta não administrativo



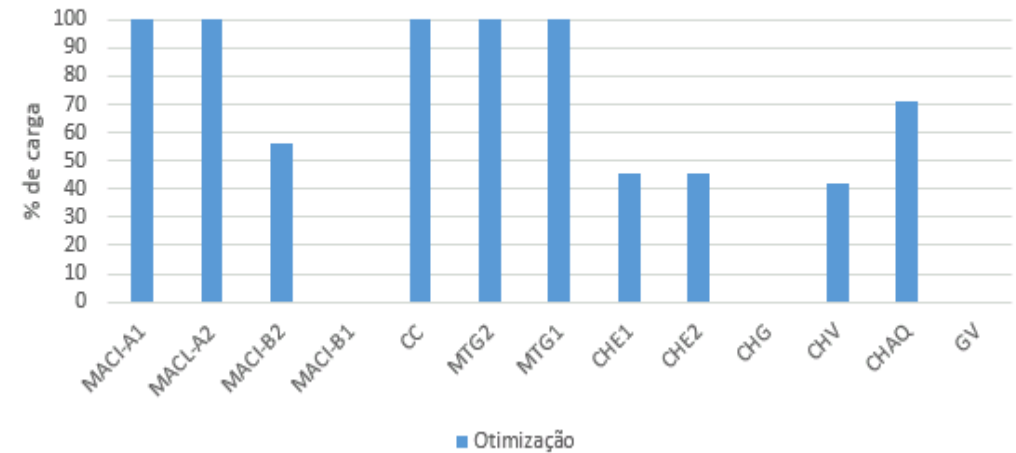
$FO_{oti} = 1298,31 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  $Pa_{oti} = 1186 \text{ kW}$   
horário fora de ponta administrativo



$FO_{oti} = 1511,28 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
horário de ponta demanda mínima



$FO_{oti} = 1975,79 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
horário de ponta demanda máxima



**Figura 5.8:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de maio e outubro.

### 5.3.4 Junho

A Figura 5.9 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 5.9 em todos os casos a CC é ligado com 100% de carga. No horário não administrativo o MACI-A1 é ligado a carga parcial juntamente com MTG1 e MTG2. O CHV e VHE2 são ligados a carga parcial.

No horário administrativo o MTG1 e MTG2 são ligados com 100% de carga, além de ser necessário comprar energia elétrica da concessionária. O CHE1 e CHE2 são ligados a carga parcial para atender a demanda de água gelada.

Já no horário de início de ponta, ocorre uma redução do consumo de energia da concessionária pela redução da demanda de energia. Com a redução da demanda de água gelada, o CHE1 é desligado e para continuar a atender a demanda, a carga de CHE2 é aumentada.

Por último, no horário de fim de ponta não se compra energia elétrica da concessionária. Além disso, com a redução da demanda de eletricidade, o MTG1 é desligado e MACI-A2 tem sua carga diminuída.

A Figura 5.10 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

Observando a Figura 5.10, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.9 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta o MACI-B2 é ligado com carga parcial e não se compra energia da concessionária. Outro detalhe, é o desligamento de CHE1 e aumento da carga de CHE2 para continuar a atender a demanda de água gelada.

Por sua vez no horário de fim de ponta as cargas de MACI-A2 e MTG2 são reduzidas. A demanda de água gelada é diminuída fazendo a otimização determinar em desligar CHE2 e ligar CHE1 a carga, e aumentar a carga de CHV aproveitando o vapor.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

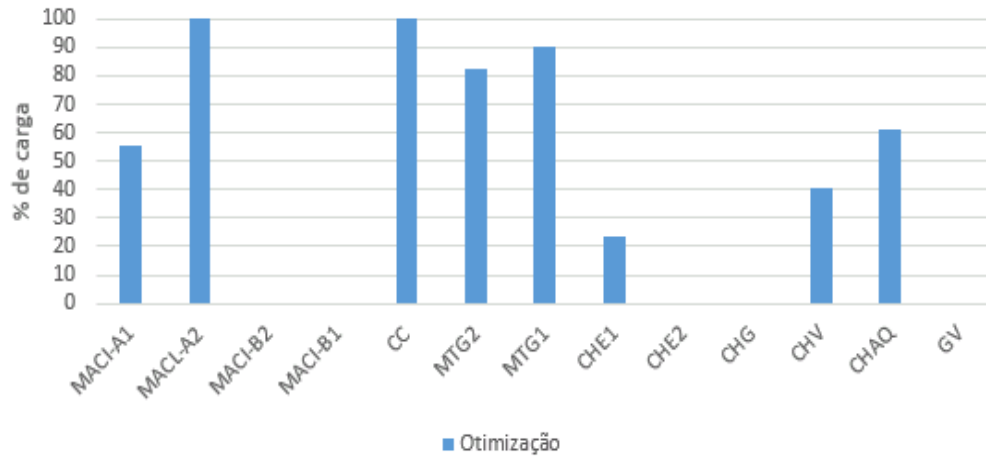
Observando a Figura 5.9 para a produção de energia elétrica, a estratégia operacional no fim do horário de ponta de desligar o MTG2 é questionável, pois a manobra se dá em um curto

espaço de tempo e somente neste período. Esta manobra poderia ser feita somente reduzindo a carga de um dos outros equipamentos de geração de potência operantes durante o início do horário de ponta. Outro ponto é a produção de água gelada, que no horário administrativo o CHE1 e o CHE2 estariam operando, pelo mesmo motivo já citado um único chiller poderia estar operando visto que são idênticos. Na Figura 5.10 o comportamento de CHE1 e CHE2 é o mesmo da Figura 5.9.



**Figura 5.9:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de junho.

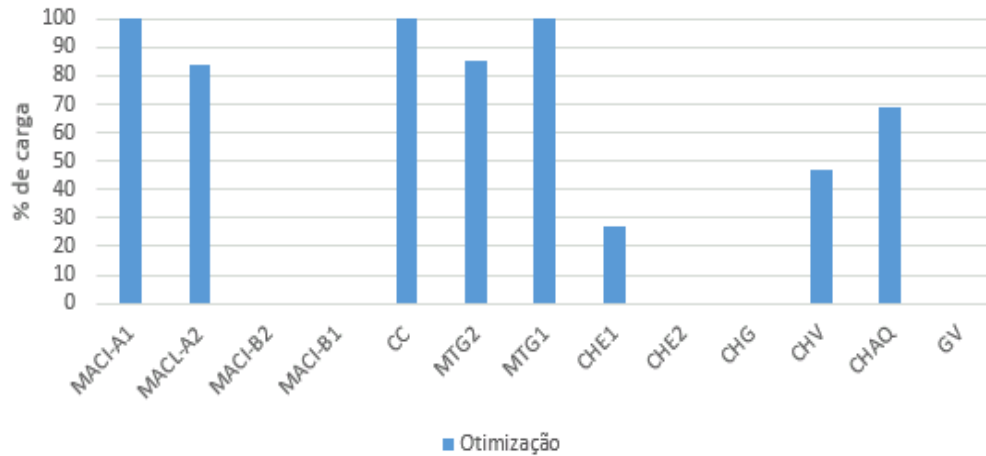
$FO_{oti} = 796,64 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta não administrativo  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1170,23 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta administrativo  $Pa_{oti} = 885,93 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1456,81 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda mínima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1794,34 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda máxima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



**Figura 5.10:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de junho.

### 5.4.5 Julho

A Figura 5.11 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 5.11, no horário não administrativo os equipamentos que produzem potência são MACI-A1, MACI-A2, CC, MTG1 e MTG2. Já os que produzem água gelada são CHE1, CHV e CHAQ.

No horário administrativo, ocorre a compra de energia elétrica da concessionária. Além da compra o MACI-A1, MACI-A2, MTG1 e MTG2 são ligados a 100% de carga para atender ao aumento da demanda de energia elétrica.

Já no horário de início de ponta a energia elétrica consumida da concessionária é reduzida e um aumento da carga de CHV é observado.

Por último, no horário de fim de ponta a diminuição da demanda de energia elétrica, a otimização determinou por reduzir a carga de MACI-A2, MTG1 e MTG2, além de não consumir energia elétrica da concessionária.

A Figura 5.12 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

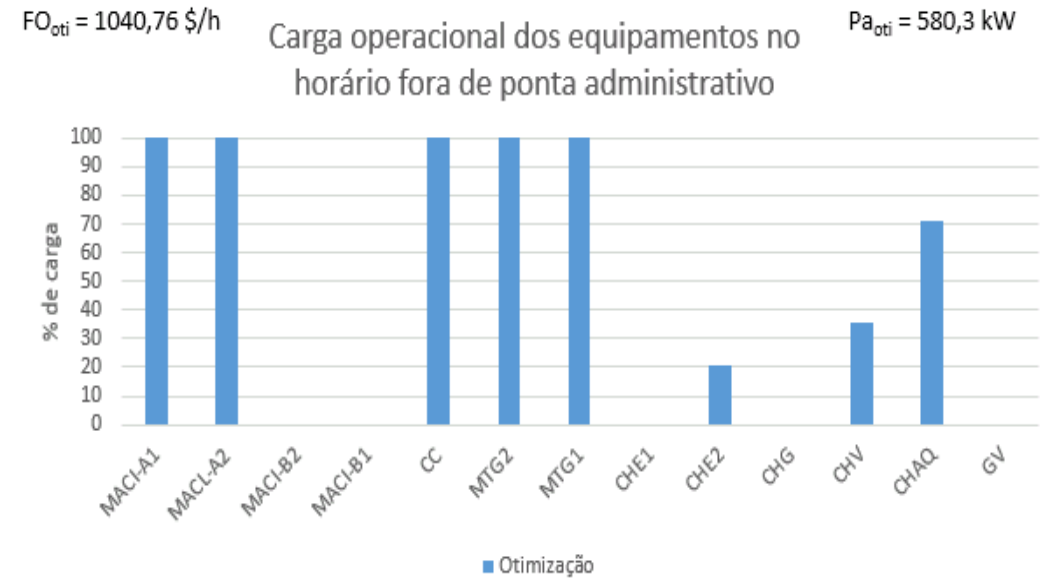
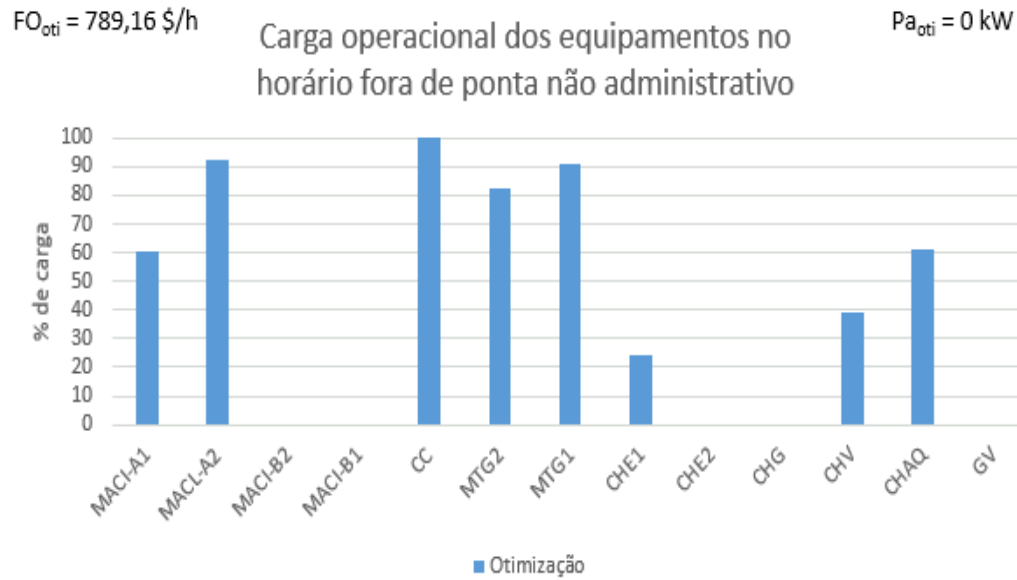
Observando a Figura 5.12, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.11 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta a otimização não consome energia da concessionária e liga em carga parcial o MACI-B1.

Já no horário de fim de ponta o MACI-A2, MTG1 e MTG2 diminuem sua carga pela redução da demanda de energia elétrica, e o MACI-B1 é desligado.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

Observando a Figura 5.11 no que tange a produção de água gelada, a manobra operacional de se usar o CHE1 no horário não administrativo é questionável, pois a manobra nos outros horários o CHE2 é usado. Assim, não caberia desligar o CHE2 e ligar o CHE1 em carga parcial somente no horário não administrativo já que os equipamentos são idênticos.

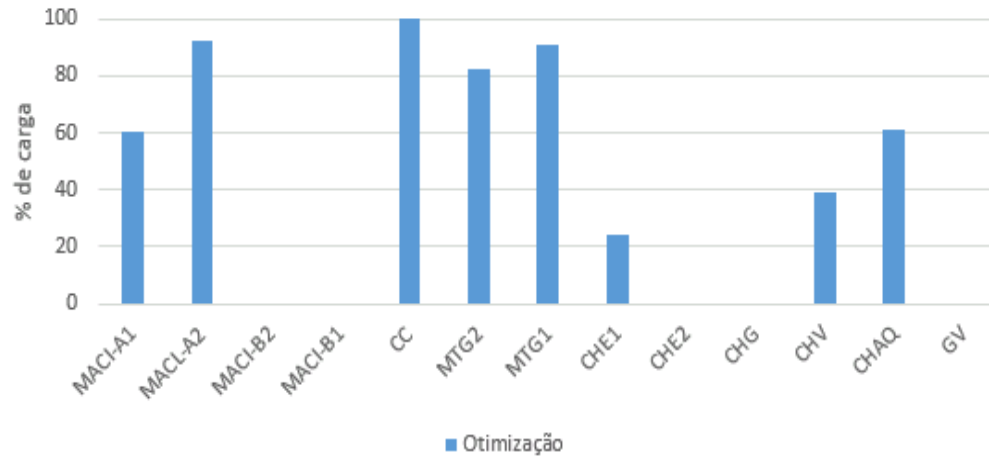
Pela Figura 5.12 o que ocorre com a água gelada é o mesmo que ocorre na Figura 5.11.



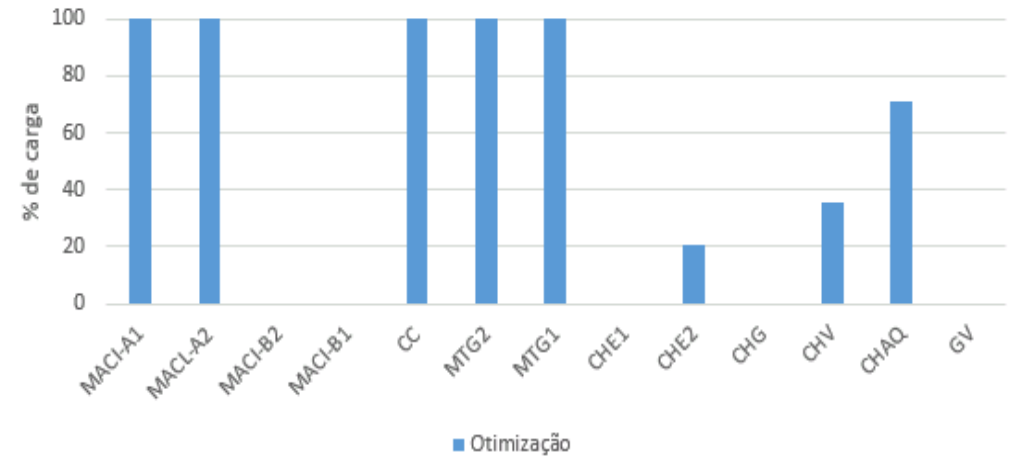
**Figura 5.11:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de julho.



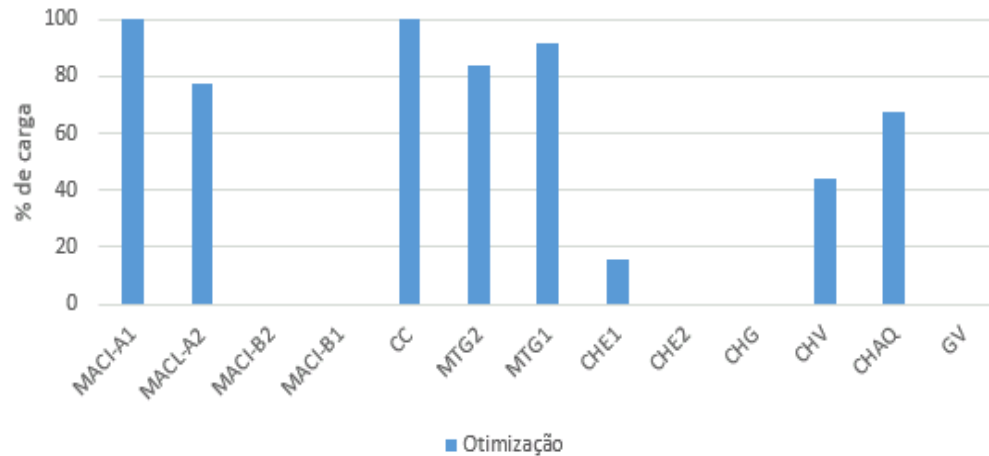
$FO_{oti} = 789,16 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



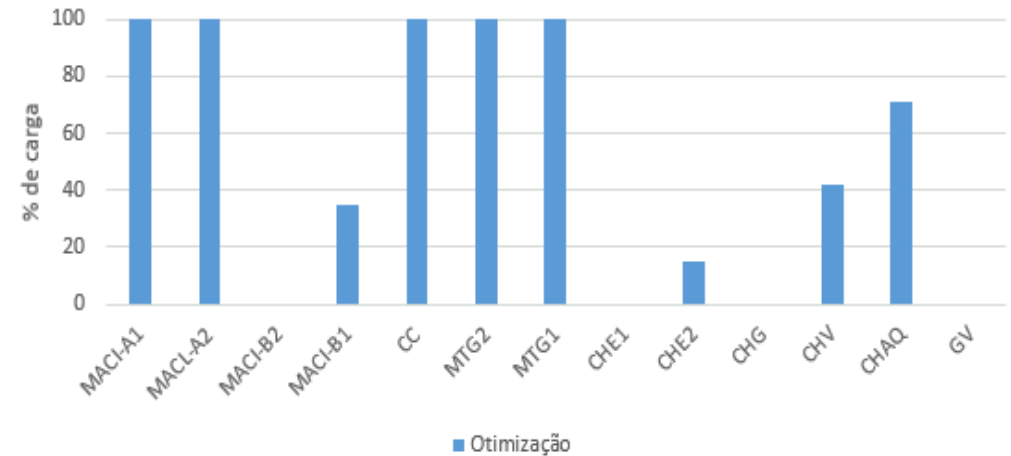
$FO_{oti} = 1040,76 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo  $Pa_{oti} = 580,3 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1417,62 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta demanda mínima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1630,37 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta demanda máxima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



**Figura 5.12:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de julho.

### 5.4.6 Agosto

A Figura 5.13 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 5.13, no horário não administrativo se liga em carga parcial o MACI-A1, MACI-A2, MTG1 e MTG2. Além destes equipamentos, para atender a energia elétrica, a CC também é ligada com 100% de carga.

No horário administrativo se consome energia elétrica da concessionária, além de ligar em 100% de carga o MACI-A1, MACI-A2, MTG1 e MTG2. E por sua vez, para atender ao aumento da demanda de água gelada, o CHE1 e CHE2 são ligados em carga parcial.

Já no horário de início de ponta, com a diminuição da demanda de energia elétrica, o consumo de energia da concessionária é reduzido e MTG1 é desligada. Outro detalhe, é o desligamento de CHE1 e o aumento da carga de CHE2.

Por último, no horário de fim de ponta com a redução da demanda de energia, a carga de MACI-A2 e MTG2 são reduzidas e não se consome energia elétrica da concessionária. Apesar da redução da demanda de energia ainda a necessidade de se ligar em 100% de carga o MTG1. Com relação a produção de água gelada, que também tem sua demanda diminuída, a carga de CHE2 é reduzida e no CHV tem um pequeno acréscimo.

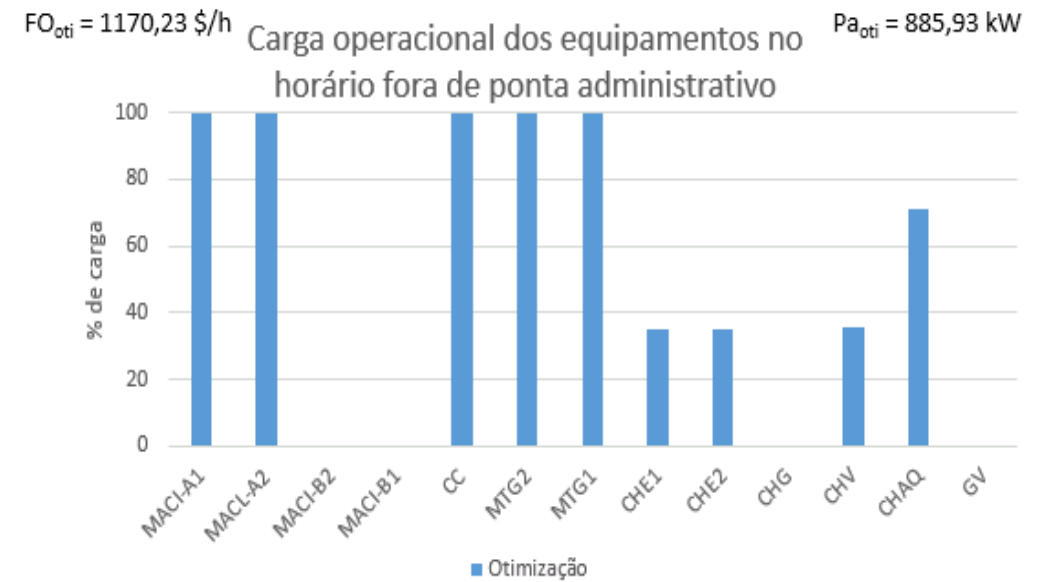
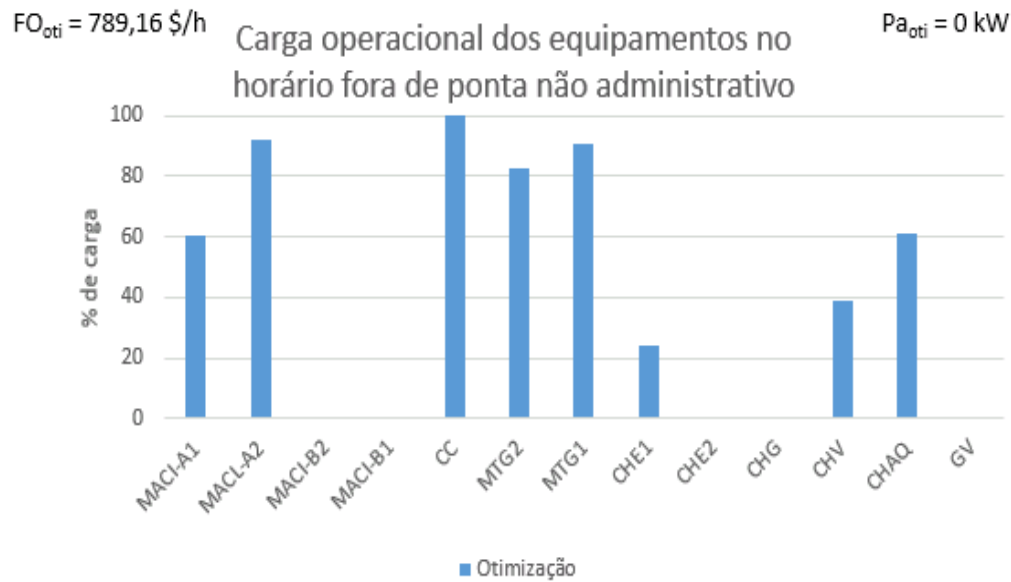
A Figura 5.14 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

Observando a Figura 5.14, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.13 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta há uma diminuição da demanda de energia, com isso, a otimização define por não consumir energia da concessionária e ligar o MACI-B2 em carga parcial para atender a demanda mesmo com a redução. Outro detalhe é o desligamento do CHE1 e o aumento da carga do CHE2.

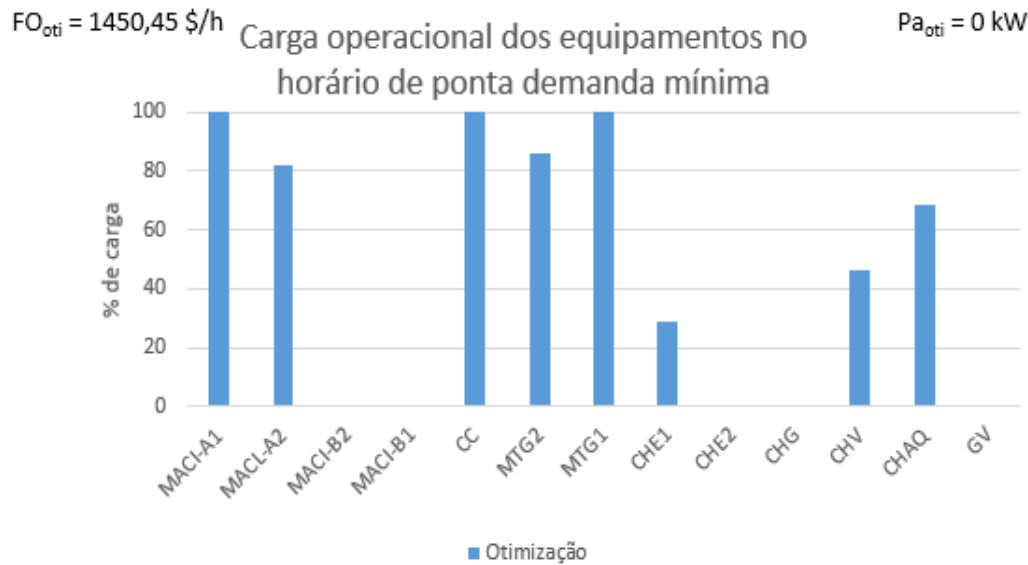
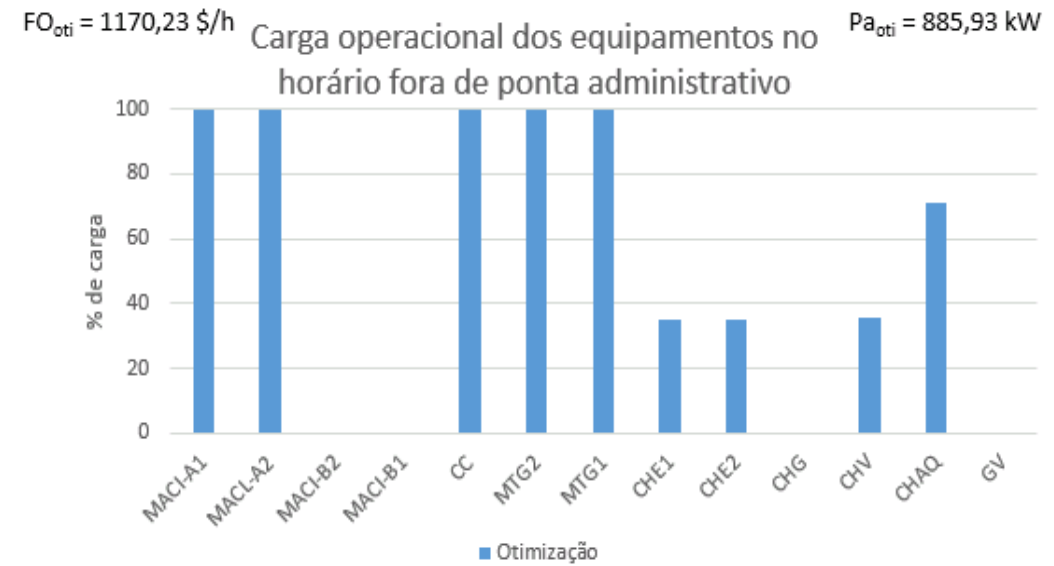
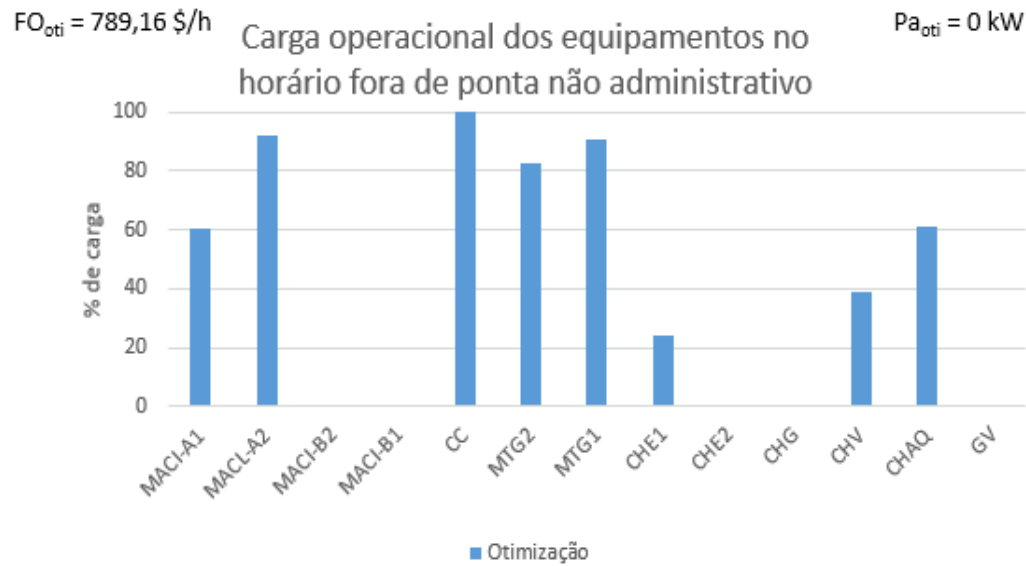
Por último no horário de fim de ponta, com a redução da demanda de energia o método reduz a carga de MACI-A2 e MTG2. Além disso, o CHE2 é desligado e o CHE1 é ligado em carga parcial.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

Olhando para as Figuras 5.13 e 5.14, ocorre a mesma coisa dos casos anteriores para o caso da produção de água gelada. É visto que o CHE1 e CHE2 operam, sendo que poderia somente um operar em todos os horários.



**Figura 5.13:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de agosto.



**Figura 5.14:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de agosto.

### 5.4.7 Setembro

A Figura 5.15 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 5.15 pode ser visto que no horário não administrativo a otimização opera em carga parcial o MACI-A1, MTG1 e MTG2. Além destes equipamentos, também se opera com 100% de carga o MACI-A2 e CC para atender a demanda de energia elétrica. Para atender a demanda de água gelada é definido funcionar em carga parcial o CHE1, CHV e CHAQ.

No horário administrativo, a otimização consome energia elétrica da concessionária e liga em 100% de carga o MACI-A1, MTG1 e MTG2 para atender ao aumento da demanda de energia. Para atender a demanda de água gelada, liga-se em 100% de carga o CHE2 e em carga parcial o CHE1.

Já no horário de início de ponta, com a redução da demanda dos três produtos, a uma redução do consumo de energia da concessionária e o desligamento de CHE1 e a diminuição da carga de CHE2.

Por último no horário de fim de ponta, não é consumida energia elétrica da concessionária e reduz para carga parcial o MACI-A2, MTG1 e MTG2. A diminuição da demanda de água gelada faz diminuir a demanda de CHE2 e aumenta um pouco a carga de CHV. O aumento da carga deste último é para consumir o vapor que não será usado no processo.

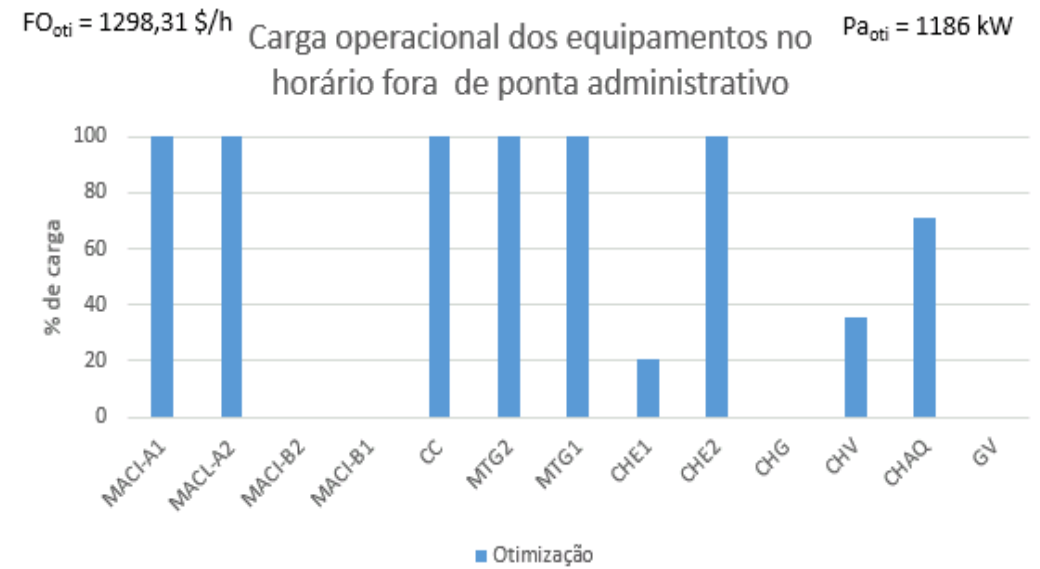
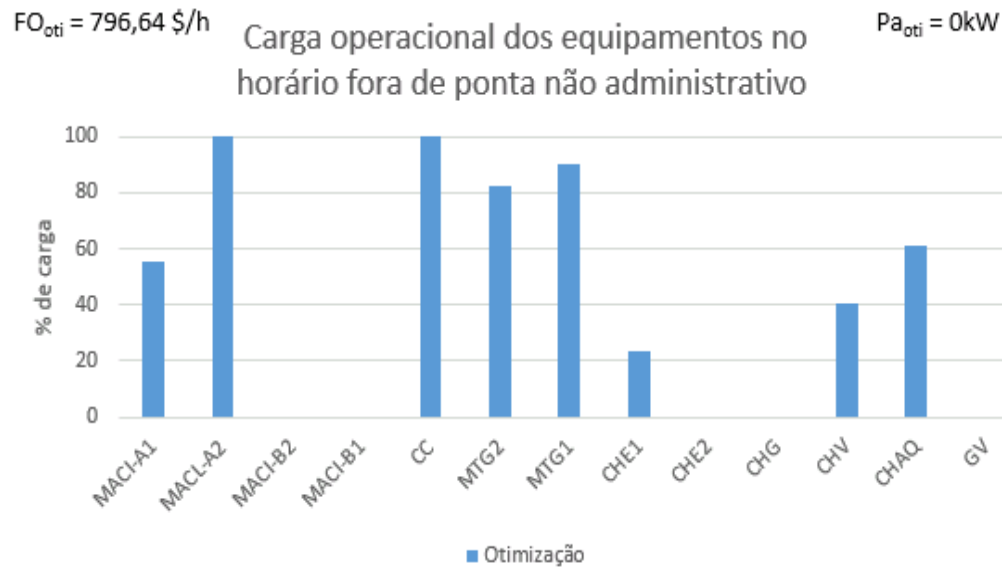
A Figura 5.16 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

Observando a Figura 5.16, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.15 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta, a otimização não consome energia da concessionária e liga o MACI-B2 a carga parcial. Com a redução do consumo do vapor no processo e da água gelada, aumenta-se a carga do CHE1 e reduz a carga de CHE2 e usa o vapor em excesso no CHV.

No horário de fim de ponta, ocorre a diminuição da carga de MACI-A2, MTG1 e MTG2. Outro ponto é o desligamento do CHE2 e o aumento da carga de CHV para consumir o vapor em excesso.

Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

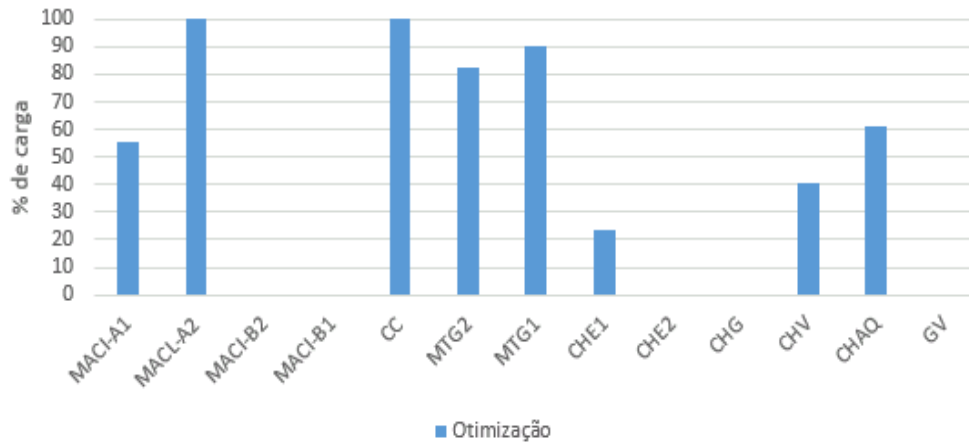
Pela Figura 5.16 o CHE1 e o CHE2 operam no início do horário de ponta, entretanto a capacidade desses equipamentos um deles já seria suficiente para atender a demanda. Como no horário administrativo e no horário não administrativo somente o CHE1 funciona, seria interessante operar somente este chiller com uma carga parcial maior durante o início do horário de ponta para que as manobras operacionais serem melhor realizadas.



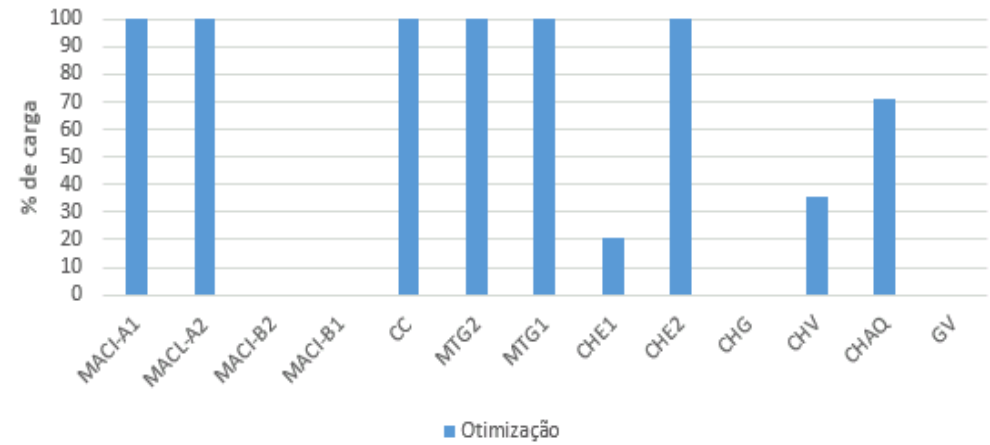
**Figura 5.15:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de setembro.



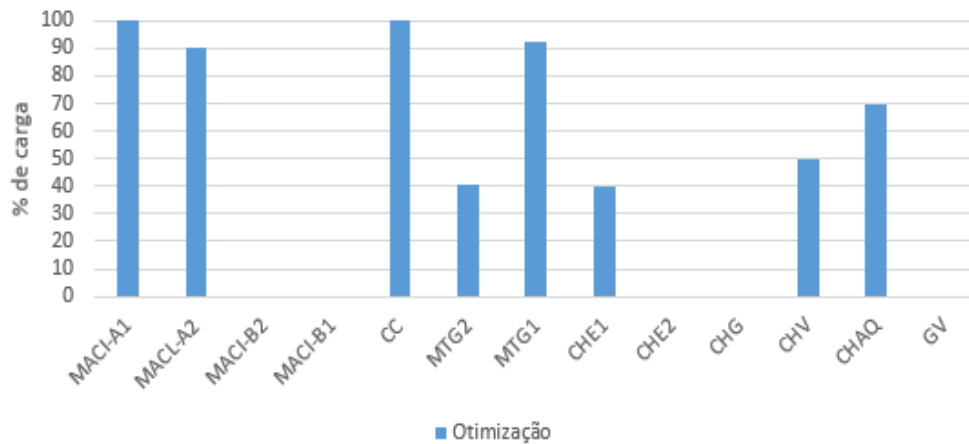
$FO_{oti} = 796,64 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta não administrativo  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



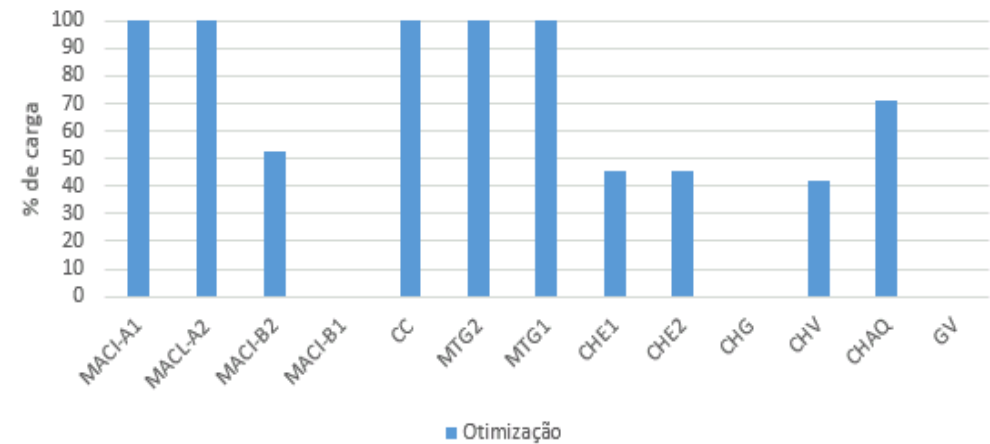
$FO_{oti} = 1298,31 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta administrativo  $Pa_{oti} = 1186 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1488,65 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda mínima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1956,33 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta demanda máxima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



**Figura 5.16:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de setembro.

### 5.4.8 Novembro

A Figura 5.17 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 5.17 vê-se que no horário não administrativo a otimização determina ligar em 100% de carga o MACI-A1, MACI-A2, CC e MTG1, e MTG2 com carga parcial para atender a demanda de energia elétrica.

No horário administrativo para atender ao aumento da demanda de energia elétrica, liga-se a MTG2 com 100% de carga além de comprar energia da concessionária. Para atender a demanda de água gelada, a otimização opera com 100% de carga o CHE1. Por sua vez para atender a demanda de vapor, a GV é ligada a carga parcial.

Já no horário de início de ponta o consumo de energia elétrica da concessionária é reduzido. Outro ponto, é a redução da carga de CHE1 e CHV para reduzir a produção de água gelada. O vapor que é deixado de usar no chiller é usado no processo fazendo que a GV seja desligada.

Por último no horário de fim de ponta, o consumo de energia da concessionária é diminuído. A redução no consumo de água gelada e vapor faz com que o método reduza a carga do CHE1 e aumente a carga em CHV.

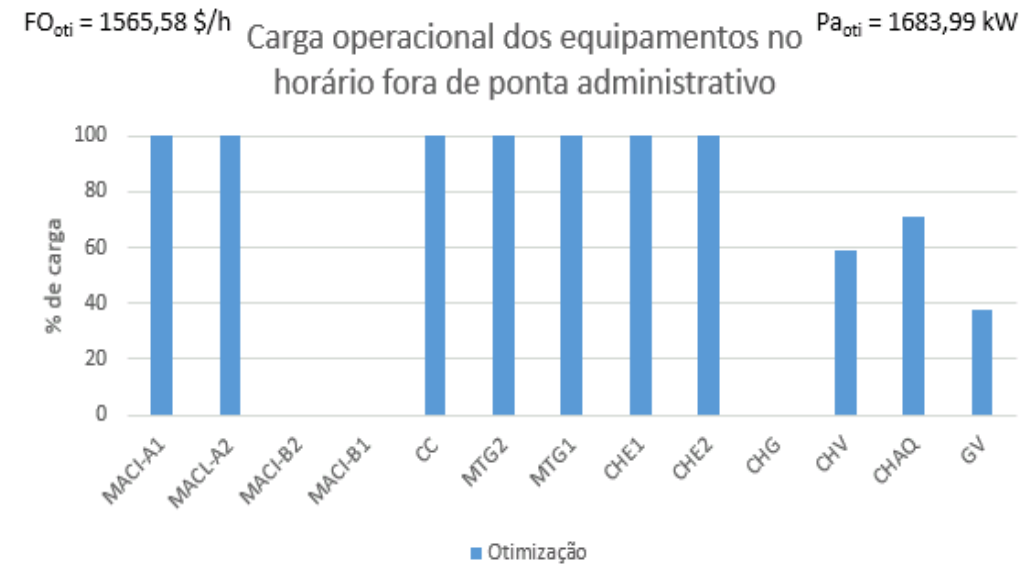
A Figura 5.18 mostra a estratégia operacional e a função objetivo para a tarifa verde neste período.

Observando a Figura 5.18, o comportamento operacional no horário administrativo e não administrativo é o mesmo da Figura 5.17 diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de início de ponta, a otimização não consome energia elétrica da concessionária além de ligar com 100% de carga o MACI-B2. Para atender a demanda reduzida de água gelada, diminui-se a carga do CHE1, CHE2 e CHV e liga-se em carga parcial o CHG. Com a redução da carga do CHV, este vapor que sobra pode ser usado no processo e a GV pode ser desligada.

Por último no horário de fim de ponta, o MACI-B2 é desligado e liga-se em carga parcial o MACI-B1. Outro ponto é que o vapor que deixa de ser usado no processo é usado no CHV fazendo com que o CHE1 e CHE2 tenham sua carga reduzida.

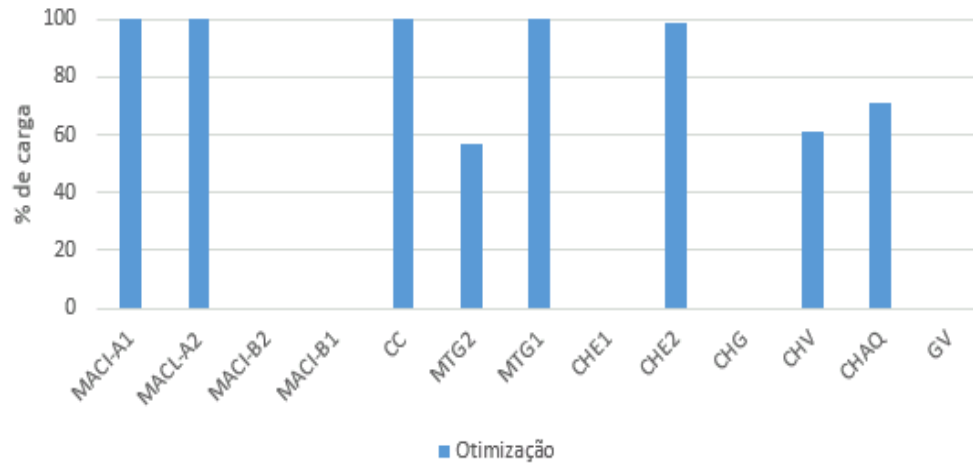
Observando os valores da função objetivo para as duas tarifas, vê-se que seu valor no horário fora de ponta é o mesmo. Entretanto, no horário de ponta, o seu valor reduz praticamente pela metade na tarifa verde.

Pela Figura 5.18, com relação a energia elétrica, o uso de MACI-B1 no início do horário de ponta e o uso do MACI-B2 no fim do horário de ponta é questionável. Por essas duas manobras serem realizadas em um curto período de tempo seria melhor ligar somente o MACI-B1 nestes dois horários.

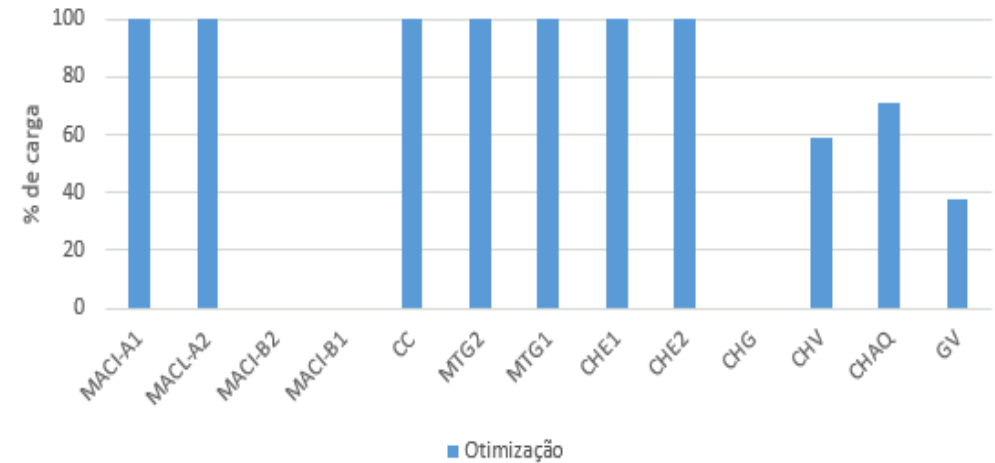


**Figura 5.17:** Estratégia operacional para a tarifa azul no período de novembro.

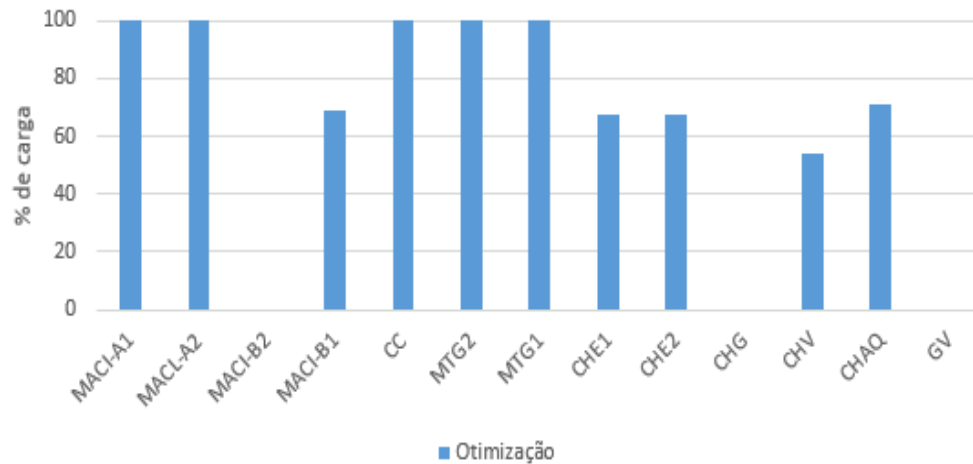
$FO_{oti} = 1051,88 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



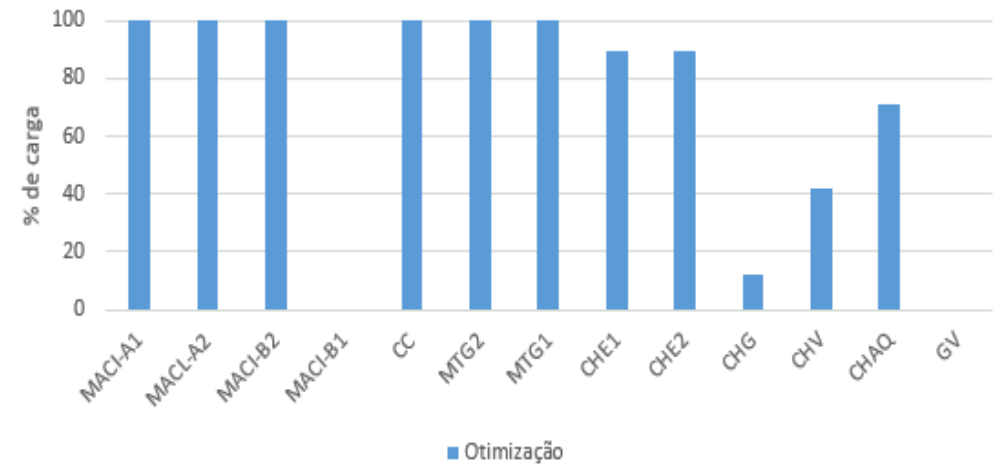
$FO_{oti} = 1565,58 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo  $Pa_{oti} = 1683,99 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1915,59 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta mínima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 2443,91 \text{ \$/h}$  Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta máxima  $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$



**Figura 5.18:** Estratégia operacional para a tarifa verde no período de novembro.

Como visto, estes resultados não levam em conta as manobras operacionais e transição entre uma demanda e outra. Para isso o Capítulo 6 pretende fazer isso numa comparação destes resultados e discutidos comparando com os resultados obtidos com a exergoeconomia.

## Capítulo 6

### DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo é apresentado os resultados obtidos pela otimização comparando-os com os resultados já obtidos pela análise exergoeconômica em 2006. (Lora, 2006)

Para melhor apresentação dos resultados, os gráficos de comparação entre os resultados obtidos pela otimização e pela exergoeconomia, serão agrupados para a tarifa azul e para a tarifa verde separadamente.

Além disso é importante levar em conta a duração de cada demanda e o tempo e forma de transição.

#### 6.1 Dezembro a Março

A Figura 6.1 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pela figura 6.1 observando o horário não administrativo, a otimização determina no ponto de vista de produção de energia elétrica ligar em carga parcial o MTG2 ao invés de consumir energia elétrica da concessionária que é preferida pela exergoeconomia. Neste mesmo horário, com relação a produção de água gelada, a otimização determina em produzir com o CHE2 e a exergoeconomia com o CHE1. Entretanto, como os dois chillers elétricos são iguais, não importaria qual dos dois operasse o custo ia ser o mesmo. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela exergoeconomia.

No horário administrativo, a otimização define em produzir energia elétrica com o auxílio de MTG1 e MTG2, ao invés de consumir energia elétrica da rede. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização como o esperado.

Já no início do horário de ponta, a otimização define em consumir energia elétrica da rede e operar o MTG2 e a otimização prefere operar o MTG1 e consumir menos energia elétrica da rede. Outro ponto é a produção de água gelada, que a otimização defini em aumentar a carga em CHE1 e CHE2 e a exergoeconomia prefere produzir com o CHV. O GV é ligado na exergoeconomia para atender a demanda do CHV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último, com relação a produção de energia elétrica e a água gelada no fim do horário de ponta, o procedimento da otimização é o mesmo do início do horário de ponta. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

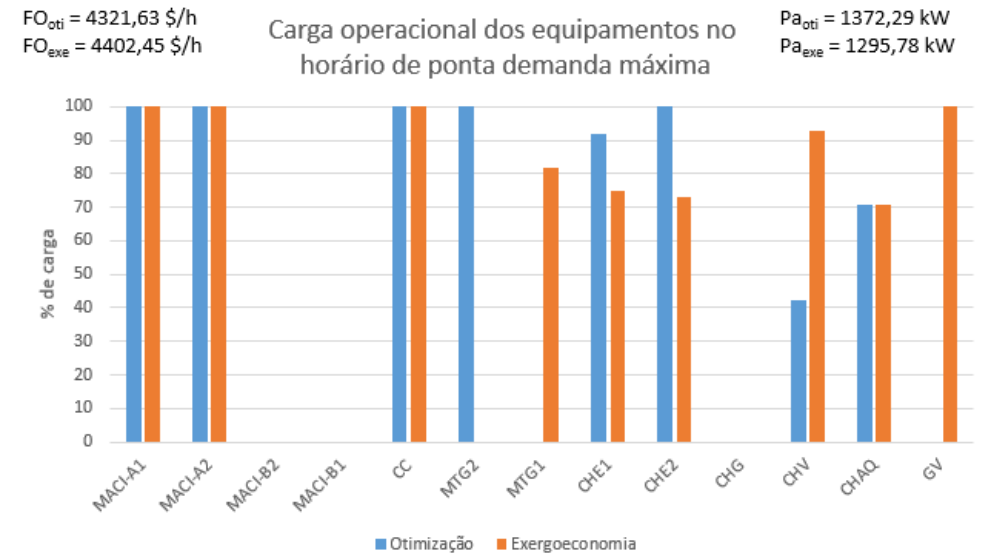
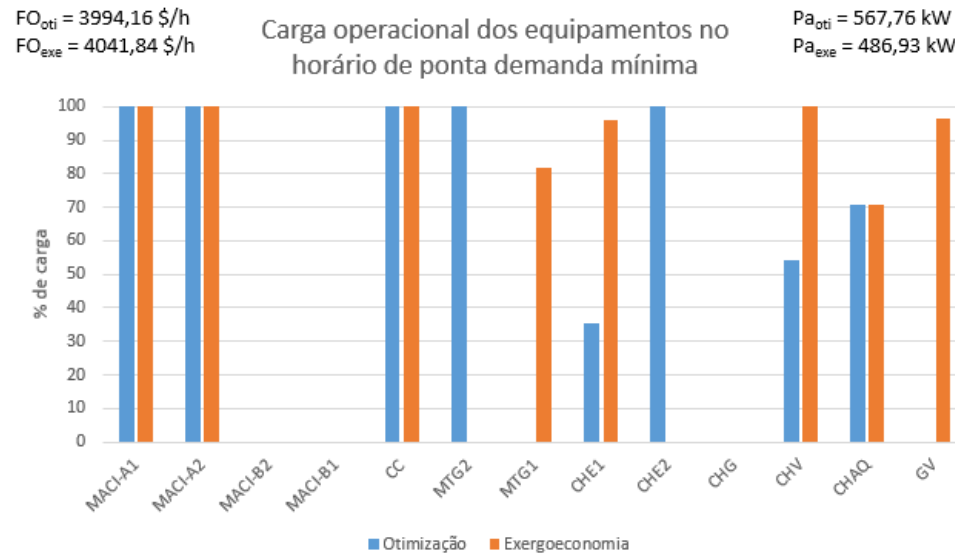
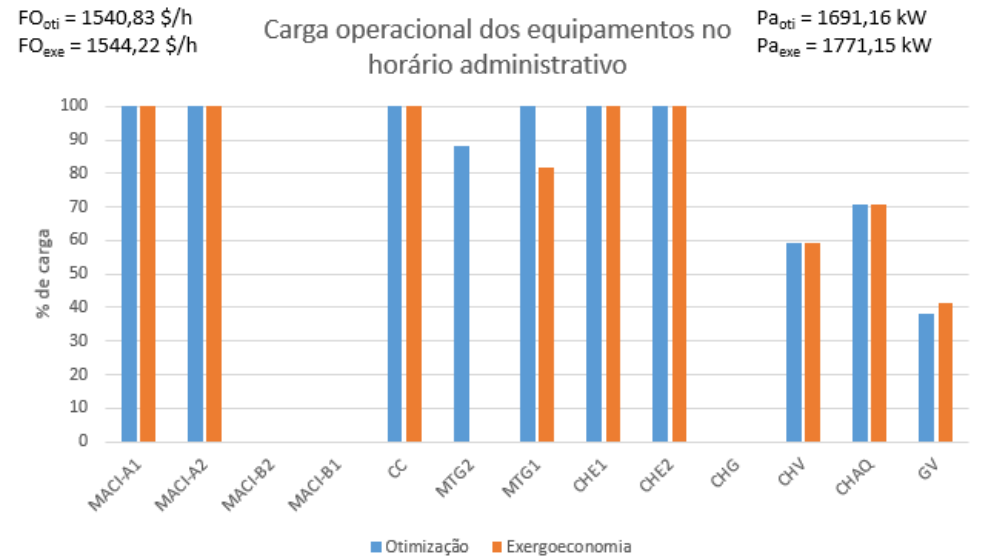
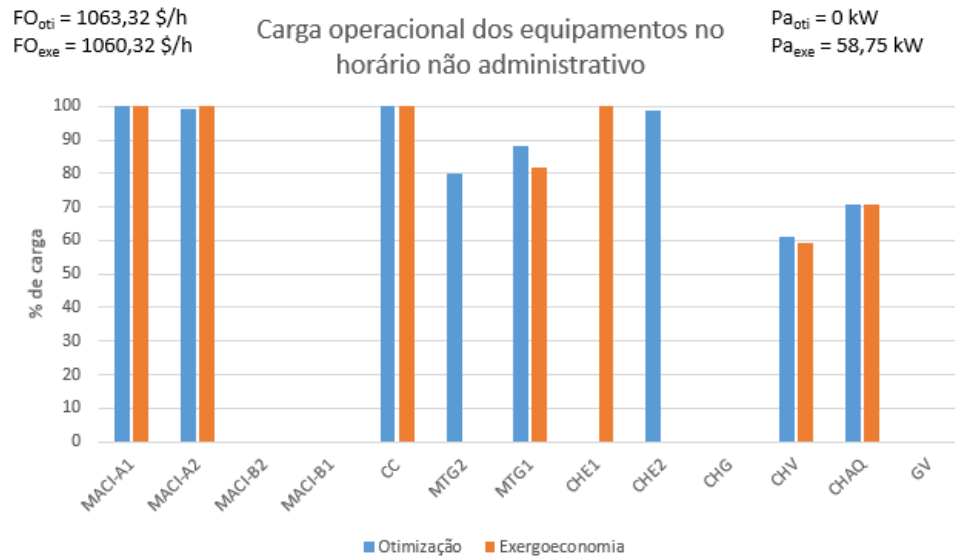
A Figura 6.2 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período.

Pela Figura 6.2 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.1. No início do horário de ponta, a otimização define como melhor opção para produzir energia elétrica em operar com carga total o MTG2 e o MTG1. Entretanto, a exergoeconomia opta por desligar o MTG2 e reduzir a carga do MTG1 e operar em carga parcial o MACI-A1. Com relação a água gelada, como foi explicado na Figura 5.4 a exergoeconomia fez a escolha sugerida de desligar o CHG e aumentar a carga de CHE1 e CHE2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela exergoeconomia, que pode ter como causa a escolha feita pela exergoeconomia na produção de água gelada.

Por último no fim do horário de ponta, a exergoeconomia operar o MACI-B1 e o MTG2. Já a exergoeconomia, prefere operar em carga parcial o MACI-B2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Exceto em três casos, o custo operacional obtido pela otimização é menor que o obtido pela exergoeconomia, mas são bem próximos. Pode ser que este erro pode ter vindo na hora de transformar o comportamento dos equipamentos em equações.



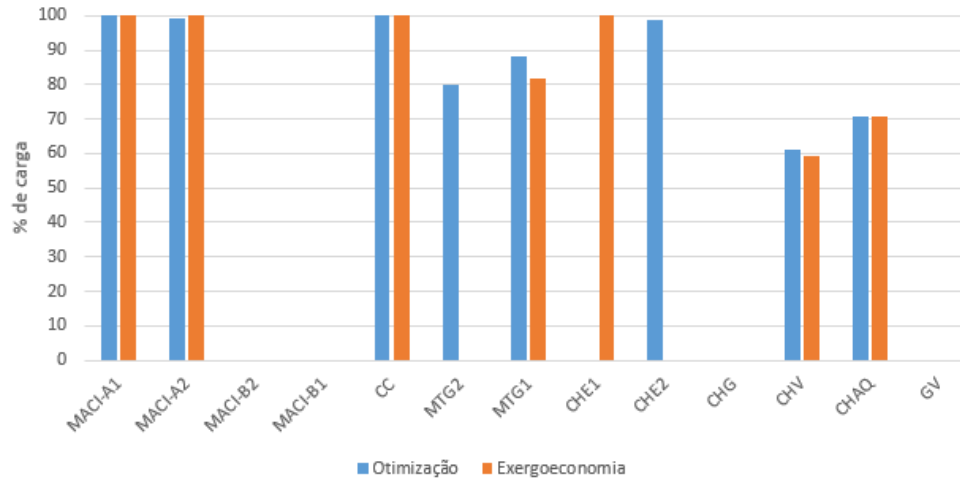


**Figura 6.1:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de dezembro a março.

$FO_{oti} = 1063,32 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1060,32 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta não administrativo

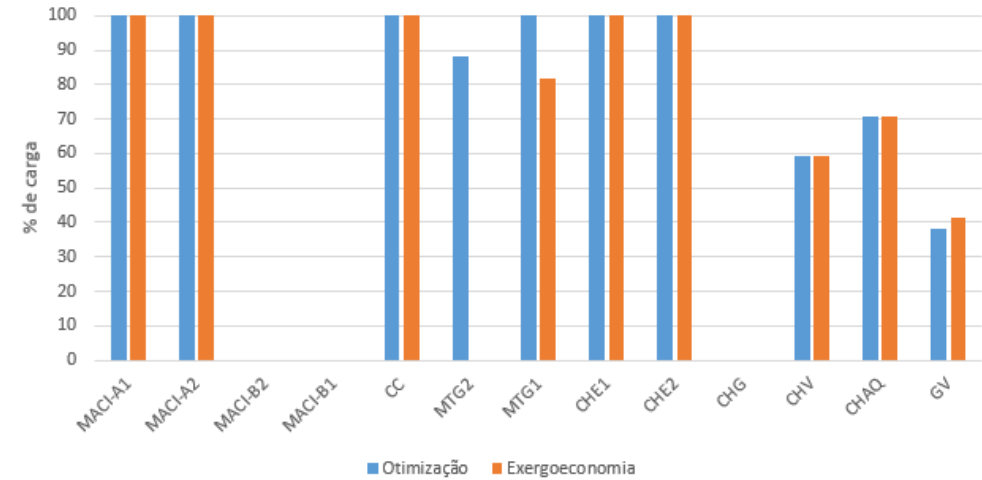
$Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 58,75 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1540,83 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1544,22 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta administrativo

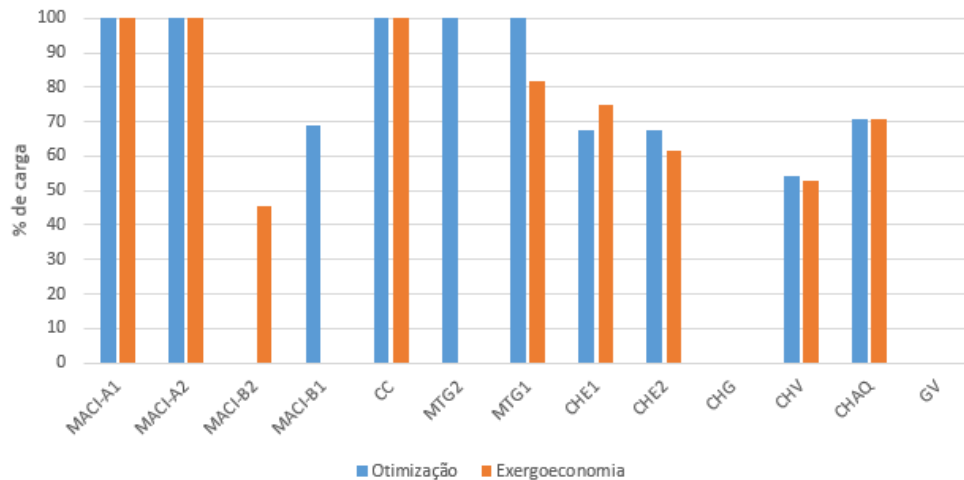
$Pa_{oti} = 1691,16 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1771,15 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1248,9 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1305,99 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta demanda mínima

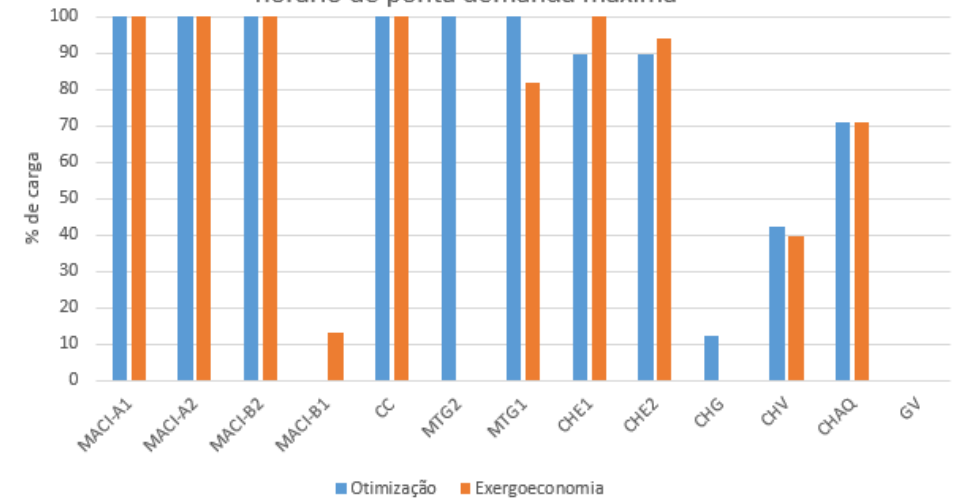
$Pa_{oti} = Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 2511,17 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 2488,02 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta demanda máxima

$Pa_{oti} = Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.2:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de dezembro a março.

## 6.2 Abril

A Figura 6.3 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 6.3 no horário não administrativo, a otimização determina operar o MTG1. A exergoeconomia por sua vez prefere operar em carga total o MACI-A1 e MACI-A2 e desligar o MTG1. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário administrativo, a otimização defini por consumir menos energia da rede e operar a CC e o MTG2 e aumentar a carga de MTG1. A exergoeconomia por sua vez prefere consumir mais energia da rede. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização reduz o consumo da rede e opera em carga total o CC, MTG2 e MTG1. A exergoeconomia prefere desligar o CC, MTG2 e consumir energia elétrica da rede. Com relação a produção de água gelada, a otimização opera o CHE2. A exergoeconomia por sua vez, prefere desligar CHE2 e transferir a carga para o CHE1 e CHV. O GV é ligado na exergoeconomia para atender a demanda do CHV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

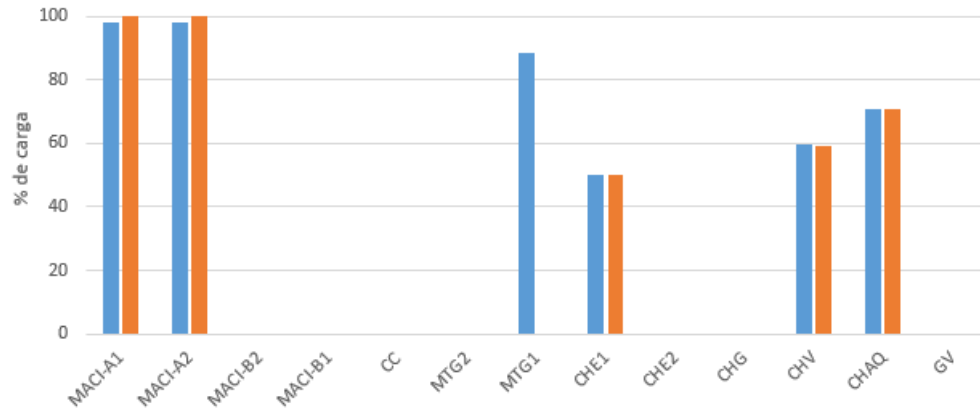
Já no horário do fim de ponta, a otimização e a exergoeconomia se comportam da mesma maneira que o início do horário de ponta. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.4 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período.

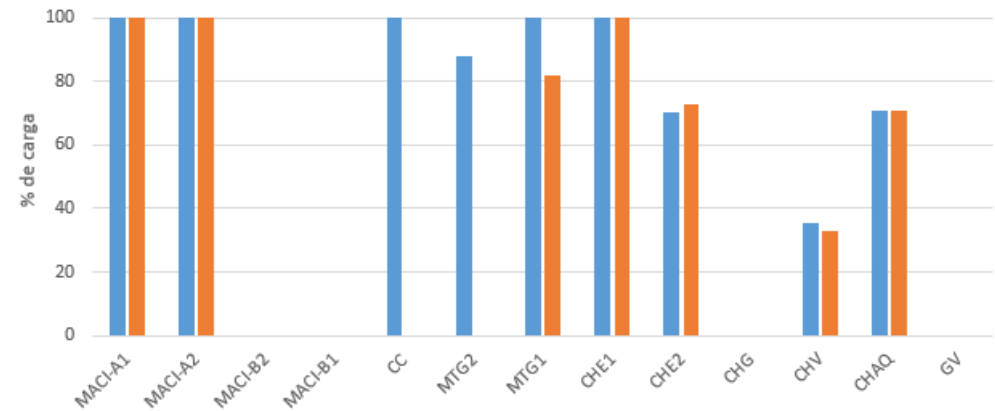
Pela Figura 6.4 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.3. No horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização determina em operar a CC e o MTG2 em carga total. Já a exergoeconomia desliga estes equipamentos e aumenta a carga de MACI-B2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último no fim do horário de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera em carga total o CC e o MTG2 e em carga parcial o MACI-B1. Já a exergoeconomia, prefere desligar estes motores e operar em carga parcial o MACI-B2. Como dito na Figura 5.6, é mais viável que o MACI-B2 opere no lugar de MACI-B1 devido a realização da manobra operacional do início do horário de ponta para o fim do horário de ponta, que é atendido pela exergoeconomia. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

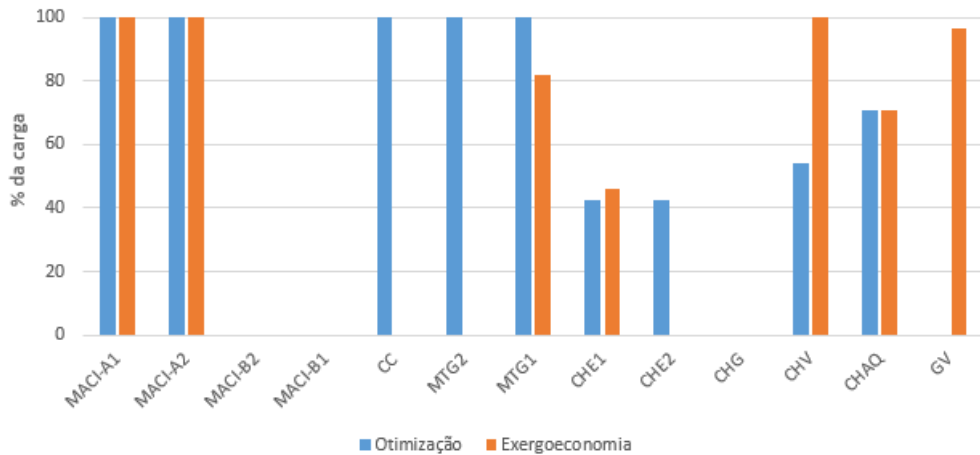
FO<sub>oti</sub> = 951,90 \$/h  
 FO<sub>exe</sub> = 956,20 \$/h  
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta não administrativo  
 Pa<sub>oti</sub> = Pa<sub>exe</sub> = 0 kW



FO<sub>oti</sub> = 1396,12 \$/h  
 FO<sub>exe</sub> = 1409,55 \$/h  
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta administrativo  
 Pa<sub>oti</sub> = 1450,59 kW  
 Pa<sub>exe</sub> = 1737,96 kW



FO<sub>oti</sub> = 3822,63 \$/h  
 FO<sub>exe</sub> = 3917,16 \$/h  
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta mínima  
 Pa<sub>oti</sub> = 237,57 kW  
 Pa<sub>exe</sub> = 394,37 kW



FO<sub>oti</sub> = 4145,02 \$/h  
 FO<sub>exe</sub> = 4247,24 \$/h  
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta máxima  
 Pa<sub>oti</sub> = 1028,69 kW  
 Pa<sub>exe</sub> = 1190,15 kW

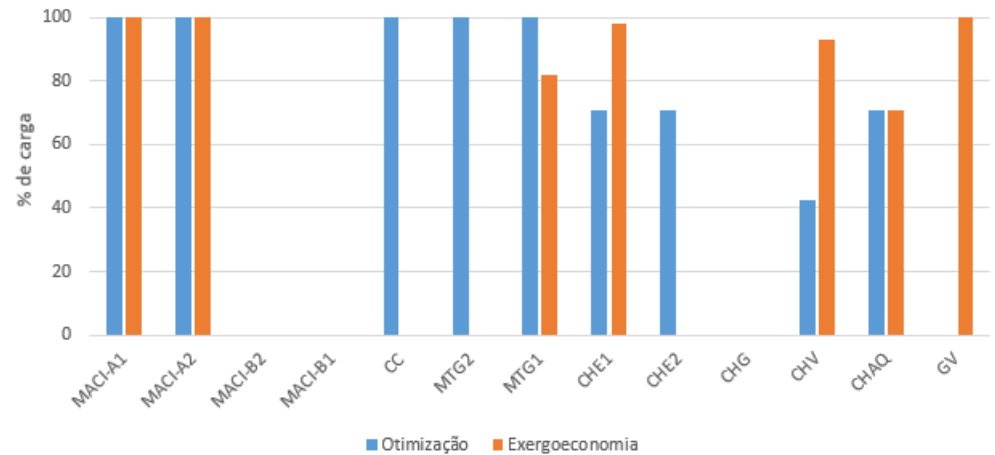
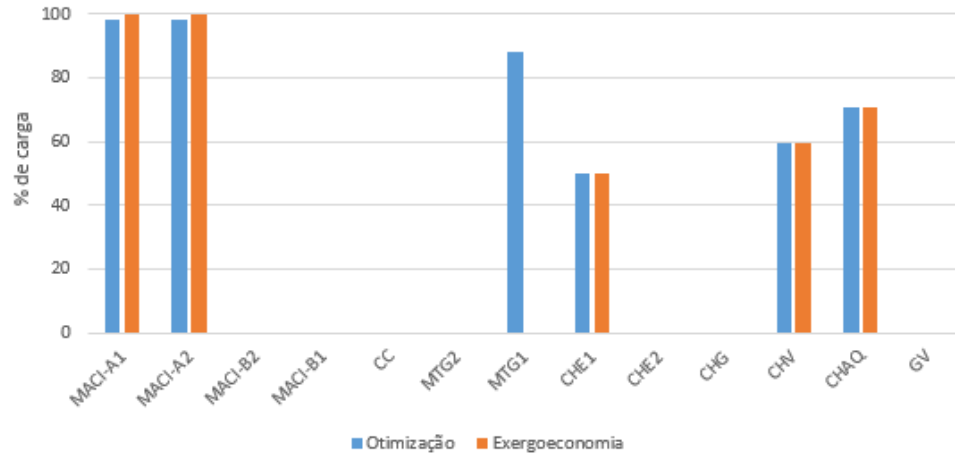
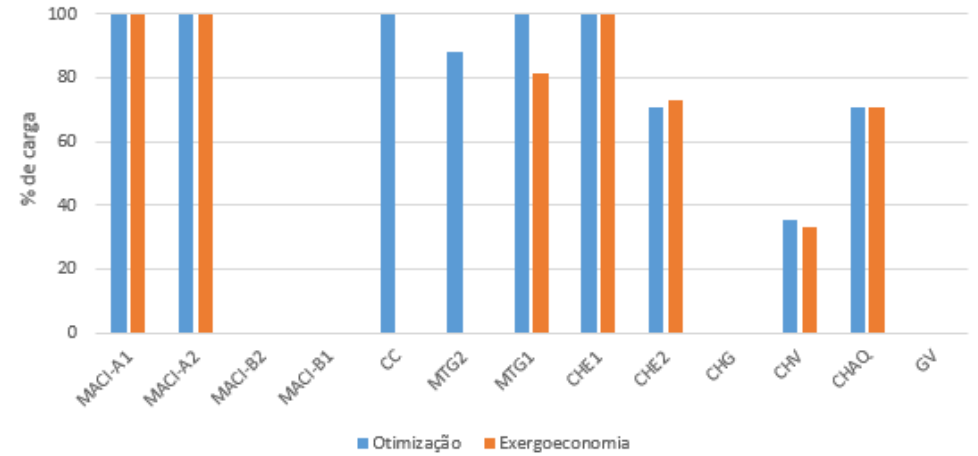


Figura 6.3: Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de abril.

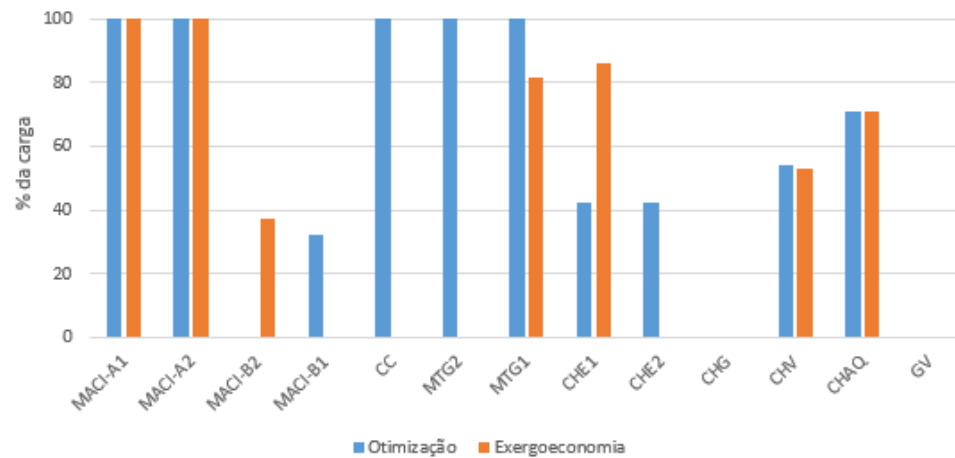
FO<sub>oti</sub> = 951,90 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 956,20 \$/h  
Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta não administrativo  
Pa<sub>oti</sub> = Pa<sub>exe</sub> = 0 kW



FO<sub>oti</sub> = 1396,12 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 1409,55 \$/h  
Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta administrativo  
Pa<sub>oti</sub> = 1450,59 kW  
Pa<sub>exe</sub> = 1737,96



FO<sub>oti</sub> = 1797,46 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 1898,07 \$/h  
Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta mínima  
Pa<sub>oti</sub> = Pa<sub>exe</sub> = 0 kW



FO<sub>oti</sub> = 2231,79 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 2322,30 \$/h  
Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta máxima  
Pa<sub>oti</sub> = Pa<sub>exe</sub> = 0 kW

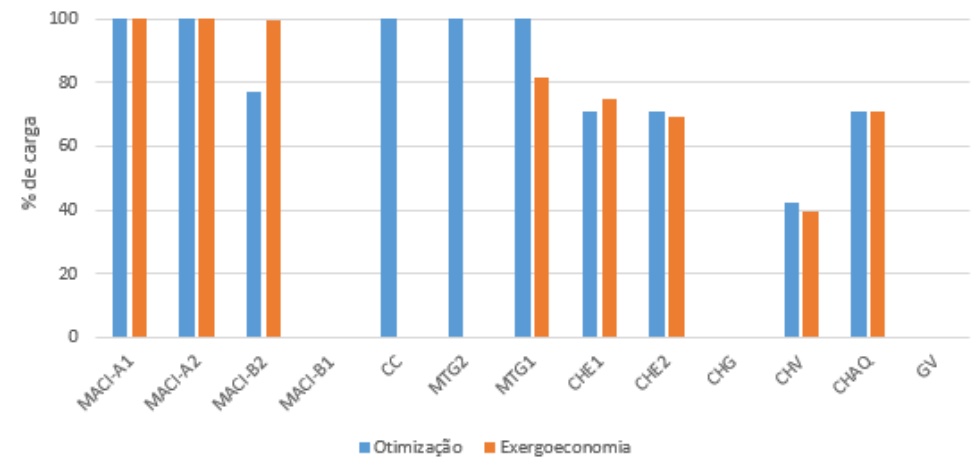


Figura 6.4: Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de abril.

### 6.3 Maio e Outubro

A Figura 6.5 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pode ser visto pela Figura 6.5 que no horário não administrativo, com relação a energia elétrica, a otimização opera o CC, a MTG2 e a MTG1. Já a exergoeconomia prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga de MACI-A1 e MACI-A2. Com relação a água gelada, a otimização determina em ligar o CHE2 e a otimização prefere operar o CHE1. Como os dois chillers elétricos são equipamentos idênticos, qualquer um dos dois poderia operar sem alterar o custo. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário administrativo, a otimização define em produzir a energia elétrica com o auxílio do CC, MTG1, MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar a CC e operar em carga parcial o MTG1 e o MTG2, e consumir energia da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina operar em carga total o CHE2 e em carga parcial o CHE1. Já a exergoeconomia prefere operar estes dois chillers em carga parcial. Neste ponto a exergoeconomia seria melhor pois sabe-se que a eficiência do equipamento é maior quanto mais próximo a carga nominal. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera em carga total a CC, o MTG1 e o MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC e reduzir a carga do MTG1 e do MTG2, além de consumir mais energia elétrica da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar em carga parcial o CHE2. Já a exergoeconomia, prefere desligar o CHE2 e ligar o CHE1. Além disso também é aumentado a carga de CHV e o GV é ligado para atender a sua demanda. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

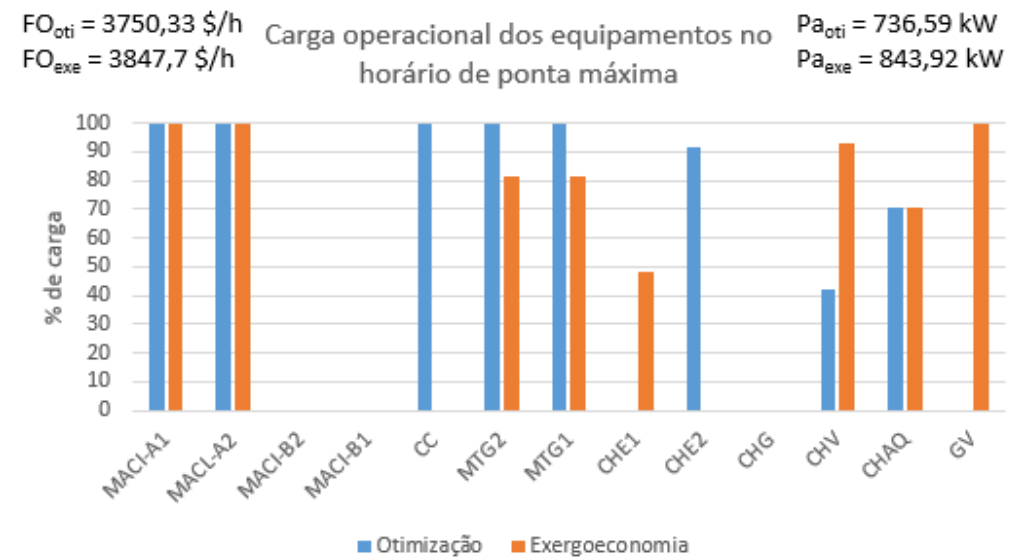
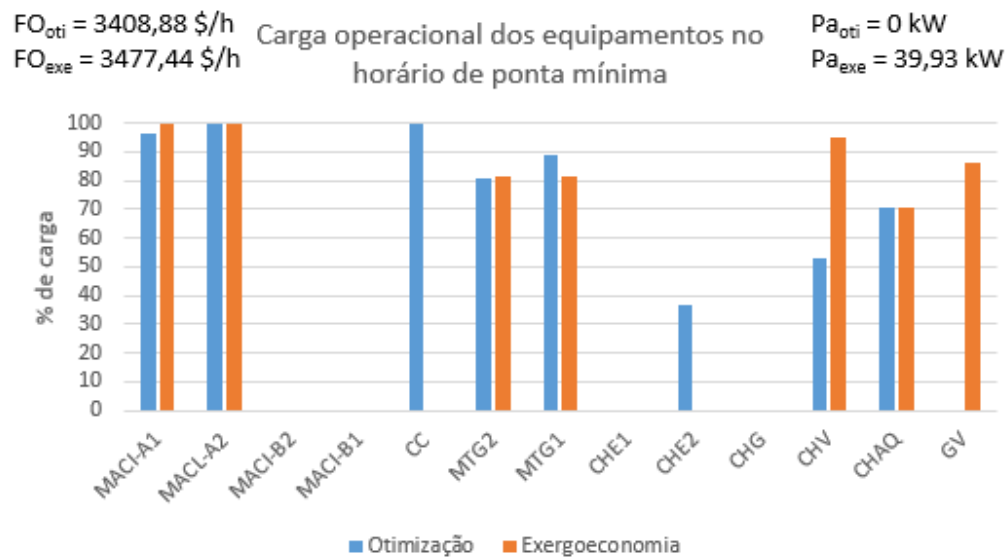
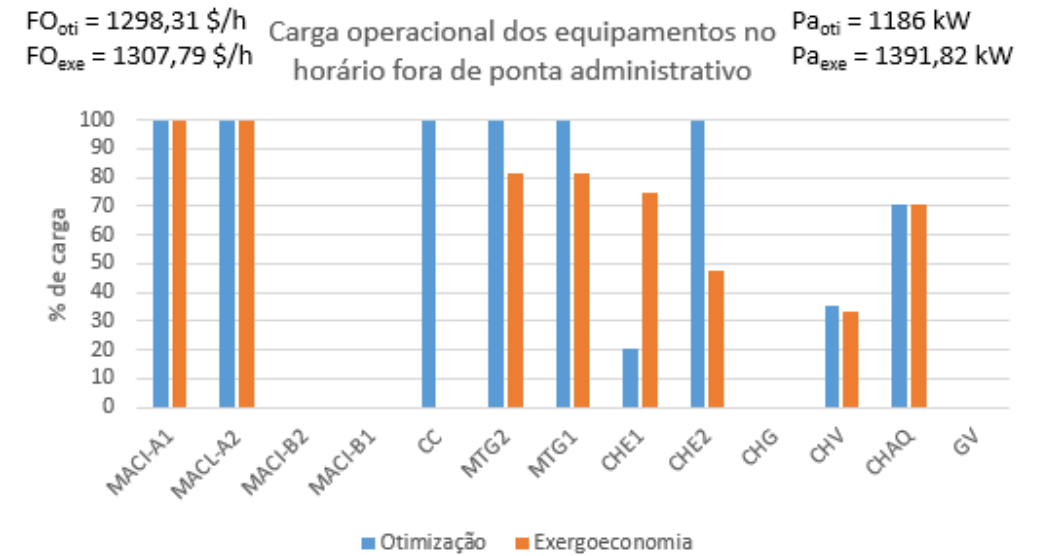
Por último, com relação a energia elétrica no fim do horário de ponta, a otimização determina em operar em carga total a CC. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC e consumir energia elétrica da concessionária. Com relação a água gelada, a otimização define operar o CHE2, e a exergoeconomia prefere operar o CHV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.6 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período.

Pela Figura 6.6 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.5. No início do horário de ponta da Figura 6.6 com relação a energia elétrica, a otimização define em operar com carga total a CC,

além do MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia, prefere reduzir a carga de MTG1 e MTG2 e desligar a CC, sendo compensada com o aumento da carga de MACI-B2. Com relação a água gelada, foi dito através da Figura 5.8 que a melhor opção seria operar somente um dos chillers. onde nem a exergoeconomia nem a otimização atingiram. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

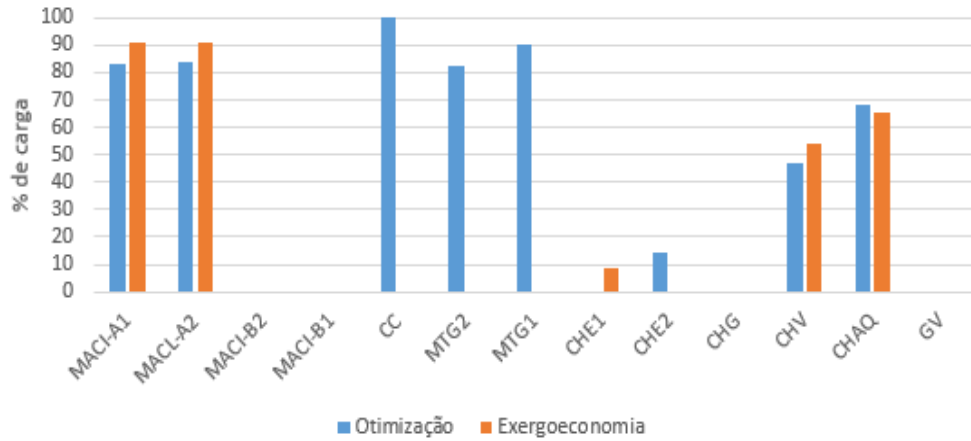
Por último, no fim do horário de ponta, com relação a eletricidade, a otimização define operar a CC. Já a exergoeconomia prefere operar em carga parcial o MACI-B2. Com relação a água gelada, a otimização define em operar em carga parcial o CHE2. Já a exergoeconomia prefere operar o CHE1. Como os chillers elétricos são iguais, qualquer um dos dois operando neste horário não afetaria a função objetivo. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.



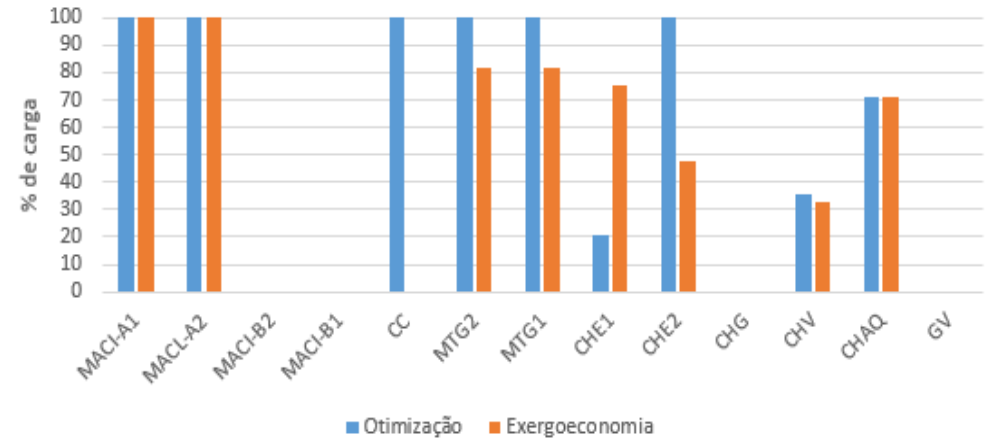
**Figura 6.5:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de maio e outubro.



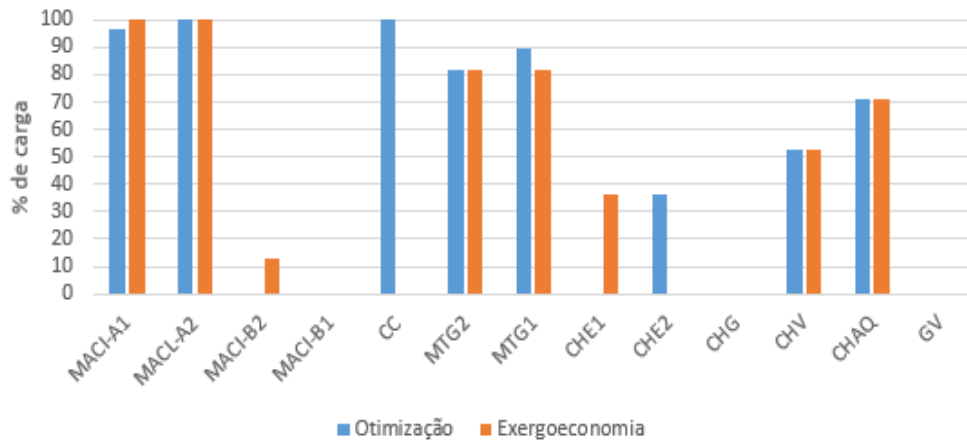
$FO_{oti} = 831,66 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 836,89 \text{ \$/h}$   
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta não administrativo  
 $Pa_{oti} = Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



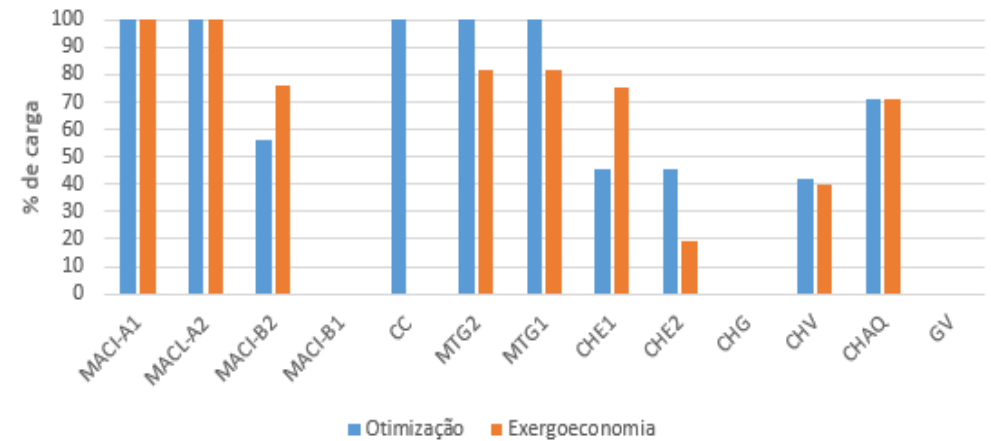
$FO_{oti} = 1298,31 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1307,79 \text{ \$/h}$   
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta administrativo  
 $Pa_{oti} = 1186 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1391,82 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1511,28 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1610,42 \text{ \$/h}$   
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta mínima  
 $Pa_{oti} = Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1975,79 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 2062,7 \text{ \$/h}$   
 Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta máxima  
 $Pa_{oti} = Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.6:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de maio e outubro.

## 5.4 Junho

A Figura 6.7 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 6.7 pode ser visto que no horário não administrativo, com relação a eletricidade, a otimização define por operar a CC, o MTG1 e o MTG2 com a redução da carga do MACI-A1. Já a exergoeconomia, prefere aumentar a carga do MACI-A1 e desligar a CC, o MTG1 e o MTG2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário administrativo, com relação a eletricidade, a otimização define em operar a CC, o MTG1 e o MTG2 a carga total. Já a exergoeconomia, prefere consumir energia da rede e desligar a CC, além de reduzir a carga de MTG1 e MTG2. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE1 e CHE2. Já a exergoeconomia prefere aumentar a carga de CHE1 e desligar CHE2. Como dito pela Figura 5.9, o funcionamento dos dois chillers não é indicado, sendo indicado somente um operando o que é feito pela exergoeconomia. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No início do horário de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar a CC, e em carga total o MTG1 e o MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar a CC, e reduzir a carga de MTG1 e MTG2, além de consumir mais energia da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar em carga parcial o CHE2. Já a exergoeconomia prefere desligar o CHE2 e ligar o CHE1, além disso, também ocorre o aumento da carga do CHV juntamente com a operação em carga total do GV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No fim do horário de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar a CC e o MTG1 em carga total. Já a exergoeconomia, prefere desligar a CC, aumentar a carga do MACI-A2 e reduzir a carga do MTG1, além de operar em carga parcial o MTG2. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE2. Já a exergoeconomia prefere operar o CHE1. Como dito anteriormente estes chillers elétricos são idênticos não importando qual deles esteja operando. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.8 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período. Pela Figura 6.8 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.7.

No caso do horário de início de ponta, atomização define em operar o motor MACI-B2 em carga parcial e equipamentos MTG2, MTG1 e CC em carga total. Já a exergoeconomia, prefere desligar o MACI-B2 e o CC, e operar em carga parcial o MACI-B, além de reduzir a carga de MTG1 e MTG2. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE2 e a exergoeconomia o CHE1. Como dito anteriormente estes chillers elétricos são idênticos não importando qual deles esteja operando. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário de fim de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina operar o CC em carga total. Por sua vez a exergoeconomia prefere desligar CC e reduzir a carga da MYG1 e MTG2. Para compensar essa queda de produção de energia, a carga do MACI-A2 é aumentada. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

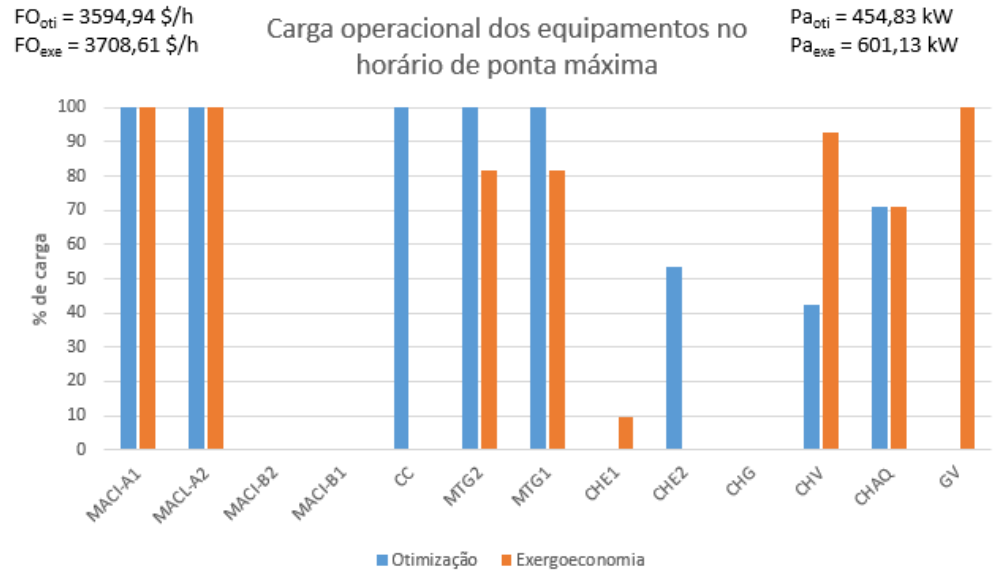
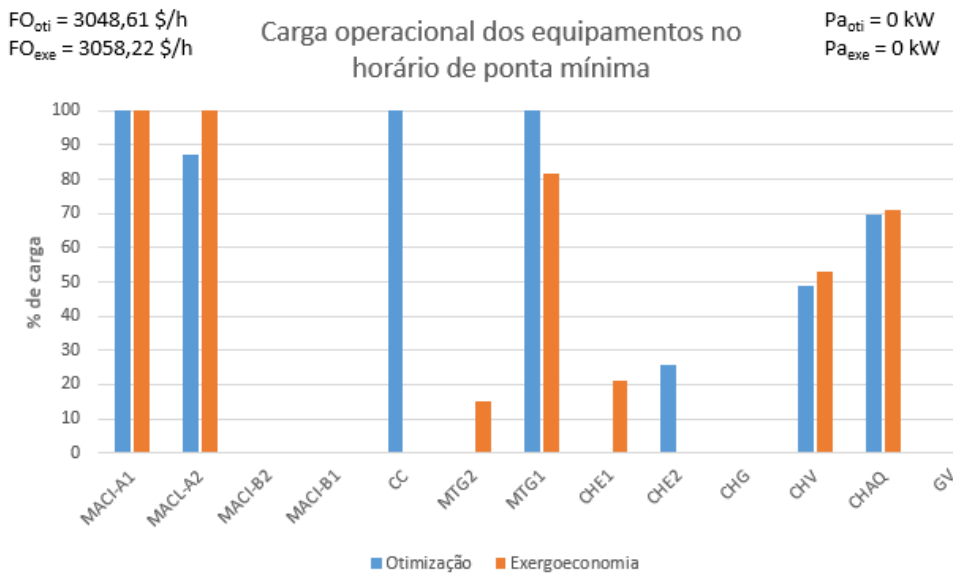
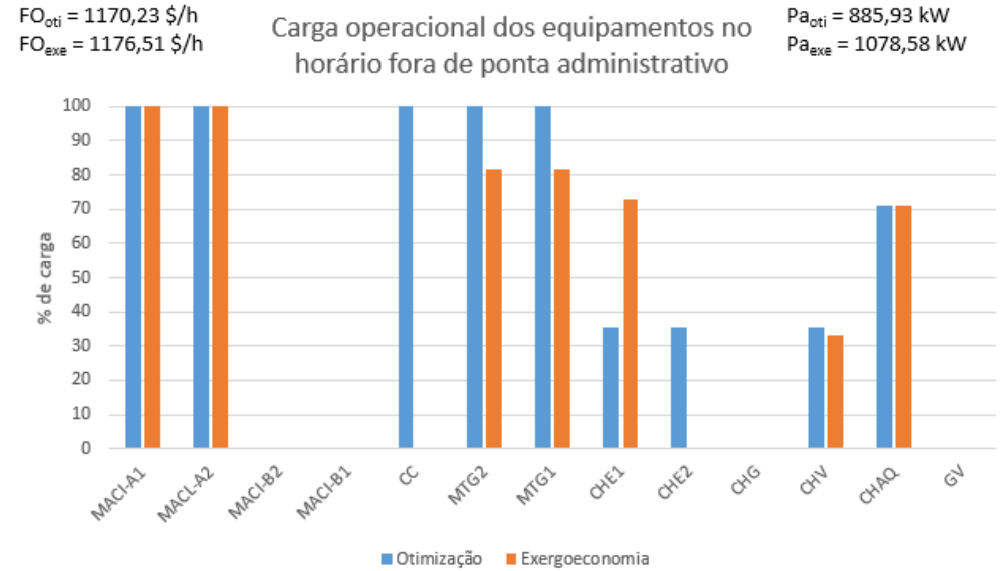
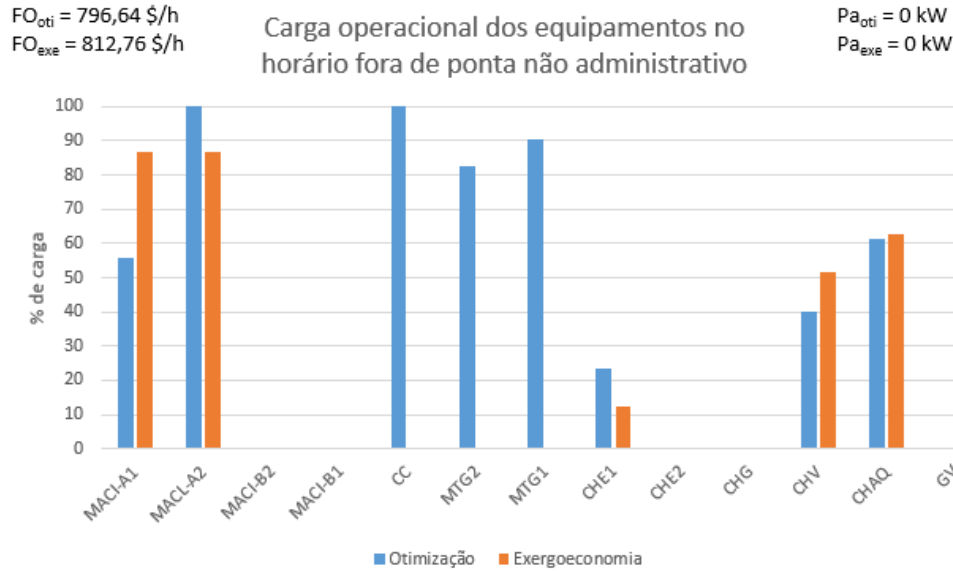
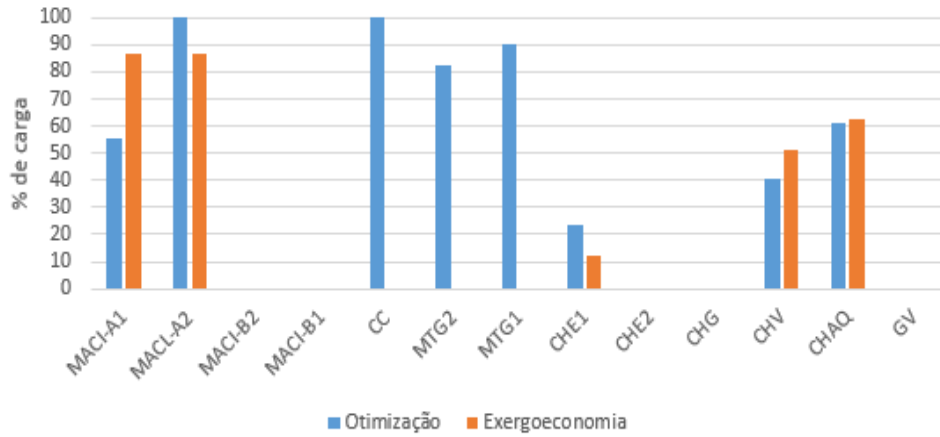
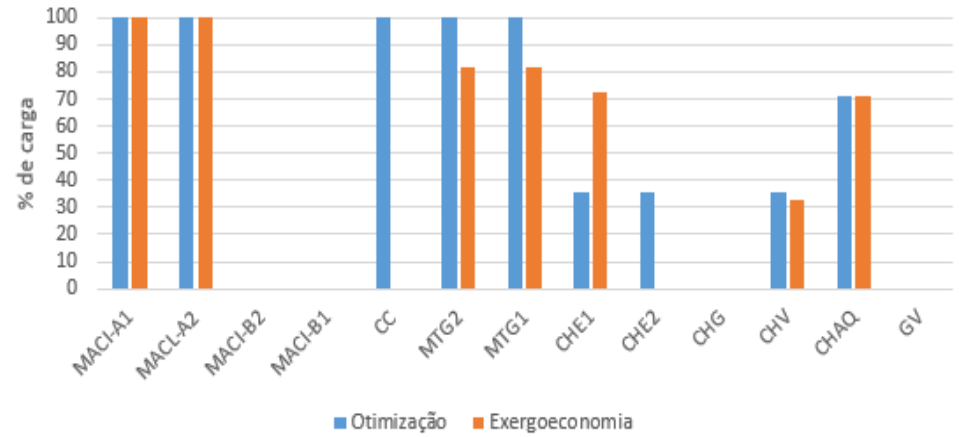


Figura 6.7: Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de junho.

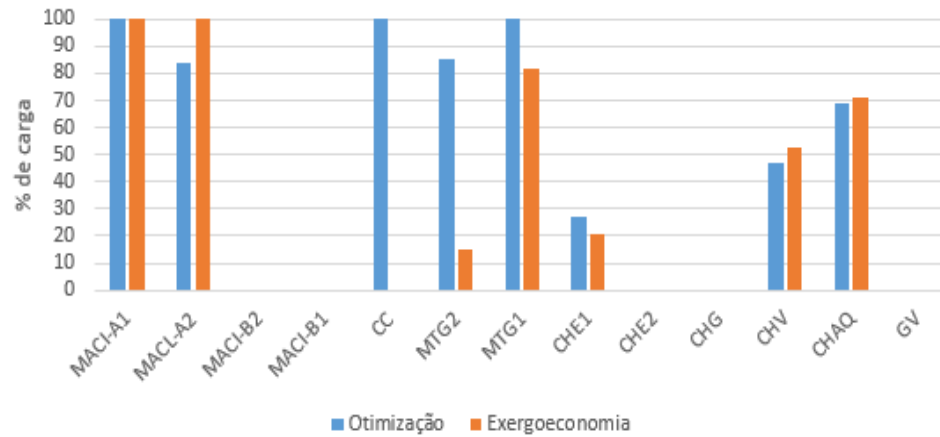
$FO_{oti} = 796,64 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 812,76 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



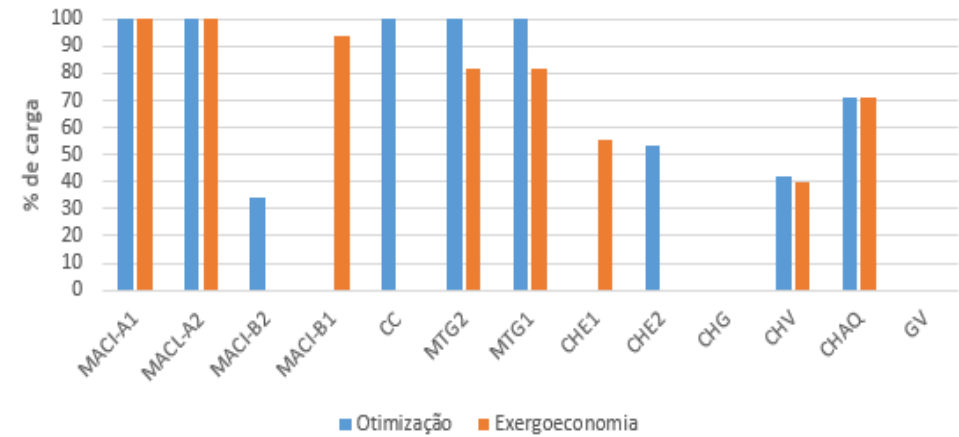
$FO_{oti} = 1170,23 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1176,51 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo**  
 $Pa_{oti} = 885,93 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1078,58 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1456,81 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1465,13 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta mínima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1794,34 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1842,04 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta máxima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.8:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de junho.

## 6.5 Julho

A Figura 6.9 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 6.9 pode ser visto no horário não administrativo, com relação a eletricidade, que a otimização determina em operar em carga total a CC, e em carga parcial a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga de MACI-A1. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No horário administrativo, com relação a eletricidade, a otimização define em operar com carga total a CC, a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de consumir mais eletricidade da rede. Com relação a água gelada, a otimização opera com carga parcial o CHE2 e a exergoeconomia prefere operar em carga parcial o CHE1. Como dito anteriormente estes chillers elétricos são idênticos não importando qual deles esteja operando o custo é o mesmo. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera em carga total a CC, a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de consumir mais eletricidade da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina operar o CHE2 em carga parcial. Já a exergoeconomia prefere desligar o CHE2 e aumentar a carga do CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste chiller. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último, no horário de fim de ponta, a otimização define em operar a CC em carga total, e em carga parcial a MTG1 e MTG2. A exergoeconomia por sua vez prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A2. Com relação a água gelada, a otimização define em operar em carga parcial o CHE2. Já a exergoeconomia, prefere desligar o CHE2 e aumentar a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste chiller. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.10 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período. Pela Figura 6.10 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.9.

Pela Figura 6.10 no horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera com carga total a CC, MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de aumentar a carga do MACI-B1. Com relação a água

gelada, a otimização define em operar o CHE2, enquanto que a exergoeconomia prefere operar o CHE1. Como dito anteriormente, estes chillers elétricos são idênticos não importando qual deles esteja operando o custo é o mesmo. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela exergoeconomia.

Por último no horário de fim de ponta, com relação a eletricidade, a otimização define em desligar a CC, a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A2. Com relação a água gelada, a exergoeconomia prefere reduzir a carga do CHE1, e aumentar a carga do CHV e do CHAQ. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

FO<sub>oti</sub> = 789,16 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 800,34 \$/h

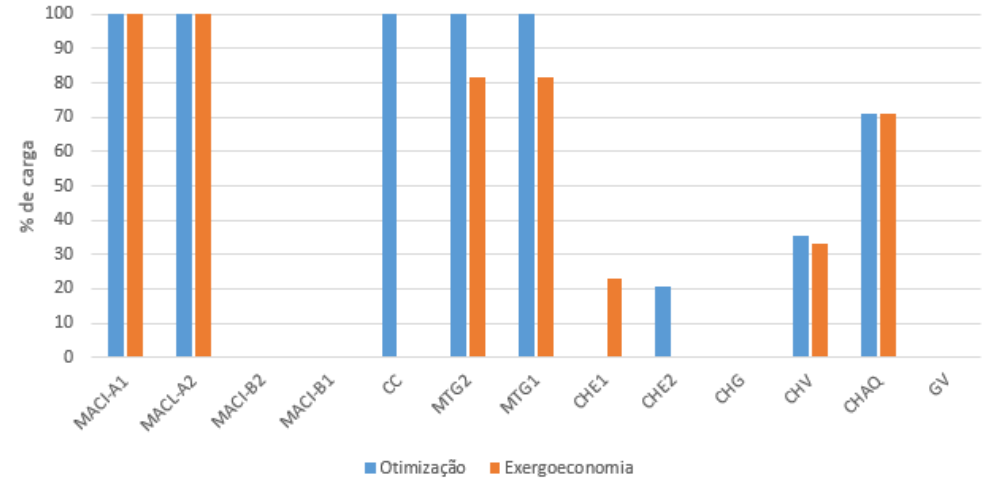
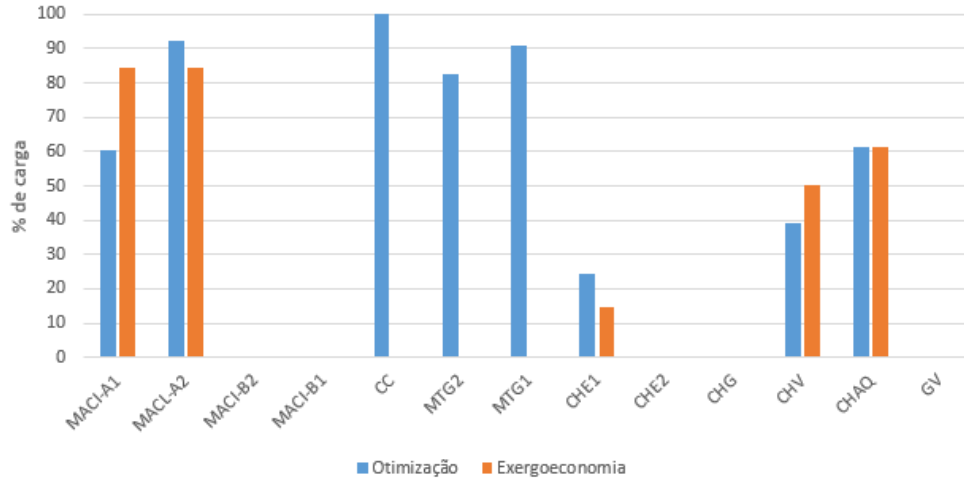
Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta não administrativo

Pa<sub>oti</sub> = 0 kW  
Pa<sub>exe</sub> = 0 kW

FO<sub>oti</sub> = 1040,76 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 1077,64 \$/h

Carga operacional dos equipamentos no  
horário fora de ponta administrativo

Pa<sub>oti</sub> = 580,3 kW  
Pa<sub>exe</sub> = 813,15 kW



FO<sub>oti</sub> = 3010,76 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 3027,04 \$/h

Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta mínima

Pa<sub>oti</sub> = 0 kW  
Pa<sub>exe</sub> = 0 kW

FO<sub>oti</sub> = 3472,53 \$/h  
FO<sub>exe</sub> = 3519,07 \$/h

Carga operacional dos equipamentos no  
horário de ponta máxima

Pa<sub>oti</sub> = 256,21 kW  
Pa<sub>exe</sub> = 392,82 kW

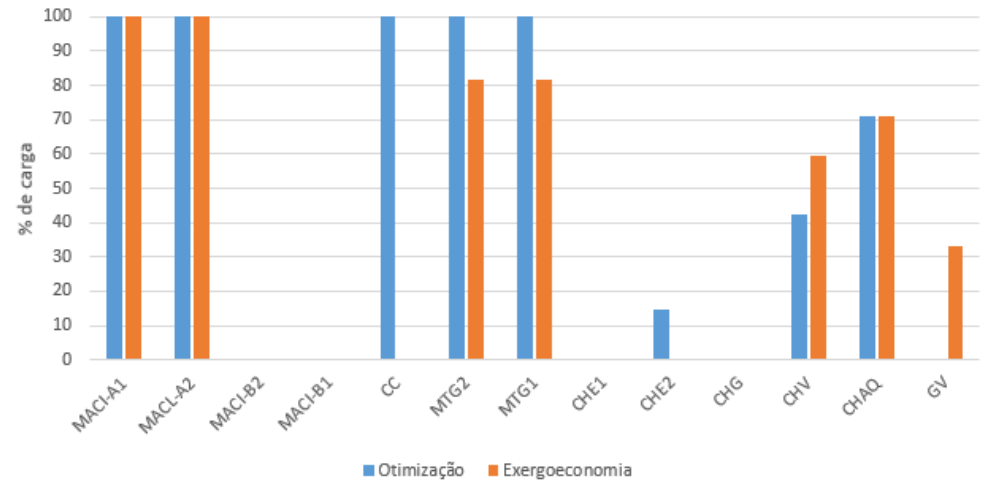
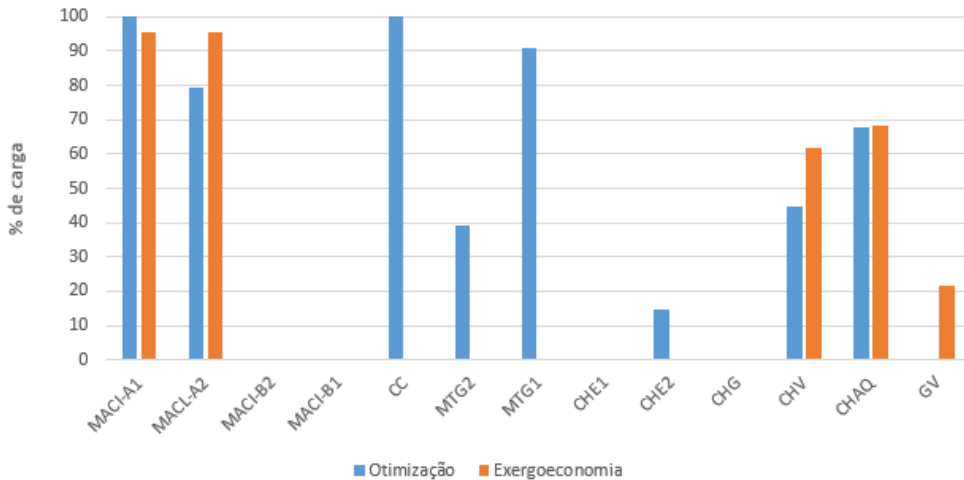
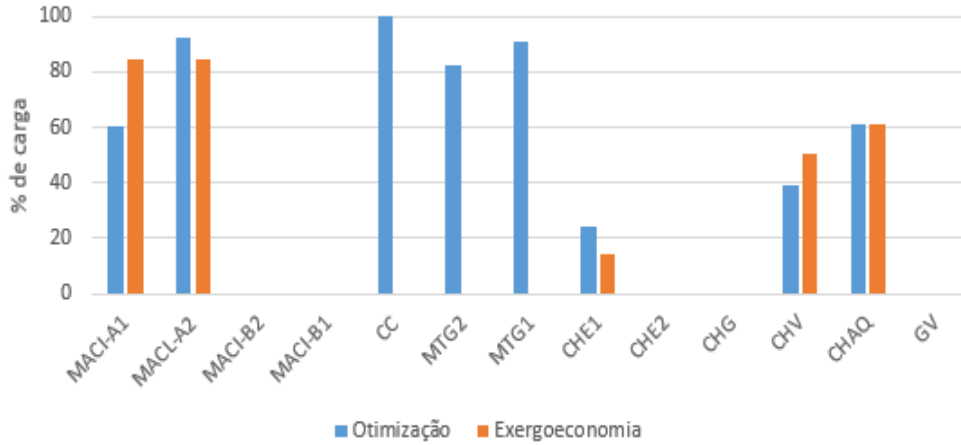


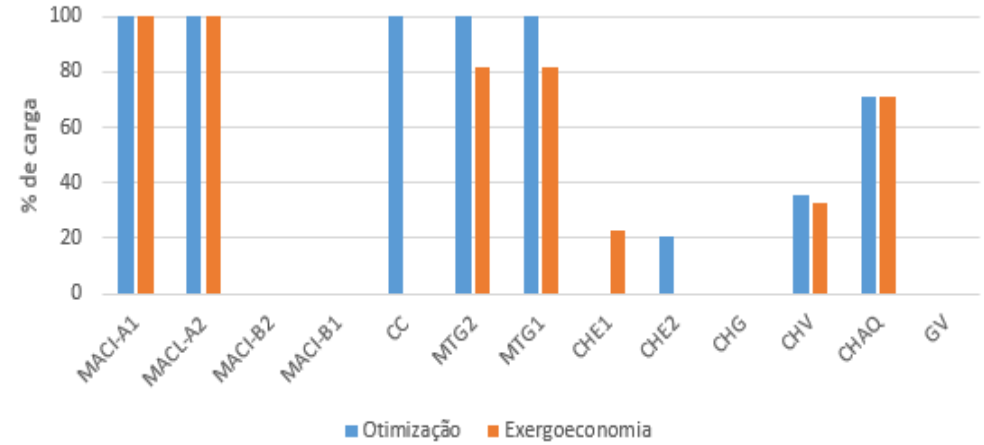
Figura 6.9: Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de julho.



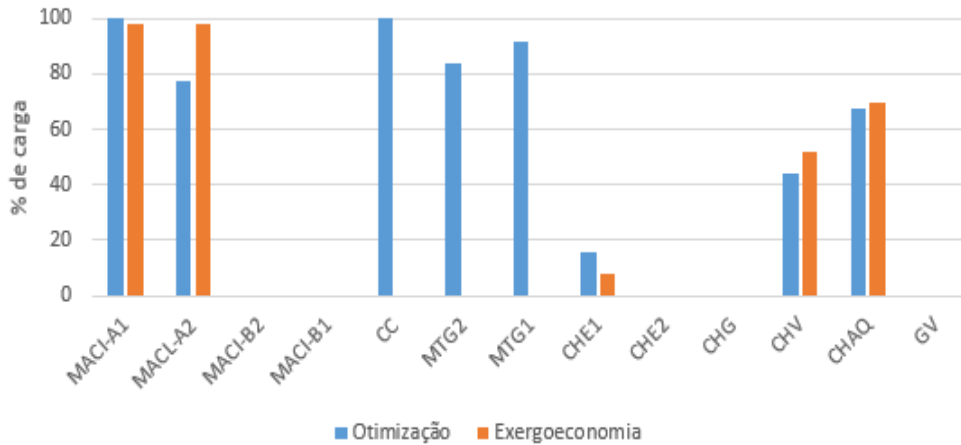
$FO_{oti} = 789,16 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 800,34 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



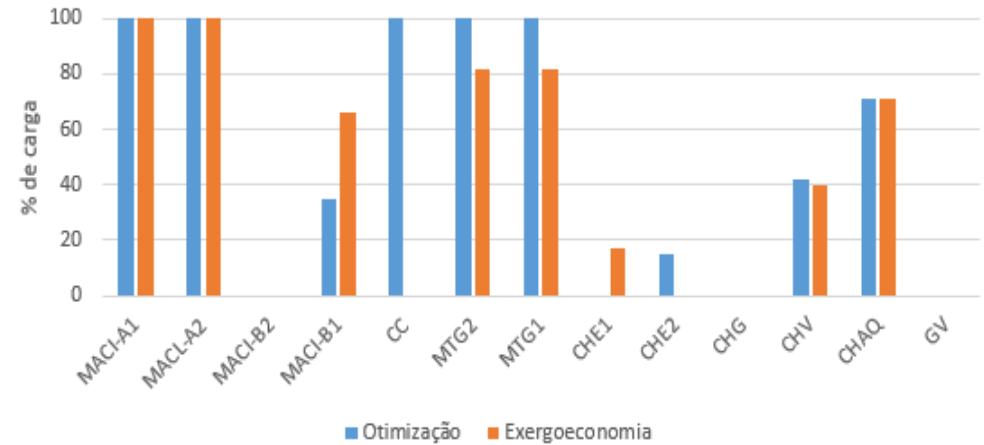
$FO_{oti} = 1040,76 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1077,64 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo**  
 $Pa_{oti} = 580,3 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 813,15 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1417,62 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1426,39 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta mínima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1630,37 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1626,20 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta máxima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.10:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de julho.

## 6.6 Agosto

A Figura 6.11 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 6.11 no horário não administrativo, com relação a eletricidade, a otimização opera os equipamentos CC, MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A1. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE1. Por sua vez a exergoeconomia prefere reduzir a carga de CHE1 e aumentar a carga de CHV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No horário administrativo, com relação a energia elétrica, a otimização define em operar em carga total a CC, a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de consumir mais energia elétrica da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE1 e CHE2. Já a exergoeconomia prefere aumentar a carga de CHE1 e desligar CHE2. Como dito anteriormente, o funcionamento dos dois chillers não é indicado, sendo indicado somente um operando o que é feito pela exergoeconomia. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

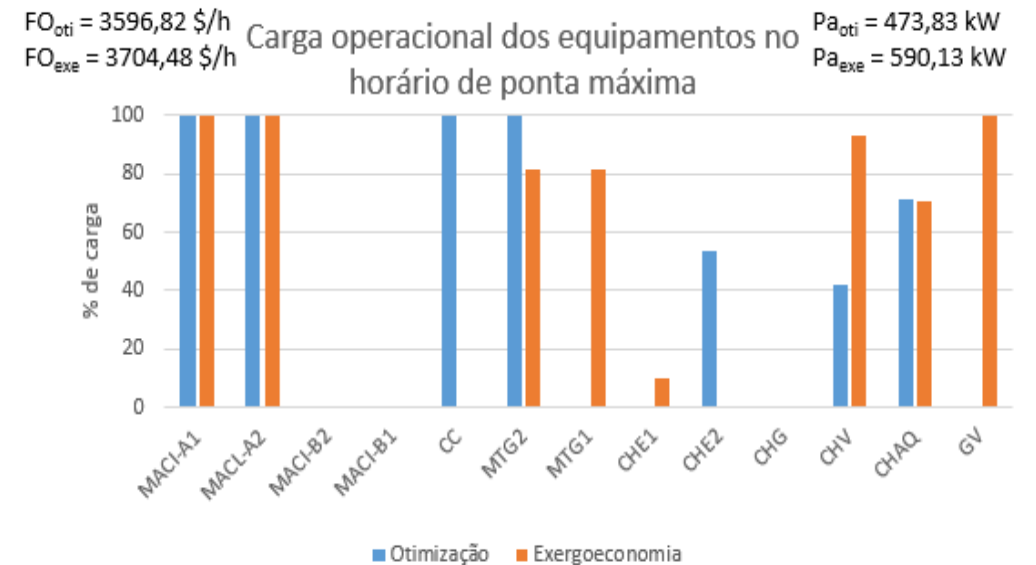
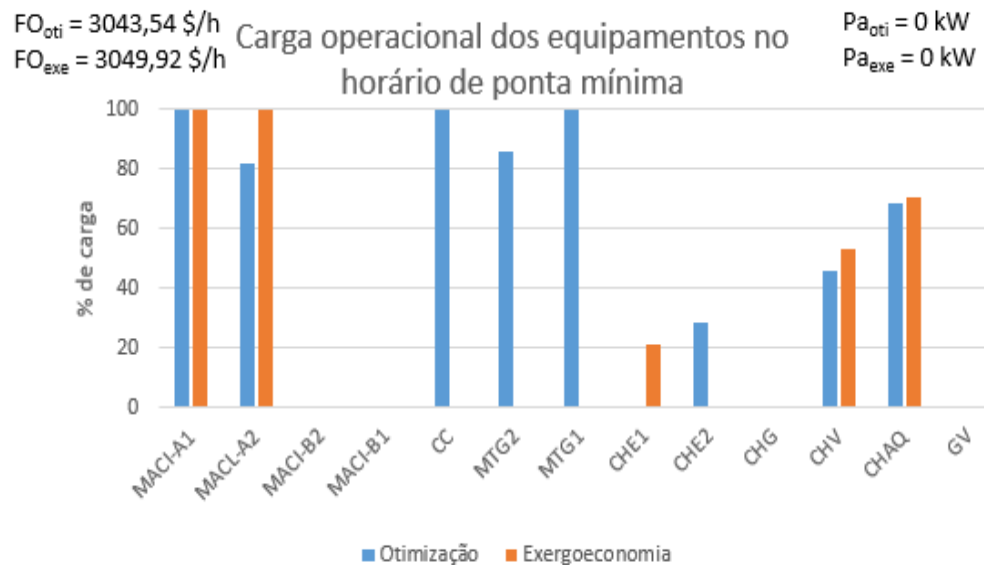
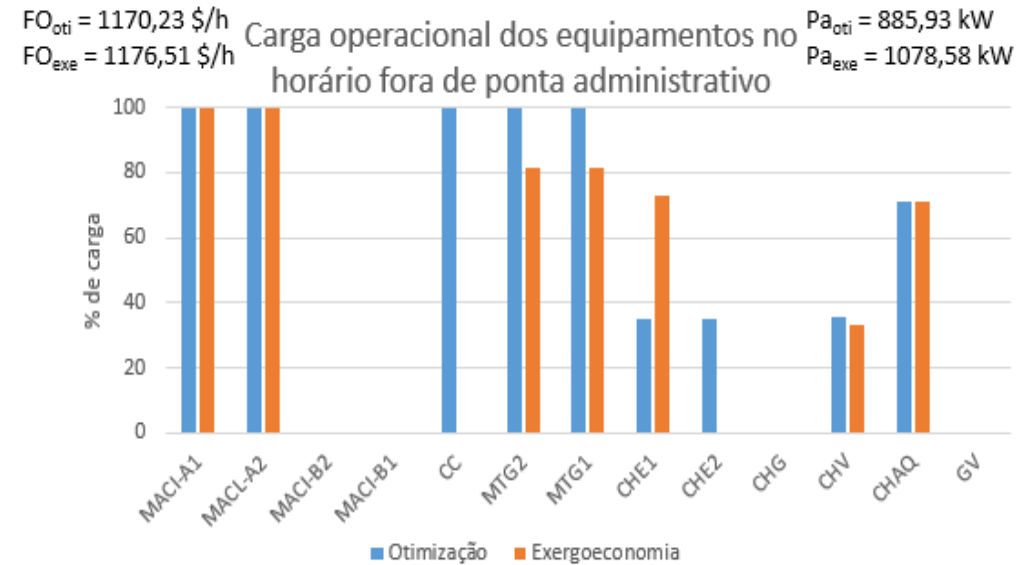
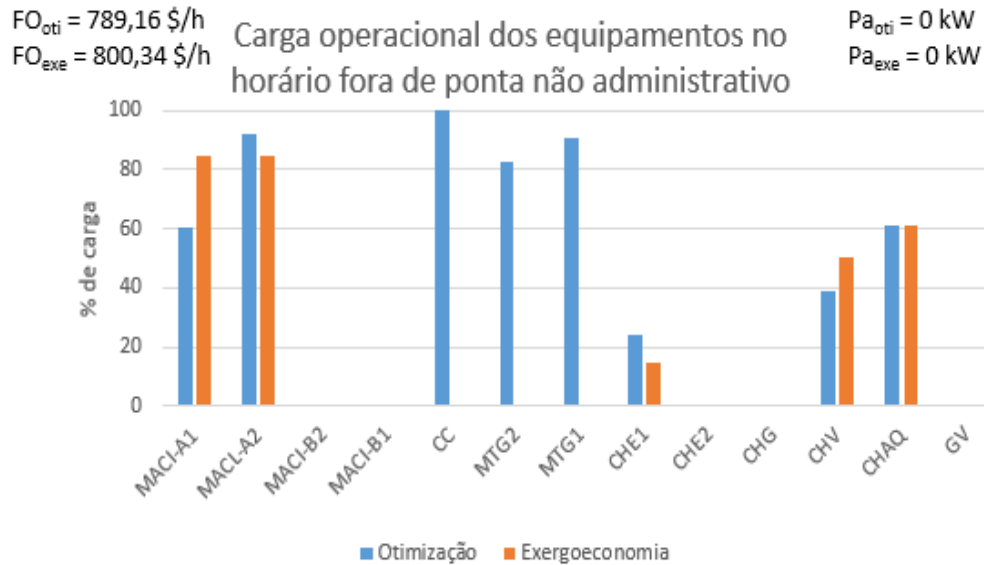
Para o horário de início de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar com carga total a CC e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e consumir mais eletricidade da rede. Além disso, a MTG1 é operada a carga parcial e a carga de MTG2 é reduzida. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE2. Já a exergoeconomia prefere desligar o CHE2 e operar o CHE1, além de aumentar a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste último chiller. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último no horário de fim de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar com carga total a CC e a MTG1, e em carga parcial a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A2. Com relação a água gelada, a otimização define operar o CHE2 e a exergoeconomia prefere operar o CHE1. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.12 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período. Pela Figura 6.12 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.11.

Observando a Figura 6.12 no horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera com carga total a CC, MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de aumentar a carga do MACI-B1. Com relação a água gelada, a otimização define em operar o CHE2, enquanto que a exergoeconomia prefere operar o CHE1. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último no horário de fim de ponta, com relação a eletricidade, a otimização define em desligar a CC, a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A2. Com relação a água gelada, a exergoeconomia prefere reduzir a carga do CHE1, e aumentar a carga do CHV e do CHAQ. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.



**Figura 6.11:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de agosto.

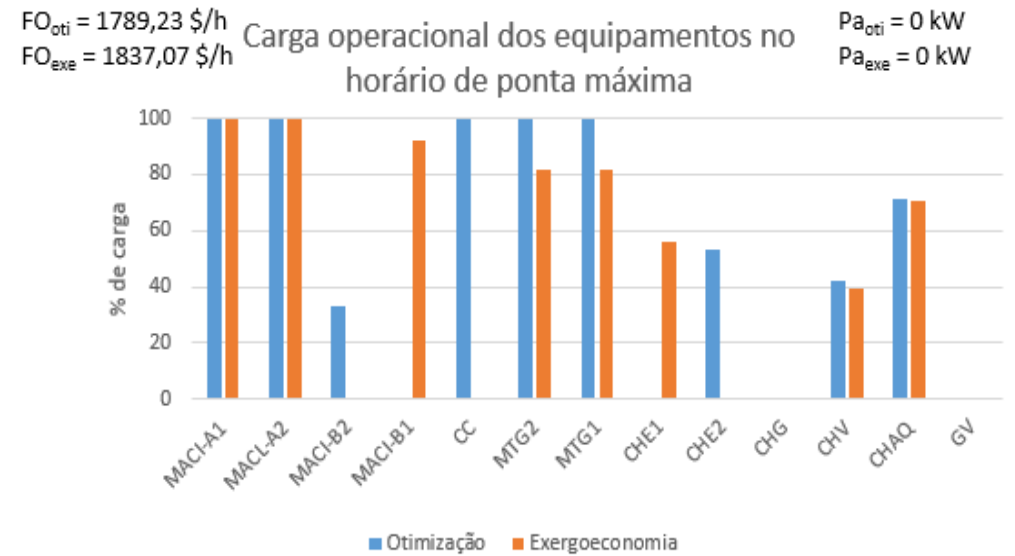
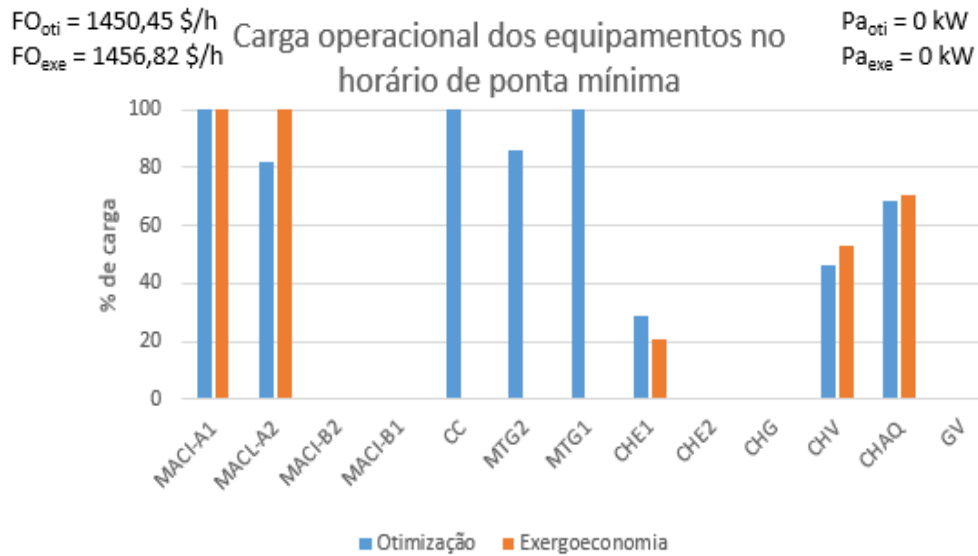
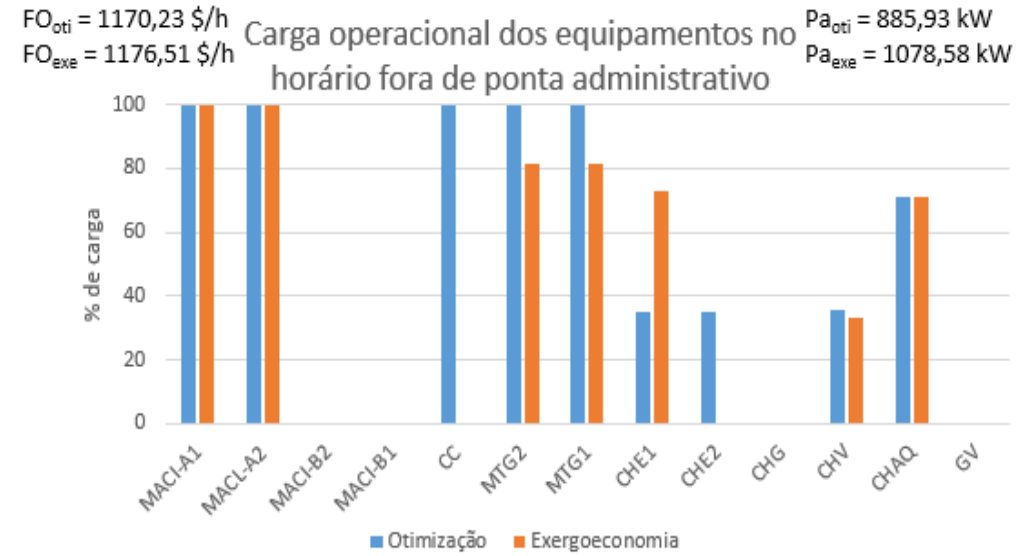
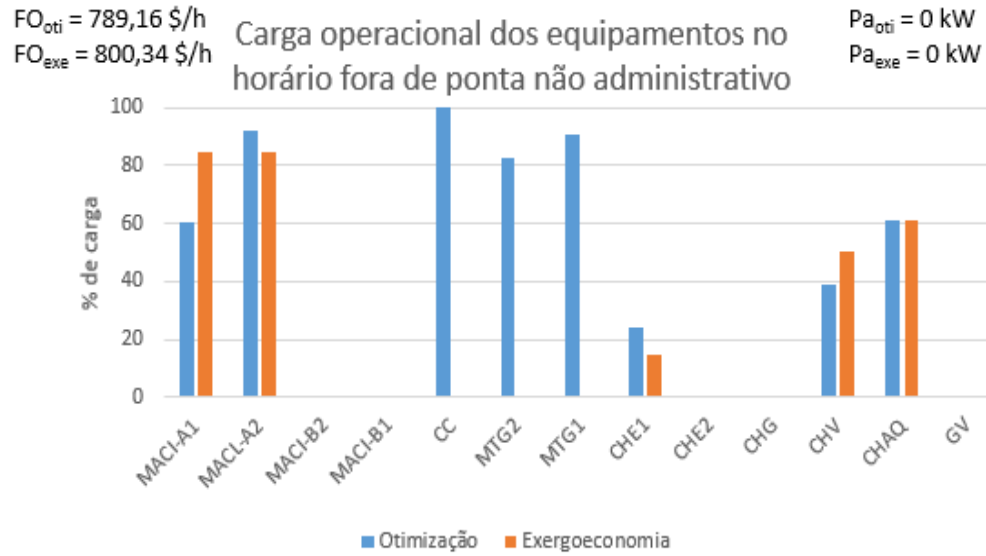


Figura 6.12: Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de agosto.

## 6.7 Setembro

A Figura 6.13 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Observando a Figura 6.13 no horário não administrativo, com relação a eletricidade, a otimização opera os equipamentos CC, MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A1. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE1. Por sua vez a exergoeconomia prefere reduzir a carga de CHE1 e aumentar a carga de CHV. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário administrativo, a otimização define em produzir a energia elétrica com o auxílio do CC, MTG1, MTG2. Já a exergoeconomia, prefere desligar a CC e a MTG2, operar em carga parcial a MTG2, e consumir mais energia da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina operar em carga total o CHE2 e em carga parcial o CHE1. Já a exergoeconomia prefere operar estes dois chillers em carga parcial. Neste ponto a exergoeconomia seria melhor pois sabe-se que a eficiência do equipamento é maior quanto mais próximo a carga nominal. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela exergoeconomia, apesar de ter tido um valor muito próximo da otimização.

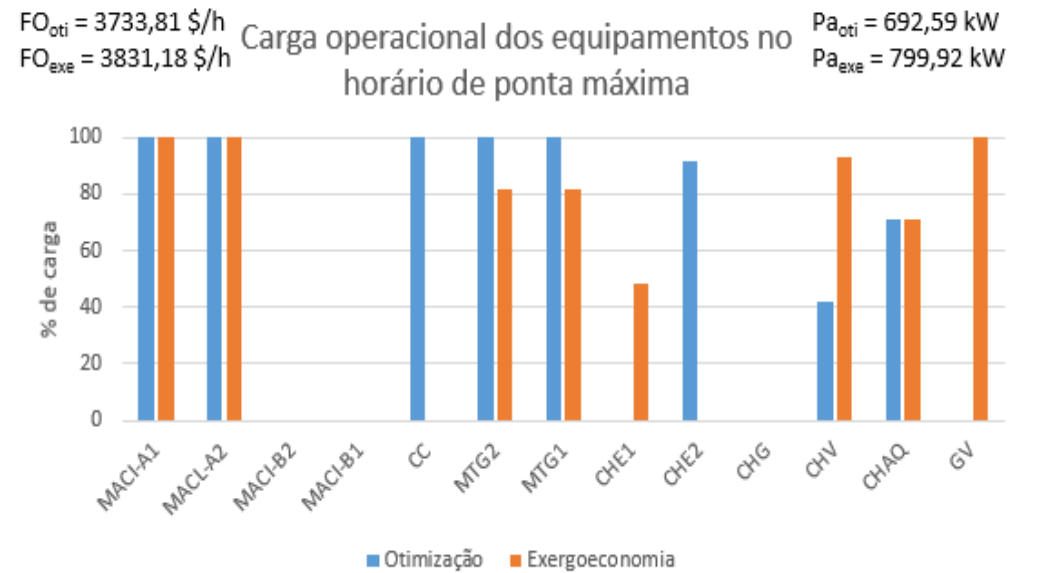
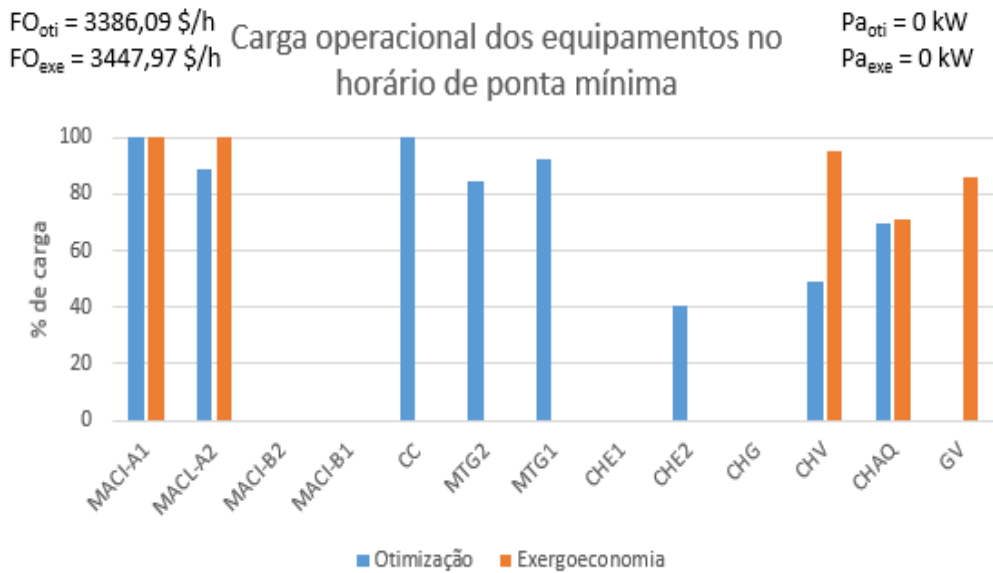
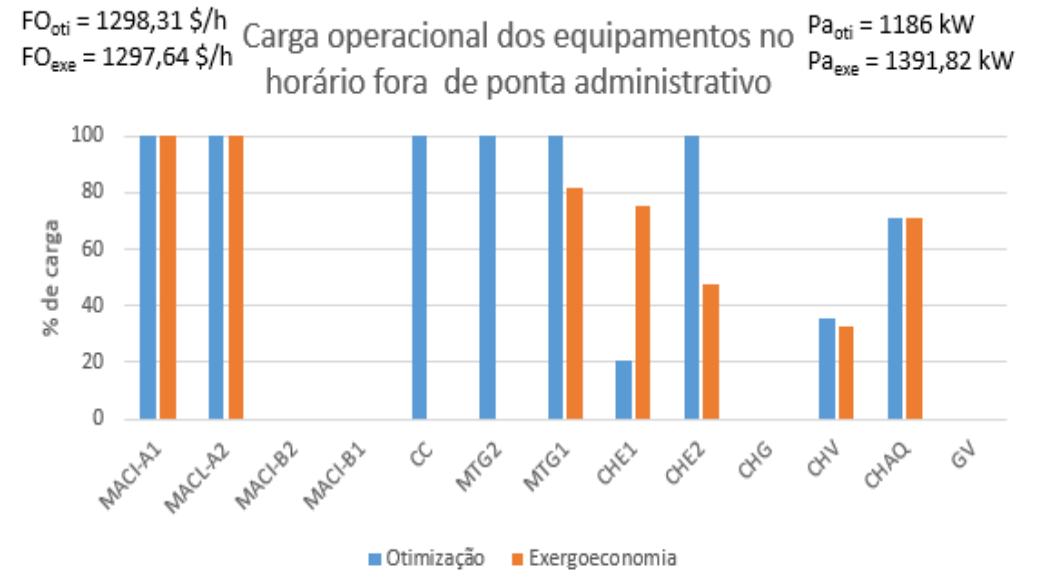
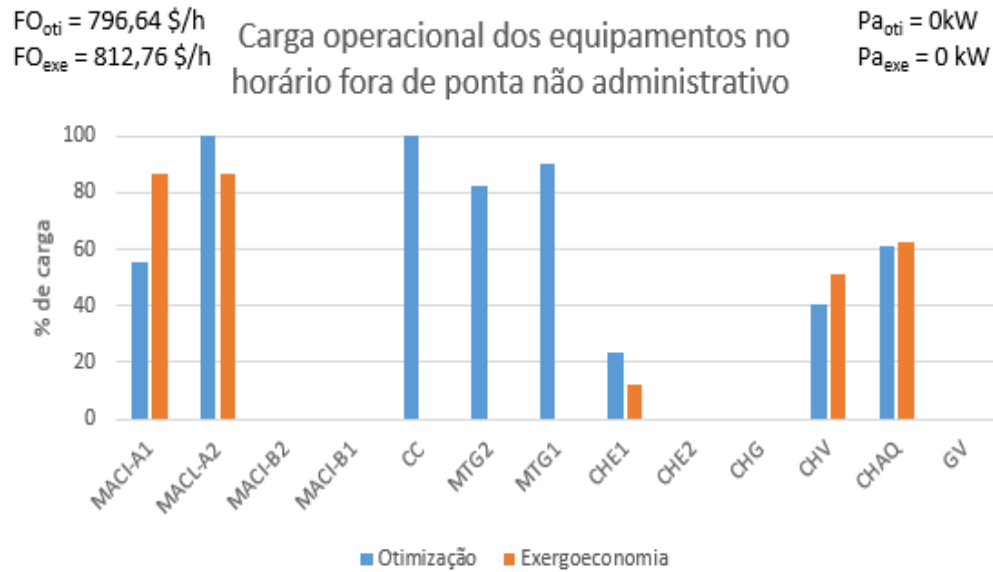
Para o horário de início de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar com carga total a CC e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e da MTG2, além de consumir mais eletricidade da rede. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar o CHE2. Já a exergoeconomia prefere desligar o CHE2 e ligar o CHE1, além de aumentar a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste último chiller. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último, no horário de fim de ponta, a otimização define em operar a CC em carga total, e em carga parcial a MTG1 e MTG2. A exergoeconomia por sua vez prefere desligar estes três equipamentos e aumentar a carga do MACI-A2. Com relação a água gelada, a otimização define em operar em carga parcial o CHE2. Já a exergoeconomia, prefere desligar o CHE2 e aumentar a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste chiller. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.14 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período. Pela Figura 6.14 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.13.

Pela Figura 6.14 no horário de início de ponta, com relação a energia elétrica, a otimização opera com carga total a CC, MTG1 e MTG2. Já a exergoeconomia prefere desligar a CC, e reduzir a carga da MTG1 e MTG2, além de aumentar a carga do MACI-B2. Com relação a água gelada, pode ser visto que os dois chillers operam. Entretanto, sabe-se que operando somente com um chillers sua eficiência aumenta, visto que os dois chillers tem possibilidade de sobra de aumentar sua carga podendo somente um chiller operar. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

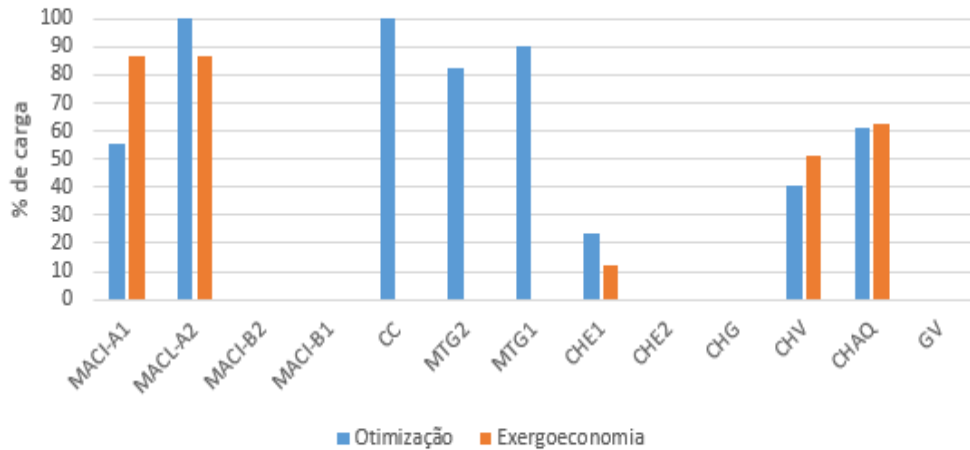
No horário de fim de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar a CC em carga total. Já a exergoeconomia prefere desliga a CC, e aumentar a carga da MTG2 e do MACI-A2, além de operar em pequena carga o MACI-B2. Olhando para o MACI-B2, a sua carga poderia ser transferida para outro equipamento já ligado que ainda tem possibilidade de aumentar a carga. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.



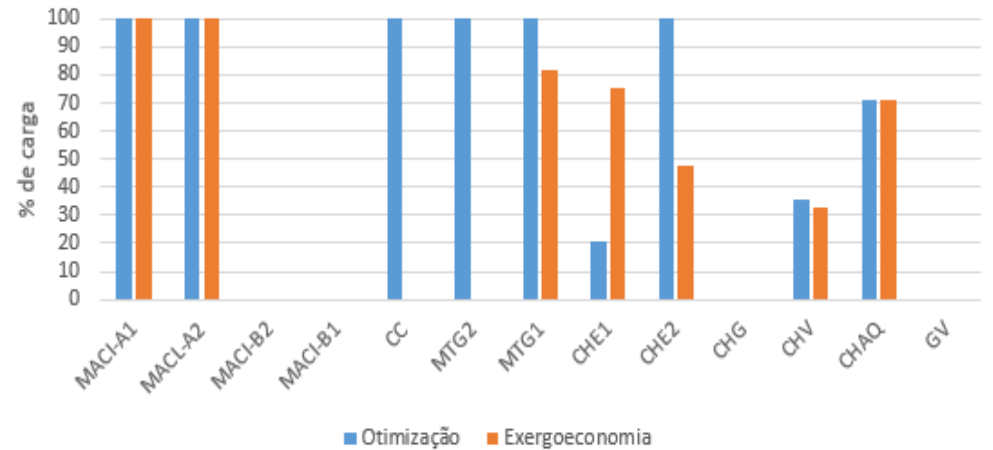
**Figura 6.13:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de setembro.



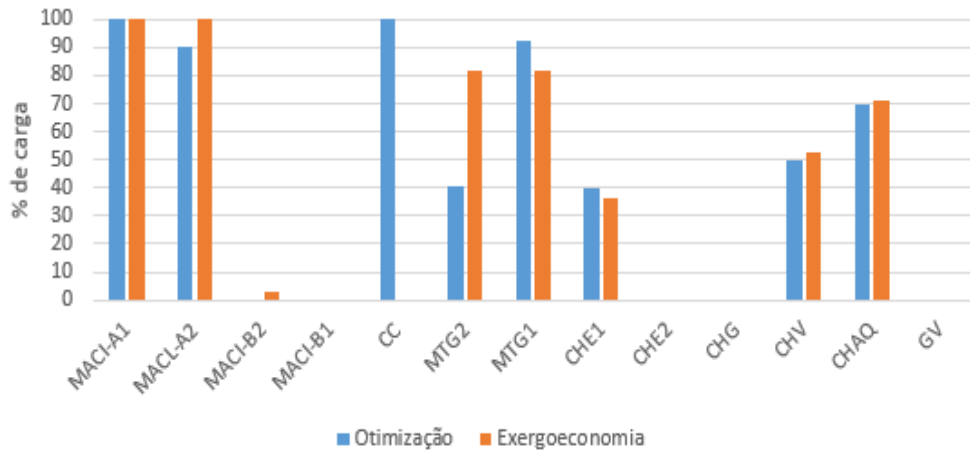
$FO_{oti} = 796,64 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 812,76 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



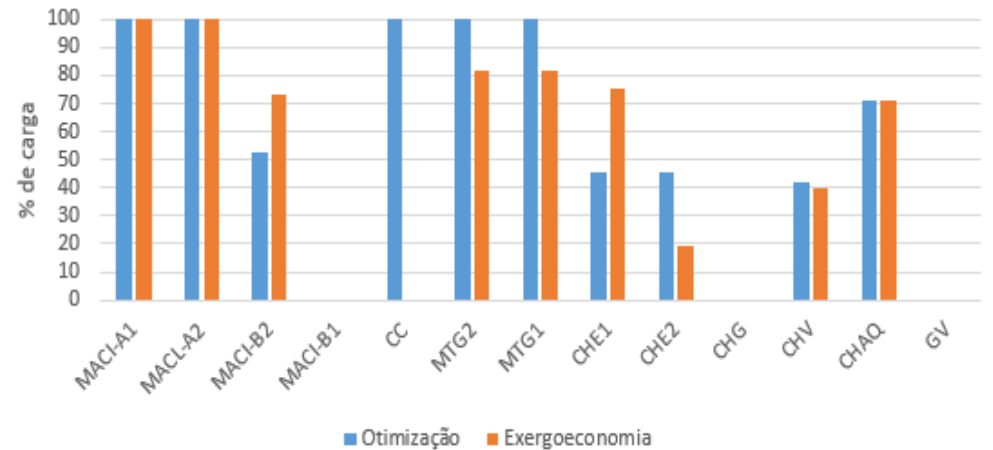
$FO_{oti} = 1298,31 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1297,64 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo**  
 $Pa_{oti} = 1186 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1391,82 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1488,65 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1521,58 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta mínima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1956,33 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 2042,98 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta máxima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.14:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de setembro.

## 6.8 Novembro

A Figura 6.15 mostra os gráficos comparativos para a tarifa azul neste período.

Pela Figura 6.15 no horário não administrativa, com relação a eletricidade, a otimização determina operar a MTG1 em carga total. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga da MTG1 e aumentar a carga da MTG2, além de consumir eletricidade da rede. Na produção de água gelada, a otimização determina operar o CHE1. Já a exergoeconomia prefere desligar o CHE1 e operar o CHE2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

No horário administrativo, com relação a eletricidade, a otimização define em operar em carga total a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga desses dois equipamentos e consumir mais energia elétrica da rede. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Já no horário de início de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar em carga total a MTG1 e a MTG2, além de consumir mais eletricidade da rede. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga da MTG1 e da MTG2. Com relação a água gelada, a otimização define operar em carga total o CHE2 e em carga parcial o CHE1. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga do CHE1 e do CHE2, e aumenta a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste último chiller. Vale observar que a otimização consome mais eletricidade da rede, isso ocorre possivelmente por operar os chillers elétricos com maior carga consumindo mais eletricidade. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

Por último fim do horário de ponta, com relação a eletricidade, a otimização determina em operar em carga total a MTG1 e a MTG2, além de consumir mais eletricidade da rede. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga da MTG1 e da MTG2. Com relação a água gelada, a otimização define operar em carga total o CHE2 e em carga parcial o CHE1. Já a exergoeconomia prefere operar em carga total o CHE1, desligar o CHE2 e aumenta a carga de CHV, tendo que operar a GV para atender ao aumento da demanda deste último chiller. Vale observar que a otimização consome mais eletricidade da rede, isso ocorre possivelmente por operar os chillers elétricos com maior carga consumindo mais eletricidade. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

A Figura 6.16 mostra os gráficos comparativos para a tarifa verde neste período. Pela Figura 6.16 pode ser visto que no horário fora de ponta as diferenças entre a exergoeconomia e a otimização são as mesmas da Figura 6.15.

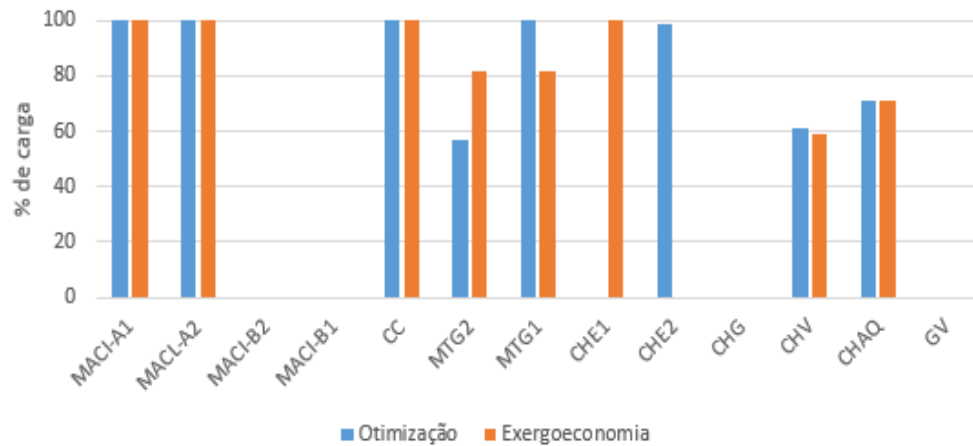
Observando a Figura 6.16 no início do horário de ponta, com relação a eletricidade, a otimização define operar com carga total a MTG1 e a MTG2. Já a exergoeconomia prefere reduzir o MTG1 e MTG2, e operar em pequena carga o MACI-B1. Com relação a água gelada, a otimização determina em operar em pequena carga o CHG. Já a exergoeconomia prefere desliga o CHG, e aumentar a carga do CHE1 e do CHE2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela exergoeconomia.

Por último no horário de fim de ponta, a otimização determina em operar com carga total o MTG1 e o MTG2, além de operar o MACI-B1. Já a exergoeconomia prefere reduzir a carga da MTG1 e MTG2, e desligar o MACI-B1, além de operar em carga parcial MACI-B2. O melhor valor da função objetivo para este horário é o obtido pela otimização.

$FO_{oti} = 1051,88 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1054,14 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta não administrativo

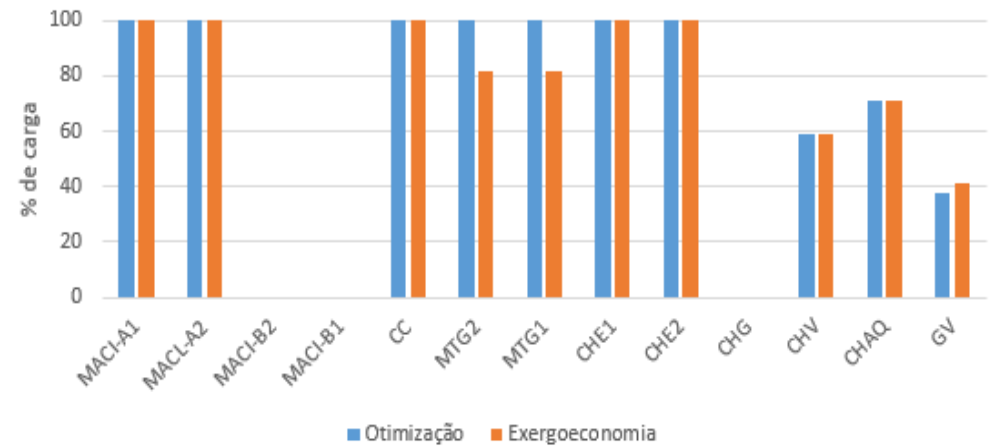
$Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 9,75 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1565,58 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1572,3 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário fora de ponta administrativo

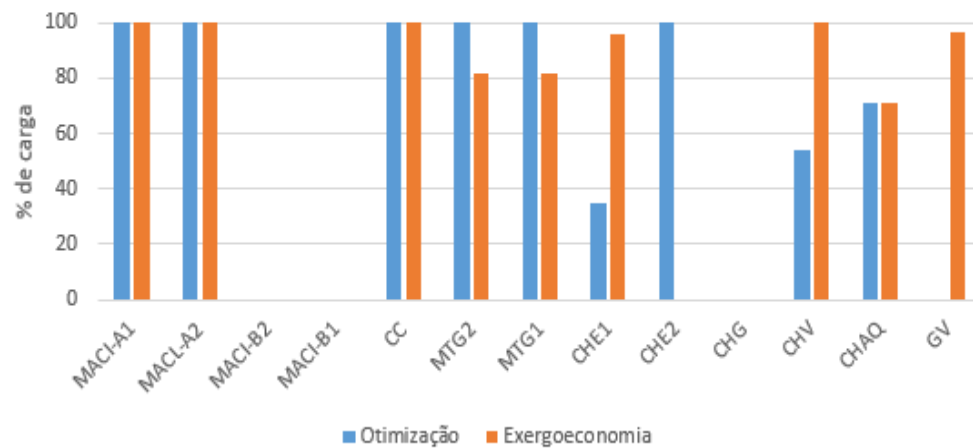
$Pa_{oti} = 1683,99 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1722,15 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 3751,13 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 3793,76 \text{ \$/h}$

Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta mínima

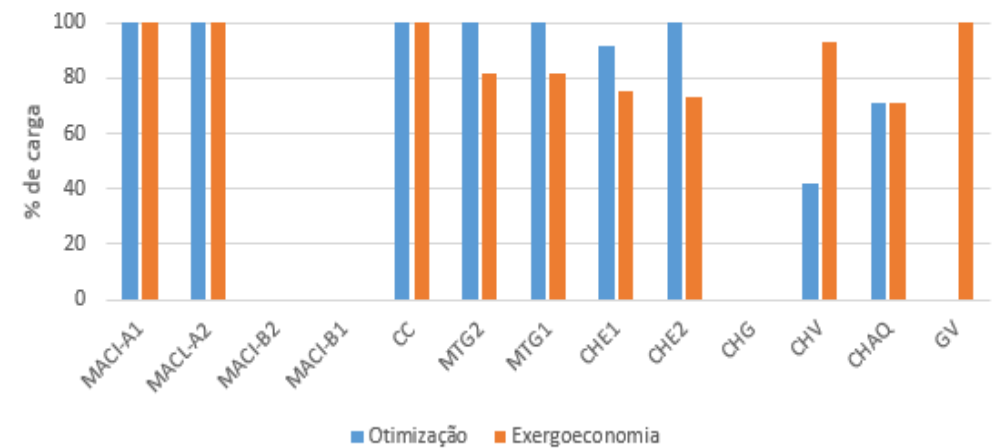
$Pa_{oti} = 537,76 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 437,93 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 4106,47 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 4156,31 \text{ \$/h}$

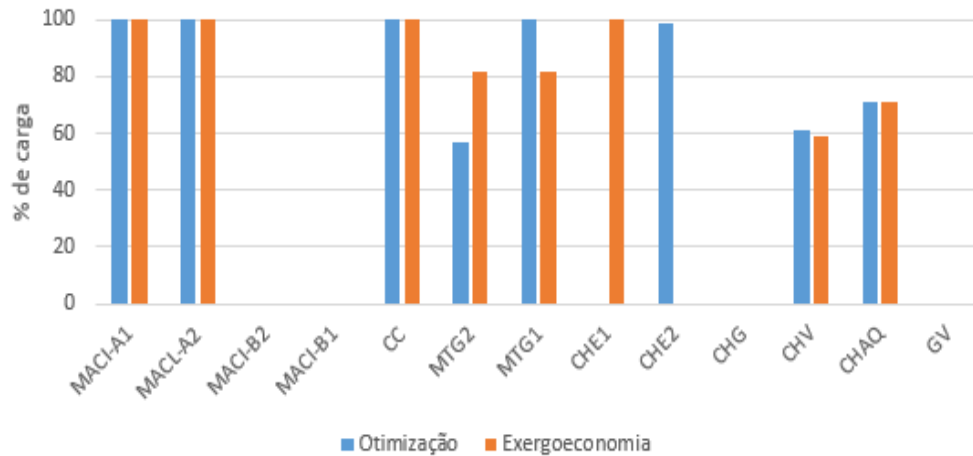
Carga operacional dos equipamentos no  
 horário de ponta máxima

$Pa_{oti} = 1342,29 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1246,78 \text{ kW}$

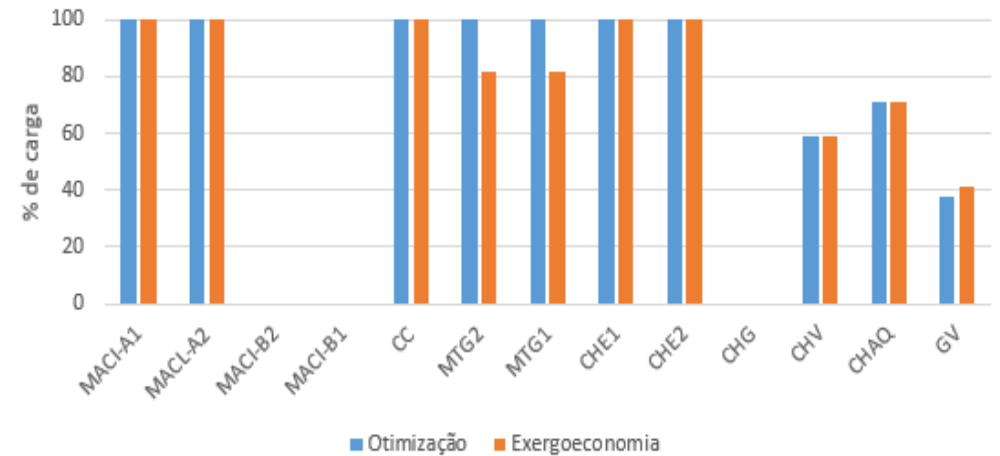


**Figura 6.15:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa azul no período de novembro.

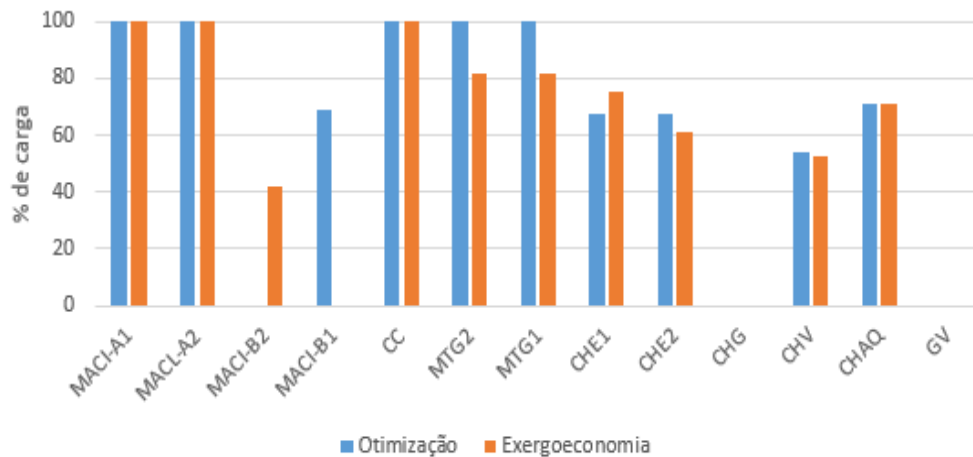
$FO_{oti} = 1051,88 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1054,14 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta não administrativo**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 9,75 \text{ kW}$



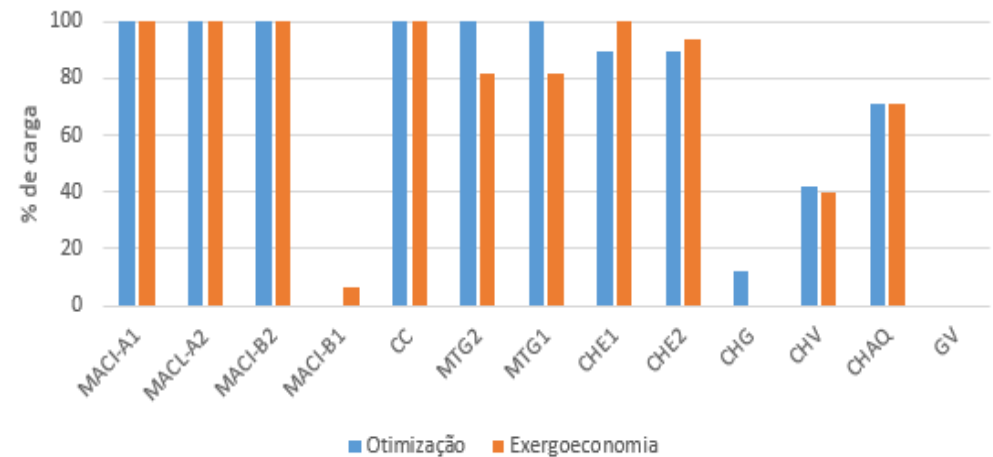
$FO_{oti} = 1565,58 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1572,3 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário fora de ponta administrativo**  
 $Pa_{oti} = 1683,99 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 1722,15 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 1915,59 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 1960,86 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta mínima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



$FO_{oti} = 2443,91 \text{ \$/h}$   
 $FO_{exe} = 2399,29 \text{ \$/h}$   
**Carga operacional dos equipamentos no horário de ponta máxima**  
 $Pa_{oti} = 0 \text{ kW}$   
 $Pa_{exe} = 0 \text{ kW}$



**Figura 6.16:** Comparativo entre a exergoeconomia e a otimização mostrando as estratégias operacionais para a tarifa verde no período de novembro.

## 6.9 Avaliação do Contrato de Energia e da Manutenção Programada

Considerando os resultados da otimização feita pelo método GRG, a tarifa que leva ao menor custo para o Centro é a tarifa verde. Em todos os casos a tarifa verde e azul são iguais no horário fora de ponta, diferenciando-se apenas no horário de ponta. No horário de ponta o custo da demanda de energia da tarifa verde é bem menor que a tarifa azul, entretanto, o custo de consumo de energia é bem maior. Apesar do custo de consumo ser maior, olhando o resultado da otimização, o método ao invés de consumir eletricidade da concessionária opta por usar os motores a diesel. Com isso a tarifa verde torna-se mais econômica, e deve ser optada ao invés da tarifa azul.

No Centro no período úmido, a demanda contratada é de 3261 kW no horário de ponta e 4860 kW no horário fora de ponta. Os resultados da otimização mostram que no horário de ponta é consumido no máximo 1372,29 kW, enquanto que no horário fora de ponta é usado no máximo 1691,19 kW da concessionária. Com isso, é aconselhável que a demanda contratada seja reduzida.

Já no período seco, a demanda contratada é de 2965 kW no horário de ponta e 4419 kW no horário fora de ponta. Pela otimização, o Centro consome no máximo 1342,29 kW no horário de ponta e usa no máximo 1683,99 kW no horário fora de ponta. Entretanto vale lembrar, que o mês de manutenção anual do Centro obtido pela otimização é o mês de julho. Isso porque em julho os chillers elétricos não operam fazendo com que a demanda de água gelada, que antes era atendido pela trigeração, possa ser atendida por eles na parada para a manutenção dos equipamentos da trigeração. Devido a esta parada programada, o Centro pode precisar de uma maior quantidade de demanda elétrica.

Em julho, com a parada do sistema de trigeração e da microturbina de 30 kW, é necessária uma demanda elétrica máxima total no horário administrativo de 4194 kW. Esta demanda é dividida na eletricidade líquida de 3580 kW, na operação de um dos chillers elétricos para gerar 800 TR de água gelada e para a operação da caldeira flamotubular para produzir 1,2 kg/h de vapor. Considerando que neste período opera a célula combustível, a microturbina de 60 kW e os dois motores a diesel, será necessário usar apenas 1816 kW da rede elétrica. Pensando da mesma forma para o início do horário de ponta será necessário usar somente 1330,64 kW da rede elétrica. Isso justifica a redução da demanda contratada para o período seco.

## Capítulo 7

### CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo final visa apresentar a síntese do trabalho e as suas contribuições, além de sugestões que podem ser usadas para futuros trabalhos.

#### 7.1 Síntese

Este trabalho pretendia testar a possibilidade de se utilizar a otimização numérica no Centro de pesquisa e comparar seus resultados da estratégia operacional e da comparação da avaliação da demanda contratada adotada com os resultados obtidos anteriormente através da exergoeconomia, que é uma melhoria. Além disso também foi avaliado o melhor período para a parada para a manutenção.

O Centro é responsável por atender a demanda de três produtos: a potência elétrica, a água gelada e o vapor. Para atender a demanda destes três produtos o outro conta com dois circuitos de cogeração e equipamentos auxiliares como já descritos.

No trabalho anterior o projeto obteve como resultado a tarifa verde como a melhor opção, juntamente com a redução da demanda contratada. Uma programação para a manutenção também foi definida do mês de julho.

Os resultados foram conseguidos pelos resultados com a otimização numérica, foi visto que ela é possível de ser aplicada neste tipo de sistema de trigeriação. Embora seus resultados estejam próximos da exergoeconomia, mostrou-se que, ainda assim, o custo operacional para o Centro ainda é menor, exceto em alguns casos em que a exergoeconomia era menor. Isso aconteceu possivelmente por um erro na hora de transformar o comportamento dos equipamentos em equação. Outro comportamento interessante é que a otimização as vezes preferia utilizar os dois chillers elétricos ligados a meia carga ao invés de usar somente um. Isso mostra que nem sempre está otimização encontra o mínimo global do problema, pois sabe-se que quanto mais próxima a carga do equipamento estiver da nominal maior a sua eficiência. Outro resultado obtido e de grande importância, é que a tarifa verde reduz em muito o custo operacional nos horários de ponta, visto que o Centro tem a capacidade de atender a demanda nestes horários não dependendo da concessionária. Outro ponto é a demanda contratada que é muito grande. Pelos

cálculos mostrados no subcapítulo 6.9, é observado que a demanda contratada é muito grande comparado com o que realmente é usado pelo Centro justificando sua redução.

Embora a exergoeconomia seja uma melhoria, pode ser visto que ela é uma boa ferramenta de redução de custo tendo bons resultados e quando comparada com a otimização gera valores próximos.

## 7.2 Contribuição

Este trabalho mostra que é possível transformar dados operacionais em equações e dispensa o uso de simulador de processos, mostrando que é possível implementar a otimização usando o Excel não necessitando assim de programar o código.

Mostrou também que a exergoeconomia pode obter valores satisfatórios com diferenças mínimas com relação a otimização.

Mas mostrou também que a otimização pode não alcançar o mínimo global.

## 7.3 Sugestões

Neste trabalho não foi levado em conta a variações das condições ambientais. Isto seria uma idéia a ser aplicada.

Por outro lado, nada impede que seja feita uma otimização implementando código de vários métodos visando comparar a convergência de cada um.

Seria também interessante fazer otimizações integrando o código de otimização com o uso de simulador.

Seria também muito interessante desenvolver uma interface amigável para a utilização da planilha desenvolvida visando ser usado para definir em tempo real as estratégias operacionais e do Centro.

Esta interface seria desenvolvida de certa forma de modo que os dados de entrada seriam apenas as condições de contorno (custos dos combustíveis, da água de reposição e da eletricidade contratada bem como a demanda contratada), além da demanda desejada em um determinado momento (eletricidade, vapor e água gelada).



## REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6401: Informações e documentação: Trabalhos acadêmicos: Apresentação. Rio de Janeiro. 1980.
- Bachetti, A. R. (2012). Avaliação e Validação da Modelagem de um Sistema de Trigeração Visando uma Posterior Aplicação de Otimização Operacional. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. Departamento de Engenharia Mecânica.
- Balic D. e Loncar D. (2015). Impact of Fluctuating Energy Prices on the Operation Strategy of a Trigeneration System. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*. Vol. 3, pp. 315-332.
- Bischi A., Taccari L., Martelli E., Amaldi E., Manzolini G., Silva P., Campanari S. e Macchi E. (2015). A Rolling-Horizon MILP Optimization Method for the Operational Scheduling of Co-generation Systems with Incentives. In *Proceedings of ECOS 2015*. Pau, France.
- Bungener S. L., Maréchal F., Eetvelde G. V. e Descales B. (2015). Optimisation of Unit Investment and Load Shedding in a Steam Network Facing Undercapacity. In *Proceedings of ECOS 2015*. Pau, France.
- Cau G., Cocco D. e Petrollese M. (2015). Optimal Energy Management Strategy for CSP-CPV Integrated Power Plants with Energy Storage. In *Proceedings of ECOS 2015*. Pau, France.
- Cerqueira D. W. J. e Silva J. A. M.. (2015). Developing an Operating Map to Define the Best thermal Scheme, in Off-Design Conditions, for a Utilities Plant. In *Proceedings of ECOS 2015*. Pau, France.
- Chicco G. e Mancarella P. (2008). Optimal Operational Strategies for Multi-Generation Systems. In *Proceedings of ECOS 2015*. Glasgow, Scotland.

- Cosentino S., Sciacovelli A., Verda V. e Noce G. (2015). Energy and Exergy Analysis of Ground Thermal Energy Storage: Optimal Charging Time in Different Operating Conditions. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Fan R., Gao Y., Hua L., Deng X. e Shi J. (2014). Thermal Performance and Operation Strategy Optimization for a Practical Hybrid Ground-Source Heat-Pump System. *Energy and Buildings*, 78, 238-247.
- Frangopoulos, C. A. (2003). *Methods of Energy Systems Optimization*. National Technical University of Athens. Department of Naval Architecture and Marine engineering.
- Guan P., Peng g., Chen B., Xu J., Yang X., Wei T. e Jia L. (2015). Optimization of Operating for CCHP Based on Energy and Economical Considerations. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Herrera I., Lovella Y. G., Rubio M., Peape W. D., Contino F. e Erlich C. (2015). Optimization of the Operating Parameters of Heat and Power Facilities Based on Local Environmental Impacts. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Ishida Y., Bannai M., Miyazaki T., Harada. Y., Yokoyama R., Akisawa A. (2009). The Optimal Operation Criteria for a Gas Turbine Cogeneration System. *Journal Energies*. Vol. 2, pg. 202-225.
- Jradi M. e Riffat S. (2014). Tri-Generation Systems: Energy Policies, Prime Movers, Cooling Technologies, Configurations and Operation Strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 396-415.
- Light (2006). Tarifas e Imposttos. Light S. A. Light Serviços de Eletricidade S. A. <http://www.light.com.br/web/institucional/atendimento/inforações/tarifas/tetarifas.asp#tarifa>. Acesso em 2006.
- Lindstedt M. e Karvinen R. (2015). Optimal Speed Control of Two Unequal Parallel Pumps in Reservoir Filling: Minimum Energy with Fixed Time. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.

- Liu M. (2010). Energy Efficient Operation Strategy Design for the Combined Cooling Heating and Power System. Master's thesis. University of Victoria. Department of Mechanical Engineering.
- Lora, E. E. S. (2006). Simulação e Avaliação Exergoeconômica da Central de Cogeração do CENPES Operando à Carga Nominal e Parcial. Relatório Final. Projeto Cogeração do CENPES. Documentação Privada.
- Lozano M. A., Carvalho M. e Serra L.M. (2009). Operational Strategy and Marginal Costs in Simple Trigeneration Systems. *Energy*, 34, 2001-2008.
- NTU (2006). Preço do Óleo Diesel. Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos. Insumos. [http://www.ntu.org.br/banco/insumos/p\\_od.htm](http://www.ntu.org.br/banco/insumos/p_od.htm). Acesso em 2006
- Ogata R., Yoshida A., Fujimoto Y., Murata N., Wakao S., Tanabe S. e Amano Y. (2015). Economic Evaluations of Residential Energy Systems Based on the Prediction-Operational Planning-Control Method Using Time-of-Use Prices. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Osman A. E. e Ries R. (2006). Optimization for Cogeneration Systems in Buildings Based on Life Cycle Assessment. *ITcon*. Vol. 11, pg. 260.
- Petrovic S., Karlsson K. e Balyk O. (2015). Optimal Development of the Future Danish Energy System – Insights from Times-Dtu Model. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Rao, S. (1996), *Engineering Optimization – Theory and Practice*, 3<sup>a</sup> ed., John Wiley & Sons.
- Renobales, L. M. S. (1994). Optimización Exergoeconómica de Sistemas Térmicos. Universidad de Zaragoza. Dpto. Ingeniería Mecánica.
- Romero A., Carvalho M. e Millar D. (2015). Optimal Design and Control of Wind-Diesel Hybrid Energy Systems for Remote Arctic Mines. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.

- Romero A., Carvalho M. e Millar D. L. (2013). Application of a Polygeneration Optimization Technique for a Hospital in Northern Ontario. Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering. Vol. 38, No. 1.
- Rong A. e Lahdelma R. (2012). Optimal Operation of Combined Heat and Power Based Power Systems in Liberalized Power Markets. <http://www.eolss.net/Eolss-sampleAllChapter.aspx>. Acesso em 03 de Agosto de 2015.
- Sacoman, M. A. R. (2012). Otimização de projetos utilizando GRG, Solver e Excel. COBENGE. XL Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia. 2012. Belém – PA.
- 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.
- Silva, A. M. E. (2003). Otimização Numérica Termo-econômica de um Sistema de Cogeração. Tese de mestrado. Universidade do Minho.
- Stoppato A., Benato A., Destro N. e Mirandola A. (2015). Optimal Design and Daily Operation of a Hybrid CHP System with Energy Storage. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Tsay M. (2003). Applying the Multi-Objective Approach for Operation Strategy of Cogeneration Systems Under Environmental Constraints. Electrical Power & Energy Systems, 25, 219-226.
- Tsay M., Cheg F., Lin W. e Lee J. (2000). Operation Strategy of Cogeneration Systems Under Environmental Constraints. IEEE.
- Tsay M., Lin W. (2000). Application of Evolutionary Programming to Optimal Operational Strategy Cogeneration System Under Time-of-Use Rates. Electrical Power & Energy Systems, 22, 367-373.
- Tsukada T., Tamura T., Kitagawa S. e Fukuyama Y. (2003). Optimal Operational Planning for Cogeneration System Using Particle Swarm Optimization. IEEE.

- Tzortzis G. a Frangopoulos C. A. (2015). Optimization of Ship Speed Profile Along a Route Under Variable Weather Conditions. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.
- Valero, A., Serra, L. e Uche, J. (2006). Fundamentals of Exergy Cost Accounting and Thermoeconomics. Part I: Theory. Journal of Energy Resources Technology Vol. 128, pp. 1-8.
- Wakui T., Kawayoshi H., Yokoyama R., Iitaka H. e Aki H.(2015). Operational Management of Residential Energy Supply Networks Based on Optimization Approaches. In Proceedings of ECOS 2015. Pau, France.



## APÊNDICE A – MODELAGEM MATEMÁTICA

### Estrutura da Modelagem Matemática

**Dados de entrada (condições de contorno):** potência elétrica (P) em KW, água gelada (F) em TR, vapor (Q) em t/h, custo unitário do gás natural subsidiado (ca) em R\$/KWh, custo unitário do gás natural não subsidiado (cb) em R\$/KWh, custo unitário do óleo diesel (cc) em R\$/KWh, custo unitário da água de reposição (car) em R\$/t, custo unitário da potência elétrica que pode ser consumida da concessionária no instante (cel) em R\$/KWh, custo unitário da demanda elétrica contratada (cpc) em R\$/KW e duração da demanda contratada (T) em h.

**Variáveis de decisão:** insumos (fluxos externos): gás natural subsidiado para cogeração (Ca) em KW, gás natural não subsidiado (Cb) em KW, diesel (Cc) em KW, água de reposição nas torres de resfriamento (AR) em t/h, potência elétrica auxiliar que pode ser comprada da concessionária (Pa) em KW.

**Função Objetivo:**  $CO \left[ \frac{R\$}{h} \right] = ca \left[ \frac{R\$}{KWh} \right] * Ca[KW] + cb \left[ \frac{R\$}{KWh} \right] * Cb[KW] + cc \left[ \frac{R\$}{KWh} \right] * Cc[KW] + car \left[ \frac{R\$}{t} \right] * Ar \left[ \frac{t}{h} \right] + Cpa$

Onde:  $Cpa = \frac{cpc * Pc}{T} + cel * Pa$

### Restrições de Igualdade oriundas dos fluxos dos equipamentos

#### MACI-B1:

$$P_{14i} = 17,07 * \frac{P_{21}}{785}$$

$$Q_{16b} = \frac{P_{21}}{2,53361 * 10^{-10} * (P_{21})^3 - 5,966652 * 10^{-7} * (P_{21})^2 + 517172 * 10^{-4} * (P_{21}) + 0,22214}$$

#### MACI-B2:

$$P_{14j} = 29,58 * \frac{P_{20}}{1360}$$

$$Q_{16a} = \frac{P_{20}}{4,872278 * 10^{-11} * (P_{20})^3 - 1,987889 * 10^{-7} * (P_{20})^2 + 2,985147 * 10^{-4} * (P_{20}) + 0,22214}$$

#### CHG:

$$P_{14k} = 27,3 * \frac{F_{23}}{800}$$

$$Q_{cb} = \frac{3,5168 * F_{23}}{4,78 * 10^{-12} * (F_{23})^4 - 5,550215 * 10^{-9} * (F_{23})^3 - 7,7887 * 10^{-7} * (F_{23})^2 + 2,612732 * 10^{-3} * (F_{23}) + 0,3051121}$$



$$Q_{15e} = (3,5168 * F_{23}) + Q_{cb}$$

**GV:**

$$P_{14b} = 4,67 * \frac{Q_{10}}{965,68}$$

$$Q_{1c} = \frac{Q_{10}}{-3,358103 * 10^{-12} * (Q_{10})^4 + 7,273255 * 10^{-9} * (Q_{10})^3 - 5,717889 * 10^{-6} * (Q_{10})^2 + 0,002137784 * (Q_{10}) + 0,5182222}$$

**CHE 1:**

$$P_{14l} = 1,0279 * \left( \frac{3,5168 * F_{24}}{3,142628 * 10^{-11} * (F_{24})^4 - 3,649006 * 10^{-8} * (F_{24})^3 - 5,120705 * 10^{-6} * (F_{24})^2 + 0,01717749 * (F_{24}) + 2,005969} \right)$$

$$Q_{15g} = (3,5168 * F_{24}) + P_{14l}$$

**CHE 2:**

$$P_{14m} = 1,0279 * \left( \frac{3,5168 * F_{25}}{3,142628 * 10^{-11} * (F_{25})^4 - 3,649006 * 10^{-8} * (F_{25})^3 - 5,120705 * 10^{-6} * (F_{25})^2 + 0,01717749 * (F_{25}) + 2,005969} \right)$$

$$Q_{15f} = (3,5168 * F_{25}) + P_{14m}$$

**CHAQ:**

$$P_{14h} = 18 * \frac{F_{13}}{550}$$

$$F_{13} = -1,215249 * 10^{-16} * Q_{11}^6 + 9,683427 * 10^{-13} * Q_{11}^5 + 3,057398 * 10^{-9} * Q_{11}^4 + 4,786472 * 10^{-6} * Q_{11}^3 - 3,795643 * 10^{-3} * Q_{11}^2 + 1,610315 * Q_{11} - 2,51684 * 10^2$$

$$Q_{15d} = (3,5168 * F_{13}) + Q_{11}$$

**CHV:**

$$P_{14g} = 35 * \frac{F_{12}}{690}$$

$$Q_{qa} = \frac{3,5168 * F_{12}}{1,040261 * 10^{-11} * (F_{12})^4 - 1,041797 * 10^{-8} * (F_{12})^3 - 1,260948 * 10^{-6} * (F_{12})^2 + 0,003648263 * (F_{12}) + 0,3674598}$$

$$Q_{15c} = (3,5168 * F_{12}) + Q_{qa}$$

**MTG1:**

$$Q_{1f} = \frac{P_{19}}{6,840 * 10^{-9}(P_{19})^6 - 6,877 * 10^{-7}(P_{19})^5 + 2,533005 * 10^{-5}(P_{19})^4 - 3,888086 * 10^{-4} * (P_{19})^3 - 0,001168125 * (P_{19})^2 + 0,03171699 * (P_{19}) - 0,002912034}$$

**MTG2:**

$$Q_{1e} = \frac{P_{20}}{9,295875 * 10^{-11}(P_{18})^6 - 1,8691 * 10^{-8}(P_{18})^5 + 1,37686 * 10^{-6}(P_{18})^4 - 4,226817 * 10^{-5}(P_{18})^3 + 2,539896 * (P_{18})^2 + 0,01379109 * (P_{18}) - 0,002532172}$$

**MACI-A1:**

$$Q_{1a} = \frac{P_8}{7,01707 * 10^{-11} * (P_8)^3 - 2,851772 * 10^{-7} * (P_8)^2 + 4,071229 * 10^{-4} * (P_8) + 0,1305473}$$

$$Q_2 = -1,463146 * 10^{-7} * (P_8)^3 + 4,959559 * 10^{-4} * (P_8)^2 + 8,609355 * 10^{-3} * (P_8) + 237,5266$$

$$Q_4 = (-1,284121 * 10^{-7} * (P_8)^3 + 2,8068 * 10^{-4} * (P_8)^2 + 2,868002 * 10^{-1} * (P_8) + 262,7147) * 1,024$$

$$Q_{15b} = -1,64791 * 10^{-8} * (P_8)^3 + 1,079765 * 10^{-4} * (P_8)^2 + 5,382496 * 10^{-2} * (P_8) - 38,50848$$

$$P_{14e} = 17,32 * \frac{P_8}{1620}$$

**MACI-A2:**

$$Q_{1b} = \frac{P_9}{7,01707 * 10^{-11} * (P_9)^3 - 2,851772 * 10^{-7} * (P_9)^2 + 4,071229 * 10^{-4} * (P_9) + 0,1305473}$$

$$Q_3 = -1,463146 * 10^{-7} * (P_9)^3 + 4,959559 * 10^{-4} * (P_9)^2 + 8,609355 * 10^{-3} * (P_9) + 237,5266$$

$$Q_5 = (-1,284121 * 10^{-7} * (P_9)^3 + 2,8068 * 10^{-4} * (P_9)^2 + 2,868002 * 10^{-1} * (P_9) + 262,7147) * 1,024$$

$$Q_{15a} = -1,64791 * 10^{-8} * (P_9)^3 + 1,079765 * 10^{-4} * (P_9)^2 + 5,382496 * 10^{-2} * (P_9) - 38,50848$$

$$P_{14c} = 17,32 * \frac{P_9}{1620}$$

**CR1:**

$$Q_{6b} = 3,125524 * 10^{-9} * (Q_2)^3 - 5,551966 * 10^{-6} * (Q_2)^2 + 0,1329818 * (Q_2) - 0,5159689$$

$$Q_{6a} = 1,888052 * 10^{-10} * (Q_2)^3 - 4,018973 * 10^{-7} * (Q_2)^2 + 0,8627873 * (Q_2) - 0,05894252$$

$$P_{14f} = 1,21 * \frac{(Q_{6a} + Q_{6b})}{924}$$

**CR2:**

$$Q_{7b} = 3,125524 * 10^{-9} * (Q_3)^3 - 5,551966 * 10^{-6} * (Q_3)^2 + 0,1329818 * (Q_3) - 0,5159689$$

$$Q_{7a} = 1,888052 * 10^{-10} * (Q_3)^3 - 4,018973 * 10^{-7} * (Q_3)^2 + 0,8627873 * (Q_3) - 0,05894252$$

$$P_{14d} = 1,21 * \frac{(Q_{7a} + Q_{7b})}{924}$$

**CC:** como a célula a combustível vai sempre operar na sua carga nominal,  $P_{17}$  será a potência nominal ou 0 KW. (restrição do tipo liga/desliga).

$$Q_{1d} = \frac{P_{17}}{0,3644}$$

**TR:**

$$P_{14a} = 5,28 * 10^{-2} * (Q_{15a} + Q_{15b} + Q_{15c} + Q_{15d} + Q_{15e} + Q_{15f} + Q_{15g})$$

$$AR = 5,073665723 * 10^{-3} * (Q_{15a} + Q_{15b} + Q_{15c} + Q_{15d} + Q_{15e} + Q_{15f} + Q_{15g})$$

**Restrições de igualdade oriundas das junções e bifurcações**

$$\mathbf{J1:} \quad Q_{6a} + Q_{7a} + Q_{10} = Q_{qa} + Q_{qb}$$

$$\mathbf{J2:} \quad Q_4 + Q_5 + Q_{6b} + Q_{7b} = Q_{11}$$

$$\mathbf{J4: } P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21} = P_{22}$$

$$\mathbf{B1: } Q_{Ca} = Q_{1a} + Q_{1b} + Q_{1c} + Q_{1d} + Q_{1e} + Q_{1f}$$

$$\mathbf{B6: } Q_{Cc} = Q_{16b} + Q_{16a}$$

$$\mathbf{SE: } P + P_{14a} + P_{14b} + P_{14c} + P_{14d} + P_{14e} + P_{14f} + P_{14g} + P_{14h} + P_{14i} + P_{14j} + P_{14k} + P_{14l} + P_{14m} = P_a + P_{22} + P_9 + P_8$$

$$\mathbf{\star : } Q = \frac{Q_{qb} * 1,45}{965,68}$$

### Restrições de desigualdade oriundas dos equipamentos

$$\mathbf{MACI-A1: } 491 \leq P_8 \leq 1620$$

$$\mathbf{MACI-A2: } 491 \leq P_9 \leq 1620$$

$$\mathbf{GV: } 96,568 \leq Q_{10} \leq 965,68$$

$$\mathbf{CHV: } 69 \leq F_{12} \leq 690$$

$$\mathbf{CHAQ: } 55 \leq F_{13} \leq 550$$

$$\mathbf{MTG2: } 1,2 \leq P_{18} \leq 60$$

$$\mathbf{MTG1: } 0,6 \leq P_{19} \leq 30$$

$$\mathbf{MACI-B2: } 340 \leq P_{20} \leq 1360$$

$$\mathbf{MACI-B1: } 189,5 \leq P_{21} \leq 758$$

$$\mathbf{CHG: } 80 \leq F_{23} \leq 800$$

$$\mathbf{CHE1: } 80 \leq F_{24} \leq 800$$

$$\mathbf{CHE2: } 80 \leq F_{25} \leq 800$$