



Universidade Federal da Paraíba

Centro de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

– Mestrado

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE POLIGERAÇÃO PARA UMA INDÚSTRIA DE LATICÍNIOS

por

Victor Hugo Lobo Correia

*Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal da Paraíba
para a obtenção do grau de mestre*

João Pessoa – Paraíba

Fevereiro, 2021

VICTOR HUGO LOBO CORREIA

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE
POLIGERAÇÃO PARA UMA INDÚSTRIA DE
LATICÍNIOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao curso de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da
Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento
às exigências para obtenção do Grau de Mestre.

Orientadora: Professora Monica Carvalho, PhD

João Pessoa-Paraíba

Fevereiro, 2021

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

C824s Correia, Victor Hugo Lobo.

Síntese e otimização de um sistema de poligeração para
uma indústria de laticínios / Victor Hugo Lobo Correia.
- João Pessoa, 2021.

89 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Engenharia Mecânica. 2. Sistema energético -
produção de laticínios. 3. Programação linear inteira
mista. 4. Energia - modelo de otimização. 5.
Multigeração. I. Carvalho, Monica. II. Título.

UFPB/BC

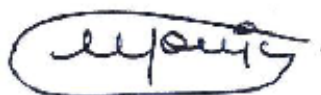
CDU 621(043)

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE POLIGERAÇÃO PARA UMA INDÚSTRIA DE LATICÍNIOS

por

VICTOR HUGO LOBO CORREIA

Dissertação aprovada em 23 de fevereiro de 2021



Profa. Dra. MONICA CARVALHO
Orientadora – UFPB



Prof. Dr. LUCIDIO DOS ANJOS FORMIGA CABRAL
Examinador Externo – UFPB



Prof. Dr. LEONARDO RODRIGUES DE ARAÚJO
Examinador Externo – IFES

DEDICATÓRIA

Ao meu pai, Francisco.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Francisco e Helandra, por todo amor, companheirismo e ensinamentos ao longo da minha vida. Aos meus irmãos, Denise e Antônio, por todo apoio. À minha namorada, Renata, por toda compreensão, parceria e incentivo.

Sou muito grato à minha orientadora, professora Monica Carvalho, pelas orientações e por toda dedicação e paciência durante o mestrado, contribuindo imensamente na minha formação.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro durante todo o curso e aos professores e colaboradores do PPGEM.

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE POLIGERAÇÃO PARA UMA INDÚSTRIA DE LATICÍNIOS

RESUMO

O segmento de alimentos e bebidas apresenta o maior consumo energético no setor industrial brasileiro. Dentro deste setor, pode-se destacar a indústria de laticínios, que representa uma atividade de grande importância para a economia nacional e possui uma alta demanda energética. Em vista disso, o presente trabalho tem o objetivo de realizar a síntese e otimização de um sistema de poligeração para uma indústria de laticínios localizada em João Pessoa/PB. Inicialmente, para cada utilidade foram determinados os perfis de demanda para eletricidade, vapor, água gelada e água quente. Construiu-se uma superestrutura para representar as alternativas de fornecimento de energia, utilizando equipamentos comercialmente disponíveis e fontes energéticas disponíveis localmente. Para a otimização, foi utilizado um modelo de programação linear inteira mista com a função objetivo de minimizar o custo anual total do sistema energético. O modelo de otimização determinou a combinação ótima de equipamentos, conexões e fontes energéticas. Também foram realizadas análises de sensibilidade para avaliar o comportamento do sistema em relação a variações nas demandas energéticas, custo dos combustíveis e no fator de recuperação do capital. O sistema ótimo apresentou uma redução de 25,38% no custo anual quando comparado com o sistema de referência, no qual foram excluídas as possibilidades de cogeração e utilização de fontes renováveis. Essa redução ocorreu devido à combinação de geradores (a gás natural e diesel) com a compra de eletricidade da concessionária local para atender a demanda de eletricidade e refrigeração. Por meio das análises de sensibilidade, foi possível verificar que o sistema ótimo apresentou um bom desempenho diante das variações no preço dos combustíveis, mantendo sua configuração original na maioria dos cenários. Já em relação à variação da demanda, o sistema não apresentou comportamento resiliente.

Palavras-chave: Processamento de leite, programação linear inteira mista, energia, sistema energético, multigeração.

SYNTHESIS AND OPTIMIZATION OF A POLYGENERATION SYSTEM FOR A DAIRY INDUSTRY

ABSTRACT

The food and beverage industry presents the highest rate of electricity consumption in the Brazilian industrial sector. In this sector, the dairy industry is remarkable because it represents an important activity for the national economy and has a high energy demand. In this context, the present study aims to synthesize and to optimize a polygeneration system for a dairy industry located in João Pessoa, Northeast Brazil, in order to improve energy efficiency and economic indicators. Initially, for each utility the monthly, daily, and hourly demand profiles were established over a representative year. The industry energy demands are steam, hot water, electricity, and chilled water. Based on the energy demands, a superstructure was built to represent all the possible processes and connections of the energy supply system and using commercially available equipment and locally available energy sources. The optimization model is based on mixed-integer linear programming and its objective function is to minimize the total annual costs of the polygeneration system. The model determines the optimal combination between pieces of equipment, connections, and energy sources inside the superstructure. Also, sensitivity analyses were carried out to assess the system's behavior under variations of energy demands, fuel costs, and the capital recovery factor. The optimal system showed a reduction of 25,38% in the total annual cost when compared to the reference system which the optimization model does not allow the use of cogeneration and renewable energy. This reduction is reached by the combination of diesel and natural gas generators with electricity purchase from the local grid to meet electricity and chilled water demands. As a result of the sensitivity analysis, the optimal system demonstrated a good performance under fuel price variations, maintaining its original configuration in most of the scenarios. Regarding demand variations, the optimal solution does not present a resilient behavior.

Keywords: Milk processing, mixed-integer linear programming, energy, energy system, multigeneration.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 MOTIVAÇÃO	14
1.2 OBJETIVOS	16
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 POLIGERAÇÃO	18
2.2 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO	20
2.2.1 Programação Linear Inteira Mista	21
2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO	23
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	28
3.1 ESTUDO DE CASO.....	28
3.2 DEMANDAS ENERGÉTICAS	29
3.3 SUPERESTRUTURA	33
3.4 EQUIPAMENTOS	35
3.4.1 Turbina a Gás.....	35
3.4.2 Grupo Gerador a Gás	36
3.4.3 Grupo Gerador a Diesel.....	37
3.4.4 Caldeira a Gás.....	38
3.4.5 Caldeira a Biomassa	38
3.4.6 Chiller por Absorção de Efeito Duplo	39
3.4.7 Chiller por Absorção de Simples Efeito	39
3.4.8 Chiller por Compressão de Vapor	40
3.4.9 Torre de Resfriamento	40

3.4.10	Trocador de Calor para Vapor	41
3.4.11	Trocador de Calor para Água Quente	41
3.5	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	43
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	47
4.1	OTIMIZAÇÃO	47
4.2	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	50
4.2.1	Demandas do Centro Consumidor	50
4.2.2	Preço do Diesel	51
4.2.3	Preço do Gás Natural	53
4.2.4	Fator de Recuperação do Capital	54
4.2.5	Valor do Diesel x Valor do Gás Natural	55
5.	CONCLUSÃO	58
	REFERÊNCIAS	61
	APÊNDICE I	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 Fluxograma do processo de produção do leite	29
Figura 3.2 Quantidade de leite industrializado em 2018/2019 no estado da Paraíba	30
Figura 3.3 Curva de carga média	31
Figura 3.4 Demandas horárias para um dia útil de março	33
Figura 3.5 Demandas horárias para um dia de final de semana de março	33
Figura 3.6 Superestrutura do sistema de fornecimento de energia	34
Figura 3.7 Coeficientes de produção para a turbina a gás	36
Figura 3.8 Coeficientes de produção para o gerador a gás	37
Figura 3.9 Coeficientes de produção para o gerador a diesel	37
Figura 3.10 Coeficientes de produção para a caldeira a gás	38
Figura 3.11 Coeficientes de produção para a caldeira a biomassa	39
Figura 3.12 Coeficientes de produção para o chiller por absorção de efeito duplo	39
Figura 3.13 Coeficientes de produção para o chiller por absorção de efeito simples.....	40
Figura 3.14 Coeficientes de produção para o chiller por compressão de vapor	40
Figura 3.15 Coeficientes de produção para a torre de resfriamento	41
Figura 3.16 Coeficientes de produção para o trocador de calor para vapor	41
Figura 3.17 Coeficientes de produção para o trocador de calor para água quente	42
Figura 4.1 Resultados das otimizações variando os valores do diesel e gás natural	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Demandas anuais da planta industrial	31
Tabela 3.2 Demandas energéticas para cada dia representativo	32
Tabela 3.3 Matriz de coeficientes de produção e dados dos equipamentos	42
Tabela 3.4 Matriz de interações do sistema	45
Tabela 3.5 Resumo da formulação do problema de otimização.....	46
Tabela 4.1 Resultados da otimização econômica	48
Tabela 4.2 Resultados da otimização para variações nas demandas energéticas	51
Tabela 4.3 Resultados da otimização para variações no preço do diesel	52
Tabela 4.4 Resultados da otimização para variações no preço do gás natural	53
Tabela 4.5 Resultados da otimização para variações do valor do fator fcr	54
Tabela 4.6 Configuração dos sistemas para diferentes combinações de valores de diesel e gás natural	56

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{total} – Custo total

C_{fixo} – Custo fixo

C_{var} – Custo variável

frc - Fator de recuperação do capital

fci – Fator de custos indiretos

NE – Número de equipamentos instalados

CE – Custo de aquisição

$p(d, h)$ – Custo com a compra de utilidades

$t(d, h)$ - Quantidade de horas de operação para o período h do dia representativo d

V_e – Tarifa da eletricidade

V_g – Tarifa do gás natural

V_d – Tarifa do diesel

V_b – Tarifa da biomassa

c_e – Compra de eletricidade

c_g – Compra de gás natural

c_d – Compra de diesel

c_b – Compra de biomassa

i_{yr} – Taxa de juros

FOM – Fator de custos com manutenção e operação

P_{nom} – Potência nominal

PIN – Potência instalada

$PRODT$ – Produção total

X – Fluxo de energia

K – Valor absoluto dos coeficientes de produção

Prod – Fluxo interno de produção

Cons – Fluxo interno de consumo

C – Compra

P – Perda

D – Demanda

YTUP – Variável binária que indica a produção

YTUC – Variável binária que indica o consumo

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A *Energy Information Administration* (EIA, 2017) mostrou que em 2040 a demanda mundial de energia será 28% superior a 2015. Neste cenário, pode-se destacar o setor industrial que consome mais energia do que qualquer outro setor, correspondendo a 54% de todo o consumo de energia mundial (PABLO-ROMERO; SÁNCHEZ-BRAZA; EXPÓSITO, 2019). No Brasil, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o setor industrial apresentou o maior consumo de eletricidade em 2018 com 37,5%, seguido pelo setor residencial com 25,4% (BRASIL, 2019a). Em uma perspectiva de longo prazo, é esperado que entre os anos de 2019 e 2029 o consumo de energia no setor industrial brasileiro cresça à taxa de 2,6% ao ano (BRASIL, 2019b). Dentre os setores energointensivos da indústria nacional, o segmento de alimentos e bebidas foi responsável por 7,5% do consumo total de energia em 2018, sendo a indústria com maior consumo no país (BRASIL, 2019a).

Dentro deste contexto, a indústria de laticínios representa uma atividade de grande importância para a economia brasileira e com alta demanda energética. No ano de 2017, o Brasil foi o quarto maior produtor de leite do mundo (BRASIL, 2019c). Em fábricas de laticínios existem diversos processos relacionados a diferentes produtos (leite, queijos, manteiga, etc.), os quais necessitam de energia para a operação da planta de produção e equipamentos (XU; FLAPPER, 2009). O processo de beneficiamento de leite e produção de laticínios utiliza basicamente energia elétrica, destinada principalmente ao uso de força

motriz, e energia térmica para processos como a pasteurização, resfriamento e estocagem de produto (QUALITEC-APPLUS, 2018).

Em 2018, a matriz energética brasileira foi composta por 83,3% de fontes renováveis (BRASIL, 2019a), porém devido à intermitência de fontes como eólica, solar e hidráulica, o uso de termelétricas ainda é necessário, o que causa um considerável aumento no custo de geração. Entre os anos de 2013 e 2016 o custo médio da energia elétrica aumentou 48,2% (FIRJAN, 2017), afetando negativamente a produtividade da indústria nacional.

A geração e o consumo de energia na indústria estão diretamente relacionados ao desenvolvimento econômico da sociedade e consequentes impactos ambientais, o que torna fundamental a busca por tecnologias mais eficientes e sustentáveis para a geração e aproveitamento de energia. Neste cenário, surge o conceito de eficiência energética, que pode ser definido como o fornecimento de serviços energéticos por unidade de energia consumida (GILLINGHAM; NEWELL; PALMER, 2009), e está diretamente relacionado à competitividade da indústria, segurança energética e a redução das emissões de CO₂ (PATTERSON, 1996). Além disso, a eficiência energética representa uma importante métrica para mitigar impactos ambientais de processos de fabricação (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2018).

Considerando a elevada demanda energética da indústria de laticínios e os altos custos associados, a poligeração de energia pode ser uma vantajosa alternativa para o fornecimento de serviços energéticos neste tipo de indústria. Poligeração é definida como a produção simultânea de dois ou mais serviços energéticos ou produtos, que através da integração energética dos processos alcança o potencial termodinâmico máximo das fontes consumidas (CARVALHO; LOZANO; SERRA, 2012). Através da poligeração é possível reduzir o consumo de energia e de recursos naturais (PINTO; SERRA; LÁZARO, 2020), colaborando com o aumento da eficiência energética, redução dos impactos ambientais e melhoria dos indicadores econômicos (JANA *et al.*, 2017). Estes sistemas se tornam ainda mais atrativos quando combinados com fontes de energia renováveis. Atualmente, pesquisas envolvendo sistemas alimentados por energias renováveis estão focadas em plantas híbridas, nas quais há a combinação de tecnologias tradicionais (turbinas a gás, motores à combustão interna, etc.) e fontes renováveis de energia (biomassa, energia solar, etc.) em um único sistema de poligeração (CALISE *et al.*, 2018).

A configuração ótima de sistemas de poligeração é um problema bastante complexo (PINA et al., 2020) pois envolve um grande quantidade de variáveis. Em vista disso, a programação linear inteira mista (PLIM) é amplamente utilizada na síntese de sistemas de poligeração (PINTO; SERRA; LÁZARO, 2020). Este método é utilizado a fim de analisar o número máximo de combinações entre os equipamentos (JANA *et al.*, 2017), levando em consideração a função objetivo, um critério expresso como função das variáveis do sistema, estabelecido para comparar as diversas alternativas viáveis e assim selecionar a configuração ótima (RAO, 2009). De acordo com Sioshansi e Conejo (2017), a PLIM é um caso particular da otimização linear em que algumas ou todas as variáveis de decisão são restritas a valores inteiros.

Diante do que foi apresentado até aqui, o presente trabalho se justifica pela a oportunidade de melhorar a eficiência energética e os custos econômicos de uma indústria de laticínios por meio da otimização do fornecimento e conversão da energia. Devido a fatores como o elevado consumo de energia, a demanda por energia elétrica e térmica, e a necessidade de um sistema energético resiliente e flexível, a indústria é uma ótima aplicação para sistemas de poligeração. Por meio da implementação de fontes tradicionais de energia como o gás natural, e fontes renováveis como a biomassa, almeja-se alcançar um sistema energético eficiente a fim de atender as demandas de energia dos processos industriais da planta. Outro fator importante da poligeração é a integração energética do sistema, na qual permitirá o aproveitamento de energia que geralmente é desperdiçada em sistemas energéticos convencionais.

1.2 OBJETIVOS

Diante do elevado consumo energético do setor industrial e a busca por processos mais eficientes, o presente trabalho tem o objetivo de realizar a síntese e otimização de um sistema de poligeração para o fornecimento de serviços energéticos a uma fábrica de laticínios para minimizar os custos anuais com o de fornecimento de energia.. A fim de alcançar o objetivo principal, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Estabelecer as demandas energéticas para uma indústria de laticínios.
- Construir de uma superestrutura composta de diferentes tecnologias de conversão de energia, baseada nas demandas energéticas da planta industrial e na disponibilidade de fontes energéticas e equipamentos.

- Desenvolver um problema de otimização, baseado na PLIM, utilizando como função objetivo os custos totais anuais associados aos equipamentos e a operação do sistema.
- Resolver o problema de otimização, obtendo o mínimo custo anual e comparar com o resultado de um sistema tradicional.
- Realizar análises de sensibilidade a fim de verificar a resiliência do sistema.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 POLIGERAÇÃO

A combinação entre diferentes tecnologias e combustíveis para a produção de vetores energéticos cria um novo cenário com diversas alternativas para o design e planejamento de sistemas energéticos (CHICCO; MANCARELLA, 2009). Como exemplo, pode-se citar a cogeração, que é a produção de dois serviços energéticos a partir de um único combustível. Esta geração combinada utiliza energia residual, que seria desperdiçada em sistemas convencionais, para a produção de outro tipo de energia. Assim, a utilização do combustível é mais eficiente quando comparado à produção individual (ROMERO; CARVALHO; MILLAR, 2014). Como exemplo, pode-se citar a turbina a vapor que em sua aplicação padrão (produzindo apenas energia elétrica) alcança uma eficiência de 20% a 38%, porém quando a produção de eletricidade é combinada com o aproveitamento do calor residual da turbina essa eficiência pode chegar a 90% (RONG; LAHDELMA, 2016).

De acordo com Pina (2019), a poligeração pode ser definida como produção combinada de dois ou mais serviços energéticos a partir de uma mesma fonte de energia e engloba os conceitos de cogeração e trigeração. O autor ainda afirma que este tipo de sistema pode alcançar uma maior eficiência energética, menor consumo de energia, reduzido custo unitário dos produtos finais e gerar menos impactos ambientais. Sistemas de poligeração não são limitados apenas a fluxos energéticos, podendo também incluir o fluxo de materiais. O exemplo mais comum é a produção de água potável através do processo de dessalinização (ROMERO, 2016). Além disso, sistemas de poligeração também podem produzir componentes químicos, como o hidrogênio (KYRIAKARAKOS *et al.*, 2011; ROMERO *et al.*, 2020).

Diversas fontes de energia podem ser utilizadas em sistemas de poligeração, desde combustíveis fósseis (gás natural, carvão e diesel) até fontes renováveis de energia, tal como biogás, solar, eólica, biomassa, dentre outras. De acordo com Calise *et al.* (2018), uma das possibilidades mais promissoras da poligeração é a implementação de energias renováveis em tecnologias já existentes baseadas em combustíveis fósseis, assim criando sistemas híbridos. Em vista da variedade de combustíveis, o planejamento adequado de sistemas de poligeração requer um mapeamento das fontes de energia disponíveis de acordo com a região de implantação (JANA *et al.*, 2017).

Um sistema de poligeração é composto basicamente por tecnologias de conversão de energia, que incluem motores primários, sistemas de recuperação de calor, dispositivos auxiliares e tecnologias termicamente ativadas (RONG; SU, 2017). O motor primário representa o principal componente do sistema pois, a partir do combustível, produz eletricidade e calor que são aproveitados por outros equipamentos do sistema. Algumas tecnologias amplamente utilizadas são: turbina a gás ou a vapor, motor de combustão interna, célula a combustível, caldeira, chiller por absorção ou por compressão de vapor, turbina eólica, painel fotovoltaico, trocador de calor, etc. A escolha adequada dos equipamentos deve levar em consideração o tipo de combustível disponível, a aplicação e os custos. Como exemplo, pode-se citar o uso de fontes de energia com temperatura relativamente baixa, como solar térmica e geotérmica, onde é indicado o uso do Ciclo Orgânico de Rankine; já no caso do uso de combustível sólido, como carvão e biomassa, o uso da turbina a vapor se torna mais adequado (ANGRISANI; ROSELLI; SASSO, 2012).

As aplicações da poligeração englobam vários tipos de indústrias e processos produtivos. Serra *et al.* (2009) analisaram três estudos de caso de sistemas de poligeração em áreas distintas: uma usina de cana de açúcar, em uma área residencial e na produção de água potável pelo processo de dessalinização. Na usina de cana de açúcar, foi possível aproveitar o bagaço da cana (um subproduto do processo) para a produção de vapor e eletricidade por meio do ciclo de Rankine ou através de ciclo combinado com gaseificador de biomassa. Para a área residencial, os autores desenvolveram um sistema para o fornecimento de refrigeração, calor e eletricidade para 5000 moradias na Espanha. Por meio de um sistema de trigeração foi possível reduzir o consumo de energia em 78% quando comparado com o sistema de fornecimento de energia convencional. Por fim, o estudo mostra que através da integração das plantas de dessalinização térmica com

processos industriais, onde o calor residual do processo é aproveitado, é possível reduzir as cargas ambientais do processo de dessalinização em mais de 60%.

Considerando que uma grande parcela da energia consumida no mundo ainda é produzida a partir de combustíveis fósseis (BP, 2020), a combinação de múltiplas fontes energéticas através da poligeração é uma opção viável para uma transição energética em direção a sistemas energéticos mais sustentáveis (RONG; LAHDELMA, 2016).

2.2 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO

A configuração ótima de sistemas de poligeração ainda é um problema complexo, devido a fatores como a grande variedade de tecnologias disponíveis para a produção de serviços energéticos, oscilações nas demandas do centro consumidor, e variações nos preços da energia (DELGADO *et al.*, 2018). De acordo com Carvalho (2011), para o projeto ótimo de plantas de poligeração é importante considerar dois aspectos fundamentais. Primeiro, a síntese da configuração do sistema, na qual engloba a quantidade e a capacidade de cada equipamento para cada tipo de tecnologia a ser instalada. E o segundo é o planejamento operacional, que basicamente consiste na forma como o sistema irá operar durante o seu funcionamento e inclui os fluxos energéticos dos equipamentos, a compra e venda de eletricidade e/ou combustíveis, etc.

Para o projeto de sistemas energéticos, existem três principais abordagens, são elas: heurística, termodinâmica e otimização (ANDIAPPAN, 2017). A abordagem heurística se baseia na experiência e conhecimento prévio do projetista, e por isso não garante uma configuração ótima em sistemas mais complexos. A abordagem termodinâmica combina princípios da termodinâmica e de outras ciências a fim de determinar objetivos para o sistema energético e utiliza métodos como as análises pinch e exergética. A abordagem termodinâmica é indicada quando o objetivo do sistema é, por exemplo, a minimização do consumo de energia. Já para objetivos de natureza econômica, esta abordagem não é apropriada. A abordagem baseada na otimização realiza a modelagem matemática do sistema e então o otimiza buscando pela solução que minimiza ou maximiza a função objetivo, na qual pode ser o custo econômico, impacto ambiental, eficiência termodinâmica, consumo de energia, etc. Dentre as três abordagens, a baseada na otimização matemática é a mais eficiente, pois ela considera diversas alternativas de projeto e determina a configuração do sistema. Alguns exemplos de modelos matemáticos

aplicados para a solução de problemas de otimização são a programação linear, programação não linear, programação linear inteira mista e a programação não linear inteira mista (PINA, 2019).

Para sintetizar a configuração do sistema através da otimização, uma prática comum é a construção de uma superestrutura. A superestrutura consiste na representação de todos os equipamentos e conexões viáveis para sistema de fornecimento de energia. A partir dessa superestrutura, o modelo de otimização irá determinar a combinação ótima de equipamentos e conexões dentro da superestrutura (FRANGOPOULOS, 2018). Gong e You (2015) afirmam que a otimização baseada em superestrutura solucionada através da programação inteira mista permite a avaliação simultânea das alternativas de processo e tecnologia, e a geração automática da configuração ótima. O uso da otimização baseada em superestrutura possui aplicações em diversas áreas, como na produção de bioetanol, sistemas de poligeração e em biorrefinarias (GONG; YOU, 2015).

A programação linear inteira mista (PLIM) captura bem a complexidade de sistemas de poligeração e consiste em três etapas (GROSSMANN *et al.*, 2000): construção da superestrutura do sistema (representação de todos os equipamentos e utilidades); formulação do modelo matemático representando todas as opções de operação por meio de variáveis discretas e utilizando variáveis contínuas para a representação dos fluxos energéticos e econômicos; e a resolução do modelo a partir do qual a solução ótima será determinada.

Em certos casos, o problema de otimização discreta pode ser NP-complexo, ou seja, um problema que não oferece uma estrutura combinatória relevante que sirva como base para encontrar a solução ótima de uma forma eficiente (VAZIRANI, 2013). A solução para este tipo de problema é utilizar algoritmos aproximativos. Um algoritmo de aproximação é um algoritmo, com complexidade de tempo polinomial, que gera uma solução dentro de um fator de aproximação do valor da solução ótima para todas as instâncias do problema (WILLIAMSON ; SHMOYS, 2011). Ou seja, esses algoritmos procuram uma solução que se aproxima da solução ótima em termos do seu valor.

2.2.1 Programação Linear Inteira Mista

De acordo com Rao (2009), a otimização matemática pode ser definida como o processo de busca das condições que maximizem ou minimizem o valor de uma dada

função. Métodos de otimização têm sido desenvolvido a fim de resolver diferentes tipos de problemas de forma eficiente. São exemplos de métodos de otimização matemática: programação linear, programação não linear, programação estocástica e a programação dinâmica. Estes métodos podem ser utilizados para resolverem uma grande variedade de problemas da engenharia, que podem ir desde a determinação da trajetória ótima de veículos espaciais até o desenvolvimento de trocadores de calor visando à máxima eficiência.

Segundo Sioshansi e Conejo (2017), problemas de otimização envolvem três elementos principais: variáveis de decisão, função objetivo e restrições. As variáveis de decisão representam as decisões que estão sendo otimizadas no modelo. A função objetivo é a medida numérica da qualidade das decisões escolhidas. Dependendo do problema, o objetivo pode ser minimizar ou maximizar esta função. Já as restrições representam as limitações das decisões que podem ser tomadas e as variáveis de decisão devem satisfazer essas restrições. Para a maioria dos problemas de otimização, as restrições podem ser de desigualdade ($\leq$ ou $\geq$) ou de igualdade. O conjunto de restrições define o conjunto de variáveis de decisão que podem ser escolhidas de forma viável. Por sua vez, este conjunto de variáveis de decisão define o que é conhecido como a região de soluções viáveis do problema. Portanto, a solução ótima deve pertencer a esta região.

A programação linear é um método de otimização em que a função objetivo e as restrições são funções lineares das variáveis de decisão. Embora diversos métodos para a resolução de problemas da programação linear tenham sido desenvolvidos, o método simplex continua sendo o método mais eficiente e popular (RAO, 2009). Este método pesquisa por uma solução ótima iterativamente a partir de uma solução básica viável ao longo das arestas da região de soluções viáveis em uma direção de redução de custos (BERTSIMAS; TSITSIKLIS, 1997).

Na otimização linear as variáveis de decisão podem assumir qualquer valor contínuo. Essa abordagem é adequada para certos problemas, como por exemplo, determinar a espessura ótima das chapas para a fabricação de uma caldeira ou a quantidade ótima de nitrato para a produção de fertilizante. Porém, o uso de variáveis contínuas passa a não fazer sentido em problemas como: determinar a quantidade ótima de caldeiras em uma usina termoeletrica; decidir se um produto é fabricado ou não em um determinado período; ou determinar as melhores rotas de distribuição de produtos (RAO, 2009; ARENALES *et al.*, 2011). Para esses casos, é utilizada a programação linear inteira. Nesse

método de otimização, a função objetivo e as restrições são funções lineares das variáveis de decisão, assim como na programação linear. Porém, na programação linear inteira pelo menos algumas das variáveis de decisão são restritas a valores inteiros, enquanto que na programação linear não há essa restrição (SIOSHANSI; CONEJO, 2017).

Na programação linear inteira há três subdivisões: programação linear inteira mista (PLIM), programação linear inteira (PLI) e programação binária (PB). A programação linear inteira mista é utilizada em problemas que são compostos por variáveis inteiras e contínuas. A programação linear é aplicada em problemas em que todas as variáveis são inteiras. Já a programação binária é utilizada quando todas as variáveis do problema assumem valores 0 ou 1 (ARENALES *et al.*, 2011).

Para a resolução de problemas de PLIM de forma eficiente, o método *Branch-and-Bound* é amplamente utilizado. Neste método, o problema não é resolvido diretamente, mas por meio de uma versão contínua do problema, obtida através da retirada das restrições das variáveis (RAO, 2009). O algoritmo *Branch-and-Bound* funciona de acordo com os seguintes passos (SIOSHANSI; CONEJO, 2017):

1. Resolução do problema de PLIM relaxado, ou seja, com as variáveis sem uma ou mais restrições.
2. O algoritmo gera uma sequência de problemas de otimização adicionais em que as restrições são adicionadas ao problema relaxado.
3. Na medida em que os problemas adicionais são resolvidos, o algoritmo estabelece limites superior e inferior ao valor ótimo da função objetivo do problema original. Ao longo do processo, o limite superior diminui e o inferior aumenta progressivamente.
4. Por fim, o algoritmo encerra assim que a solução viável para o problema original é encontrada e os limites superior e inferior estão próximos o suficiente.

2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO

Esta seção apresenta uma revisão bibliográfica a fim de mostrar o que tem sido desenvolvido na área da otimização baseada na PLIM aplicada a sistemas de poligeração nos últimos dez anos. Para isso, foram pesquisados artigos científicos de periódicos

internacionais. Para indústrias de laticínios e o setor específico de alimentos e bebidas, a literatura científica é bastante limitada no que se refere à otimização de sistemas energéticos. Devido a esse fato, os artigos englobam aplicações deste tema em diversos setores.

A PLIM tem sido amplamente aplicada na otimização de sistemas de poligeração. Tokos, Pintaric e Glavic (2010) apresentam uma aplicação prática da otimização baseada em superestrutura, utilizando a PLIM, na integração energética em uma fábrica de cerveja. Os autores investigaram a possibilidade de instalação de um sistema de poligeração para a produção de eletricidade, calor e frio a fim de atender as demandas da indústria. O algoritmo de otimização foi desenvolvido para selecionar o melhor sistema dentre várias opções e tem como objetivo maximizar o valor presente líquido. A superestrutura inclui módulos de cogeração com turbinas a gás e a vapor, e um sistema de trigeração com turbina a vapor.

Tan *et al.* (2019) propõe um sistema de poligeração, para reduzir o impacto ambiental, que combina o processo de dessalinização por osmose reversa com a produção combinada de frio, calor e eletricidade. Para tal, os autores desenvolveram um modelo de PLIM para a otimização da configuração e operação do sistema, em que a função objetivo pode ser a maximização do lucro anual ou a minimização da pegada de carbono. O modelo considerou os seguintes equipamentos: unidade de eletrólise, caldeira a biomassa, turbina com módulo de cogeração, chiller por compressão de vapor e uma unidade de dessalinização por osmose reversa. Os autores concluíram que o sistema proposto apresentou emissões de dióxido de carbono negativas, com um valor de $-0,0822 \text{ kg CO}_2 / \text{kg biomassa}$.

Para atender as demandas por eletricidade, vapor, água quente e água gelada de uma região urbana em uma cidade da China, Yang, Zhang e Xiao (2015) desenvolveram um modelo baseado na PLIM para a otimização da configuração e operação de um sistema de fornecimento de energia. Baseado nos dados climáticos da região, demandas energéticas dos consumidores, nas tarifas dos combustíveis e nas informações técnicas das redes de distribuição, o modelo minimiza o custo total anual do sistema. Como resultado, o modelo determina as seguintes variáveis: os locais para as instalações do sistema; o tipo, capacidade e quantidade de equipamentos; e a melhor rota para a rede de distribuição de energia. Os autores constataram que quando comparado com um sistema convencional de fornecimento de energia, o sistema desenvolvido reduziu em 14,1% o custo total anual

para atender as demandas energéticas da área urbana. Além disso, o investimento inicial do novo sistema pode ser pago em três anos.

A viabilidade econômica de sistemas de poligeração depende significativamente da regulamentação em vigor. A fim de analisar o impacto da regulamentação na síntese sistemas de poligeração para o setor residencial, Pinto, Serra e Lázaro (2020) realizaram um estudo comparativo entre duas regulamentações do governo Espanhol. Três cenários baseados nas regulamentações foram considerados, e a principal restrição de cada um é: sem a venda de eletricidade; com venda de eletricidade; e com venda de eletricidade a 80% do valor de compra. Para determinar a configuração do sistema para cada cenário, os autores aplicaram um modelo de otimização PLIM baseado em superestrutura para a minimização o custo total anual. Além disso, as emissões de CO₂ foram calculadas para estimar os impactos ambientais de cada sistema. O estudo conclui que precificações e/ou regulamentações inapropriadas podem levar a resultados diferentes dos objetivos da poligeração, que incluem a promoção da produção de energia descentralizada e/ou a redução das emissões de CO₂.

No contexto da integração entre a geração distribuída e micro redes, Wouters, Fraga e James (2015) aplicaram um modelo PLIM para determinar a configuração e o modo operacional de um sistema de trigeração para atender as demandas de eletricidade, calor e frio de uma área residencial localizada no sul da Austrália. O modelo de otimização tem como função objetivo a minimização do custo total anual. Dentre os equipamentos disponíveis estão tecnologias térmicas (caldeiras, unidades de ar condicionado, aquecedores a gás e chillers por absorção) e três opções de geração distribuída: painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas de pequeno porte e unidades de cogeração. A solução ótima apresentou um custo total anual aproximadamente 15% menor e sua configuração combina painéis fotovoltaicos com um módulo de cogeração.

Wang *et al.* (2018) propõe um método de planejamento de sistemas energético para atender as demandas de frio, calor e eletricidade de um centro administrativo em Pequim na China. O estudo utiliza a teoria dos grafos para modelar as características e configurações dos equipamentos que serão utilizados na otimização. Posteriormente, a configuração ótima do sistema é determinada por meio da PLIM que visa minimizar o custo total que inclui o investimento em equipamentos e os custos operacionais. Os resultados mostram que durante o verão, o uso de módulos de cogeração reduz o custo

total, enquanto que no inverno essa redução é alcançada por meio do uso de armazenamento térmico.

Wu *et al.* (2018) avaliaram a integração do ciclo Rankine orgânico (ORC) com três tipos de sistema para a produção combinada de eletricidade, calor e frio. Os sistemas são: unidade de trigeração baseada em motor a gás; coletor solar com tanque de armazenamento térmico; e caldeira a biomassa. Os autores desenvolveram um modelo de otimização baseada na PLIM para determinar a combinação de tecnologias, a capacidade dos equipamentos e a estratégia operacional para cada combinação avaliada. O modelo utiliza duas funções objetivo que são aplicadas separadamente: (1) a minimização do custo anual total e (2) a minimização das emissões de CO₂. A metodologia é aplicada para um escritório e um hotel localizados em Xangai, na China. Os resultados mostram que a combinação entre o ORC e o coletor solar apresentou o melhor desempenho econômico, enquanto que o ORC combinado com a caldeira a biomassa obteve a menor emissão de CO₂.

Na síntese de sistemas de poligeração, muitas vezes é importante considerar mais de um fator durante a otimização a fim de encontrar uma solução que satisfaça mais de um critério e assim permitir uma perspectiva mais ampla para o problema. Em vista disso, Carvalho, Lozano e Serra (2012) desenvolveram uma otimização multicritério baseada na PLIM para determinar a configuração e o modo de operação de um sistema de trigeração para atender as demandas de um hospital localizado em Zaragoza na Espanha. O modelo de matemático considerou simultaneamente duas funções objetivo: (1) custo total anual; e (2) os impactos ambientais, que foram quantificados por meio das emissões de CO₂ ou pelo Eco-indicador 99. Os autores afirmam que soluções próximas do impacto ambiental mínimo apresentam um aumento significativo no custo do sistema. Como resultado, a solução da otimização multicritério selecionada apresentou uma redução de 22% no custo total e um aumento de 9% nas emissões de CO₂, quando comparada com a solução ótima ambiental (minimização das emissões de CO₂).

A otimização baseada na PLIM também pode ser utilizada em combinação com outros métodos matemáticos. Stojiljković, Stojiljković e Blagojević (2014) apresentaram uma metodologia para a otimização multicritério de plantas de trigeração. O problema de otimização é dividido em dois: (1) síntese e otimização do sistema e (2) a estratégia operacional. Inicialmente, o problema da síntese e otimização é resolvido por meio de métodos metaheurísticos, como por exemplo, otimização pro exame de partículas. Neste

procedimento, o valor da função objetivo é calculado, repetidamente, até encontrar a solução ótima. Para cada vez que essa função é calculada, o modo de operação do sistema é determinado por meio da PLIM. Neste estudo, duas funções objetivo são consideradas para a resolução do modelo: o custo total anual e o consumo primário de energia.

Fazlollahi e Maréchal (2013) apresentam uma metodologia para a otimização multicritério de um sistema de poligeração juntamente com a integração da biomassa em tal sistema. O modelo de matemático minimiza simultaneamente os custos e as emissões de CO₂ do sistema. O procedimento de otimização é dividido em três etapas. Inicialmente, um algoritmo evolucionário foi utilizado para definir a superestrutura do sistema energético, que inclui o tipo e a capacidade dos equipamentos. Posteriormente, foram calculados os parâmetros termodinâmicos e econômicos da superestrutura por meio de modelos de simulação. Por fim, a PLIM é aplicada para calcular o modo de operação ótimo dos equipamentos da superestrutura.

CAPÍTULO III

MATERIAL E MÉTODOS

3.1 ESTUDO DE CASO

Inicialmente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica a fim de caracterizar e estabelecer as demandas energéticas anuais de uma indústria de laticínios em João Pessoa. O estudo realizado por Tomasula *et al.* (2013) determinou o consumo de energia elétrica e combustíveis relacionadas ao processo de beneficiamento do leite. Através de informações fornecidas pela indústria e fornecedores de equipamentos, os autores desenvolveram um modelo de simulação dos processos de produção no software comercial SuperPro Designer. A Figura 3.1 mostra o fluxograma do processo de produção do leite apresentado no estudo.

De forma simplificada, o processo de beneficiamento do leite inclui os processos de filtração, clarificação, homogeneização, pasteurização, resfriamento e envase (VIDAL; SARAN NETTO, 2018). O estudo de Tomasula *et al.* (2013) ainda considera o consumo energético das etapas de limpeza dos equipamentos de produção, armazenamento do produto finalizado em câmaras frigoríficas, o tratamento dos efluentes produzidos no processo e o consumo da iluminação da indústria, escritórios e etc.

Utilizando os dados deste estudo, uma planta industrial para o processamento de leite foi caracterizada. A planta em estudo processa 47.872.734 milhões de litros de leite por ano para a produção de leite integral e creme de leite, operando 16 h/dia em dias úteis e 8 h/dia durante o fim de semana. Foi considerado que a fábrica não funciona durante os feriados.

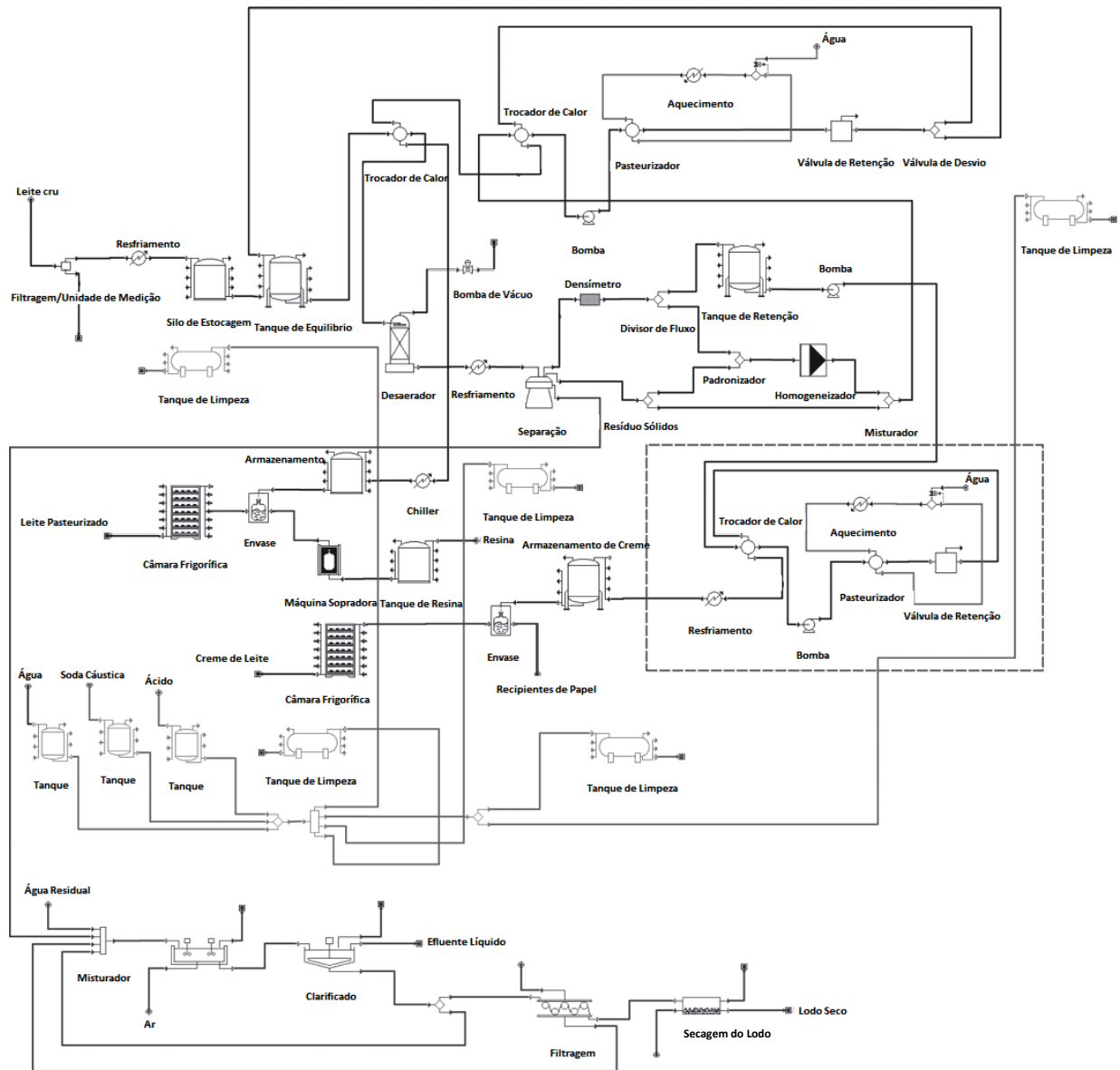


Figura 3.1 - Fluxograma do processo de produção do leite (Adaptado de Tomasula *et al.*, 2013)

3.2 DEMANDAS ENERGÉTICAS

De acordo com Tomasula *et al.* (2013), os serviços energéticos necessários para o processamento do leite são: eletricidade, vapor, água gelada e água a temperatura ambiente. Para este trabalho, foi considerado que a demanda de água a temperatura ambiente vai ser atendida pela concessionária local, e por isso ela não foi incluída na superestrutura. Além disso, a demanda de vapor destinada às operações de limpeza dos

equipamentos será atendida por água quente devido às temperaturas utilizadas no processo, que variam de 45°C a 95°C.

Para um estudo mais detalhado, foi traçado o perfil das demandas mensal, diária e hora a hora ao longo de um ano para cada serviço energético, de acordo com dados da produção anual de laticínios na Paraíba. O ano de 2019 foi considerado para o estudo, e foi representado por 24 dias, sendo um para dia útil e outro para fim de semana, para cada mês do ano. Cada dia representativo será dividido em 24 horas com o objetivo de definir o perfil da demanda hora a hora.

Por meio da pesquisa trimestral do leite (BRASIL, 2020), realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), foi possível ter acesso à quantidade de leite produzido mensalmente no estado da Paraíba nos anos de 2018 e 2019, como mostra o gráfico da Fig. 3.2. A partir destas informações, a porcentagem da produção de leite mensal em relação à quantidade anual foi calculada, e este valor foi multiplicado pela demanda energética anual da planta, determinando assim a demanda para cada mês.

As demandas hora a hora foram estabelecidas por meio do trabalho de Lawder (2012). O autor mostra os registros da curva de carga diária de uma indústria de laticínios localizada no Paraná. A Figura 3.3 apresenta a curva de carga média para um dia de produção. A porcentagem de carga para cada hora foi calculada em relação à carga total do dia, e multiplicada pela demanda diária de cada utilidade da planta em estudo, assim determinando a demanda por energia em cada hora correspondente.

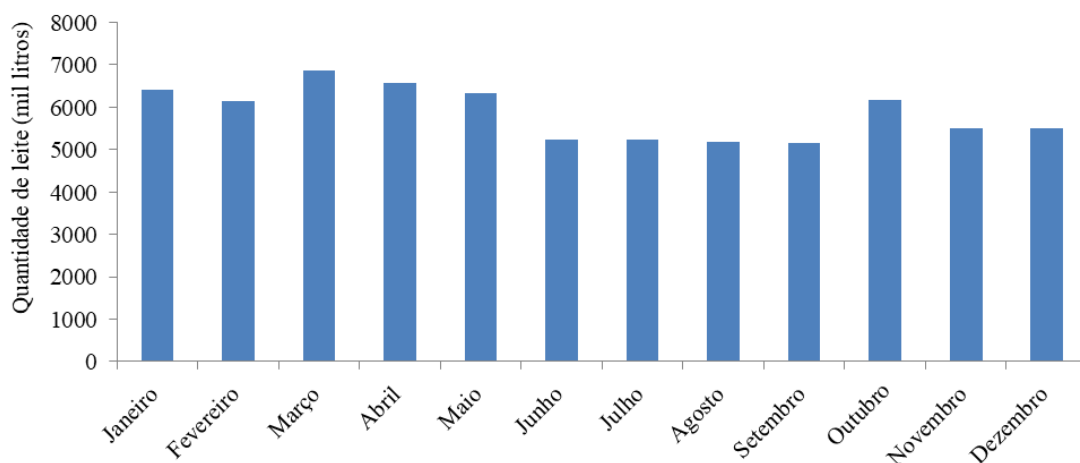
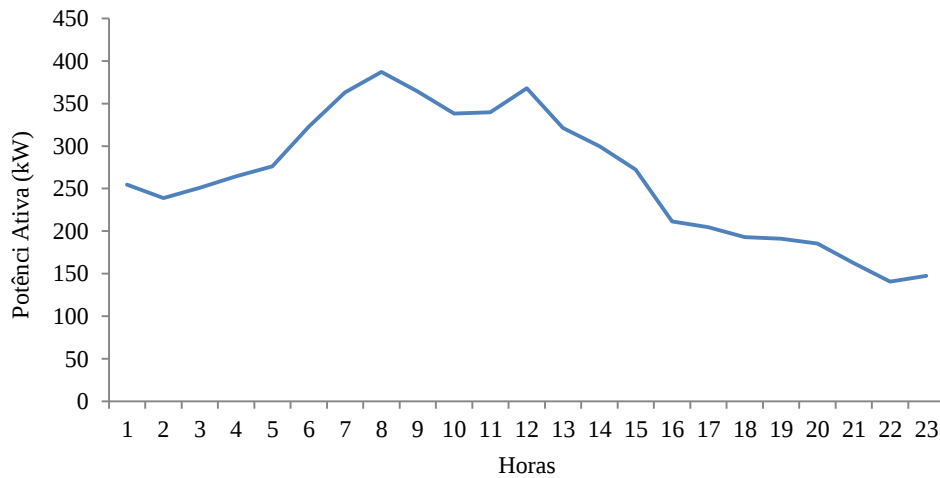


Figura 3.2 - Quantidade de leite industrializado em 2018/2019 no estado da Paraíba (Adaptado de BRASIL, 2020).



3.3 - Curva de carga média (Adaptado de Lawder, 2012).

A Tabela 3.1 mostra as demandas anuais para cada serviço energético. É possível observar que a eletricidade é a utilidade com maior demanda na indústria, correspondendo a 96% do total. Isto ocorre, pois a eletricidade é utilizada em todas as etapas do processo de produção e para atender a demanda das câmaras frigoríficas que conservam o produto finalizado na temperatura de 1,8 °C por até 36 h antes de sair para a distribuição.

Tabela 3.1 - Demandas anuais da planta industrial.

Utilidade	Demanda (kWh/ano)
Eletricidade	4.903.699
Vapor	366
Água gelada	203.499
Água quente	864

As demandas diárias de acordo com o tipo de dia representativo, útil ou final de semana (fds), assim como a quantidade de dias em cada mês são mostradas na Tab. 3.2.

Tabela 3.2 - Demandas energéticas para cada dia representativo

Mês/ Dia representativo	No. de dias	Eletricidade	Vapor	Água gelada	Água quente
		kWh/dia			
Jan. / útil	22	16949,69	1,27	703,40	2,99
Jan. / fds	8	8474,84	0,63	351,70	1,49
Fev / útil	20	17887,10	1,34	742,30	3,15
Fev. / fds	8	8943,55	0,67	371,15	1,58
Mar. / útil	20	19999,52	1,49	829,96	3,52
Mar. / fds	10	9999,76	0,75	414,98	1,76
Abr. / útil	21	18261,85	1,36	757,85	3,22
Abr. / fds	7	9130,93	0,68	378,92	1,61
Mai. / útil	22	16772,22	1,25	696,03	2,95
Mai. / fds	8	8386,11	0,63	348,02	1,48
Jun. / útil	20	15261,87	1,14	633,35	2,69
Jun. / fds	10	7630,94	0,57	316,68	1,34
Jul. / útil	23	13276,26	1,00	550,95	2,34
Jul. / fds	8	6638,13	0,50	275,48	1,17
Ago. / útil	22	13747,29	1,03	570,50	2,42
Ago. / fds	9	6873,64	0,51	285,25	1,21
Set. / útil	21	14282,60	1,07	592,71	2,52
Set. / fds	8	7141,30	0,53	296,36	1,26
Out. / útil	23	15602,14	1,16	647,47	2,75
Out. / fds	7	7801,07	0,58	323,74	1,37
Nov. / útil	20	16071,87	1,20	666,97	2,83
Nov. / fds	8	8035,94	0,60	333,48	1,42
Dez. / útil	21	15281,57	1,14	634,17	2,69
Dez. / fds	9	7640,79	0,57	317,09	1,35
MWh/ano					
Ano	355	4903,70	0,37	203,50	0,86

As Figuras 3.4 e 3.5 mostram as demandas horárias para um dia útil e um dia de final de semana, respectivamente, do mês de março que foi o mês com o maior consumo de energia.

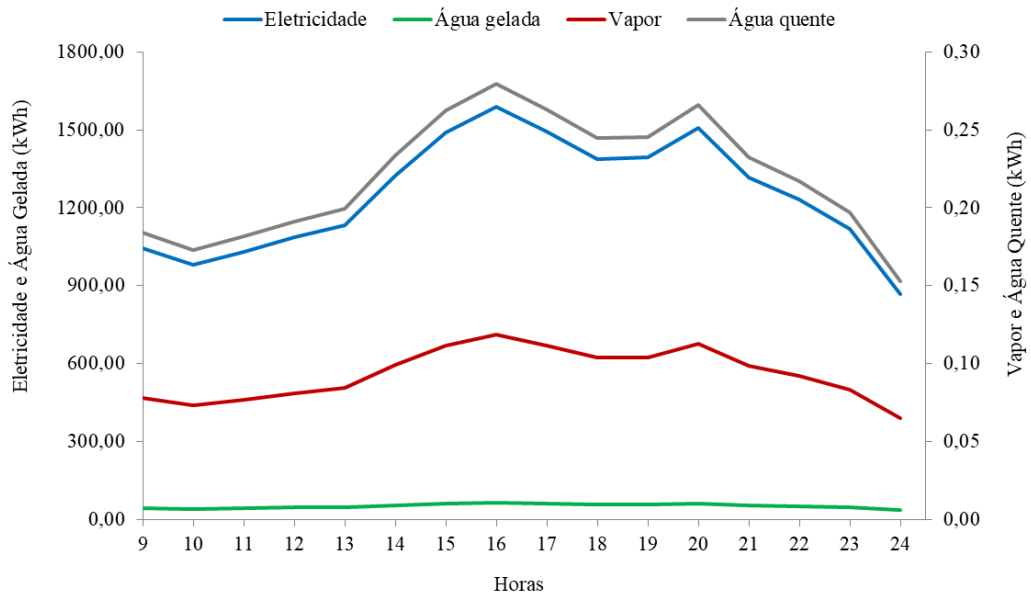


Figura 3.4 - Demandas horárias para um dia útil de março.

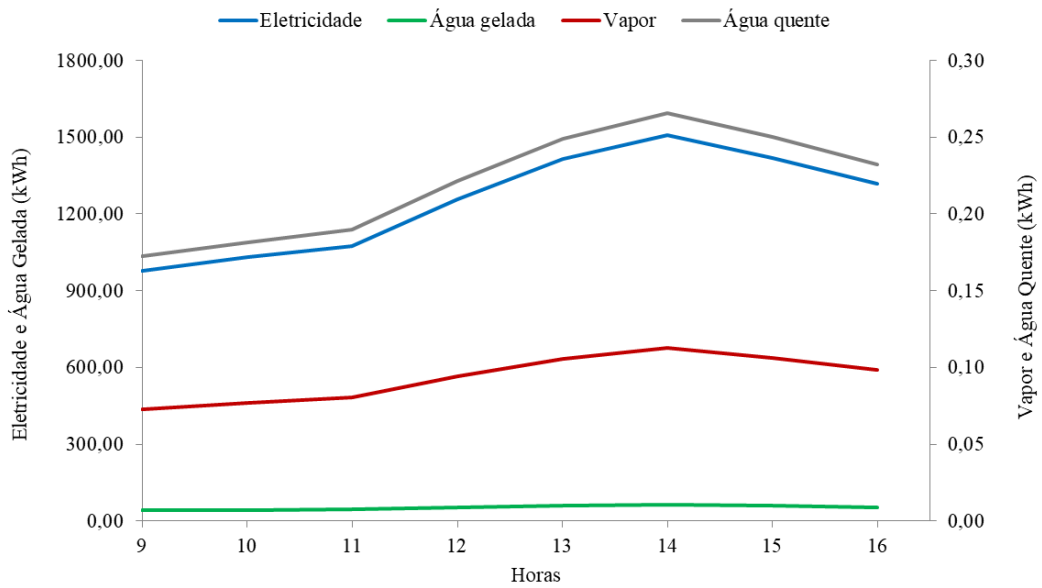


Figura 3.5 - Demandas horárias para um dia de final de semana de março.

3.3 SUPERESTRUTURA

Baseando-se nas demandas energéticas da planta industrial, uma superestrutura é construída a fim de representar todas as alternativas possíveis para o fornecimento dos

serviços energéticos. Para tal, são selecionados equipamentos comercialmente disponíveis de acordo com a utilidade requerida e a fonte de energia disponível. Informações dos equipamentos como especificações técnicas, valores de aquisição e operação foram obtidas por meio do contato com fornecedores e fabricantes.

As utilidades consideradas para a superestrutura são: gás natural (GN), biomassa (BM), diesel (DI) e eletricidade (EE), vapor (VA), água gelada (AG), água de refrigeração (AR), água quente (AQ) e ar ambiente (AA). Os equipamentos selecionados são: turbina a gás com módulo de cogeração (TBGN), gerador a gás (GDGN) e a diesel (GDDI) (ambos com módulos de cogeração), caldeira a gás (CDGN), caldeira a biomassa (CABM), chiller por absorção de duplo efeito (CHVA) e de simples efeito (CHAQ), chiller por compressão de vapor (CHEE), torre de resfriamento de água (TRAR), trocador de calor para vapor (TCVA) e para água quente (TCAQ).

A Figura 3.6 mostra a superestrutura do sistema de fornecimento de energia para a indústria, onde todas as possibilidades de equipamentos para conversão de energia e utilidades energéticas estão representadas de acordo com a adequada integração de processos. Na figura, C, D e P correspondem respectivamente à compra de utilidades, demanda da indústria e perdas para o ambiente.

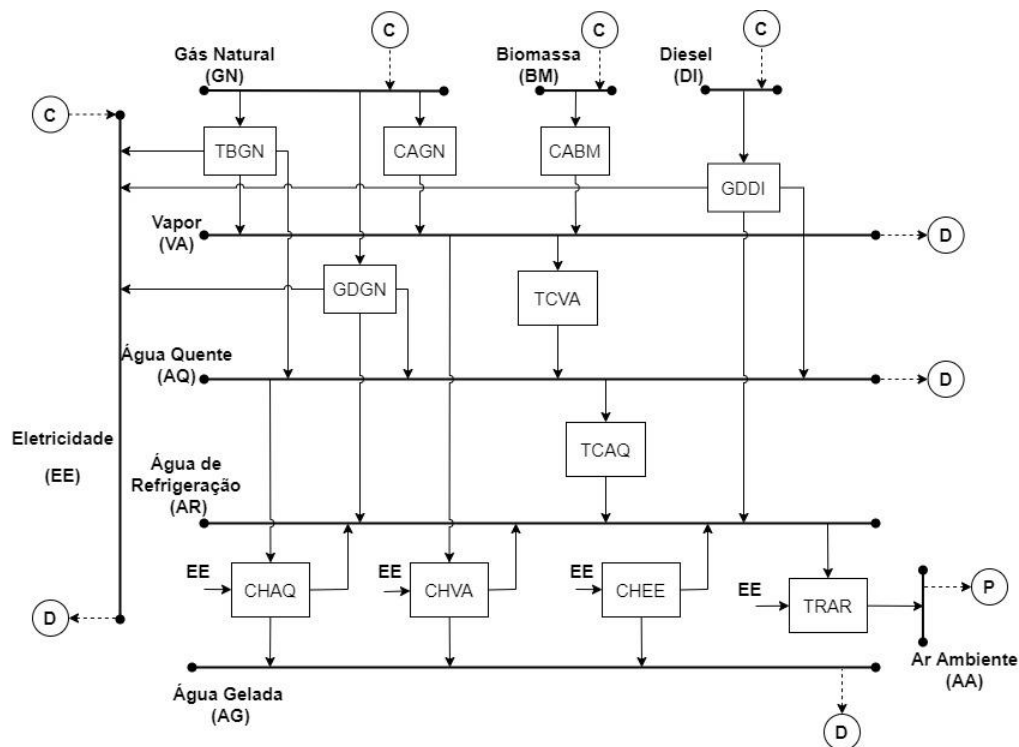


Figura 3.6 - Superestrutura do sistema de fornecimento de energia

A demanda de eletricidade da indústria pode ser atendida pela compra de energia da rede elétrica ou pela geração por meio de turbina a gás, gerador a gás ou gerador a diesel. Já a demanda de vapor pode ser atendida por caldeira a gás, caldeira a biomassa ou pelo módulo de cogeração da turbina a gás, na qual produz vapor e água quente. Foram selecionados três tipos de chiller que podem atender a demanda de água gelada: chiller por absorção de duplo efeito, de simples efeito e chiller por compressão de vapor. Por fim a demanda de água quente pode ser atendida pela turbina a gás, módulos de cogeração ou pelo trocador de calor a vapor.

A superestrutura permite a compra de eletricidade da rede elétrica, gás natural, diesel e biomassa. As tarifas de cada fonte energética foram obtidas através das concessionárias locais e de artigos científicos (PBGAS, 2020; DELGADO *et al.*, 2018; PROCON-PB, 2020; ENERGISA, 2020). Os valores foram: gás natural 194 R\$/MWh, biomassa (lenha) 78 R\$/MWh, diesel 347 R\$/MWh, eletricidade em horário de ponta (17:30h às 20:30h) 1870 R\$/MWh e eletricidade em horário fora de ponta 263 R\$/MWh.

3.4 EQUIPAMENTOS

Nesta seção, é apresentado o balanço energético de cada equipamento selecionado para avaliar os fluxos de energia consumida e produzida. Então, os fluxos energéticos são normalizados de acordo com o fluxo de energia principal do equipamento. Além disso, são apresentadas as especificações técnicas e econômicas de cada equipamento utilizado na construção da superestrutura.

3.4.1 Turbina a Gás

A turbina a gás da marca Caterpillar modelo Saturn 20 foi selecionada. As principais especificações técnicas são:

Potência: 1210 kW

Consumo de combustível: 500 kW

Fluxo de gases de exaustão: 6,5 kg/s

Temperatura dos gases de exaustão: 505 °C

Eficiência: 24,3%

A figura 3.7 mostra os fluxos energéticos da turbina. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal para este equipamento, correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de eletricidade é consumido 4,13 MW de gás natural. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão, também são produzidos 1,92 MW de vapor e 0,53 MW de água quente.

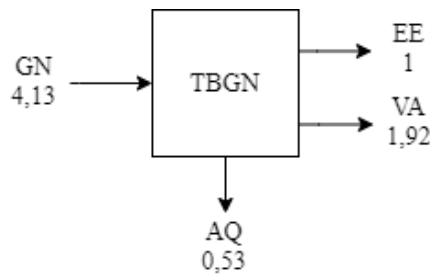


Figura 3.7 – Coeficientes de produção para a turbina a gás.

3.4.2 Grupo Gerador a Gás

Foi selecionado o grupo gerador a gás da marca Doosan modelo GV222TI. As principais especificações técnicas são:

Potência: 410 kW

Consumo de combustível: 1080 kW

Temperatura dos gases de exaustão: 515 °C

Calor rejeitado pelo motor: 450 kW

Eficiência: 38 %

A figura 3.8 mostra os fluxos energéticos do gerador. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de eletricidade é consumido 2,66 MW de gás natural, evacuando 0,45 MW de calor para a água de refrigeração. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão é produzido 1,10 MW de água quente.

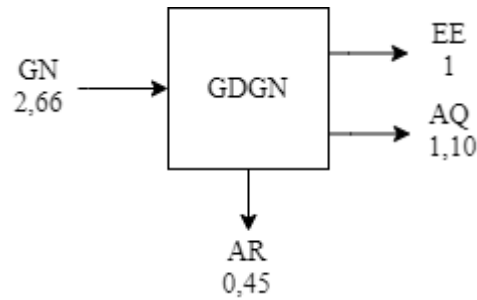


Figura 3.8 – Coeficientes de produção para o gerador a gás.

3.4.3 Grupo Gerador a Diesel

Foi selecionado o grupo gerador a diesel da marca Cummins modelo C400D6. As principais especificações técnicas são:

Potência: 365 kW

Consumo de combustível: 995,77 kW

Temperatura dos gases de exaustão: 535 °C

Calor rejeitado pelo motor: 239,32 kW

Eficiência: 36,65 %

Fluxo dos gases de exaustão: 0,5 kg/s

A figura 3.9 mostra os fluxos energéticos do gerador. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de eletricidade é consumido 2,73 MW de diesel, evacuando 0,65 MW de calor para a água de refrigeração. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão é produzido 0,67 MW de água quente.

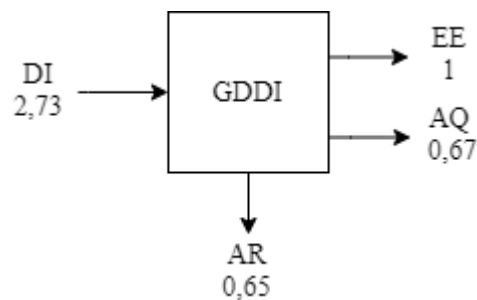


Figura 3.9 – Coeficientes de produção para o gerador a diesel.

3.4.4 Caldeira a Gás

Foi selecionada a caldeira a gás natural da marca Ecal modelo VRI-300. As principais especificações técnicas são:

Potência térmica: 224 kW

Produção de vapor: 300 kg/h

Pressão de operação: 8 kgf/cm²

Água de alimentação: 20 °C

Consumo de combustível: 23 m³/h

Eficiência: 82 %

A figura 3.10 mostra os fluxos energéticos da caldeira. O vapor é o fluxo principal e corresponde ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de vapor é consumido 1,22 MW de gás natural.

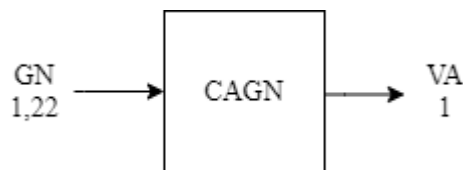


Figura 3.10 – Coeficientes de produção para a caldeira a gás natural.

3.4.5 Caldeira a Biomassa

Foi selecionada a caldeira horizontal da marca Multinox. As principais especificações técnicas são:

Potência térmica: 321 kW

Produção de vapor: 500 kg/h

Pressão máxima de operação: 7 bar

Consumo de combustível: 23 m³/h

Eficiência: 85 %

A figura 3.11 mostra os fluxos energéticos da caldeira. O vapor é o fluxo principal e corresponde ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de vapor é consumido 1,18 MW de biomassa (lenha).

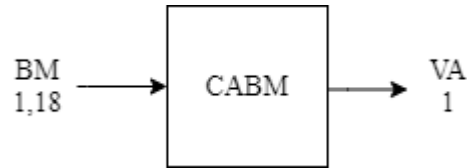


Figura 3.11 – Coeficientes de produção para a caldeira a biomassa.

3.4.6 Chiller por Absorção de Efeito Duplo

Foi selecionado o chiller da marca York modelo YWA-2S-132H2L. As principais especificações técnicas são:

Potência: 457 kW

COP: 1,30

A figura 3.12 mostra os fluxos energéticos do chiller. A água gelada é o fluxo principal e corresponde ao coeficiente 1. Para produzir 1 MW de água gelada é consumido 0,77 MW de vapor e 0,01 MW de eletricidade, e 1,69 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

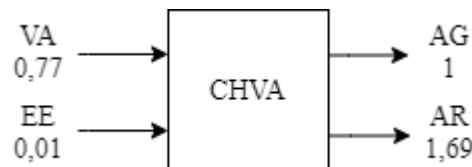


Figura 3.12 – Coeficientes de produção para o chiller por absorção de efeito duplo.

3.4.7 Chiller por Absorção de Simples Efeito

Foi selecionado o chiller da marca York modelo YWA-HA-165H2. As principais especificações técnicas são:

Potência: 493 kW

A figura 3.13 mostra os fluxos energéticos do chiller. A água gelada é o fluxo principal. Para produzir 1 MW de água gelada é consumido 1,32 MW de água quente e 0,01 MW de eletricidade, e 2,26 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

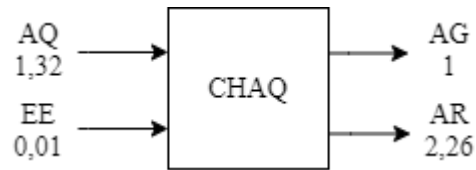


Figura 3.13 – Coeficientes de produção para o chiller por absorção de efeito simples.

3.4.8 Chiller por Compressão de Vapor

Foi selecionado o chiller da marca York modelo YCWL084. As principais especificações técnicas são:

Potência: 250,75 kW

COP: 4,36

A figura 3.14 mostra os fluxos energéticos do chiller. A água gelada é considerada o fluxo principal. Para produzir 1 MW de água gelada é consumido 0,23 MW de eletricidade e 1,22 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

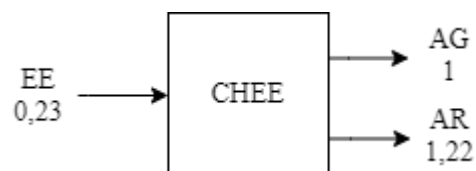


Figura 3.14 – Coeficientes de produção para o chiller por compressão de vapor.

3.4.9 Torre de Resfriamento

Foi selecionada a torre de resfriamento da marca Alfaterm modelo ASP - 550 / 5 / 7,5 / 8 - BG - A. As principais especificações técnicas são:

Potência térmica: 743,83 kW

Consumo de eletricidade: 5,6 kW

Temperatura da água quente: 36 °C

Temperatura da água fria: 28 °C

Fluxo de água: 22,22 kg/s

A figura 3.15 mostra os fluxos energéticos do chiller. O calor retirado do ar é o fluxo principal. Para retirar 1 MW de calor é consumido 0,0075 MW de eletricidade e 1 MW de água de refrigeração.

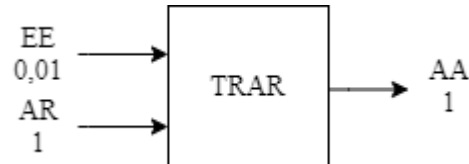


Figura 3.15 – Coeficientes de produção para a torre de resfriamento.

3.4.10 Trocador de Calor para Vapor

Foi selecionado o trocador de calor da marca Alfaengenharia. As principais especificações técnicas são:

Potência térmica: 400 kW

Eficiência: 91 %

A figura 3.16 mostra os fluxos energéticos do trocador. A água quente produzida é o fluxo principal. Para produzir 1 MW de água quente é consumido 1,10 MW de vapor.

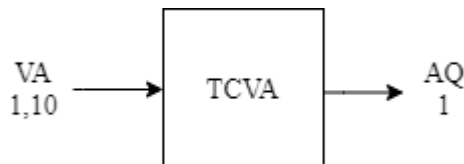


Figura 3.16 – Coeficientes de produção para o trocador de calor para vapor.

3.4.11 Trocador de Calor para Água Quente

Foi selecionado o trocador de calor da marca Alfaengenharia. As principais especificações técnicas são:

Potência térmica: 400 kW

Eficiência: 91 %

3.5 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

O problema de otimização tem o objetivo de minimizar o custo anual total necessário para atender as demandas energéticas da planta de processamento de leite em estudo. O problema inclui três tipos de variáveis: binária, inteira e contínua. As variáveis binárias e inteiras são utilizadas, respectivamente, para a seleção de tecnologias de conversão de energia e para determinar o número de equipamentos a serem instalados. As variáveis contínuas representam os fluxos energéticos e econômicos do sistema de poligeração. Os limites operacionais do sistema são implementados no algoritmo como restrições de produção, capacidade e equações de balanço de energia. O algoritmo de PLIM foi resolvido com o método *Branch-and-Bound* por meio do programa computacional Lingo 18, um software comercial para a resolução de diversos tipos de problemas de otimização (LINDO SYSTEMS, 2018). O software Lingo foi selecionado para a resolução do problema de otimização devido sua facilidade de uso já que ele fornece uma linguagem para implementar modelos de otimização e um conjunto de solvers para a resolução de uma ampla gama de problemas.

A função objetivo a ser minimizada (Eq. 3.1), que representa o custo total anual (C_{total}), é composta pelos custos fixos (C_{fixo}) e variáveis (C_{var}). Os custos fixos incluem o custo de capital e de instalação dos equipamentos, enquanto que os custos variáveis englobam os gastos com compra de eletricidade da concessionária e de combustíveis. As Equações 3.2 e 3.3 representam os custos fixo e variável, respectivamente.

$$\text{Min } C_{total} = C_{fixo} + C_{var} \quad (3.1)$$

$$C_{fixo} = frc \cdot (1 + fci) \cdot \sum_i NE(i) \cdot CE(i) \quad (3.2)$$

$$C_{var} = \sum_d \sum_h p(d, h) \cdot t(d, h) + PRODT(d, h, i) \cdot FOM \quad (3.3)$$

Na Equação 3.2, $NE(i)$ representa o número de equipamentos instalados e $CE(i)$ é o custo de aquisição de cada componente, ambos para a tecnologia de conversão de energia i .

Já na Eq. 3.3, $t(d, h)$ é quantidade de horas de operação, para o período h do dia representativo d e $p(d, h)$, mostrado na Eq. 3.4, corresponde aos custos com a compra de eletricidade e/ou combustíveis.

$$p(d, h) = V_e(d, h) \cdot c_e(d, h) + V_g \cdot c_g(d, h) + V_d \cdot c_d(d, h) + V_b \cdot c_b(d, h) \quad (3.4)$$

Onde, c_e , c_g , c_d e c_b representam a compra no período (d, h) , de eletricidade, gás natural, diesel e biomassa, respectivamente. V_e , V_g , V_d e V_b são as tarifas da eletricidade, gás natural, diesel e biomassa, respectivamente, em R\$/MWh.

O fator fci relaciona os custos indiretos que incluem gastos com pessoal, despesas legais, contratos, etc. e foi considerado igual a 15% do custo de investimento em equipamentos. Já o fator de recuperação do capital (fcr , Eq. 3.5) corresponde à amortização do investimento no sistema de fornecimento de energia, ou seja, a prestação anual à taxa de juros iyr a ser paga durante nyr anos. Foi considerada uma taxa de juros de 10% ao ano em um período de 15 anos (tempo de vida útil dos equipamentos) resultando em fcr igual a 13% ao ano.

$$fcr = \frac{iyr \cdot (1 + iyr)^{nyr}}{(1 + iyr)^{nyr} - 1} \quad (3.5)$$

A potência instalada de cada tecnologia é mostrada na Eq. 3.6, onde P_{nom} é a potência nominal de cada equipamento.

$$PIN(i) = NE(i) \cdot P_{nom}(i) \quad (3.6)$$

As possibilidades de interação entre o sistema e o mercado são representadas por uma matriz binária (0 = não, 1 = sim) mostrada na Tab. 3.4, onde os indicadores INDPUR, INDDEM e INDWAS representam para cada utilidade energética as possibilidades de compra, demanda e perda, respectivamente.

Tabela 3.4 - Matriz de interações do sistema.

Utilidade (j)	INDPUR	INDDEM	INDWAS
Gás natural	1	0	0
Vapor	0	1	0
Água quente	0	1	0
Água de refrigeração	0	0	0
Ar ambiente	0	0	1
Água gelada	0	1	0
Elettricidade	1	1	0
Diesel	1	0	0
Biomassa	1	0	0

A operação do sistema está sujeita a limitações de capacidade, restrições de produção e equações de balanço. A produção total do conjunto de equipamentos de uma determinada tecnologia i em um período (d, h) é limitada pela capacidade total instalada dos equipamentos. Esta limitação de capacidade é mostrada na Eq. 3.7.

$$PRODT(d, h, i) \leq PIN(i) \quad (3.7)$$

A restrição de produção é expressa pela a Eq. 3.8, onde X é o fluxo de energia da utilidade j , produzida ou consumida pela tecnologia i , e K é o valor absoluto dos coeficientes de produção da Tab. 3.3.

$$X(i, j, d, h) = K(i, j) \cdot PRODT(d, h, i) \quad (3.8)$$

O sistema também deve satisfazer as equações do balanço energético para cada utilidade j , na seguinte forma:

$$Prod(j, d, h) - Cons(j, d, h) + C(j, d, h) - D(j, d, h) - P(j, d, h) = 0 \quad (3.9)$$

$$Prod(j, d, h) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUP(i, j), \text{ com } YTUP(i, j) \in \{0,1\} \quad (3.10)$$

$$Cons(j, d, h) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUC(i, j), \text{ com } YTUC(i, j) \in \{0,1\} \quad (3.11)$$

$$C(j, d, h) \leq INDPUR(j) \cdot (Cons(j, d, h) + D(j, d, h)), \text{ com } INDPUR(j) \in \{0,1\} \quad (3.12)$$

$$P(j, d, h) \leq INDWAS(j) \cdot Prod(j, d, h), \text{ com } INDWAS(j) \in \{0,1\} \quad (3.13)$$

$$D(j, d, h) \leq INDDEM(j) \cdot (Prod(j, d, h) + C(j, d, h)), \text{ com } INDDEM(j) \in \{0,1\} \quad (3.14)$$

Onde, $Prod(j, d, h)$ e $Cons(j, d, h)$ correspondem aos fluxos internos de produção e consumo de utilidades, respectivamente. $C(j, d, h)$, $P(j, d, h)$ e $D(j, d, h)$ são, respectivamente, compra, perda e demanda da utilidade j no período (d, h) , e representam as trocas de utilidades entre o sistema de poligeração e o ambiente externo. As variáveis binárias $INDPUR(j)$, $INDWAS(j)$ e $INDDEM(j)$ indicam as possibilidades de tais trocas, como mostrado na Tab. 4.4. $YTUP(i, j)$ é 1 quando o coeficiente de produção (Tab. 4.3) é positivo, ou seja, quando a tecnologia i produz a utilidade j . $YTUC(i, j)$ é 1 quando o coeficiente de produção é negativo, ou seja, quando a tecnologia i consome a utilidade j . O algoritmo de otimização completo é mostrado no Apêndice I.

A Tabela 3.5 mostra um resumo do problema de otimização, destacando as variáveis de decisão, restrições e função objetivo.

Tabela 3.5 – Resumo da formulação do problema de otimização.

Função objetivo	$Min C_{total} = C_{fixo} + C_{var}$
	$C_{fixo} = frc \cdot (1 + fci) \cdot \sum_i NE(i) \cdot CE(i)$
	$C_{var} = \sum_d \sum_h p(d, h) \cdot t(d, h) + PRODT(d, h, i) \cdot FMO$
Variáveis de	$NE(i)$
decisão	$c(d, h)$
Restrições	$PRODT(d, h, i) \leq PIN(i)$
	$X(i, j, d, h) = K(i, j) \cdot PRODT(d, h, i)$
	$Prod(j, d, h) - Cons(j, d, h) + C(j, d, h) - D(j, d, h) - P(j, d, h) = 0$
	$Prod(j, d, h) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUP(i, j)$
	$Cons(j, d, h) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUC(i, j)$
	$C(j, d, h) \leq INDPUR(j) \cdot (Cons(j, d, h) + D(j, d, h))$
	$P(j, d, h) \leq INDWAS(j) \cdot Prod(j, d, h)$
	$D(j, d, h) \leq INDDEM(j) \cdot (Prod(j, d, h) + C(j, d, h))$

CAPÍTULO IV

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 OTIMIZAÇÃO

Os resultados do modelo de otimização são apresentados para dois sistemas. O primeiro é o sistema de referência, no qual o modelo de otimização exclui a possibilidade de cogeração e utilização de fontes renováveis. Apenas tecnologias tradicionais como caldeira a gás natural, trocadores de calor, chiller por compressão de vapor e torre de resfriamento são consideradas. O segundo é o sistema otimizado em que a otimização é livre, sem restrições. A Tabela 4.1 mostra os resultados das otimizações.

O problema de otimização livre teve um total de 74.115 restrições e 104.653 variáveis, sendo 1750 variáveis inteiras. O modelo realizou um total de 148.852 iterações. Para o sistema de referência, o problema apresentou 74.115 restrições e 104.647 variáveis, das quais 1744 são inteiras.

Tabela 4.1 – Resultados da otimização econômica

Equipamentos	Ótimo Econômico Quantidade de Equipamentos (Potência Instalada)	Sistema de Referência
Turbina a gás natural	-	-
Gerador a gás natural	2 (820 kW)	-
Gerador a diesel	1 (360 kW)	-
Caldeira a gás natural	1 (220 kW)	1 (220 kW)
Caldeira a biomassa	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-
Chiller de absorção duplo efeito	-	-
Chiller por compressão de vapor	1 (270 kW)	1 (270 kW)
Trocador de calor (VA – AQ)	1 (400 kW)	1 (400 kW)
Trocador de calor (AQ – AR)	3 (1200 kW)	-
Torre de resfriamento	3 (2220 kW)	1 (740 kW)
Fluxos de Energia Anuais (MWh/ano)		
Eleticidade importada	4193	4953
Compra de gás natural	1671	2
Compra de diesel	392	-
Custos Anuais (R\$/ano)		
Eleticidade importada	1.308.143	2.729.401
Compra de gás natural	367.600	353
Compra de diesel	136.072	-
Operação e manutenção	27.207	3301
Custo anual dos equipamentos	235.772	47.495
Investimento Inicial em Equipamentos	R\$ 1.813.631	R\$ 365.344
Custo Anual Total	R\$ 2.074.793 / ano	R\$ 2.780.550 / ano

Observa-se que o sistema de referência está baseado na compra de eletricidade para atender diretamente a demanda de eletricidade, e indiretamente a demanda de refrigeração por meio do chiller por compressão de vapor. Uma caldeira a gás natural é instalada para atender às demandas de vapor. Uma parcela do vapor passa por um trocador de calor, para a produção de água quente.

Já no cenário ótimo econômico, o sistema utiliza uma combinação de geradores a gás natural e diesel juntamente com a compra de eletricidade da concessionária para atender a demanda de eletricidade e de refrigeração através do chiller por compressão de vapor. Da mesma forma do sistema de referência, a demanda de vapor é atendida por uma caldeira a gás natural. A água quente produzida pelos geradores, por meio do módulo de cogeração, é utilizada para atender a demanda. Os geradores a gás natural e diesel atendem

aproximadamente 15% da demanda anual de eletricidade da planta industrial, enquanto que o 85% da demanda é atendida pela eletricidade importada da concessionária local.

O alto custo do sistema de referência ocorre devido a compra de eletricidade da concessionária no horário de ponta com um custo de 1.870 R\$/MWh. Já o sistema ótimo compra eletricidade da concessionária em horários fora de ponta (com um custo de 263 R\$/MWh) e durante horários de ponta a eletricidade é produzida por dois geradores a gás natural e um gerador a diesel. Por meio dessa estratégia operacional, o sistema otimizado substitui a compra de eletricidade em horários de ponta, que representa um custo sete vezes superior ao custo dos horários fora de ponta, com utilização do gás natural e diesel com o custo de 194 e 367 R\$/MWh, respectivamente.

Embora o sistema ótimo tenha apresentado um elevado investimento inicial em equipamentos, o sistema alcançou uma redução de 25,38% no custo anual quando comparado com o sistema de referência. O investimento inicial em equipamentos do sistema ótimo foi amortizado com uma taxa de 13% ano, representando um custo anual de R\$ 235.772.

Tokos, Pintaric e Glavic (2010) apresentam resultados de uma aplicação prática da otimização baseada na PLIM para a seleção de um sistema de trigeração para atender as demandas de eletricidade, calor e frio de uma indústria de cerveja. As demandas anuais da indústria são 13,58 GWh de eletricidade e 35,30 GWh de calor. A solução ótima selecionada pelos autores consiste em um sistema de cogeração com uma turbina a vapor de contrapressão alimentada por uma caldeira a gás natural. Neste estudo, a indústria apresenta uma demanda de calor bastante expressiva, sendo superior a demanda de eletricidade. Devido a esse fato, a solução é baseada em um sistema de cogeração com turbina a vapor.

No caso da indústria de laticínio apresentada nesta dissertação, a demanda por energia térmica (vapor, água quente e água gelada) é pequena, representando apenas 4% da demanda anual total. A baixa demanda por calor ocorre, pois a indústria utiliza o processo de regeneração, no qual o calor do leite já pasteurizado é utilizado para aquecer o leite que ainda será processado (TOMASULA *et al.*, 2013). Devido a essa baixa demanda energia térmica, a cogeração foi pouco utilizada na solução ótima e equipamentos como a turbina a gás (que produz grande quantidade de vapor por cogeração) e os chillers por absorção não entraram na solução. Outra consequência da baixa demanda de calor foi à necessidade do

uso de vários trocadores de calor, de vapor e água quente, e torres de resfriamento para descartar o excedente de água quente produzida pelos geradores a gás natural e diesel.

4.2 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Segundo Carvalho *et al.* (2013), a análise de sensibilidade é uma técnica utilizada para definir como diferentes valores de uma variável independente afetam determinada variável dependente sob um conjunto de hipóteses. Análises de sensibilidade são bastante úteis para determinar o impacto que o resultado de determinada variável tem no problema, no caso de mudanças em seu valor original.

O funcionamento do sistema de poligeração está sujeito a diversas incertezas, como por exemplo, a flutuação nos preços dos combustíveis e as demandas energéticas do centro consumidor ao longo do ano representativo. Em vista disto, esta seção apresenta análises de sensibilidade com o objetivo de analisar o comportamento do sistema em cenários nos quais ocorrem alterações das variáveis que representam as incertezas. As variáveis são: demandas do centro consumidor, valor do diesel, valor do gás natural e o valor do fator de recuperação do capital (fcr).

4.2.1 Demandas do Centro Consumidor

A análise de sensibilidade das demandas energéticas da indústria foi feita variando em 10% os valores da demanda original (caso base) entre -20% e +20%. A Tabela 4.2 mostra os resultados da análise. As configurações do sistema para os valores de -20% e -10% foram iguais. Nos dois cenários, são instalados dois geradores a gás natural para produção de eletricidade complementando a importação de eletricidade da concessionária, um a menos em relação ao caso base, no qual é instalado um gerador a diesel. Além disso, nos dois casos (-20% e -10%), são instaladas duas torres de resfriamento, uma a menos em relação ao caso base.

Tabela 4.2 – Resultados da otimização para variações nas demandas energéticas.

	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos				
Turbina a gás natural	-	-	-	-	-
Gerador a gás natural	2	2	2	3	3
Gerador a diesel	-	-	1	1	1
Caldeira a gás natural	1	1	1	1	-
Caldeira a biomassa	-	-	-	-	1
Trocador de calor (VA – AQ)	1	1	1	1	1
Chiller de absorção duplo efeito	-	-	-	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-	-	-	-
Chiller por compressão de vapor	1	1	1	1	1
Torre de resfriamento	2	2	3	3	4
Trocador de calor (AQ – AR)	3	3	3	4	4
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)					
Elettricidade importada	3398	3839	4193	4600	5011
Compra de gás natural	1526	1670	1671	2149	2359
Compra de diesel	-	-	392	146	162
Compra de biomassa	-	-	-	-	9
Custos Anuais (R\$/ano)					
Elettricidade importada	1.127.214	1.300.417	1.308.143	1.415.552	1.531.372
Compra de gás natural	296.001	323.956	324.156	416.892	457.640
Compra de diesel	-	-	143.914	53.742	59.513
Compra de biomassa	-	-	-	-	717
Operação e manutenção	20.694	22.729	27.207	30.603	33.740
Custo anual dos equipamentos	195.543	195.543	235.772	306.097	313.428
Investimento Inicial em Equipamentos	1.504.177	1.504.177	1.813.631	2.354.591	2.410.986
Custo Anual Total	1.639.452	1.842.644	2.039.192	2.222.887	2.396.411

Na configuração do sistema para a demanda 10% maior, foi adicionado um gerador a gás natural para a produção de eletricidade e mais um trocador de calor para água quente. No cenário de uma demanda 20% superior, a caldeira a gás natural é substituída por uma caldeira a biomassa, indicando que o uso da biomassa passa a ser economicamente vantajoso para maiores demandas. E são adicionados uma torre de resfriamento, um trocador de calor para água quente e um gerador a gás natural.

4.2.2 Preço do Diesel

A análise de sensibilidade do preço do diesel foi feita variando os preços entre -20% e +20% do valor do caso base de 367 R\$/MWh. A Tabela 4.3 mostra os resultados da

análise. A única alteração ocorre na configuração do sistema para o valor 20% maior, onde o gerador a diesel é substituído por um gerador a gás natural e é instalado mais um trocador de calor para água quente.

Tabela 4.3 – Resultados da otimização para variações no preço do diesel.

R\$/MWh	-20%	-10%	367	+10%	+20%
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos				
Turbina a gás natural	-	-	-	-	-
Gerador a gás natural	2	2	2	2	3
Gerador a diesel	1	1	1	1	-
Caldeira a gás natural	1	1	1	1	1
Caldeira a biomassa	-	-	-	-	-
Trocador de calor (VA – AQ)	1	1	1	1	1
Chiller de absorção duplo efeito	-	-	-	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-	-	-	-
Chiller por compressão de vapor	1	1	1	1	1
Torre de resfriamento	3	3	3	3	3
Trocador de calor (AQ – AR)	3	3	3	3	4
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)					
Eleticidade importada	4193	4193	4193	4193	4235
Compra de gás natural	1671	1671	1671	1671	1939
Compra de diesel	392	392	392	392	-
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Custos Anuais (R\$/ano)					
Eleticidade importada	1.308.143	1.308.143	1.308.143	1.308.143	1.386.728
Compra de gás natural	324.156	324.156	324.156	324.156	376.242
Compra de diesel	115.288	129.405	143.914	158.423	-
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Operação e manutenção	27.207	27.207	27.207	27.207	26.249
Custo anual dos equipamentos	235.772	235.772	235.772	235.772	272.160
Investimento Inicial em Equipamentos	1.813.631	1.813.631	1.813.631	1.813.631	2.093.540
Custo Anual Total	2.010.566	2.024.683	2.039.192	2.053.701	2.061.379

Os resultados indicam que o sistema ótimo (caso base) apresentou desempenho satisfatório diante das incertezas relacionadas ao preço do diesel, pois apenas ocorreram alterações na configuração do sistema para o valor do diesel +20% superior ao original. Isso mostra que com a mesma configuração do sistema ótimo é possível atender as demandas da planta industrial para uma faixa de preço do diesel variando de -20% até +10%.

4.2.3 Preço do Gás Natural

A análise de sensibilidade do preço do gás natural foi feita variando os preços entre -20% e +20% do valor do caso base de 194 R\$/MWh. A Tabela 4.4 mostra os resultados da análise. Para todos os cenários, não ocorre nenhuma mudança na configuração do sistema. A configuração do caso base atende as demandas da indústria para o valor do gás natural variando de -20% até +20%, indicando um bom desempenho da solução ótima diante das incertezas relacionadas ao preço do gás natural.

Tabela 4.4 – Resultados da otimização para variações no preço do gás natural.

R\$/MWh	-20%	-10%	194	+10%	+20%
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos				
Turbina a gás natural	-	-	-	-	-
Gerador a gás natural	2	2	2	2	2
Gerador a diesel	1	1	1	1	1
Caldeira a gás natural	1	1	1	1	1
Caldeira a biomassa	-	-	-	-	-
Trocador de calor (VA – AQ)	1	1	1	1	1
Chiller de absorção duplo efeito	-	-	-	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-	-	-	-
Chiller por compressão de vapor	1	1	1	1	1
Torre de resfriamento	3	3	3	3	3
Trocador de calor (AQ – AR)	3	3	3	3	3
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)					
Eleticidade importada	4193	4193	4193	4193	4193
Compra de gás natural	1671	1671	1671	1671	1671
Compra de diesel	392	392	392	392	392
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Custos Anuais (R\$/ano)					
Eleticidade importada	1.308.143	1.308.143	1.308.143	1.308.143	1.308.143
Compra de gás natural	258.991	292.409	324.156	355.903	389.321
Compra de diesel	143.914	143.914	143.914	143.914	143.914
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Operação e manutenção	27.207	27.207	27.207	27.207	27.207
Custo anual dos equipamentos	235.772	235.772	235.772	235.772	235.772
Investimento Inicial em Equipamentos	1.813.631	1.813.631	1.813.631	1.813.631	1.813.631
Custo Anual Total	1.974.027	2.007.445	2.039.192	2.070.939	2.104.357

4.2.4 Fator de Recuperação do Capital

Para a análise da influência do fator fcr na configuração do sistema, foram utilizados os valores de 0,05; 0,10; 0,20 e 0,25 sendo o valor do caso base de 0,13. A Tabela 4.5 mostra os resultados da análise.

Tabela 4.5 – Resultados da otimização para variações do valor do fator fcr.

	0,05	0,10	0,13	0,20	0,25
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos				
Turbina a gás natural	-	-	-	-	-
Gerador a gás natural	3	3	2	2	2
Gerador a diesel	1	1	1	1	1
Caldeira a gás natural	1	1	1	1	1
Caldeira a biomassa	-	-	-	-	-
Trocador de calor (VA – AQ)	1	1	1	1	1
Chiller de absorção duplo efeito	-	-	-	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-	-	-	-
Chiller por compressão de vapor	1	1	1	1	1
Torre de resfriamento	3	3	3	3	3
Trocador de calor (AQ – AR)	4	4	3	3	3
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)					
Elettricidade importada	4181	4181	4193	4193	4193
Compra de gás natural	1940	1940	1671	1671	1671
Compra de diesel	149	149	392	392	392
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Custos Anuais (R\$/ano)					
Elettricidade importada	1.285.701	1.285.701	1.308.143	1.308.143	1.308.143
Compra de gás natural	376.415	376.415	324.156	324.156	324.156
Compra de diesel	54.825	54.825	143.914	143.914	143.914
Compra de biomassa	-	-	-	-	-
Operação e manutenção	27.835	27.835	27.207	27.207	27.207
Custo anual dos equipamentos	117.730	235.459	235.772	362.726	453.408
Investimento Inicial em Equipamentos	2.354.591	2.354.590	1.813.631	1.813.631	1.813.631
Custo Anual Total	1.862.505	1.980.235	2.039.192	2.166.146	2.256.828

O fator de recuperação do capital (fcr) representa a amortização do investimento no sistema e depende da taxa de juros anual e do período a ser pago. É possível observar que a alteração do fcr influencia significativamente o custo anual total. Para a otimização com o valor de 0,05 houve uma redução no custo de 8%, enquanto que para o fcr de 0,25 o custo anual sofreu um aumento de 10%, ambos em relação ao caso base (fcr = 0,13). A alteração

no custo anual se deve ao custo anual dos equipamentos que varia de R\$ 117.730 ($fcr = 0,05$) até R\$ 453.408 ($fcr = 0,25$).

As configurações do sistema para os valores de 0,05 e 0,10 utilizaram três geradores a gás natural e um gerador a diesel. Para esses dois valores, o sistema de poligeração utilizou 62% a menos de diesel e 16% a mais de gás natural em relação ao caso base. Já nas otimizações para 0,20 e 0,25 foram instalados dois geradores a gás natural e um gerador a diesel, ficando com a mesma configuração do caso base.

4.2.5 Valor do Diesel x Valor do Gás Natural

Uma análise variando os preços do diesel e do gás natural foi realizada. Para cada valor do diesel de 260 até 420 R\$/MWh (com um passo de 20) a otimização foi realizada variando o preço do gás natural de 140 até 280 R\$/MWh (com um passo de 20). Dessa maneira, foi possível analisar as configurações do sistema para cada combinação de preços dos combustíveis. A Figura 4.1 mostra os resultados.

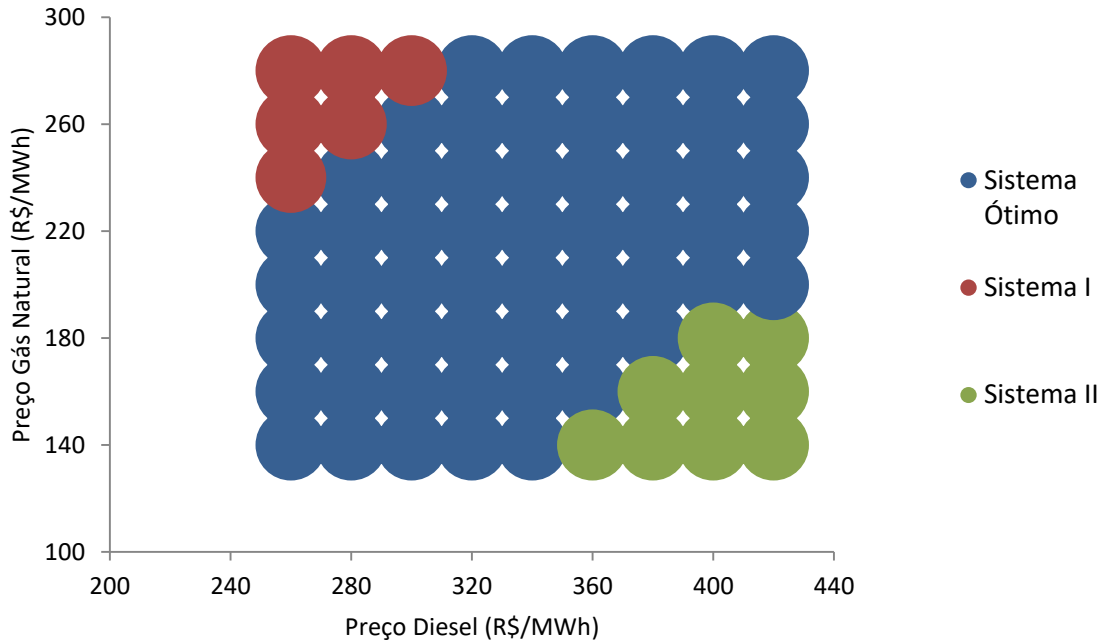


Figura 4.1 – Resultados das otimizações variando os valores do diesel e gás natural.

Foi possível identificar duas configurações, além do sistema ótimo, que satisfazem as demandas da indústria para as combinações de preço analisadas. A Tabela 4.6 mostra as configurações dos três sistemas.

Tabela 4.6 – Configuração dos sistemas para diferentes combinações de valores de diesel e gás natural.

	Sistema I	Sistema II	Solução Ótima
Equipamentos	Quantidade		
Turbina a gás natural	-	-	-
Gerador a gás natural	-	3	2
Gerador a diesel	3	1	1
Caldeira a gás natural	1	1	1
Caldeira a biomassa	-	-	-
Trocador de calor (VA – AQ)	1	1	1
Chiller de absorção duplo efeito	-	-	-
Chiller de absorção simples efeito	-	-	-
Chiller por compressão de vapor	1	1	1
Torre de resfriamento	2	3	3
Trocador de calor (AQ – AR)	2	4	3

O sistema I utiliza três geradores a diesel e é aplicado para os valores mais elevados de gás natural (240, 260 e 280) combinado com os valores 260 e 280 R\$/MWh de diesel. Já o sistema II instala três geradores a gás natural e um gerador a diesel, e é utilizado nos cenários onde o valor do gás natural é mais baixo (140, 160 e 180) e o do diesel mais elevado (380, 400 e 420). A solução ótima atendeu 57 combinações de preços simuladas, enquanto que os sistemas I e II atenderam a seis e nove combinações, respectivamente. Vale notar que o sistema II, utilizado para os valores mais baixos de gás natural, ainda utiliza um gerador a diesel para satisfazer a demanda. Isto ocorre, pois o custo do gerador a gás natural é aproximadamente duas vezes superior ao valor do gerador a diesel, provocando um aumento de custo relevante.

Por meio das análises de sensibilidade foi possível verificar o desempenho do sistema de poligeração em diversos cenários. O sistema ótimo (caso base) apresentou um bom desempenho diante de variações dos preços dos combustíveis. No caso da alteração no preço do diesel, a configuração do sistema ótimo consegue atender as demandas da

indústria para uma variação de -20% a +10% do valor original. Já em relação ao preço do gás natural, o sistema ótimo permanece inalterado em toda a faixa de preço analisada, de -20% a +20% do valor original do combustível. Para a variação de preços de ambos os combustíveis, o sistema ótimo é utilizado na maioria das combinações de preço.

Para as variações das demandas energéticas, o sistema ótimo não manteve a configuração do caso base para nenhum dos casos analisados. Nas reduções de -10% e -20% da demanda original, o sistema utiliza apenas dois geradores a gás natural para complementar a importação de eletricidade. Já para o aumento da demanda em 10% e 20%, um gerador a gás natural é adicionado ao sistema do caso base para atender a demanda de eletricidade em horário de ponta.

Diante das análises realizadas é possível concluir que o sistema ótimo, apresentado na Tab. 4.1, é a configuração com o melhor desempenho diante das incertezas que o sistema está sujeito durante seu funcionamento. O sistema é capaz de atender as demandas energéticas diante de variações da demanda e preços dos combustíveis com poucas ou em certos casos nenhuma alteração em sua configuração.

CAPÍTULO V

CONCLUSÃO

O consumo energético do setor industrial representa a maior parcela da demanda energética em todo o mundo. Em vista disso, é essencial a busca por soluções que tenham o objetivo de melhorar a eficiência energética de sistemas de fornecimento de energia para indústrias, assim reduzindo os custos monetários e impactos ambientais. Neste contexto, esta dissertação realizou a síntese e otimização de um sistema de poligeração destinado a atender as demandas energéticas de uma planta de processamento de leite localizada em João Pessoa/PB.

Por meio de uma pesquisa bibliográfica, foi possível caracterizar a indústria de laticínios determinando sua capacidade produtiva, período de funcionamento e suas demandas energéticas. A indústria de laticínios utiliza as seguintes utilidades: eletricidade, água quente, vapor e água gelada. Para um estudo mais detalhado foram estabelecidos os perfis de demanda mensal, diária e hora a hora para cada utilidade energética. Baseado nas demandas, uma superestrutura foi construída para representar todas as opções possíveis a fim de atender a demanda da indústria. O algoritmo de otimização baseado na PLIM determinou a combinação ótima de equipamentos e conexões dentro da superestrutura, utilizando a função objetivo de minimização o custo total anual, na qual inclui os custos fixos e variáveis.

O resultado da otimização do sistema de poligeração para atender as demandas da indústria utilizou a combinação entre geradores (a diesel e gás natural) e importação de eletricidade da concessionária de energia para atender a demanda de eletricidade. No modo de operação, os geradores são utilizados em horário de ponta, de 17:30 h às 20:30 h, e em horários fora de ponta o sistema importa eletricidade da concessionária local a um custo de

263 R\$/MWh. A eletricidade é usada para atender a demanda de água gelada por meio o chiller por compressão de vapor. O vapor é produzido por uma caldeira a gás natural, enquanto que a demanda de água quente é atendida pelos módulos de cogeração dos geradores.

O sistema ótimo apresentou uma redução de 25,38% no custo anual total quando comparado com o sistema de referência. Essa redução expressiva de custos ocorreu devido à autoprodução de eletricidade com um gerador a diesel e dois geradores a gás natural durante os horários de ponta, quando a eletricidade da concessionária é mais cara. Os geradores foram responsáveis por atender 15% da demanda anual da indústria. Em relação ao sistema de referência, a solução ótima apresentou um alto custo inicial em equipamentos, mas que foi amortizado com uma taxa de 13% ao ano. Esse custo foi de R\$ 235.772 por ano, durante um período de aproximadamente oito anos. Vale notar que mesmo com o custo anual dos equipamentos, o sistema ótimo ainda alcançou uma redução de custo significativa. Outro fato relevante foi à baixa demanda por calor, que reduziu a necessidade de cogeração e aumentou a quantidade de trocadores de calor e torres de resfriamento no sistema.

Nas análises de sensibilidade foram variadas as demandas energéticas; o fator de recuperação do capital; e os valores do diesel e gás natural, separadamente e analisando diferentes combinações de valores. Para as demandas, a análise foi feita alterando os valores da demanda original de -20% até +20% (com um passo de 10%). Para os valores de -20% e -10% foram utilizados apenas dois geradores a gás natural para complementar a importação de eletricidade. Já para os cenários de +10% e +20% da demanda original, foi adicionado um gerador a gás natural e houve a substituição da caldeira a gás natural por uma caldeira a biomassa. O sistema ótimo não apresentou comportamento resiliente em relação à variação da demanda, pois foram feitas alterações em sua configuração para atender o aumento ou redução de demanda.

Para os valores dos combustíveis, gás natural e diesel, o sistema ótimo conseguiu atender grande maioria dos cenários. Na variação do preço do gás natural, a configuração do sistema ótimo atendeu todas as faixas de preço sem alterações. Em relação ao valor do diesel, nos valores de -20% a +10% não houve alteração na configuração ótima, enquanto que para o valor 20% maior, o gerador a diesel foi substituído por um gerador a gás natural devido ao elevado preço do combustível. Na análise variando os preços dos dois combustíveis, a configuração do sistema ótimo atendeu a 79% das combinações de valores.

Esses resultados indicam que em uma situação real de funcionamento, onde os preços dos combustíveis tendem a sofrer variações ao longo do ano, o sistema ótimo será capaz de atender a demanda da indústria sem alterações em sua configuração original, e consequentemente sem custos adicionais.

Por meio da síntese e otimização do sistema energético para a indústria de laticínios analisada foi possível alcançar uma redução de custos bastante expressiva e um sistema resiliente. Observações importantes relacionadas ao comportamento real do sistema puderam ser realizadas a partir das análises de sensibilidade. A aplicação da metodologia apresentada nesta dissertação para uma indústria com maior demanda por energia térmica, possivelmente resultaria em um sistema com maior participação da cogeração e de tecnologias como os chillers por absorção, tirando um maior proveito do calor produzido e reduzindo ainda mais os custos.

Dentre as sugestões para trabalhos futuros, pode-se citar:

- Realizar uma análise de ciclo de vida do sistema energético a fim de quantificar os impactos ambientais da solução ótima e do sistema de referência.
- Inserção de novos equipamentos na superestrutura, como por exemplo: painéis solares fotovoltaicos e térmicos, e tanques de armazenamento térmico (para água gelada e/ou água quente).
- Aplicação da otimização multiobjetivo, considerando simultaneamente aspectos econômicos e ambientais.
- Aplicação da metodologia apresentada em uma indústria com maiores demandas de energia térmica.

REFERÊNCIAS

ANDIAPPAN, V. State-of-the-art review of mathematical optimisation approaches for synthesis of energy systems. **Process Integration and Optimization for Sustainability**, v. 1, p. 165-188, ago. 2017. Springer. DOI 10.1007/s41660-017-0013-2

ANGRISANI, G.; ROSELLI, C.; SASSO, M.. Distributed microtrigeneration systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, [s.l.], v. 38, n. 4, p.502-521, ago. 2012. Elsevier BV. DOI dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2012.02.001

ARENALES, M.; ARMENTANO, V.; MORABITO, R.; YANASSE, H. **Pesquisa operacional**. Elsevier Editora Ltda., 2011. 542 p.

BERTSIMAS, D.; TSITSIKLIS, J. N. **Introduction to linear optimization**. Athena Scientific, 1997. 267 p.

BP. **Statistical Review of World Energy, 2020**. Londres: BP p.l.c., 2020.

BRASIL. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. **Anuário Leite 2019**. Juiz de Fora: EMBRAPA Gado de Leite, 2019c.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2019**: Ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019a.

BRASIL. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Indicadores IBGE: Estatística da Produção Pecuária. IBGE, 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2019b.

CALISE, F.; VASTOGIRARDI, G. N.; D'ACCADIA, M. D.; VICIDOMINI, M. Simulation of polygeneration systems. **Energy**, [s.l.], v. 163, p.290-337, nov. 2018. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2018.08.052

CARVALHO, M. **Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector**. 2011. Tese (Ph.D. in Mechanical Engineering) – Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, 2011.

CARVALHO, M.; LOZANO, M. A.; RAMOS, J.; SERRA, L. M. Synthesis of trigeneration systems: sensitivity analyses and resilience. **The Scientific World Journal**, v. 2013, dez 2013. Hindawi. DOI 10.1155/2013/604852

CARVALHO, M.; ROMERO, A.; MILLAR, D. Biomassa e energia solar térmica na síntese e otimização de um sistema de poligeração. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5., 2014, Recife. **Anais [...]**. Recife: Associação Brasileira de Energia Solar, 2014.

CARVALHO, Monica; LOZANO, Miguel A.; SERRA, Luis M.. Multicriteria synthesis of trigeneration systems considering economic and environmental aspects. **Applied Energy**, [s.l.], v. 91, n. 1, p.245-254, março 2012. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.apenergy.2011.09.029

CHICCO, G.; MANCARELLA, P. Distributed multi-generation: A comprehensive view. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 13, n. 3, p. 535-551, abr. 2009. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.rser.2007.11.014

DELGADO, D. B. M.; CARVALHO, M.; JÚNIOR, L. M. C.; CHACARTEGUI, R. Analysis of biomass-fired boilers in a polygeneration system for a hospital. **Frontiers in Management Research**, v. 2, n. 1, jan. 2018. Isaac Scientific Publishing. DOI 10.22606/fmr.2018.21001

DELGADO, D.; CARVALHO, M.; JUNIOR, L. M. C.; ABRAHÃO, R.; CHACARTEGUI, R. Photovoltaic solar energy in the economic optimisation of energy supply and conversion. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, p. 1263-1268, jul. 2018. Institution of Engineering and Technology (IET). DOI 10.1049/iet-rpg.2018.0090

EIA. U.S. Energy Information Administration. **International Energy Outlook 2017**, 2017.

ENERGISA. Página web. 2020. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br>> Acesso em 27 de ago. de 2020.

FIRJAN. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?** Rio de Janeiro, 2017.

FRANGOPOULOS, C. A. Recent developments and trends in optimization of energy systems. **Energy**, v. 164, p. 1011-1020, set. 2018. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2018.08.218

GILLINGHAM, K., NEWELL, R. G., PALMER K. Energy Efficiency Economics and Policy. **Annual Review of Resource Economics**, [s.l.], v. 1, p.597-620, julho 2009. Annual Reviews. DOI 10.1146/annurev.resource.102308.124234

GONG, J.; YOU, F. Sustainable design and synthesis of energy systems. **Current Opinion In Chemical Engineering**, v. 10, p. 77-86, nov. 2015. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.coche.2015.09.001

GROSSMANN I. E.; CABALLERO J. A.; YEOMANS H. Advances in mathematical programming for the synthesis of process systems. **Latin American Applied Research**, v. 30, p. 263-284, abr. 2000.

IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

JANA, K.; RAY, A.; MAJOURD, M. M.; ASSADI, M.; DE, S. Polygeneration as a future sustainable energy solution – A comprehensive review. **Applied Energy**, [s.l.], v. 202, p.88-111, setembro 2017. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.05.129

KYRIAKARAKOS, G.; DOUNIS, A. I.; ROZAKIS, D.; ARVANITIS, K. G.; PAPADAKIS, G. Polygeneration microgrid: A viable solution in remote areas for supplying power, potable water and hydrogen as transportation fuel. **Applied Energy**, [s.l.], v. 88, p.4517-4526, dezembro 2011. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.apenergy.2011.05.038

LAWDER, J. H. **Análise Energética e Econômica em uma Agroindústria de Laticínios**. 2012. Dissertação (Mestrado em Energia na Agricultura) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2012.

Lindo Systems. **LINGO: The Modeling Language and Optimizer**. Illinois: Lindo Systems, 2018.

PABLO-ROMERO, M. P.; SÁNCHEZ-BRAZA, A.; EXPÓSITO, A. Industry level production functions and energy use in 12 EU countries. **Journal of Cleaner Production**, [s.l.], v. 212, p. 880-892, março 2019. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.jclepro.2018.11.296

PATTERSON, M. G. What is energy efficiency? **Energy Policy**, [s.l.], v. 24, n. 5, p.377-390, maio 1996. Elsevier BV. DOI 10.1016/0301-4215(96)00017-1.

PBGÁS. Página web. 2020. Disponível em: < http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477 >. Acesso em 27 de ago. de 2020.

PINA, E. A. **Thermoeconomic and environmental synthesis and optimization of polygeneration systems supported with renewable energies and thermal energy storage applied to the residential-commercial sector**. 2019. Tese (Ph.D. in Mechanical Engineering) – Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, 2019.

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; RAMOS, J. C.; SERRA, L. M. Tackling thermal integration in the synthesis of polygeneration systems for buildings. **Applied Energy**, v. 269, p. 115115, julho 2020. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.apenergy.2020.115115

PINTO, E. S.; SERRA, L. M.; LÁZARO, A. Evaluation of methods to select representative days for the optimization of polygeneration systems. **Renewable Energy**, v. 151, p. 488-502, maio 2020. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.renene.2019.11.048

PINTO, E. S.; SERRA, L. M.; LÁZARO, A. Optimization of the design of polygeneration systems for the residential sector under different self-consumption regulations. **International Journal of Energy Research**, ago. 2020. Wiley. DOI 10.1002/er.5738

PROCON-PB. Página web. 2020. Disponível em: < <https://procon.pb.gov.br/pesquisas>>. Acesso em 27 de ago. de 2020.

QUALITEC-APPLUS (Org.). **Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados**: Segmento Alimentos e Bebidas. Brasília: EPE, 2018.

RAO, S. S. **Engineering Optimization**: Theory and Practice. 4. ed. [s.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2009. 830 p.

ROMERO, A. **Optimal design and control of mine site energy supply systems**. 2016. Tese (Ph.D. in Natural Resources Engineering) – Faculty of Graduate Studies, Laurentian University, Sudbury, 2016.

ROMERO, A.; CARVALHO, M.; MILLAR, D. L.. Application of a Polygeneration Optimization Technique for a Hospital in Northern Ontario. **Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering**, v. 38, n. 1, p. 45-62, 2014.

ROMERO, A.; MILLAR, D.; CARVALHO, M.; ABRAHÃO, R. 100% renewable fueled mine. **Energy**, v. 205, ago. 2020. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2020.117964

RONG, A.; LAHDELMA, R. Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 363-372, jan. 2016. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.rser.2015.08.060

RONG, A.; SU, Y. Polygeneration systems in buildings: A survey on optimization approaches. **Energy and Buildings**, v. 151, p. 439-454, jul. 2017. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.enbuild.2017.06.077

SERRA, L. M.; LOZANO, M.; RAMOS, J.; ENSINAS, A. V.; NEBRA, S. A. Polygeneration and efficient use of natural resources. **Energy**, v. 34, n. 5, p. 575-586, maio 2009. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2008.08.013

SIOSHANSI, R.; CONEJO, A. J. **Optimization in Engineering**: Models and Algorithms. Springer, 2017. 422p.

STOJILJKOVIĆ, M. M.; STOJILJKOVIĆ, M. M.; BLAGOJEVIĆ, B. D. Multi-objective combinatorial optimization of trigeneration plants based on metaheuristics. **Energies**, v. 7, p. 8554-8581, dez. 2014. MDPI. DOI 10.3390/en7128554

TAN, R. R.; AVISO, K. B.; FOO, D. C. Y.; LEE, J.; UBANDO, A. T. Optimal synthesis of negative emissions polygeneration systems with desalination. **Energy**, v. 187, nov. 2019. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2019.115953

TOKOS, H.; PINTARIC, Z. N.; GLAVIC, P. Energy saving opportunities in heat integrated beverage plant retrofit. **Applied Thermal Engineering**, v. 30, p. 36-44, jan. 2010. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2009.03.008

TOMASULA, P. M.; YEE, W. C. F.; MCALOON, A. J.; NUTTER, D. W.; BONNAILLIE, L. M. Computer simulation of energy use, greenhouse gas emissions, and process economics of the fluid milk process. **Journal of Dairy Science**, v. 96, n. 5, p.3350-3368, maio 2013. American Dairy Science Association. DOI 10.3168/jds.2012-6215

VAZIRANI, V. V. **Approximation Algorithms**. [s.l.]: Spring, 2003.

VIDAL, A. M. C.; SARAN NETTO, A. Obtenção e processamento do leite e derivados. [S.l.], 2018. DOI: 10.11606/9788566404173

WANG, Y.; ZHANG, N.; ZHUO, Z.; KANG, C.; KIRSCHEN, D. Mixed-integer linear programming-based optimal configuration planning for energy hub: Starting from scratch. **Applied Energy**, v. 210, jan. 2018. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.08.114

WILLIAMSON, D. P., SHMOYS, D. B. **The design of approximation algorithms**. Nova York: Cambridge University Press, 2011.

WOUTERS, C.; FRAGA, E. S.; JAMES, A. M. An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning - A South Australian case-study. **Energy**, v. 85, jun. 2015. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2015.03.051

WU, Q.; REN, H.; GAO, W.; WENG, P.; REN, J. Design and operation optimization of organic Rankine cycle coupled trigeneration systems. **Energy**, v. 142, p. 666-677, jan. 2018. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2017.10.075

XU, T.; FLAPPER, J. Energy use and implications for efficiency strategies in global fluid-milk processing industry. **Energy Policy**, v. 37, n. 12, p. 5334-5341, dez. 2009. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.enpol.2009.07.056

YANG, Y.; ZHANG, S.; XIAO, Y. An MILP (mixed integer linear programming) model for optimal design of district-scale distributed energy resource systems. **Energy**, v. 90, out. 2015. Elsevier BV. DOI 10.1016/j.energy.2015.07.013

APÊNDICE I

Modelo de otimização

```

MODEL:
  TITLE Dairy industry optimization;
  !;
DATA:
  ! A very big number compared to the energy flows of the system;
  BIGN = 200.;
  ! A very big number compared to the number of pieces of equipment in the
  system;
  BIGN = 200;
  ! YVE Sale of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  YVE = @FILE('industry_data.ldt');
  ! YCE Purchase of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  YCE = @FILE('industry_data.ldt');
  ! YDQ Waste of heat allowed (no/yes = 0/1);
  YDQ = @FILE('industry_data.ldt');
  ! PCG Market price for natural gas ($/MWh);
  PCG = @FILE('industry_data.ldt');
  ! PCE Purchase price of electricity($/MWh);
  PCE = @FILE('industry_data.ldt');
  ! CECV/CECV On-peak/Off-peak coefficient for purchase of electricity;
  CECV, CECV = @FILE('industry_data.ldt');
  ! PVE Sale price of self-generated electricity($/MWh);
  PVE = @FILE('industry_data.ldt');
  ! Factor of indirect inversion costs;
  FCI = @FILE('industry_data.ldt');
  ! Maintenance and capital recovery factor;
  FAM = @FILE('industry_data.ldt');
  ! Purchase price of diesel;
  PDI = @FILE('industry_data.ldt');
  ! Purchase price of biomass;
  PBM = @FILE('industry_data.ldt');

ENDDATA
  !;
SETS:
  ! Utilities (j)      1. CG natural gas;
  !                    2. VA high pressure steam;
  !                    3. WC hot water;
  !                    4. WR cooling water;
  !                    5. AA ambient air;
  !                    6. WF cold water;
  !                    7. EE electricity;
  !                    8. DI diesel;
  !                    9. BM biomass;

```

```

UTIL /CG,VA,WC,WR,AA,WF,EE,DI,BM/: INDPUR, INDDDEM, INDSEL, INDWAS;
! INDPUR indicates the possibility of purchase ( no/yes = 0/1 );
! INDDDEM indicates the possibility of demand ( no/yes = 0/1 );
! INDSEL indicates the possibility of sale ( no/yes = 0/1 );
! INDWAS indicates the possibility of waste ( no/yes = 0/1 );
ENDSETS
DATA:
INDPUR, INDDDEM, INDSEL, INDWAS = @FILE('industry_data.ldt');
ENDDATA
SETS:
! Technologies (i)  1. TGVA gas turbine
!                  2. MGWC gas engine
!                  3. CGVA steam boiler
!                  4. ICVA heat exchanger VA -> WC
!                  5. ICWC heat exchanger WC -> WR
!                  6. FAVA VA absorption chiller
!                  7. FAWC WC absorption chiller
!                  8. FMWR mechanical chiller
!                  9. ICWR Cooling tower
!                 10. DIWC Diesel engine;
!                 11. BMVA Biomass steam boiler;

TECN /TGVA,
      MGWC,
      CGVA,
      ICVA, ICWC,
      FAVA, FAWC, FMWR,
      ICWR, DIWC,
      BMVA/: YPT, NET, PET, PIN, CBM, FOV, CIN, PRA;

! YPT Presence of equipment ( no/yes = 0/1 );
! NET Number of pieces of equipment ( 0, 1, .... );
! PET Nominal power of equipment (MW);
! PIN Installed power (MW);
! CBM Cost of installed equipment ($);
! FOV Variable maintenance and operation costs ($/MWh);
! CIN Investment ($);
! PRA Annual production (MWh/year);

ENDSETS
DATA:
YPT, NET, PET, CBM, FOV = @FILE('industry_data.ldt');
ENDDATA
SETS:
! Days (kd)        1. Janeiro      ;
!                  2. Fevereiro    ;
!                  3. Março         ;
!                  4. Abril         ;
!                  5. Maio          ;
!                  6. Junho         ;
!                  7. Julho         ;
!                  8. Agosto        ;
!                  9. Setembro      ;
!                  10. Outubro      ;
!                  11. Novembro     ;
!                  12. Dezembro     ;

```

```

DAYS/ JANEIROU,JANEIROF, FEVEREIROU,FEVEREIROF, MARCOU,MARCOF, ABRILU,
ABRILF, MAIOU,MAIOF, JUNHOU,JUNHOF, JULHOU,JULHOF, AGOSTOU,AGOSTOF,
      SETEMBROU, SETEMBROF,OUTUBROU, OUTUBROF,NOVEMBROU, NOVEMBROF,
DEZEMBROU,DEZEMBROF

```

```

/: NDA,

```

```

    DVAD, DWCD, DWFD, DEED,
    CCGD, CEED, VEED, CDID, CBMD,
    CTECGD, CTECED, INGVED, CTEOMD, CVARID, CTEDID, CTEBMD;

```

```

! NDA      Number of days per year (days/year);
! DVAD     Steam demand             (MWh/day);
! DWCD     Hot water demand         (MWh/day);
! DWFD     Cold water demand        (MWh/day);
! DEED     Electricity demand       (MWh/day);
! CCGD     Purchase of natural gas  (MWh/day);
! CEED     Purchase of electricity  (MWh/day);
! VEED     Sale of electricity       (MWh/day);
! CDID     Purchase of diesel        (MWh/day);
! CBMD     Purchase of biomass       (MWh/day);
! CTECGD   Natural gas cost          ($/day);
! CTECED   Electricity cost          ($/day);
! INGVED   Profit with sale of electricity ($/day);
! CTEOMD   Variable Operation and maintenance cost ($/day);
! CVARID   Total variable cost       ($/day);
! CTEDID   Diesel cost               ($/day);
! CTEBMD   Biomass cost              ($/day);

```

```

ENDSETS

```

```

DATA:

```

```

    NDA      = @FILE('industry_data.ldt');
    IDT_INV = @FILE('industry_data.ldt');

```

```

ENDDATA

```

```

SETS:

```

```

! Hours (kh)  1.  1AM 00.00 -> 00.59;
!              2.  2AM 01.00 -> 01.59;
!              3.  3AM 02.00 -> 02.59;
!              4.  4AM 03.00 -> 03.59;
!              5.  5AM 04.00 -> 04.59;
!              6.  6AM 05.00 -> 05.59;
!              7.  7AM 06.00 -> 06.59;
!              8.  8AM 07.00 -> 07.59;
!              9.  9AM 08.00 -> 08.59;
!             10. 10AM 09.00 -> 09.59;
!             11. 11AM 10.00 -> 10.59;
!             12. 12AM 11.00 -> 11.59;
!              1.  2PM 12.00 -> 12.59;
!              2.  2PM 13.00 -> 13.59;
!              3.  3PM 14.00 -> 14.59;
!              4.  4PM 15.00 -> 15.59;
!              5.  5PM 16.00 -> 16.59;
!              6.  6PM 17.00 -> 17.59;
!              7.  7PM 18.00 -> 18.59;
!              8.  8PM 19.00 -> 19.59;
!              9.  9PM 20.00 -> 20.59;
!             10. 10PM 21.00 -> 21.59;
!             11. 11PM 22.00 -> 22.59;
!             12. 12PM 23.00 -> 23.59;

```

```

HOURS /1AM 2AM 3AM 4AM 5AM 6AM 7AM 8AM 9AM 10AM 11AM 12AM

```

```

1PM 2PM 3PM 4PM 5PM 6PM 7PM 8PM 9PM 10PM 11PM 12PM
/: NHD,
    IHPCE_INV, IHVCE_INV, IHPCE_VER, IHVCE_VER,
    IHPVE_INV, IHVVE_INV, IHPVE_VER, IHVVE_VER;

! NHD      Number of hours per day
(hours/day);

ENDSETS

DATA:
    NHD      = @FILE('industry_data.ldt');
ENDDATA

SETS:
!;

! TecnUtil (i,j);
! Exchanges
TEUT (TECN,UTIL)/
    CG,      VA,      WC,      WR,      AA,      WF,      EE,      DI,      BM;
    TGVA,CG  TGVA,VA  TGVA,WC  MGWC,CG  MGWC,WR  TGVA,EE  MGWC,EE
    CGVA,CG  CGVA,VA  ICVA,VA  ICVA,WC  ICWC,WC  ICWC,WR  FAVA,WF  FAVA,EE
    FAVA,VA  FAWC,WC  FAWC,WR  FMWR,WR  FMWR,WF  FMWR,EE  ICWR,EE
    DIWC,WC  DIWC,WR  ICWR,AA  DIWC,EE  DIWC,DI  BMVA,BM
    BMVA,VA

/: INDC, INDP, RIJV;

! INDC Fuel indicator;
! INDP Product indicator;
! RIJV Flow/Production;
!;

! Cogeneration fuel;
FCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,CG
MGWC,CG
DIWC,DI /;

!Cogenerated work;
WCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,EE
MGWC,EE
DIWC,EE /;

! Cogenerated heat;
QCIJ (TECN,UTIL)/TGVA,VA  TGVA,WC
MGWC,WC
DIWC,WC /;

! Waste heat;
QDIJ (TECN,UTIL)/ICWC,WR/;

! Production of steam by CGVA;
VABO (TECN,UTIL)/CGVA,VA/;

! Consumption of gas by CGVA;
VAFF (TECN,UTIL)/CGVA,CG/;

! Biomass of biomass boiler VA;
DDDD (TECN,UTIL)/BMVA,BM/;

```

```

! Steam production by biomass boiler VA;
EEEE (TECN,UTIL)/BMVA,VA/;

! WC of hot water heat exchanger;
WCII (TECN,UTIL)/ICWC,WC/;

! EE of DE absorption chiller;
EEDE (TECN,UTIL)/FAVA,EE/;

! VA of DE absorption chiller;
VADE (TECN,UTIL)/FAVA,VA/;

! WR of DE absorption chiller;
WRDE (TECN,UTIL)/FAVA,WR/;

! WF of DE absorption chiller;
WFDE (TECN,UTIL)/FAVA,WF/;

! EE of absorption chiller;
EEAB (TECN,UTIL)/FAWC,EE/;

! WC of absorption chiller;
WCAB (TECN,UTIL)/FAWC,WC/;

! WR of absorption chiller;
WRAB (TECN,UTIL)/FAWC,WR/;

! WF of absorption chiller;
WFAB (TECN,UTIL)/FAWC,WF/;

! EE of mechanical chiller;
EEFM (TECN,UTIL)/FMWR,EE/;

! WR of mechanical chiller;
WRFM (TECN,UTIL)/FMWR,WR/;

! WF of mechanical chiller;
WFFM (TECN,UTIL)/FMWR,WF/;

! WR of the cooling tower;
WRTO (TECN,UTIL)/ICWR,WR/;

! EE of the cooling tower;
EETO (TECN,UTIL)/ICWR,EE/;

! AA of the cooling tower;
AATO (TECN,UTIL)/ICWR,AA/;

! Electricity produced by TGVA;
TGEE (TECN,UTIL)/TGVA,EE/;

! Natural gas input to TGVA;
TGGA (TECN,UTIL)/TGVA,CG/;

! Steam by turbine;
TGSS (TECN,UTIL)/TGVA,VA/;

! Hot Water by turbine;
TGHW (TECN,UTIL)/TGVA,WC/;

```

```

! Electricity by gas engine;
MGEE (TECN,UTIL)/MGWC,EE/;

! Natural Gas to gas engine;
MGGG (TECN,UTIL)/MGWC,CG/;

! WR by gas engine;
MGRR (TECN,UTIL)/MGWC,WR/;

! Hot water by gas engine;
MGHH (TECN,UTIL)/MGWC,WC/;

! Electricity by DI engine;
DIEE (TECN,UTIL)/DIWC,EE/;

! DI input to DI engine;
DIGG (TECN,UTIL)/DIWC,DI/;

! WR by DI engine;
DIRR (TECN,UTIL)/DIWC,WR/;

! Hot water by DI engine;
DIHH (TECN,UTIL)/DIWC,WC/;

! Steam into ICVA;
AAAA (TECN,UTIL)/ICVA,VA/;

! Hot water into ICWC;
BBBB (TECN,UTIL)/ICWC,WC/;

ENDSETS

DATA:
INDC = @FILE('industry_data.ldt');
INDP = @FILE('industry_data.ldt');
RIJV = @FILE('industry_data.ldt');
ENDDATA
!;
SETS:
! DaysHours (kd,kh);
DIHO(DAYS,HOURS): DVAH, DWCH, DWFH, DEEH,
                  DVAH1, DWCH1, DWFH1, DEEH1,
                  PCEDH, PVEDH, CCGH, CEEH, VEEH, CDIH, CBMH,
                  YCEH, YVEH, NTS, NMS, NMDS,
                  CTECGH, CTECEH, INGVEH, CTEOMH, CVARIH, CTEDIH,
CTEBMH;
! DVAH      Steam demand                (MWh/h);
! DWCH      Cooling water demand         (MWh/h);
! DWFH      Cold water demand            (MWh/h);
! DEEH      Electricity demand           (MWh/h);
! PCEDH     Purchase price electricity   ($/MWh);
! PVEDH     Sale price electricity        ($/MWh);
! CCGH      Purchase natural gas         (MWh/h);
! CEEH      Purchase electricity         (MWh/h);
! VEEH      Sale electricity             (MWh/h);
! CDIH      Purchase of diesel           (MWh/h);
! CBMH      Purchase of biomass          (MWh/h);
! YCEH      Indicator of electricity purchase (0/1);
! YVEH      Indicator of electricity sale   (0/1);

```

```

! NTS      Number of turbines in service      (0, 1, ...);
! NMS      Number of engines in service      (0, 1, ...);
! NMDS     Number of diesel engines in service (0, 1, ...);
! CTECGH   Natural gas cost                  ($/h);
! CTECEH   Electricity cost                  ($/h);
! INGVEH   Profit with sale of electricity   ($/h);
! CTEOMH   Variable Operation and maintenance cost ($/h);
! CVARIH   Total variable cost              ($/h);
! CTEDIH   Diesel cost                      ($/h);
! CTEBMH   Biomass cost                     ($/h);

ENDSETS

DATA:
  DVAH, DWCH, DWFH, DEEH = @FILE('industry_data.ldt');
  PCEDH, PVEDH = @FILE('industry_data.ldt');
ENDDATA

!;
SETS:
! DaysHoursUtility (kd,kh,j);
  DHU(DAYS,HOURS,UTIL): DEMDHU, PURDHU, CONDHU, PRODHU, SELDHU, WASDHU;
! DEMDHU Demand (MWh/h);
! PURDHU Purchase (MWh/h);
! CONDHU Consumption (MWh/h);
! PRODHU Production (MWh/h);
! SELDHU Sale (MWh/h);
! WASDHU Waste (MWh/h);
!;
! DaysHours Technologies (kd,kh,i);
  DHT(DAYS,HOURS,TECN): PRODHT;
! PRODHT Production (MWh/h);
!;
! DaysHoursTechnologiesUtilities (kd,kh,i,j);
  DHTU(DAYS,HOURS,TECN,UTIL): FDHTU;
! FDHTU Production (MWh/h);
!;
ENDSETS
!;

CALC:
! Calculating the daily and annual demands;
@FOR (DAYS(kd):
  DVAD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DVAH(kd,kh));
  DWCD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWCH(kd,kh));
  DWFD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWFH(kd,kh));
  DEED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DEEH(kd,kh));
);
DVAA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DVAD(kd));
DWCA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DWCD(kd));
DWFA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DWFD(kd));
DEEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * DEED(kd));
ENDCALC
!;
! Minimize annual cost ($/year);
MIN = ANNUAL_COST;

! Economic balance;
@FREE ( ANNUAL_COST );
ANNUAL_COST = AFIXC + AVARC;
! Annual investment cost ($/year);

```

```

INVESTMENT = FCI * (@SUM (TECN(i): CIN(i)));
AFIXC      = FAM * (INVESTMENT) ;

! Annual operation cost ($/year);
! CTECGA;
CTECGA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTECGD(kd));
! CTECEA;
CTECEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTECED(kd));
! INGVEA;
INGVEA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * INGVED(kd));
! CTEOMA;
CTEOMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEOMD(kd));
! CTEDIA;
CTEDIA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEDID(kd));
! CTEBMA;
CTEBMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEBMD(kd));
! CVARIA;
@FREE (AVARC);
AVARC = CTECGA + CTECEA - INGVEA + CTEOMA + CTEDIA + CTEBMA;

! Daily operation cost ($/day);
@FOR (DAYS(kd):
! CTECGD;
CTECGD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTECGH(kd, kh));
! CTECED;
CTECED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTECEH(kd, kh));
! INGVED;
INGVED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * INGVEH(kd, kh));
! CTEOMD;
CTEOMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEOMH(kd, kh));
! CTEDID;
CTEDID(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEDIH(kd, kh));
! CTEBMD;
CTEBMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CTEBMH(kd, kh));
! CVARID;
@FREE (CVARID(kd));
CVARID(kd) = CTECGD(kd) + CTECED(kd) - INGVED(kd) + CTEOMD(kd) +
CTEDID(kd) + CTEBMD(kd);
);
! Hourly operation cost ($/hour);
@FOR (DIHO(kd, kh):
! CTECGH;
CTECGH(kd, kh) = PCG * CCGH(kd, kh);
! CTECEH;
CTECEH(kd, kh) = PCEDH(kd, kh) * CEEH(kd, kh);
! INGVEH;
INGVEH(kd, kh) = PVEDH(kd, kh) * VEEH(kd, kh);
! CTEOMH;
CTEOMH(kd, kh) = (@SUM(TECN(i): FOV(i) * PRODHT(kd, kh, i)));
! CTEDIH;
CTEDIH(kd, kh) = PDI * CDIH(kd, kh);
! CTEBMH;
CTEBMH(kd, kh) = PBM * CBMH(kd, kh);
! CVARIH;
@FREE (CVARIH(kd, kh));
CVARIH(kd, kh) = CTECGH(kd, kh) + CTECEH(kd, kh) - INGVEH(kd, kh) +
CTEOMH(kd, kh) + CTEDIH(kd, kh) + CTEBMH(kd, kh);
);

```

```

! Technologies;
@FOR (TECN(i):
  @BIN (YPT(i)); @GIN (NET(i));
  NET(i) <= YPT(i) * BIGN;
  PIN(i) = NET(i) * PET(i);
  CIN(i) = NET(i) * CBM(i) ;
  PRA(i) = @SUM (DHT(kd,kh,i): NDA(kd)*NHD(kh)*PRODHT(kd,kh,i));
);

! YPT Presence of equipment ( no/yes = 0/1 );
! NET Number of pieces of equipment ( 0, 1, .... );
! PET Nominal power of equipment (MW);
! PIN Installed power (MW);
! CBM Cost of installed equipment ($);
! FOV Variable maintenance and operation costs ($/MWh);
! CIN Investment ($);
! PRA Annual production (MWh/year);

! Do not sell electricity if there is no cogeneration;
YVE <= YPT(@INDEX(TGVA)) + YPT(@INDEX(MGWC)) + YPT(@INDEX(DIWC)) ;

! Production limits;
@FOR (DAYS(kd):
  @FOR (HOURS(kh):
    @GIN(NTS(kd,kh)); NTS(kd,kh) <= NET(@INDEX(TGVA));
    PRODHT(kd,kh,@INDEX(TGVA)) = NTS(kd,kh) * PET(@INDEX(TGVA));
    @GIN(NMS(kd,kh)); NMS(kd,kh) <= NET(@INDEX(MGWC));
    PRODHT(kd,kh,@INDEX(MGWC)) = NMS(kd,kh) * PET(@INDEX(MGWC));
    @GIN(NMDS(kd,kh)); NMDS(kd,kh) <= NET(@INDEX(DIWC));
    PRODHT(kd,kh,@INDEX(DIWC)) = NMDS(kd,kh) * PET(@INDEX(DIWC));

    @FOR (TECN(i):
      PRODHT(kd,kh,i) <= PIN(i);
    );
  );
);

! Flows;
@FOR (DAYS(kd):
  @FOR (HOURS(kh):
    @FOR (TEUT(i,j):
      FDHTU(kd,kh,i,j) = PRODHT(kd,kh,i) * RIJV(i,j);
    );
  );
);

! Utility balances;
@FOR (DAYS(kd):
  @FOR (HOURS(kh):
    @FOR (UTIL(j):
      CONDHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDC(i,j)*FDHTU(kd,kh,i,j));
      PRODHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDP(i,j)*FDHTU(kd,kh,i,j));
      PURDHU(kd,kh,j) <= INDPUR(j) * BIGN;
      DEMDHU(kd,kh,j) <= INDDDEM(j) * BIGN;
      SELDHU(kd,kh,j) <= INDSEL(j) * BIGN;
      WASDHU(kd,kh,j) <= INDWAS(j) * BIGN;
      PURDHU(kd,kh,j) + PRODHU(kd,kh,j) = CONDHU(kd,kh,j) +
      DEMDHU(kd,kh,j) + SELDHU(kd,kh,j) +
      WASDHU(kd,kh,j);
    );
  );
);

```

```

    );
  );
);

! Relationships and limitations for purchase-sale of electricity;
@FOR (DAYS (kd) :
  @FOR (HOURS (kh) :
    DEMDHU (kd, kh, @INDEX (va)) = DVAH (kd, kh) ;
    DEMDHU (kd, kh, @INDEX (wc)) = DWCH (kd, kh) ;
    DEMDHU (kd, kh, @INDEX (wf)) = DWFH (kd, kh) ;
    DEMDHU (kd, kh, @INDEX (ee)) = DEEH (kd, kh) ;

    !;
    CCGH (kd, kh) = PURDHU (kd, kh, @INDEX (cg)) ;
    CEEH (kd, kh) = PURDHU (kd, kh, @INDEX (ee)) ;   CEEH (kd, kh) <= YCE*BIGR;
    VEEH (kd, kh) = SELDHU (kd, kh, @INDEX (ee)) ;   VEEH (kd, kh) <= YVE*BIGR;
    CDIH (kd, kh) = PURDHU (kd, kh, @INDEX (di)) ;
    CBMH (kd, kh) = PURDHU (kd, kh, @INDEX (bm)) ;

    );
  );
);

! Daily and yearly results;
@FOR (DAYS (kd) :
  ! CCGD;
  CCGD (kd) = @SUM (HOURS (kh) : NHD (kh) * CCGH (kd, kh)) ;
  ! CEED;
  CEED (kd) = @SUM (HOURS (kh) : NHD (kh) * CEEH (kd, kh)) ;
  ! VEED;
  VEED (kd) = @SUM (HOURS (kh) : NHD (kh) * VEEH (kd, kh)) ;
  ! CDID;
  CDID (kd) = @SUM (HOURS (kh) : NHD (kh) * CDIH (kd, kh)) ;
  ! CBMD;
  CBMD (kd) = @SUM (HOURS (kh) : NHD (kh) * CBMH (kd, kh)) ;

);

CCGA = @SUM (DAYS (kd) : NDA (kd) * CCGD (kd)) ;
CEEA = @SUM (DAYS (kd) : NDA (kd) * CEED (kd)) ;
VEEA = @SUM (DAYS (kd) : NDA (kd) * VEED (kd)) ;
CDIA = @SUM (DAYS (kd) : NDA (kd) * CDID (kd)) ;
CBMA = @SUM (DAYS (kd) : NDA (kd) * CBMD (kd)) ;

! More results;

! Annual fuel consumed by cogeneration equipment;
FCO = @SUM (FCIJ (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
! Annual cogenerated work;
WCO = @SUM (WCIJ (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
! Annual cogenerated heat;
QCO = @SUM (QCIJ (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
! Annual waste heat;
QCD = @SUM (QDIJ (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
! Consumed cogenerated heat;
QCC = QCO - QCD;

VAB = @SUM (VABO (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
VAF = @SUM (VAFF (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
DDD = @SUM (DDDD (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;
EEE = @SUM (EEEE (i, j) : PRA (i) * RIJV (i, j)) ;

```

```

WCI = @SUM(WCII(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
EED = @SUM(EEDE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
VAD = @SUM(VADE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WRD = @SUM(WRDE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WFD = @SUM(WFDE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
EEA = @SUM(EEAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WCA = @SUM(WCAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WRA = @SUM(WRAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WFA = @SUM(WFAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
EEF = @SUM(EEFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WRF = @SUM(WRFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WFF = @SUM(WFFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WRT = @SUM(WRTO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
EET = @SUM(EETO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
AAT = @SUM(AATO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
TGE = @SUM(TGEE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
TGG = @SUM(TGGA(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
TGS = @SUM(TGSS(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
TGH = @SUM(TGHW(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
MGE = @SUM(MGEE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
MGG = @SUM(MGGG(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
MGR = @SUM(MGRR(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
MGH = @SUM(MGHH(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
DIR = @SUM(DIRR(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
DIE = @SUM(DIEE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
DIG = @SUM(DIGG(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
DIH = @SUM(DIHH(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
AAA = @SUM(AAAA(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
BBB = @SUM(BBBB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );

```

Dados de entrada

```

! YVE sale of electricity allowed (no/yes = 0/1);
0 ~

! YCE purchase of electricity allowed (no/yes = 0/1);
1 ~

! YDQ waste of heat allowed (no/yes = 0/1);
1 ~

! PCG Purchase price of natural gas(R$/MWh);
194 ~ !preço de fev/2020;

! PCE Purchase price of electricity(R$/MWh) fora ponta (ponta: 1870);
263 ~

! CECV/CECP On-peak/Off-peak coefficient for purchase of electricity;
1.00, 1.00 ~

! FIC; !indirect costs, including engineering and supervision expenses,
legal expenses, contractor's fees and contingencies;
1.15 ~

```

! FAM; !fam took into account both maintenance and capital recovery factors;

0.13 ~

! Purchase price of diesel (R\$/MWh);
367 ~ !preço de fevereiro 2020;

! Purchase price of biomass (R\$/MWh);
78 ~

! Utilities (j) 1. CG natural gas;
! 2. VA high pressure steam;
! 3. WC hot water;
! 4. WR cooling water;
! 5. AA ambient air;
! 6. WF cold water;
! 7. EE electricity;
! 8. DI diesel;
! 9. BM biomass;

! Indicators of the possibilities of purchase, demand, sale and waste;

! INDPUR,	! INDDDEM,	! INDSEL,	! INDWAS = ;	
1,	0,	0,	0,	! CG;
0,	1,	0,	0,	! VA;
0,	1,	0,	0,	! WC;
0,	0,	0,	0,	! WR;
0,	0,	0,	1,	! AA;
0,	1,	0,	0,	! WF;
1,	1,	0,	0,	! EE;
1,	0,	0,	0,	! DI;
1,	0,	0,	0	! BM;~

! Technologies (i) 1. TGVA gas turbine
! 2. MGWC gas engine
! 3. CGVA steam boiler
! 4. ICVA heat exchanger
! 5. ICWC heat exchanger
! 6. FAVA VA absorption chiller
! 7. FAWC WC absorption chiller
! 8. FMWR mechanical chiller
! 9. ICWR Cooling tower
! 10. DIWC Diesel engine;
! 11. BMVA Biomass steam boiler;

! YPT Presence of equipment	(no/yes = 0/1);
! NET Number of pieces of equipment	(0, 1,);
! PET Nominal power of equipment	(MW);
! PIN Installed power	(MW);
! CBM Cost of installed equipment	(R\$);
! FOV Variable maintenance and operation costs	(R\$/MWh);

! YPT,	! NET,	! PET,	! CBM,	! FOV	= ;
,	,	1.210,	9096000,	15.00,	! TGVA;
,	,	0.410,	463000,	15.00,	! MGWC;
,	,	0.220,	49300,	2.00,	! CGVA;

,	,	0.400,	8900,	2.00,	!	ICVA;
,	,	0.400,	7400,	2.00,	!	ICWC;
,	,	0.457,	465200,	10.00,	!	FAVA;
,	,	0.490,	539700,	10.00,	!	FAWC;
,	,	0.270,	217400,	4.00,	!	FMWR;
,	,	0.740,	42090,	10.00,	!	ICWR;
,	,	0.360,	227000,	15.00,	!	DIWC;
,	,	0.320,	56250,	8.00	!	BMVA;~

```

! Days (kd)      1. Janeiro      ;
!                2. Fevereiro    ;
!                3. Março         ;
!                4. Abril         ;
!                5. Maio         ;
!                6. Junho         ;
!                7. Julho         ;
!                8. Agosto        ;
!                9. Setembro      ;
!                10. Outubro      ;
!                11. Novembro     ;
!                12. Dezembro     ;

```

! Number of days per year of representative days;

! NDA = ;

8 21 9 22 8 20 8 20 10 21 7 22 8 20 10 23 8 22 9 21 8 23 7 20

! Indicator that the representative day corresponds to winter electrical invoicing;

! IDT_INV = ;

$$1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \qquad 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \sim$$

! Number of hours/day;

! NHD = ;

[illegible]

```
! Interactions(technology, utility);
```

!	TGVA, CG	TGVA, VA	TGVA, WC	TGVA, EE
---	----------	----------	----------	----------

MGWC, CG MGWC, WC MGWC, WR MGWC, EE

 $CGVA, CG \quad CGVA, VA$

ICVA, VA ICVA, WC

ICWC, WC ICWC, WR

FAVA, VA FAVA, WR FAVA, WF FAVA, EE

FAWC, WC FAWC, WR FAWC, WF FAWC, EE

FMWR, WR FMWR, WF FMWR, EE

ICWR, AA ICWR, EE

DIWC, WC DIWC, WR DIWC, EE DIWC, DI

BMVA, VA

BMVA, BM;

```
! Consumption indicator;
```

```
! INDC = ;
```

```
1      0      0      0      !TGVA;
```

```

1          0          0          0          0          !MGWC;
1          0          1          0          0          !CGVA;
          1          0          0          0          !ICVA;
          1          0          0          0          !ICWC;
          1          0          0          0          !FAVA;
          1          0          0          0          !FAWC;
          1          0          0          0          !FMWR;
          1          0          0          0          !ICWR;
          1          0          0          0          !DIWC;
          0          0          0          0          !BMVA;~

! Production indicator;
! INDP = ;
0          1          1          1          1          ! TGVA;
0          1          1          1          1          ! MGWC;
0          1          1          1          1          ! CGVA;
          0          1          1          1          ! ICVA;
          0          1          1          1          ! ICWC;
          0          1          1          1          ! FAVA;
          0          1          1          1          ! FAWC;
          0          1          1          1          ! FMWR;
          0          1          1          1          ! ICWR;
          0          1          1          1          ! DIWC;
          0          1          1          1          ! BMVA;~

! Relative flow (to principal);
! RIJVV = ;
! CG      VA      WC      WR      AA      WF      EE      DI      BM;
4.13      1.92      0.53      0.45      1          1          1          !TGVA ;
2.66      1.10      1.10      1          1          1          1          !MGWC ;
1.22      1.10      1.10      1          1          1          1          !CGVA ;
          1.10      1.10      1          1          1          1          !ICVA ;
          0.77      1.32      2.26      1          1          1          1          !ICWC ;
          1.32      1.22      1          1          1          1          1          !FAVA ;
          1.22      1          1          1          1          1          1          !FAWC ;
          1          1          1          1          1          1          1          !FMWR ;
          0.67      0.65      1          1          1          1          1          !ICWR ;
          1          0.67      0.65      1          1          1          1          !DIWC ;
          1          1          1          1          1          1          1          !BMVA ;~

! Interactions(technology, utility);
!
TGVA,CG  TGVA,VA  TGVA,WC  MGWC,CG  MGWC,WC  MGWC,WR  TGVA,EE  MGWC,EE
CGVA,CG  CGVA,VA  ICVA,VA  ICVA,WC  ICWC,WC  ICWC,WR  FAVA,WF  FAVA,EE
          FAVA,VA  FAWC,WC  FAWC,WR  FMWR,WR  FMWR,WF  FMWR,EE
          ICWR,WR  ICWR,AA  ICWR,EE
          DIWC,WC  DIWC,WR  DIWC,EE
DIWC,DI
BMVA,VA
BMVA,BM;

! Energy Demands;

```

! DVAH, DWRH, DWFH, DEEH = ; !Em MW;

!VA WC	WF	EE;	!jan util;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00016	0.03680	! 08->09;
0.00006	0.00015	0.03450	! 09->10;
0.00007	0.00015	0.03620	! 10->11;
0.00007	0.00016	0.03820	! 11->12;
0.00007	0.00017	0.03990	! 12->13;
0.00008	0.00020	0.04660	! 13->14;
0.00009	0.00022	0.05240	! 14->15;
0.00010	0.00024	0.05590	! 15->16;
0.00009	0.00022	0.05260	! 16->17;
0.00009	0.00021	0.04880	! 17->18;
0.00009	0.00021	0.04900	! 18->19;
0.00010	0.00023	0.05310	! 19->20;
0.00008	0.00020	0.04640	! 20->21;
0.00008	0.00018	0.04330	! 21->22;
0.00007	0.00017	0.03930	! 22->23;
0.00005	0.00013	0.03050	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!jan fds;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00015	0.03440	! 08->09;
0.00007	0.00015	0.03620	! 09->10;
0.00007	0.00016	0.03780	! 10->11;
0.00008	0.00019	0.04420	! 11->12;
0.00009	0.00021	0.04970	! 12->13;
0.00010	0.00023	0.05300	! 13->14;

0.00009	0.00021	0.04990	! 14->15;
0.00008	0.00020	0.04630	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!fev util;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;

0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00016	0.03880	0.93510	! 08->09;
0.00007	0.00015	0.03640	0.87760	! 09->10;
0.00007	0.00016	0.03820	0.92110	! 10->11;
0.00007	0.00017	0.04030	0.97100	! 11->12;
0.00008	0.00018	0.04210	1.01340	! 12->13;
0.00009	0.00021	0.04920	1.18540	! 13->14;
0.00010	0.00023	0.05530	1.33270	! 14->15;
0.00011	0.00025	0.05890	1.42050	! 15->16;
0.00010	0.00024	0.05550	1.33670	! 16->17;
0.00009	0.00022	0.05150	1.24120	! 17->18;
0.00009	0.00022	0.05170	1.24640	! 18->19;
0.00010	0.00024	0.05600	1.34980	! 19->20;
0.00009	0.00021	0.04890	1.17870	! 20->21;
0.00008	0.00019	0.04570	1.10110	! 21->22;
0.00007	0.00018	0.04150	1.00030	! 22->23;
0.00006	0.00014	0.03220	0.77610	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!fev fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00015	0.03630	0.87440	! 08->09;
0.00007	0.00016	0.03820	0.92170	! 09->10;
0.00007	0.00017	0.03990	0.96190	! 10->11;
0.00008	0.00020	0.04670	1.12520	! 11->12;
0.00009	0.00022	0.05250	1.26500	! 12->13;
0.00010	0.00024	0.05600	1.34840	! 13->14;
0.00009	0.00022	0.05270	1.26880	! 14->15;
0.00009	0.00021	0.04890	1.17810	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!mar util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00008	0.00018	0.04340	1.04560	! 08->09;
0.00007	0.00017	0.04070	0.98120	! 09->10;
0.00008	0.00018	0.04270	1.02990	! 10->11;

0.00008	0.00019	0.04510	1.08570	! 11->12;
0.00008	0.00020	0.04700	1.13310	! 12->13;
0.00010	0.00023	0.05500	1.32540	! 13->14;
0.00011	0.00026	0.06180	1.49010	! 14->15;
0.00012	0.00028	0.06590	1.58830	! 15->16;
0.00011	0.00026	0.06200	1.49450	! 16->17;
0.00010	0.00024	0.05760	1.38770	! 17->18;
0.00010	0.00025	0.05780	1.39360	! 18->19;
0.00011	0.00027	0.06260	1.50930	! 19->20;
0.00010	0.00023	0.05470	1.31790	! 20->21;
0.00009	0.00022	0.05110	1.23110	! 21->22;
0.00008	0.00020	0.04640	1.11850	! 22->23;
0.00006	0.00015	0.03600	0.86770	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!mar fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00017	0.04060	0.97760	! 08->09;
0.00008	0.00018	0.04280	1.03060	! 09->10;
0.00008	0.00019	0.04460	1.07560	! 10->11;
0.00009	0.00022	0.05220	1.25810	! 11->12;
0.00011	0.00025	0.05870	1.41440	! 12->13;
0.00011	0.00027	0.06260	1.50760	! 13->14;
0.00011	0.00025	0.05890	1.41860	! 14->15;
0.00010	0.00023	0.05470	1.31730	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!abr util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00017	0.03960	0.95470	! 08->09;
0.00007	0.00016	0.03720	0.89600	! 09->10;
0.00007	0.00017	0.03900	0.94040	! 10->11;
0.00007	0.00017	0.04110	0.99130	! 11->12;
0.00008	0.00018	0.04290	1.03460	! 12->13;
0.00009	0.00021	0.05020	1.21020	! 13->14;
0.00010	0.00024	0.05650	1.36060	! 14->15;
0.00011	0.00026	0.06020	1.45030	! 15->16;
0.00010	0.00024	0.05660	1.36470	! 16->17;
0.00009	0.00022	0.05260	1.26720	! 17->18;
0.00010	0.00022	0.05280	1.27250	! 18->19;

0.00010	0.00024	0.05720	1.37810	! 19->20;
0.00009	0.00021	0.04990	1.20340	! 20->21;
0.00008	0.00020	0.04670	1.12410	! 21->22;
0.00008	0.00018	0.04240	1.02130	! 22->23;
0.00006	0.00014	0.03290	0.79230	! 23->24;

!VA	WF	EE;	!abr	fds;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00016	0.03700	0.89270	! 08->09;
0.00007	0.00017	0.03910	0.94100	! 09->10;
0.00007	0.00017	0.04080	0.98210	! 10->11;
0.00009	0.00020	0.04770	1.14880	! 11->12;
0.00010	0.00023	0.05360	1.29150	! 12->13;
0.00010	0.00024	0.05710	1.37660	! 13->14;
0.00010	0.00023	0.05380	1.29540	! 14->15;
0.00009	0.00021	0.04990	1.20280	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!mai	util;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00007	0.00015	0.03640	0.87690	! 08->09;
0.00006	0.00015	0.03410	0.82290	! 09->10;
0.00006	0.00015	0.03580	0.86370	! 10->11;
0.00007	0.00016	0.03780	0.91050	! 11->12;
0.00007	0.00017	0.03940	0.95020	! 12->13;
0.00008	0.00020	0.04610	1.11150	! 13->14;
0.00009	0.00022	0.05190	1.24960	! 14->15;
0.00010	0.00023	0.05530	1.33200	! 15->16;
0.00009	0.00022	0.05200	1.25330	! 16->17;
0.00009	0.00021	0.04830	1.16380	! 17->18;
0.00009	0.00021	0.04850	1.16870	! 18->19;
0.00009	0.00022	0.05250	1.26570	! 19->20;
0.00008	0.00019	0.04590	1.10530	! 20->21;
0.00008	0.00018	0.04280	1.03240	! 21->22;
0.00007	0.00017	0.03890	0.93800	! 22->23;
0.00005	0.00013	0.03020	0.72770	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!mai	fds;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;

0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00014	0.03400	0.81990	! 08->09;
0.00006	0.00015	0.03590	0.86430	! 09->10;
0.00007	0.00016	0.03740	0.90200	! 10->11;
0.00008	0.00019	0.04380	1.05510	! 11->12;
0.00009	0.00021	0.04920	1.18620	! 12->13;
0.00009	0.00022	0.05250	1.26430	! 13->14;
0.00009	0.00021	0.04940	1.18970	! 14->15;
0.00008	0.00019	0.04580	1.10470	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!jun util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00014	0.03310	0.79790	! 08->09;
0.00006	0.00013	0.03110	0.74880	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03260	0.78600	! 10->11;
0.00006	0.00015	0.03440	0.82850	! 11->12;
0.00006	0.00015	0.03590	0.86470	! 12->13;
0.00008	0.00018	0.04200	1.01140	! 13->14;
0.00008	0.00020	0.04720	1.13710	! 14->15;
0.00009	0.00021	0.05030	1.21200	! 15->16;
0.00009	0.00020	0.04730	1.14050	! 16->17;
0.00008	0.00019	0.04390	1.05900	! 17->18;
0.00008	0.00019	0.04410	1.06350	! 18->19;
0.00009	0.00020	0.04780	1.15170	! 19->20;
0.00008	0.00018	0.04170	1.00570	! 20->21;
0.00007	0.00017	0.03900	0.93950	! 21->22;
0.00006	0.00015	0.03540	0.85350	! 22->23;
0.00005	0.00012	0.02750	0.66220	! 23->24;

!VA	WF	EE;	!jun fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00013	0.03100	0.74600	! 08->09;

0.00006	0.00014	0.03260	0.78640	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03410	0.82080	! 10->11;
0.00007	0.00017	0.03980	0.96010	! 11->12;
0.00008	0.00019	0.04480	1.07930	! 12->13;
0.00009	0.00020	0.04770	1.15050	! 13->14;
0.00008	0.00019	0.04490	1.08260	! 14->15;
0.00008	0.00018	0.04170	1.00520	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!jul util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00005	0.00012	0.02880	0.69410	! 08->09;
0.00005	0.00011	0.02700	0.65140	! 09->10;
0.00005	0.00012	0.02840	0.68370	! 10->11;
0.00005	0.00013	0.02990	0.72070	! 11->12;
0.00006	0.00013	0.03120	0.75220	! 12->13;
0.00007	0.00016	0.03650	0.87980	! 13->14;
0.00007	0.00017	0.04100	0.98910	! 14->15;
0.00008	0.00019	0.04380	1.05430	! 15->16;
0.00007	0.00017	0.04120	0.99210	! 16->17;
0.00007	0.00016	0.03820	0.92120	! 17->18;
0.00007	0.00016	0.03840	0.92510	! 18->19;
0.00007	0.00018	0.04160	1.00190	! 19->20;
0.00007	0.00015	0.03630	0.87490	! 20->21;
0.00006	0.00014	0.03390	0.81720	! 21->22;
0.00006	0.00013	0.03080	0.74250	! 22->23;
0.00004	0.00010	0.02390	0.57600	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!jul fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00005	0.00011	0.02690	0.64900	! 08->09;
0.00005	0.00012	0.02840	0.68410	! 09->10;
0.00005	0.00013	0.02960	0.71400	! 10->11;
0.00006	0.00015	0.03470	0.83520	! 11->12;
0.00007	0.00017	0.03900	0.93890	! 12->13;
0.00007	0.00018	0.04150	1.00080	! 13->14;
0.00007	0.00017	0.03910	0.94170	! 14->15;
0.00007	0.00015	0.03630	0.87440	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;

0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!ago util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00005	0.00013	0.02980	0.71870	! 08->09;
0.00005	0.00012	0.02800	0.67450	! 09->10;
0.00005	0.00012	0.02940	0.70800	! 10->11;
0.00006	0.00013	0.03100	0.74630	! 11->12;
0.00006	0.00014	0.03230	0.77890	! 12->13;
0.00007	0.00016	0.03780	0.91100	! 13->14;
0.00008	0.00018	0.04250	1.02420	! 14->15;
0.00008	0.00019	0.04530	1.09170	! 15->16;
0.00008	0.00018	0.04260	1.02730	! 16->17;
0.00007	0.00017	0.03960	0.95390	! 17->18;
0.00007	0.00017	0.03980	0.95800	! 18->19;
0.00008	0.00018	0.04310	1.03740	! 19->20;
0.00007	0.00016	0.03760	0.90590	! 20->21;
0.00006	0.00015	0.03510	0.84620	! 21->22;
0.00006	0.00014	0.03190	0.76880	! 22->23;
0.00004	0.00011	0.02480	0.59650	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!ago fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00005	0.00012	0.02790	0.67200	! 08->09;
0.00005	0.00012	0.02940	0.70840	! 09->10;
0.00006	0.00013	0.03070	0.73930	! 10->11;
0.00006	0.00015	0.03590	0.86480	! 11->12;
0.00007	0.00017	0.04030	0.97220	! 12->13;
0.00008	0.00018	0.04300	1.03630	! 13->14;
0.00007	0.00017	0.04050	0.97510	! 14->15;
0.00007	0.00016	0.03760	0.90550	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!set util;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00013	0.03100	! 08->09;
0.00005	0.00012	0.02910	! 09->10;
0.00005	0.00013	0.03050	! 10->11;
0.00006	0.00014	0.03220	! 11->12;
0.00006	0.00014	0.03360	! 12->13;
0.00007	0.00017	0.03930	! 13->14;
0.00008	0.00019	0.04420	! 14->15;
0.00008	0.00020	0.04710	! 15->16;
0.00008	0.00019	0.04430	! 16->17;
0.00007	0.00017	0.04110	! 17->18;
0.00007	0.00018	0.04130	! 18->19;
0.00008	0.00019	0.04470	! 19->20;
0.00007	0.00017	0.03910	! 20->21;
0.00007	0.00015	0.03650	! 21->22;
0.00006	0.00014	0.03310	! 22->23;
0.00005	0.00011	0.02570	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!set fds;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00005	0.00012	0.02900	! 08->09;
0.00005	0.00013	0.03050	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03190	! 10->11;
0.00007	0.00016	0.03730	! 11->12;
0.00008	0.00018	0.04190	! 12->13;
0.00008	0.00019	0.04470	! 13->14;
0.00008	0.00018	0.04200	! 14->15;
0.00007	0.00017	0.03900	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!out util;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;

0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00014	0.03390	0.81570	! 08->09;
0.00006	0.00013	0.03180	0.76550	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03330	0.80350	! 10->11;
0.00006	0.00015	0.03510	0.84700	! 11->12;
0.00007	0.00016	0.03670	0.88390	! 12->13;
0.00008	0.00018	0.04290	1.03400	! 13->14;
0.00009	0.00020	0.04820	1.16240	! 14->15;
0.00009	0.00022	0.05140	1.23900	! 15->16;
0.00009	0.00021	0.04840	1.16590	! 16->17;
0.00008	0.00019	0.04490	1.08260	! 17->18;
0.00008	0.00019	0.04510	1.08720	! 18->19;
0.00009	0.00021	0.04890	1.17740	! 19->20;
0.00008	0.00018	0.04270	1.02820	! 20->21;
0.00007	0.00017	0.03990	0.96040	! 21->22;
0.00007	0.00015	0.03620	0.87250	! 22->23;
0.00005	0.00012	0.02810	0.67690	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!out fds;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00013	0.03170	! 08->09;
0.00006	0.00014	0.03340	! 09->10;
0.00006	0.00015	0.03480	! 10->11;
0.00007	0.00017	0.04070	! 11->12;
0.00008	0.00019	0.04580	! 12->13;
0.00009	0.00021	0.04880	! 13->14;
0.00008	0.00020	0.04590	! 14->15;
0.00008	0.00018	0.04260	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!nov util;
0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00015	0.03490	! 08->09;
0.00006	0.00014	0.03270	! 09->10;
0.00006	0.00015	0.03430	! 10->11;
0.00007	0.00015	0.03620	! 11->12;
0.00007	0.00016	0.03780	! 12->13;
0.00008	0.00019	0.04420	! 13->14;
0.00009	0.00021	0.04970	! 14->15;

0.00010	0.00022	0.05300	1.27630	! 15->16;
0.00009	0.00021	0.04980	1.20100	! 16->17;
0.00008	0.00020	0.04630	1.11520	! 17->18;
0.00008	0.00020	0.04650	1.11990	! 18->19;
0.00009	0.00021	0.05030	1.21290	! 19->20;
0.00008	0.00019	0.04400	1.05910	! 20->21;
0.00007	0.00017	0.04110	0.98930	! 21->22;
0.00007	0.00016	0.03730	0.89880	! 22->23;
0.00005	0.00012	0.02890	0.69730	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!nov fds;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00014	0.03260	0.78560	! 08->09;
0.00006	0.00015	0.03440	0.82820	! 09->10;
0.00006	0.00015	0.03590	0.86430	! 10->11;
0.00008	0.00018	0.04200	1.01100	! 11->12;
0.00008	0.00020	0.04720	1.13660	! 12->13;
0.00009	0.00021	0.05030	1.21150	! 13->14;
0.00009	0.00020	0.04730	1.14000	! 14->15;
0.00008	0.00019	0.04390	1.05860	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24;

!VA WC	WF	EE;	!dez util;	
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00014	0.03320	0.79890	! 08->09;
0.00006	0.00013	0.03110	0.74970	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03270	0.78700	! 10->11;
0.00006	0.00015	0.03440	0.82960	! 11->12;
0.00006	0.00015	0.03590	0.86580	! 12->13;
0.00008	0.00018	0.04200	1.01270	! 13->14;
0.00009	0.00020	0.04720	1.13860	! 14->15;
0.00009	0.00021	0.05040	1.21360	! 15->16;
0.00009	0.00020	0.04740	1.14200	! 16->17;
0.00008	0.00019	0.04400	1.06040	! 17->18;
0.00008	0.00019	0.04420	1.06490	! 18->19;
0.00009	0.00020	0.04790	1.15320	! 19->20;
0.00008	0.00018	0.04180	1.00700	! 20->21;
0.00007	0.00017	0.03900	0.94070	! 21->22;
0.00006	0.00015	0.03550	0.85460	! 22->23;

0.00005	0.00012	0.02750	0.66300	! 23->24;
!VA WC	WF	EE;	!dez	fds;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 00->01;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 01->02;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 02->03;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 03->04;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 04->05;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 05->06;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 06->07;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 07->08;
0.00006	0.00013	0.03100	0.74700	! 08->09;
0.00006	0.00014	0.03270	0.78740	! 09->10;
0.00006	0.00014	0.03410	0.82180	! 10->11;
0.00007	0.00017	0.03990	0.96130	! 11->12;
0.00008	0.00019	0.04480	1.08070	! 12->13;
0.00009	0.00020	0.04780	1.15200	! 13->14;
0.00008	0.00019	0.04500	1.08400	! 14->15;
0.00008	0.00018	0.04180	1.00650	! 15->16;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 16->17;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 17->18;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 18->19;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 19->20;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 20->21;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 21->22;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 22->23;
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	! 23->24; ~