



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



KAROLLYNE MARQUES DE LIMA

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA DE UM SISTEMA
ENERGÉTICO EM UM HOTEL PARAIBANO**

JOÃO PESSOA - PB
2021

PPGER / MESTRADO ACADÊMICO / Nº 76

KAROLLYNE MARQUES DE LIMA

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA DE UM SISTEMA ENERGÉTICO EM
UM HOTEL PARAIBANO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

Orientadora
Prof^a. Monica Carvalho, PhD

**JOÃO PESSOA - PB
2021**

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

L732s Lima, Karollyne Marques de.

Síntese e otimização econômica de um sistema energético em um hotel paraibano / Karollyne Marques de Lima. - João Pessoa, 2021.

90 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia renováveis - Geração distribuída. 2. Sistemas de poligeração. 3. Setor terciário. 4. Programação Linear Inteira Mista (PLIM). I. Carvalho, Monica. II. Título.

UFPB/BC

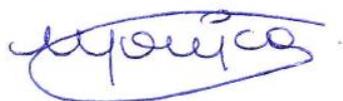
CDU 620.91(043)

KAROLLYNE MARQUES DE LIMA

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA DE UM SISTEMA ENERGÉTICO
EM UM HOTEL PARAIBANO**

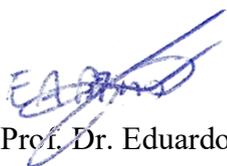
Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 11 de junho de 2021.



Prof. Dr.ª. Monica Carvalho

UFPB



Prof. Dr. Eduardo Pina

CUD - Espanha



Prof. Dr. Márcio Souza

UFPB

Orientadora
Prof.ª. Monica Carvalho, PhD

**JOÃO PESSOA – PB
2021**

*Dedico este trabalho à minha mãe Valdenice,
minha irmã Kelly e a Lukinho, pelo amor,
dedicação e apoio diário.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me permitir ter dado mais um passo dos meus objetivos.

Agradeço à minha mãe, por ser uma fortaleza, por ter me apoiado sempre, em qualquer escolha e pelo esforço contínuo em me proporcionar a melhor educação. Amo você! Ao meu pai, por apoiar minha decisão em fazer mestrado e por sempre dizer que daria certo. À minha irmã, minha alma gêmea, por todas as mensagens compartilhadas, risadas e incentivo todos os dias dessa nossa jornada que é a vida!

Agradeço com muito carinho e reconhecimento à minha orientadora, Monica Carvalho, por ser uma mulher inspiradora, competente, e a maior incentivadora desse trabalho. A dedicação e a paciência no que faz foi a maior motivação ao longo dessa jornada! Conhecê-la um pouco, além do mundo acadêmico, terá sido sempre uma honra pra mim.

Também agradeço aquela que fez o papel de coorientadora e conselheira, Danielle Delgado, por me aguentar quase todos os dias, e eu diria há anos, mas por me incentivar em todos os momentos. Obrigada por ser resiliente e compartilhar essa força e determinação!

Agradeço aos meus colegas de turma pelo tempo compartilhado e momentos alegres. Aos meus amigos que ganhei dessa jornada, Milca e Herwin, vocês são incríveis! À Anna, pela amizade sincera, pelos lindos momentos, e por ter me incentivado sempre desde o dia que trocamos o primeiro Oi!

Agradeço aos meus amigos apoiadores de sonhos: Ítalo, Lorena, Carlos, Ariany, Lara, Brunna e Miranda! Ao meu amigo Lucas Gomes, que releu esse trabalho em cada etapa que foi escrito, com paciência e crítica, sempre leal e na intenção que eu oferecesse o meu melhor, essa conquista também é sua!

Agradeço com muito carinho a Lorrán, um presente que ganhei ao me mudar para João Pessoa, que se tornou meu grande amigo e parceiro nas noites em claro estudando! Junto a ele agradeço a Hugo, pela alegria no tempo em que moramos juntos e por ser uma inspiração!

Agradeço ao meu namorado, Marcus Vinicius, pelo amor, paciência e apoio incondicional ao longo desses meses! Obrigada por ser lar e conforto, por estar comigo nos momentos turbulentos e alegres.

Agradeço também aos professores que fazem parte da banca desse trabalho, Márcio e Eduardo, pela disponibilidade e ricas contribuições! Por fim, à proprietária do Jacumã's Lodge Hotel, por permitir a realização dessa pesquisa, meus sinceros agradecimentos!

RESUMO

Sistemas de poligeração, também conhecidos como geração combinada de energia, em que dois ou mais serviços energéticos são produzidos a partir de um único recurso, assistidos por fontes de energia renováveis são considerados alternativas importantes para suprir as demandas energéticas de edifícios. No entanto, determinar a melhor configuração e estratégia operacional desses tipos de sistema é uma tarefa complexa, devido às múltiplas opções de tecnologia disponíveis e às condições dinâmicas de operação de edifícios e seus arredores. Este trabalho aborda a síntese e otimização de um sistema energético para um edifício comercial (hotel). Foram consideradas demandas de eletricidade, água quente e refrigeração para um hotel localizado em Conde, no estado da Paraíba. O problema de otimização baseou-se em Programação Linear Inteira Mista, e incluiu equipamentos convencionais e energia solar (fotovoltaica e térmica) e biomassa. A função objetivo da otimização foi a minimização dos custos econômicos anuais, que considerou custos de equipamentos e de operação. A solução do modelo sugeriu a instalação de 70 painéis fotovoltaicos, e utilizou biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) para acionar uma caldeira para produção de água quente. Coletores solares para produção de água quente não foram parte da solução. Para fins de comparação, estabeleceu-se um sistema de referência, onde as demandas energéticas são atendidas de maneira convencional (sem cogeração ou energia renovável), cujo custo anual foi de R\$ 80.799,00. Embora com um investimento inicial de equipamentos mais alto para o sistema otimizado, este beneficiou-se do alto grau de integração energética e teve um custo anual total de R\$24.358,00 (30,2% mais baixo). Foram realizadas análises de sensibilidade, variando a modalidade tarifária, a tarifa de gás natural, tipo de biomassa, e a tarifa da eletricidade. A solução econômica indicou um sistema energético utilizando recursos renováveis, biomassa e energia solar fotovoltaica, para minimizar os custos anuais totais do suprimento energético do hotel.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Poligeração, Setor Terciário, PLIM

ABSTRACT

Polygeneration systems, also known as combined power generation, in which two or more energy services are obtained from a single resource, assisted by renewable energy sources are considered important alternatives to supply the energy demands of buildings. However, determining the best configuration and operational strategy for these types of systems is a complex task, due to the multiple technology options available and the dynamic operating conditions of buildings and their surroundings. This work deals with the synthesis and optimization of an energy system for a commercial building (hotel). Demand for electricity, hot water and refrigeration was considered for a hotel located in Conde, in the state of Paraíba. The optimization problem was based on Mixed Integer Linear Programming, and included conventional equipment and solar energy (photovoltaic and thermal) and biomass. The objective function of the optimization was to minimize annual economic costs, which considered equipment and operating costs. The model solution suggested the installation of 70 photovoltaic panels, and used biomass (sugarcane bagasse) to start a boiler for the production of hot water. Solar collectors for hot water production were not part of the solution. For comparison purposes, a reference system was established, where energy demands are met in a conventional manner (without cogeneration or renewable energy), whose annual cost was R\$ 80.799,00. Although with an initial investment of higher equipment for the optimized system, it benefited from the high degree of energy integration and had a total annual cost of R\$ 24.358,00 (30,2% lower). Sensitivity analyzes were evaluated, varying the tariff modality, the natural gas tariff, the type of biomass, and the electricity tariff. The economical solution indicated an energy system using renewable resources, biomass and photovoltaic solar energy, to minimize the total annual costs of the hotel's energy supply.

Keywords: Distributed Generation, Polygeneration, Tertiary Sector, MILP

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema geral de um típico sistema de produção combinada de eletricidade, calor e refrigeração.....	19
Figura 2. Unidades de Cogeração em operação.	20
Figura 3. Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	28
Figura 4. Mapa da localização do Jacumã's Lodge Hotel.....	35
Figura 5. Curvas de consumo do hotel.....	39
Figura 6. Superestrutura do sistema de fornecimento de energia para o hotel.....	40
Figura 7. Custos considerados na composição da tarifa de energia.....	43
Figura 8. Valores de tarifa de gás natural para classe comercial no Estado da Paraíba.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Demandas energéticas de eletricidade do hotel.....	37
Tabela 2. Demandas energéticas para cada dia representativo e para o ano inteiro.....	38
Tabela 3. Matriz de coeficientes técnicos de produção.....	41
Tabela 4. Matriz de interações do sistema.....	49
Tabela 5. Sistema de referência (ótimo).....	52
Tabela 6. Ótimo econômico.....	53
Tabela 7. Análise de sensibilidade da tarifa branca.....	56
Tabela 8. Análise de sensibilidade da tarifa branca sem instalação de painéis fotovoltaicos.....	57
Tabela 9. Análise de sensibilidade do tipo de biomassa.....	58
Tabela 10. Consumo de energia elétrica do hotel nos anos de 2019 e 2020.....	60

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AET – Armazenamento de Energia Térmica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BM – Biomassa

C – Importação

CCHP – Combined cooling, heating and power

CG – Gás Natural

CHCP – Combined heat, cooling and power

CHP – Combined Heat and Power

CI – Custo de capital

CIP – Contribuição de Iluminação Pública

COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

COGEN – Associação Nacional da Indústria de Cogeração de Energia

CO₂ – Dióxido de Carbono

CV – Cavalo-vapor

D – Demandas

EBVA - Energéticos de Baixo Valor Agregado

EE – Eletricidade

eff – Eficiência

ETENE - Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste

FGV – Fundação Getúlio Vargas

GB - Gigabytes

GC – Geração Centralizada

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GW – Gigawatts

INDCOM – Possibilidade de compra

INDDem – Possibilidade de demanda

INDDes – Desperdícios

INDVEN - Venda

IP – Integração de Processos

IPs – Intensificação de Processos

kV - quilovolt

kVA – quilovolt-ampère

kW – quilowatts

kWh – quilowatts-hora

m² – Metro quadrado

MHz - Megahertz

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatts

MWh – Megawatts-hora

NBR – Norma Brasileira

NDU – Norma de Distribuição Unificada

NEI – Número de peças instaladas

NT – Nota Técnica

P – Perdas ao Meio Ambiente

Pe - Produção

PB – Paraíba

PBGÁS - Companhia Paraibana de Gás

PIS – Programa de Integração Social

PL – Programação Linear

PLI – Programação Linear Inteira

PLIM – Programação Linear Inteira Mista

PNLIM - Programação Não Linear Inteira Mista

P_{nom} - Potência Nominal

PRODIST - Procedimentos de Distribuição

PV – Painéis Fotovoltaicos

RN – Resolução Normativa

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

SUDENE - Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste

TIR – Taxa Interna de Retorno

TS – Coletores Solares

TUSD - Tarifa de Uso de Distribuição

UFPB – Universidade Federal da Paraíba

V – Exportação

WC – Água Quente

WF – Água Fria

WR – Água de Refrigeração

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	14
1.1 MOTIVAÇÃO.....	14
1.2 OBJETIVOS.....	15
1.2.1 Objetivo Geral	15
1.2.2 Objetivos Específicos.....	15
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
CAPÍTULO 2 - REFERENCIAL TEÓRICO.....	17
2.1 SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA.....	17
2.2 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO.....	20
2.3 INCORPORAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM MODELOS DE OTIMIZAÇÃO	25
2.3.1 Biomassa.....	25
2.3.2 Energia Solar	26
2.3.2.1 Energia Fotovoltaica	26
2.3.2.2 Energia Térmica.....	28
2.3.3 Legislação Brasileira para Energias Renováveis.....	29
2.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA EM HOTÉIS.....	30
CAPÍTULO 3 – MATERIAL E MÉTODOS.....	34
3.1 DEMANDAS DE ENERGIA	36
3.2 SUPERESTRUTURA.....	40
3.3 TARIFAS ECONÔMICAS.....	43
3.3.1 Tarifa de Energia Elétrica	43
3.3.2 Tarifa de Gás Natural	45
3.3.3 Tarifa da Biomassa.....	45
3.4 OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA.....	46
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
4.1 SISTEMA DE REFERÊNCIA	52
4.2 SISTEMA ÓTIMO ECONÔMICO	53
4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	56
4.3.1 Tarifa Branca.....	56
4.3.2 Sensibilidade – tarifa do gás natural	58
4.3.3 Tipos de Biomassa	58

4.3.4	Tarifa da Eletricidade	59
4.4	PERFIL DE CONSUMO DO HOTEL DURANTE 2020: PANDEMIA DA COVID-19	59
	CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES	62
	REFERÊNCIAS	65
	APÊNDICE A – Equipamentos.....	72
	APÊNDICE B – Otimização	78
	ANEXO A – Dimensionamento do Sistema de Aquecimento Solar.....	90

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Esta dissertação aborda a proposta de otimização e configuração do sistema de suprimento energético de um edifício comercial, considerando os conceitos de otimização de sistemas de poligeração, produção combinada de energia, geração distribuída, programação linear inteira mista e recursos renováveis de energia. Neste capítulo introdutório, a seção 1.1 apresenta a motivação da realização do estudo, a seção 1.2 declara os objetivos geral e específicos e a seção 1.3 descreve a estrutura deste trabalho.

1.1 MOTIVAÇÃO

Com o crescimento populacional, a demanda de energia também aumentou. A limitação das fontes tradicionais de energia se tornou preocupante e a necessidade por novas fontes de energia ganhou espaço nos últimos anos. Assim como o aumento da demanda, a procura pela qualidade e continuidade do fornecimento de energia também é um assunto imprescindível.

Uma mudança de paradigma está ocorrendo atualmente em dois níveis no setor de energia, por um lado, há uma mudança de sistemas de energia de único combustível e único produto, para sistemas de energia de múltiplos combustíveis; por outro, há uma mudança dos sistemas de energia centralizados convencionais para Geração Distribuída (GD) (PINA, 2019).

Frente aos sistemas convencionais de geração de energia, a GD é a produção realizada junto ou próxima do consumidor final. A GD tem, no Sistema Elétrico de Potência, vantagens técnicas e ambientais, tanto para o consumidor final, quanto para a sociedade como um todo, tais como: independência na qualidade de fornecimento do distribuidor de energia, alta eficiência na utilização da fonte de energia primária, confiabilidade do sistema, redução da emissão de gases de efeito estufa e redução no consumo e custos de energia quando comparadas aos sistemas convencionais que obtêm insumos energéticos separadamente.

De acordo com Calise & D'accadia (2016), a poligeração tem um papel estratégico no desenvolvimento da geração distribuída. Ela está inclusa em um conceito mais geral de sistemas de energia distribuída, implicando na integração de várias tecnologias em pequena

escala, em vez do número limitado de grandes produções centralizadas. A poligeração é a produção combinada de dois ou mais serviços energéticos, beneficiando a integração energética dos processos em seus equipamentos, extraindo o máximo potencial termodinâmico dos recursos consumidos (CARVALHO; LOZANO; SERRA, 2012).

O aumento da eficiência na utilização de energia é, sem dúvida, a principal vantagem de produzir diferentes serviços de energia (*e.g.*, calor, refrigeração, e eletricidade) em uma instalação da mesma fonte de energia. Além disso, os esquemas de poligeração podem gerar muitas configurações e, assim, permitir uma ampla flexibilidade de projeto que acomoda condições regionais específicas. O dimensionamento correto de um sistema de poligeração é um dos fatores condicionantes para o sucesso do projeto: sistemas subdimensionados não conseguem explorar todo o potencial de integração energética, e se o sistema estiver sobredimensionado, haverá pouca ou nenhuma economia de energia primária.

Apesar dos benefícios, a aplicação de sistemas de poligeração em edifícios residenciais e comerciais ainda é incipiente. Isso se deve principalmente à considerável complexidade do problema de projeto para aplicações em edifícios, que exige novas abordagens interdisciplinares que levem em conta a natureza multifacetada do problema, caracterizada por vários recursos energéticos, vários produtos energéticos, várias opções de tecnologia e vários períodos de operação.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Otimizar, com uso de ferramentas computacionais, a configuração e a operação de um sistema energético para suprimento de eletricidade, água quente e refrigeração, a ser instalado em um hotel do estado da Paraíba.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estabelecer as demandas energéticas de um hotel localizado na cidade do Conde (Paraíba), e definir a superestrutura de equipamentos e recursos energéticos;

- Adaptar um modelo de otimização baseado em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), incluindo energia solar (fotovoltaica e térmica) e biomassa para o fornecimento de energia para o hotel;
- Comparar o resultado da solução do modelo de otimização econômica com um sistema convencional de fornecimento de energia (sem cogeração, sem energias renováveis);
- Realizar análises de sensibilidade para verificar a resiliência da solução ótima encontrada.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O primeiro capítulo apresenta uma introdução geral do tema, os objetivos geral e específicos, a estrutura da dissertação. O capítulo dois aborda o referencial teórico necessário para os conteúdos gerais apresentados neste trabalho.

O terceiro capítulo, de material e métodos, foca nos procedimentos metodológicos necessários para determinar as demandas energéticas de eletricidade, água quente, e refrigeração para o hotel paraibano. O centro consumidor é descrito com detalhes, e constrói-se a superestrutura de utilidades energéticas e tecnologias disponíveis *in situ*. Também se apresentam as tarifas energéticas consideradas. O modelo de otimização, baseado em PLIM, é apresentado.

O capítulo quatro, de resultados e discussão, apresenta a otimização econômica de um sistema energético para o hotel paraibano, incluindo a comparação com um sistema de referência (maneira tradicional de satisfazer as demandas energéticas).

As conclusões gerais são em seguida apresentadas, juntamente com as sugestões para trabalhos futuros. Em seguida, são relacionadas todas as referências citadas ao longo da dissertação.

CAPÍTULO 2 - REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA

A atual situação energética e os problemas ambientais subsequentes exigem a utilização de tecnologias avançadas, inovadoras e eficientes de energia primária. No entanto, não apenas os recursos energéticos estão experimentando um consumo acelerado, como também a demanda e o consumo de água doce, minerais e muitos outros recursos naturais.

Existem diversas formas de se atender às demandas energéticas de um determinado centro consumidor. Uma maneira é a convencional, que consiste, por exemplo, na compra dos serviços energéticos diretamente da rede e uso de equipamentos tradicionais. Mas também podem ser aplicadas estratégias baseadas em eficiência energética, com o objetivo de aumentar a eficiência de utilização dos recursos naturais.

Inúmeros estudos estão sendo realizados para melhorar a eficiência do fornecimento e utilização de energia, água e outros recursos, ao mesmo tempo em que reduzem as emissões de poluentes. Geralmente, a redução do consumo é alcançada aumentando a reciclagem interna e a reutilização de fluxos de energia e material. Projetos para melhorar a eficiência de recursos podem ser muito benéficos e também, potencialmente podem melhorar as percepções públicas das empresas. Motivar, iniciar e executar tais projetos, no entanto, envolve otimização adequada, com base em modelos de processo adequados. Como resposta a esses requisitos industriais e sociais, um esforço considerável de pesquisa foi direcionado para a Integração de Processos (IP) e Intensificação de Processos (IPs) (KLEMEŠ *et al.*, 2018).

Além da Integração de Processos e da Intensificação de Processos, o método *pinch* (MISEVIČIŪTĖ; MOTUZIENĖ; VALANČIUS, 2018) também pode ser empregado para aumentar a eficiência energética de um processo. O método *pinch* é um método heurístico, empregado para alcançar a máxima recuperação energética de processos, maximizando as trocas térmicas (REDDICK *et al.*, 2020).

Nesse sentido, as tecnologias de poligeração mais desenvolvidas para processos químicos e energéticos, e claramente subutilizadas, permitem reduzir o consumo de energia e recursos naturais, proporcionando:

- uso máximo de energia e recursos naturais como consequência do aumento da eficiência de energia e materiais;

- redução do custo unitário dos produtos finais;
- redução da carga ambiental.

Na medida do possível, o planejamento e o design envolvendo critérios de desenvolvimento sustentável devem levar em consideração esses fatores simultaneamente (SERRA *et al.*, 2009). Portanto, o design de sistemas de energia sustentáveis requer integração de processos apropriada com base em:

- abordagem holística;
- técnicas modernas de informação;
- aplicação em termodinâmica.

Economias energéticas substanciais podem ser obtidas usando um sistema de energia adequadamente integrado quando comparado com sistemas de energia convencionais que fornecem a mesma qualidade de serviços de energia. Além disso, quanto mais integrado o processo energético, maiores são as economias de energia quando comparadas aos sistemas de energia convencionais.

O termo poligeração, equivalente ao termo multigeração, é usado para referir-se a uma família de técnicas de produção combinada de energia, que pode incluir eletricidade, calor, refrigeração, água dessalinizada, hidrogênio, glicerina, amônia, etc.

A Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) (2020a) define que a cogeração é a geração simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia, a partir de um único combustível. Na estrutura da cogeração, o processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor e frio), a partir de recursos como o gás natural, biomassa, entre outros. A cogeração também é conhecida como CHP (*Combined Heat and Power*, fazendo referência à produção de duas formas de energia). Os sistemas de cogeração apresentam diversas vantagens, dentre elas a economia nos investimentos de transmissão e distribuição, quando comparado aos sistemas convencionais de geração de eletricidade através de termelétricas. Murugan & Horák (2016), complementam que a cogeração é um dos métodos para melhorar a eficiência energética, reduzir consumo de energia e controlar a poluição ambiental.

A trigeração é também conhecida como CHCP (*combined heat, cooling and power*) e é a geração simultânea de eletricidade, calor e refrigeração a partir de uma mesma fonte de combustível, sendo um sistema típico do sistema energético descentralizado. Ou seja, a diferença da trigeração para a cogeração, seria a adição do frio no sistema. Delgado *et al.* (2018a) acrescentam que sua principal vantagem é o uso eficiente das fontes utilizadas, pois

requer um estudo detalhado da taxa geração/consumo, da confiabilidade e continuidade de suprimento de energia e melhorias do sistema em comparação com sistemas autônomos.

Liu, Shi e Fang (2014), afirmam que um sistema de CHCP implica em menos combustível primário consumido para se obter a mesma quantidade de energia elétrica e térmica de um sistema convencional de geração de energia. O esquema geral de um sistema de CHCP é mostrado na Figura 1.

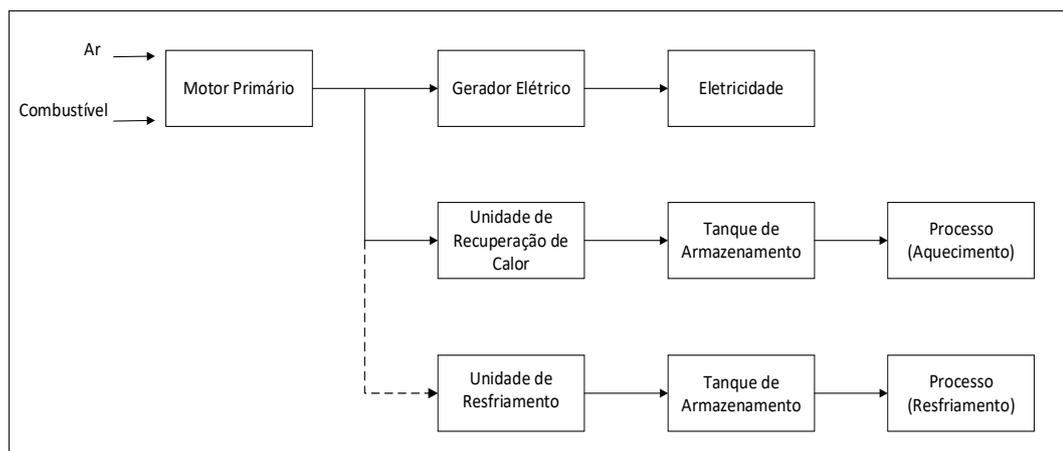


Figura 1. Esquema geral de um típico sistema de produção combinada de eletricidade, calor e refrigeração.

Fonte: Adaptado de Al Moussawi, 2016

Al Moussawi *et al.* (2017) descrevem um sistema típico no qual o combustível e o excesso de ar são misturados, queimados e conduzidos ao motor que, por sua vez, aciona um gerador elétrico que produz eletricidade. A energia dos gases de exaustão é, em parte, recuperada e pode acionar uma máquina de refrigeração. O armazenamento térmico e elétrico geralmente está presente, já que as exigências térmicas e elétricas geralmente não são harmonizadas. Carvalho, Lozano e Serra (2013) mencionam que a CHCP é basicamente o acoplamento do módulo de cogeração a um chiller de absorção que pode produzir refrigeração por meio do calor recuperado.

A matriz energética brasileira não apresenta dados sobre o consumo de cogeração e trigeração no país, mas de acordo com a COGEN (2020b), até outubro de 2019, o sistema elétrico brasileiro contava com 18,5 GW instalados de cogeração, equivalendo a pouco mais de 11% de todo o parque gerador nacional. E do total produzido, a maior parte das unidades usaram biomassa de cana-de-açúcar como combustível, enquanto a segunda fonte que mais contribuiu para a cogeração no país foi o gás natural, somando pouco mais de 3 GW de

capacidade. A Figura 2 mostra a progressão do desenvolvimento do mercado de cogeração no Brasil.

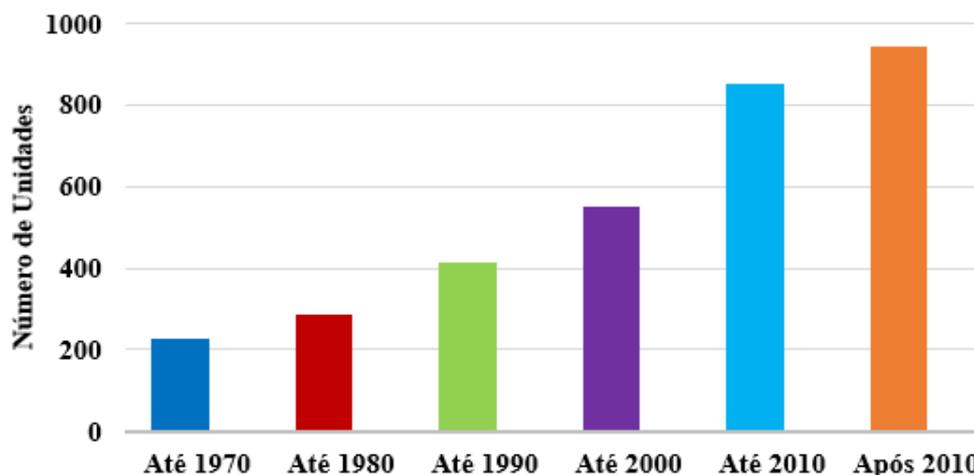


Figura 2. Unidades de Cogeração em operação.

Fonte: Adaptado de COGEN, 2020

Lozano, Ramos e Sánchez (2005), destacam alguns fatores essenciais que contribuem para a instalação de sistemas energeticamente integrados como: i) a combinação correta de certa variedade de equipamentos reduz o consumo de energia primária e a fatura energética entre 30 e 60% e ii) a utilização de gás natural como combustível amplia o espectro de tecnologias utilizáveis.

A natureza multifacetada dos sistemas de poligeração (múltiplos recursos energéticos, múltiplos produtos energéticos, múltiplas opções de tecnologia) requer um procedimento de projeto que forneça sistemas de energia flexíveis, eficientes e confiáveis (PINA *et al.*, 2020). Técnicas de otimização matemática baseadas em programação linear inteira mista (PLIM) são ferramentas adequadas para abordar a síntese e o planejamento operacional de sistemas de poligeração, bem como condições dinâmicas de operação.

2.2 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE POLIGERAÇÃO

Existem várias possibilidades de configuração de um sistema energético, podendo ser eles através da maneira tradicional, com equipamentos e métodos tradicionais, por exemplo, ou através da integração energética (aproveitando ao máximo os fluxos

energéticos). A síntese de um sistema de fornecimento pode abordar métodos heurísticos, análise termodinâmica e otimização.

Tanto a poligeração quanto a integração energética são ferramentas promissoras para alcançar uma melhor eficiência no uso dos recursos naturais, e na maioria dos casos, também uma redução nos impactos ambientais gerados (SERRA *et al.*, 2009).

A integração energética utiliza esquemas mais complexos, e espera-se que o funcionamento ocorra da melhor maneira possível. A otimização de sistemas de poligeração para fornecimento de energia ainda é um problema complexo, devido à grande variedade de opções tecnológicas para o fornecimento e conversão de energia, grandes variações diárias e anuais nas demandas energéticas, e ainda variações das tarifas de energia.

Para que ocorra a otimização, parte-se de uma superestrutura para atender aos requisitos, tamanho e operação. Kantor *et al.* (2020), citam que dados os requisitos fixos dos processos, a otimização resolve o problema de dimensionamento e programação simultaneamente, resultando no conjunto ideal de tecnologias.

A síntese da configuração de um sistema de suprimento de energia começa com a criação de uma superestrutura, que deve incluir todas as opções e conexões de processo viáveis, com base no processo apropriado de integração. A superestrutura deve incluir todos os recursos potencialmente parte de uma solução ideal, mesmo que apresentada de maneira redundante (CARVALHO; SERRA; LOZANO, 2011).

Os problemas de otimização podem ser distinguidos em problemas de único objetivo ou de múltiplos objetivos. Segundo Gao, Hwang e Cao (2019), a eficiência econômica é o aspecto mais investigado na otimização de objetivo único.

A programação linear (PL) é um mecanismo empregado para formular uma vasta gama de problemas e é caracterizado, como o nome indica, por funções lineares do desconhecido; o objetivo é linear nas incógnitas, e as restrições são igualdades lineares (LUENBERGER & YE, 2016).

A programação linear inteira (PLI) é um caso específico da Programação Linear. Mais especificamente, a programação linear inteira (PLI) lida com variáveis binárias ou inteiras para expressar quantidade, decisão, e relações lógicas. PLI consegue lidar com a complexidade inerente à otimização de sistemas poligeração e consiste em basicamente três etapas: i) Estabelecimento de uma superestrutura de equipamentos e recursos disponíveis (representação de todas as alternativas possíveis); ii) Formulação de um modelo matemático que represente todas as formas possíveis de operação por meio de variáveis discretas e que

utilize variáveis contínuas para representação de fluxos e fundos; e iii) Determinação da solução otimizada, a partir da resolução do modelo matemático (GROSSMANN; CABALLERO; YEOMANS, 2000).

Técnicas de otimização matemática baseadas em PLIM são ferramentas adequadas para lidar com a síntese (tecnologias e capacidades instaladas) e o planejamento operacional (estado operacional do equipamento, energia, vazões de eletricidade e etc.) de sistemas de poligeração, bem como condições dinâmicas de operação (como flutuação de demandas e tarifas de energia) (PINA; LOZANO; SERRA, 2018).

A PLIM é frequentemente usada para análise e otimização de sistemas. Esse modelo apresenta um método flexível para solucionar problemas grandes e complexos como a simbiose industrial e a integração de processos. A PLIM exibe rápida conversão e um ótimo global com métodos de solução bem definidos (KANTOR *et al.*, 2020). A estrutura de PLIM identifica as melhores condições em um sistema, buscando atingir o máximo de eficiência dos recursos, mínimo impacto ambiental, mínimos custos totais e entre outros objetivos.

Algoritmos de *Branch-and-Bound* (ramificação e poda) se constituem como uma das mais essenciais técnicas de resolução de problemas de programação linear inteira nos dias atuais, cujo objetivo principal é realizar uma enumeração de alternativas sem examinar todas as combinações 0 – 1 de n variáveis e a representação de alternativas é feita por uma árvore binária (MELO, 2012; FLOUDAS, 1995).

Existe ainda a Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), que segundo Arcuri *et al.* (2015) sua complexidade está relacionada à presença de variáveis binárias de decisão e à natureza não linear das restrições e/ou função objetivo. Os problemas de poligeração com esta técnica são desafiadores por causa da não linearidade, além do grande número de variáveis (ELSIDO *et al.*, 2017).

A maioria dos métodos de solução proposta para problemas de PNLIM são orientados para o problema e tentam explorar a estrutura particular do problema, considerando muitas vezes a possibilidade da determinação de soluções aproximadas através do uso de estratégias heurísticas (FLOUDAS, 1995).

A programação não linear, ao contrário da programação linear, busca resolver problemas de otimização definidos por um sistema de igualdade e desigualdade, juntamente com uma função objetivo a ser maximizada ou minimizada (MELO, 2012).

O trabalho realizado por Ommen *et al.* (2014) analisou a dimensão da complexidade de classes de modelo matemático, comparando três modelos diferentes de otimização de

operação: um modelo PL, um PLIM e um modelo não linear. Foram observadas diferenças substanciais na operação do componente entre os modelos e o PLIM foi considerado o mais adequado, considerando a precisão e tempo de execução. Urbanucci (2018) complementa que essa adequação se deve às vantagens oferecidas pela linearidade do problema e eficácia dos solucionadores comerciais disponíveis.

Ainda no contexto da utilização de PLIM, Urbanucci (2018) avaliou desvantagens que afetam a sua formulação, como: impossibilidade de incorporar efeitos não lineares de conta, necessidade de considerar todos os períodos de tempo de uma vez e risco de alta dimensionalidade do problema. Para contornar tais limitações algumas técnicas podem ser aplicadas, como métodos de linearização por partes e redução da dimensionalidade por meio de algoritmos de agrupamento de demandas de energia, por exemplo.

Apesar do modelo PLIM ser amplamente utilizado em estudos de otimização de sistemas energéticos, os níveis de detalhes que definem se um modelo utilizado pelo mesmo está validado ou que seja confiável não são definidos na literatura. Porém, Wirtz *et al.* (2021) realizaram uma análise abrangente de diferentes abordagens de PLIM investigando o impacto de diferentes níveis de detalhes em relação à complexidade dos modelos. Cinco níveis foram identificados como os mais relevantes em projetos de otimização utilizando esse modelo matemático: curva de investimento linear por peça; resolução com múltiplos componentes; limitações mínimas de carga parcial; eficiência parcial de carga; e custos iniciais de investimento.

No projeto de sistemas de energia, duas questões fundamentais devem ser abordadas: a síntese da configuração da planta (tecnologias e capacidades instaladas etc.) e o planejamento operacional (estratégia referente ao estado operacional do equipamento, vazões de energia, compra/venda de eletricidade, etc.). Encontrar a configuração ideal dos sistemas de poligeração em aplicações de construção é uma tarefa complexa, dada a grande variedade de opções tecnológicas disponíveis e as grandes flutuações diurnas e anuais nas demandas e tarifas de energia. Outros fatores que aumentam ainda mais a complexidade são: (i) a incorporação de tecnologias de energia renovável, como painéis fotovoltaicos e coletores solares térmicos, caracterizadas por comportamento intermitente e não simultaneidade entre produção e consumo; (ii) incorporação de unidades de armazenamento de energia térmica (AET), que permitem dissociar a produção do consumo; e (iii) objetivos conflitantes, pois a minimização dos encargos ambientais é muitas vezes contraditória à minimização de custos.

A possibilidade de desenvolver uma integração energética que utilize tecnologias de conversão de energia através de fontes renováveis e sistemas convencionais pode gerar a mitigação de impactos ambientais. Um estudo realizado por Gao, Hwang e Cao (2019) destacou que mais de 60% da energia renovável integrada a sistemas de CHCP adotou a energia solar. Porém, o design e a operação ideais de sistemas de múltipla energia que envolvem energia renovável e armazenamento de energia sazonal são frequentemente prejudicados pela complexidade do problema de otimização (GABRIELLI *et al.*, 2017).

Algumas fontes renováveis de energia são despacháveis e podem ser chamadas a operar a qualquer momento (i.e., geração confiável): térmica e hidráulica. Outras fontes renováveis são variáveis e menos previsíveis, com intermitência e variabilidade, como a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. Estas fontes possuem altas taxas de penetração no mercado. Todavia, as restrições derivadas da variabilidade e imprevisibilidade criam o desafio de se equilibrar oferta e consumo, de forma instantânea. Neste contexto, segundo Mano (2017), estudos sobre a inserção da intermitência na matriz energética brasileira devem ser conduzidos de modo a permitir que a expansão das fontes renováveis ocorra de forma planejada e sem barreiras, ou imprevistos indesejados, contribuindo para a segurança energética e para a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

Além do cenário econômico (no caso de uma otimização econômica), deve obedecer também às normativas vigentes no local de instalação. No caso do Brasil, as normativas serão citadas na seção 2.3.3.

Há uma grande atenção voltada para o setor terciário (shopping centers, aeroportos, hospitais, hotéis, etc.) e os edifícios, em específico, pois são uma área potencial de aplicação da poligeração, onde a demanda é diferenciada para aquecimento e refrigeração. Segundo Carvalho, Lozano e Serra (2012), particularmente, a síntese e o projeto de sistemas de poligeração no setor residencial-comercial se tornaram cada vez mais elaborados, com inúmeras possibilidades de fontes de energia e opções tecnológicas.

Apesar de ter sido aplicado no setor industrial há décadas, ainda existe uma implantação muito limitada de sistemas de poligeração no setor de edifícios (PINA *et al.*, 2020). Dentre os edifícios, os hotéis possuem o segundo maior consumo energético (atrás somente dos hospitais), e são caracterizados por uma grande variabilidade da demanda de energia, tanto diariamente, quanto anualmente (KRESTENITI, 2017; BOROWSKI *et al.*, 2020).

2.3 INCORPORAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

O setor energético mundial está passando por transformações importantes diante das novas tecnologias e crescente preocupação ambiental. A transição energética é um amplo movimento internacional que tem repensado a forma de gerar e consumir energia e eletricidade, com profundas mudanças no elétrico e implicações políticas, econômicas e sociais para a humanidade (ABSOLAR, 2019).

A descentralização representa um fator importante para acelerar a transição energética, e a geração distribuída a partir de fontes renováveis possui papel fundamental, agregando benefícios econômicos, sociais, ambientais, energéticos e estratégicos.

2.3.1 Biomassa

O relatório do Balanço Energético Nacional (BEN) (BRASIL, 2020a), ano base 2019, define a biomassa como um recurso destinado ao aproveitamento energético, sendo uma fonte primária de energia, não fóssil e que consiste em matéria orgânica de origem animal ou vegetal. Apresenta ainda que, as biomassas, para fins energéticos, podem ser classificadas nas categorias de: biomassa energética florestal; biomassa energética da agropecuária e rejeitos urbanos.

No Brasil, os setores que fazem o uso do consumo final da biomassa são em ordem decrescente: setor energético, setor residencial, setor comercial e público e setor agropecuário (BRASIL, 2020a). Na atualidade, e especificamente no Nordeste, o uso da biomassa para energia está pautado por dois processos: na produção de biocombustíveis (principalmente etanol de cana-de-açúcar e biodiesel de soja) e no uso da lenha de carvão vegetal em ramos industriais e também nos setores residencial e comercial de cidades da região.

Existem diversas tecnologias para a produção de energia a partir de biomassa sólida. Esses sistemas aumentam em complexidade quanto ao sistema de alimentação, tipo de combustível, recirculação de gases, trocadores de calor e outras características, alguns exemplos são: caldeira simples para aquecimento doméstico, caldeira para incineração, caldeira com chicanas para queima de palha, caldeiras com alimentação inferior de lenha para maiores produções e entre outras (GOLDEMBERG & LUCON, 2011).

A biomassa florestal sempre teve papel importante na matriz energética brasileira, cujo principal uso é o carvão vegetal e a lenha, além de grande quantidade de resíduos convertidos em pellets ou briquetes (SILVA *et al.*, 2021). A lavoura de cana-de-açúcar é uma importante fonte de biomassa no Nordeste. A partir dele, são produzidas duas biomassas combustíveis: o bagaço e as pontas e folhas (palha), além do caldo transformado em álcool (BRASIL, 2018). Na participação da geração térmica à biomassa, o bagaço de cana foi o combustível mais utilizado na matriz energética nacional, com 82%, enquanto a participação de outras biomassas (licor negro, resíduos florestais, biogás, capim elefante, carvão vegetal, casca de arroz e gás de auto forno e lenha) foi de 18% na exportação de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 2020b).

A integração da biomassa no sistema de poligeração aumenta a participação das energias renováveis na geração de calor e energia, minimizando o impacto global do sistema de abastecimento de energia do hotel. O uso da biomassa como alternativa sustentável é promissora para o processo de transição energética por diversos fatores, como: ser biodegradável e não gera resíduos contaminantes de alto risco, está disponível em quase todos os lugares, o que minimiza gastos com transporte e logística e sua comercialização promove renda desde indústrias até produtores rurais.

2.3.2 Energia Solar

No que diz respeito às fontes alternativas, a energia solar se destaca como uma das mais eficazes formas de gerar energia de forma limpa e renovável. Apresenta grande potencial, tanto na diminuição da demanda, quanto no aumento da oferta de geração de eletricidade (AVILA, 2017). As duas principais formas de aproveitamento desse tipo de energia são a geração de energia elétrica e o aquecimento solar da água.

A produção de energia elétrica pode ser feita a partir de dois sistemas. O primeiro, chamado de térmico, converte a radiação solar em energia térmica e, posteriormente, em energia elétrica. Já o segundo, que recebe o nome de fotovoltaico, converte a radiação solar diretamente em energia elétrica.

2.3.2.1 Energia Fotovoltaica

As células fotovoltaicas, convertem a energia do Sol diretamente em eletricidade. Quando os elétrons livres saem de suas posições, o desequilíbrio de cargas na frente e atrás

da célula cria uma diferença de potencial. A corrente gerada é contínua e precisa ser convertida para alternada (GOLDEMBERG & LUCON, 2011).

Os painéis, também chamados de módulos, captam luz do sol e a transformam em corrente contínua, que passa por um inversor, onde é transformada em corrente alternada. O excesso de eletricidade produzido pode retornar para a rede, que toma essa energia como empréstimo, e por isso as unidades consumidoras recebem créditos para a sua conta de energia.

Os sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte, com capacidade instalada de até 5 MW, são denominados sistemas de geração distribuída (GD), já os projetos de energia fotovoltaica acima de 5 MW, como usinas de grande porte, fazem parte da Geração Centralizada (GC).

Basicamente, os equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico autônomo são: módulo ou painel solar e o inversor de tensão. Em algumas aplicações exigem-se baterias e o controlador de carga, cuja função principal é prolongar a vida útil da bateria, protegendo contra sobrecarga ou descargas excessivas (DELGADO, 2015). Os sistemas híbridos (sistema fotovoltaico operando em paralelo com a rede elétrica) são realizados da mesma maneira dos sistemas autônomos e algumas diferenças são o tipo de inversor utilizado, já que o mesmo só funciona quando estão conectados à rede e a não necessidade de armazenamento de energia elétrica.

A Figura 3 mostra a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil, e a evolução mostrada desde 2012 foi muito significativa ao longo dos anos, tanto para a geração distribuída, quanto para a geração centralizada. De acordo com a ABSOLAR (2021), até março de 2021, o Brasil possuía 8.470 MW de energia solar fotovoltaica instalada, sendo 5.177 MW (61%) de geração centralizada e 3.293 MW (39%) de geração distribuída.

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2021.

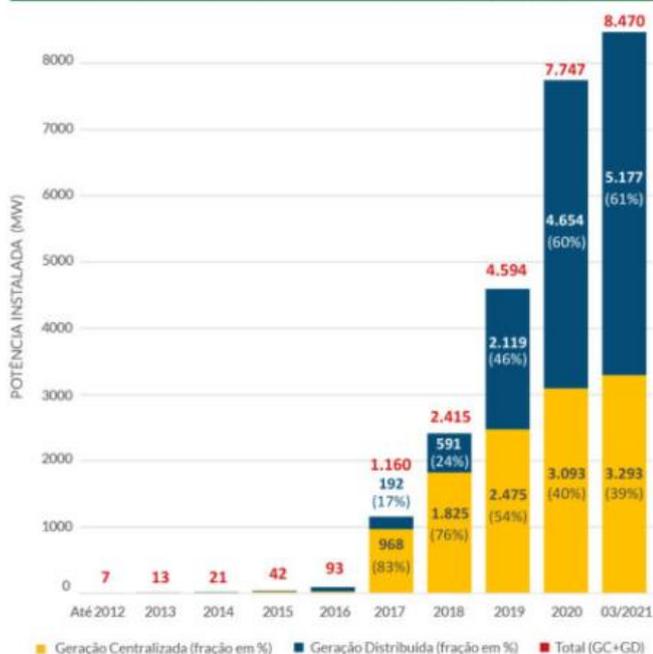


Figura 3. Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.
Fonte: ABSOLAR, 2021

2.3.2.2 Energia Térmica

A energia solar térmica funciona mediante princípio de geração de calor através do aproveitamento da radiação solar, para aquecer outro meio, geralmente a água. Esses sistemas solares térmicos usam coletores ou tubos a vácuo para captar o calor do sol e transferir o calor para um líquido (água). Ela é normalmente usada para aquecer água quente para banho ou processos industriais.

Para se determinar a energia solar térmica, ou energia útil, necessária para aquecer um determinado volume de água, pode-se utilizar a metodologia de cálculo de fração solar do Anexo B da ABNT NBR 15569/2020 (ABNT, 2020) (Anexo A).

Coletores solares são dispositivos responsáveis pela captação da energia radiada pelo Sol e por sua conversão em calor utilizável. Os coletores em sua essência são classificados em quatro tipos: coletores de concentração, coletores planos, coletores concentrados parabólicos composto e coletores de tubo de vácuo.

Os coletores de tubo a vácuo são constituídos por um conjunto de tubos de vidro transparente cujo interior contém tubos metálicos (absorvedores), onde no tubo interno está o fluido de trabalho, e o mesmo está coberto na parte externa com uma camada seletiva

(PEREIRA, 2010; ROSA, 2012). O interior dos tubos, portanto, está sob isolamento vácuo. O isolamento a vácuo, é o principal responsável por atenuar as perdas térmicas por convecção e condução.

2.3.3 Legislação Brasileira para Energias Renováveis

O acesso à microgeração e minigeração distribuída no Brasil, é estabelecido pela ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 687 de novembro de 2015 e Resolução Normativa nº 786 de outubro de 2017, que alteram a Resolução Normativa nº 482 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). As opções de micro e minigeração distribuída têm fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, dentre outras que são conectadas na rede de distribuição por meio de instalações das unidades consumidoras.

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e trata, além de outros conteúdos, da compensação de energia elétrica, o *net metering* (BRASIL, 2012). Em 2015, a RN nº 482/2012, com a RN nº 687/2015 foram mudados alguns pontos como: aumento no prazo para uso dos créditos energéticos para 60 meses; potência máxima de microgeração de até 75 kW e a principal mudança, que foi a criação de três novas modalidades de geração distribuída: autoconsumo remoto, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada (BRASIL, 2015).

A Resolução Normativa nº 786/2017, de acordo com Brasil (2017a), reclassificou a potência da minigeração sendo superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, vedou o enquadramento como micro ou minigeração distribuída de centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial, ou comprometida diretamente com a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica e assegurar que a vedação anteriormente mencionada não se aplique aos empreendimentos que tenham protocolado a solicitação de acesso em data anterior à publicação da RN nº 786/2017, nos termos da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) permitida pela resolução possibilitou que as unidades com geração distribuída gerassem a sua própria energia, a partir de fontes renováveis, cogeração qualificada ou fonte hídrica fornecessem a energia não

utilizada para a rede pública e transformassem o excedente em desconto nas próximas contas de energia. Dentre as fontes que podem ser empregadas em geração distribuída (solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas), a energia solar fotovoltaica é a que mais tem tido destaque nos últimos anos.

Um novo processo de revisão está em vigor desde 2018, com a Consulta Pública 010 e que foi embasada na Nota Técnica 62/2018 (NT62) e dentre os pontos abordados, o principal diz respeito à manutenção ou não da forma como hoje se dá a compensação de créditos (RUBIM, 2020). O sistema de compensação atual (maio de 2021), de acordo com a RN nº 482/2012, para cada 1 kWh produzido a partir do micro ou minigeração, vale o mesmo que 1 kWh consumido da rede elétrica. Na NT62, a ANEEL apresenta seis possibilidades para o futuro do sistema de compensação de energia elétrica. Dentre as possibilidades, há a variação desde a manutenção da compensação integral até a compensação apenas da componente energia.

Porém, o que vem ganhando força nos últimos meses é o projeto de Lei nº 5.829, de 2019 (BRASIL, 2019), que tem como objetivo alterar a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a fim de instituir um marco legal da minigeração e microgeração distribuída no Brasil, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e outras providências. O projeto busca alterar, principalmente, no que diz respeito ao faturamento das unidades consumidores participantes do SCEE, propondo uma regra de transição em que todas as componentes tarifárias continuem sendo compensadas, exceto a componente da Tarifa de Uso de Distribuição (TUSD Fio B), que se refere ao custo de serviço da própria distribuidora. A TUSD Fio B corresponde a cerca de 28% da tarifa de energia.

É um desafio para a transição energética no Brasil a criação de um marco legal e regulatório que incentive o desenvolvimento e a diversificação da matriz elétrica possibilitando agregar valor ao consumidor final. O setor passa por um momento de instabilidade em sua regulação referente à geração distribuída, apesar de seu desenvolvimento não ter diminuído, mesmo no período pandêmico que o mundo atravessa.

2.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: SISTEMAS DE PRODUÇÃO COMBINADA DE ENERGIA EM HOTÉIS

Os edifícios de hotel são únicos em comparação com outros edifícios públicos e comerciais, e segundo Kresteniti (2017), devido ao seu tamanho variável, bem como às suas

instalações e horários de operação. Estudos recentes indicam que os hotéis são a segunda categoria com maior consumo de energia, depois dos hospitais.

Dentro do setor turístico, cada hotel apresenta um comportamento particular em relação às demandas de energia e consumo de água, devido às variações horárias, diárias ou sazonais. As grandes demandas típicas desse setor se concentram em refrigeração e água quente. Baptista (2006) aponta que o aquecimento de água corresponde a uma das maiores despesas operacionais em um meio de hospedagem, podendo representar de 5 a 15% do faturamento, mais de 20% do consumo total de energia elétrica e até 45% do consumo global de energéticos.

Os hotéis possuem características únicas, quando comparados a outros prédios comerciais, pois possuem diferentes escalas de operação para diferentes tipos de serviços; um número bastante grande de serviços oferecidos (restaurantes, lavanderia, business center, etc); níveis variáveis de ocupação durante o ano; pessoas com diferentes gostos e hábitos quanto ao condicionamento ambiental, etc, o que levará a diferentes situações de consumo de energia (BAPTISTA, 2006; RUBIO-MAYA *et al.*, 2011). Desta forma, não é possível estabelecer um modelo geral.

Focando somente em hotéis, esta seção mostra estudos recentes (2015-2021) realizados sobre otimização do fornecimento de energia, considerando a produção combinada de energia.

Buonomano *et al.* (2015) apresentaram o design, simulação e otimização de uma pequena planta de poligeração fornecida por fontes geotérmicas e solares. O modelo é aplicado a um hotel, localizado na Itália. A otimização foi realizada por meio do software TRNSYS, mostrando excelentes índices de desempenho.

Piacentino *et al.* (2015) adotaram a programação linear inteira mista (PLIM) para otimizar simultaneamente o layout da planta, o tamanho dos principais componentes e suas estratégias de operação. O estudo foi realizado para um edifício específico do setor hoteleiro. Três esquemas de plantas foram considerados, dois deles baseados em motores alternativos e chillers de absorção de efeito simples ou duplo, enquanto o terceiro, incluindo uma turbina a gás ou microturbina. Foi observado que o tamanho ideal e estratégia de operação variam significativamente, dependendo do esquema da planta e combustível considerado.

Afonso & Rocha (2016), analisaram o potencial técnico e econômico de uma situação real em um pequeno hotel localizado em uma cidade de Portugal. Ao invés de utilizar apenas a combinação de eletricidade e calor, o calor gerado também foi utilizado para resfriamento.

Além da análise energética, foi realizada uma análise econômica detalhada para avaliar sua viabilidade e risco em relação aos principais parâmetros que foram levados em consideração. Os parâmetros considerados foram Taxa Interna de Retorno (TIR), payback, Economia Primária de Energia e emissões de CO₂. O estudo concluiu que o sistema de trigerção gerava uma economia primária de energia. O período de retorno foi de 3,6 anos.

Garcia, Diaz e Guzman (2017) apresentam a simulação e otimização de um projeto piloto de sistema híbrido de energia para o suprimento de energia de um hotel, localizado na Colômbia. A otimização foi baseada na otimização híbrida por algoritmos genéticos, e teve como objetivo principal apresentar uma fonte alternativa de energia para o hotel. As simulações mostraram que a combinação de diesel e energia solar fotovoltaica é uma boa alternativa.

Kresteniti (2017) avaliou diferentes cenários de otimização de energia para um hotel como estudo de caso e calculou a potencial economia de energia usando o software grego TEE-KENAK. A aplicação de tecnologias de energia renovável foi um dos tópicos abordados. As simulações concluíram que é possível alcançar uma redução média de 60% no consumo anual de energia primária.

Li *et al.* (2017) descrevem um sistema de *Combined cooling, heating and power* (CCHP) a gás natural para um hotel localizado em Dalian, na China. O objetivo da otimização multi-objetivo levou em conta a relação entre as capacidades instaladas ideais, número de motores principais, estratégia de operação e avaliação de desempenho.

Wu *et al.* (2018) utilizaram o modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para deduzir a combinação ideal do sistema e as correspondentes estratégias de operação de três diferentes sistemas de trigerção. Cada sistema utiliza a tecnologia do ciclo Rankine, um sistema acoplado à planta combinada de refrigeração, aquecimento e energia (CCHP), outro acoplado a um coletor solar e outra a uma caldeira de biomassa. Os sistemas atenderiam às demandas energéticas de dois edifícios, um de hotelaria e outro de escritório. Os resultados indicaram que o sistema acoplado ao coletor solar possuía melhor desempenho econômico, enquanto o com biomassa, melhor benefício ambiental.

Yang & Zhai (2018) desenvolveram o modelo matemático de um sistema CCHP hibridizado com painéis fotovoltaicos e coletores solares térmicos. A otimização por algoritmo de partícula de enxame foi adotada para encontrar os valores ótimos dos parâmetros de projeto. A simulação foi baseada em um hotel de Atlanta. O sistema CCHP híbrido alcança melhor desempenho em economia de energia e redução de CO₂, quando

comparado com um sistema CCHP convencional, porém, possui mais custos totais anuais devido ao seu alto investimento inicial.

Li *et al.* (2019) analisaram um sistema de acoplamento combinado de refrigeração, aquecimento e eletricidade (CCHP) e uma bomba de calor de fonte terrestre para aprimorar o desempenho do sistema com e sem trocador de calor. Para resolver o problema de otimização foram utilizados o algoritmo genético quântico e o algoritmo genético simples. O desempenho do sistema energético em diferentes estratégias operacionais foi analisado para um estudo de caso de um edifício hoteleiro, baseado em ótimas configurações do sistema.

Zhang *et al.* (2019) buscaram otimizar a capacidade e a taxa de resfriamento elétrico de um sistema de multigeração em um hotel hipotético, localizado em Pequim, sob incertezas nas demandas de eletricidade, aquecimento e refrigeração e tarifas de eletricidade da rede e do gás natural. Para a otimização, foi utilizado o Matlab, para um modelo estocástico, considerando economia de custos anuais, energia primária e emissão de dióxido de carbono.

Zeng *et al.* (2020) estudaram um edifício de um hotel em Changsha, com sistema combinado de refrigeração, aquecimento e energia, acoplado a uma bomba de calor por fonte subterrânea, sistema fotovoltaico e sistema térmico solar. O modelo de otimização, baseado no algoritmo genético multipopular, foi aplicado sob perspectiva de energia, economia e meio ambiente, com o objetivo de encontrar os melhores resultados do sistema acoplado.

Li *et al.* (2020) utilizaram o caso de um grande hotel para aplicar a viabilidade de um método de otimização. Foi utilizado um modelo combinado de aquecimento, refrigeração e eletricidade com unidade de geração fotovoltaica, tanque de armazenamento térmico e baterias. A otimização foi proposta através do algoritmo de caos de mutação da baleia (*chaos-mutation-whale optimization algorithm*). Os resultados mostraram economia na importação de eletricidade da rede e no combustível de energia primária.

Wang *et al.* (2021) propuseram um modelo de otimização estocástica multiobjetivo de um sistema integrado de energia, que contém turbina a gás, coletores térmicos e fotovoltaicos, chiller de absorção, uma bomba de calor de fonte subterrânea e dispositivos de armazenamento de bateria e tanque de água. O método considerou as incertezas da irradiância solar e as cargas de um edifício hoteleiro (localizado em Pequim na China) e as análises de sensibilidade demonstraram que a taxa anual de redução de custos foi mais sensível à tarifa do gás natural e o investimento dos coletores solares tem um impacto mais forte do que a turbina a gás.

CAPÍTULO 3 – MATERIAL E MÉTODOS

Existem várias possibilidades para se configurar um sistema de fornecimento de energia, dentre as mais conhecidas estão o sistema tradicional (com equipamentos convencionais que atendem às demandas de um centro consumidor específico) e a integração energética (que busca utilizar da melhor forma os fluxos energéticos).

Sabendo que existe uma complexidade nos sistemas de poligeração, devido à grande variedade de opções tecnológicas para o fornecimento e conversão de energia, grandes variações nas demandas energéticas, como no caso dos hotéis, e ainda variações das tarifas de energia, a otimização é um dos caminhos para se obter um máximo aproveitamento. A otimização por meio da Programação Linear Inteira (PLI) consegue resolver o problema da complexidade dos sistemas de poligeração, e o primeiro passo é o estabelecimento de uma superestrutura de equipamentos e recursos disponíveis.

A superestrutura de um sistema de energia deve conter, mesmo que de maneira redundante, todos os recursos de energia disponíveis no local do centro de consumo. Também estão incluídos equipamentos que realizam conversões de energia, para garantir que as demandas de energia sejam atendidas, seja por um único equipamento ou por uma combinação de vários (realizando vários estágios de conversão de energia, por exemplo) (DELGADO, 2015).

Os recursos energéticos locais podem fazer parte da superestrutura, e para o nordeste do Brasil, a energia solar fotovoltaica é uma opção importante, pois além de diversificar a matriz elétrica brasileira, aumenta a segurança no suprimento de energia elétrica. A energia proveniente do sol pode ser utilizada tanto para aquecimento, quanto para a produção de eletricidade. O Brasil integrou o ranking mundial dos países líderes em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, representando uma expansão de 90% no ano de 2019 (ABSOLAR, 2020). Ainda de acordo com a ABSOLAR (2021), em abril de 2021 o estado da Paraíba se encontrou na 17^o posição no ranking estadual de geração distribuída, representando 1,8% de potência instalada.

O uso de fontes convencionais de energia ainda é realizado, mesmo em sistemas de eficiência energética. Kerme *et al.* (2020) afirmam que no mundo atual, a energia necessária para diferentes aplicações, incluindo geração de energia e ar condicionado, são predominantemente gerados por fontes convencionais como gás natural. Rubio-Maya *et al.*

(2011), já apontavam que em relação aos combustíveis utilizados nos sistemas de poligeração, dentre renováveis e não renováveis, a maior rentabilidade econômica ainda é alcançada com apenas tecnologias baseadas em gás natural, embora uma maior economia e a redução de gases de efeito estufa sejam do uso de fontes de energia renováveis.

Neste contexto, esta seção tem como objetivo caracterizar um centro consumidor comercial, um hotel, mediante suas demandas energéticas, e construir uma superestrutura com tecnologias que atendam às demandas do centro consumidor. Assim, foi escolhido como estudo de caso, um hotel, localizado no litoral sul da Paraíba, e que está sob área de concessão do Grupo Energisa.

O hotel objeto desse estudo é o Jacumã's Lodge Hotel, que está situado na cidade de Conde, litoral Sul da Paraíba, de clima tropical, em frente à Praia de Jacumã, no Oceano Atlântico. O hotel é localizado nas coordenadas -7,286025 Sul, -34, 801113 Oeste, e uma visualização do mapa é mostrada na Figura 4. A unidade consumidora possui dois pavimentos com um total de 29 apartamentos, além das áreas de lazer.



Figura 4. Mapa da localização do Jacumã's Lodge Hotel.

Fonte: Google Maps, 2020

3.1 DEMANDAS DE ENERGIA

Foram consideradas para a implantação do sistema de poligeração, as demandas energéticas típicas do hotel, a saber: eletricidade, água quente e refrigeração. As demandas de eletricidade traduzem-se no consumo elétrico de iluminação e equipamentos elétricos do hotel. A demanda de água quente para o uso do chuveiro elétrico. A demanda de conforto térmico (refrigeração) traduz o consumo de condicionadores de ar. No total, têm-se variações nas demandas devido ao clima (sazonalidade) e ao modo de operação do hotel, de acordo com a taxa de ocupação. Sabe-se que durante finais de semana e feriados os consumos energéticos de um hotel são mais altos, fato esse refletido na demanda energética estimada. Para caracterizar as demandas do hotel, foi considerado um ano operacional subdividido em dois dias representativos (dia útil e fim-de-semana) por mês, com 24 períodos horários cada.

Quanto à caracterização da demanda de eletricidade, foi utilizado o procedimento previsto no item 16 da Norma de Distribuição Unificada – NDU 001 – versão 6.3 (ENERGISA, 2020). A potência aparente (S) contemplando as cargas do consumidor, em kVA, é calculada pela seguinte expressão:

$$S(kVA) = D(kW)/0.92 \quad (1)$$

$$D(kW) = (d1 + d2 + d3 + d4 + d5 + d6 + d7) \quad (2)$$

Sendo:

$D(kW)$ = Demanda total

$d1(kW)$ = Demanda de iluminação e tomadas, calculada conforme previsto na NBR 5410 e usando os fatores de demanda previstos na NDU-001.

$d2(kW)$ = Demanda dos aparelhos para aquecimento de água (chuveiros, aquecedores, torneiras etc.) calculada conforme tabela 4 da NDU-001.

$d3(kW)$ = Demanda secador de roupa, forno de micro-ondas máquina de lavar louça e hidro massagem calculada conforme tabela 5 da NDU-001.

$d4(kW)$ = Demanda de fogão e forno elétrico calculada conforme tabela 6 da NDU-001.

$d5(kW)$ = Demanda dos aparelhos de ar-condicionado tipo janela ou centrais individuais, calculada conforme tabelas 8 e 9 da NDU-001, respectivamente, para as residências e não residências; Demanda das unidades centrais de ar condicionado, calculadas

a partir das respectivas correntes máximas totais, valores a serem fornecidos pelos fabricantes e considerando-se o fator de demanda de 100%.

d6(kW) = Demanda dos motores elétricos e máquinas de solda tipo motor gerador, conforme tabelas 10 e 11 da NDU-001. Não serão permitidos, motores com potência maior que 30 CV, os métodos de partidas dos motores trifásicos, conforme tabela 13 da NDU-001.

d7(kW) = Demanda de máquinas de solda a transformador e aparelhos de raios X, calculadas conforme tabela da NDU-001.

A demanda energética referente ao consumo de energia elétrica, em kW, do centro consumidor comercial (hotel), está consolidada na Tabela 1:

Tabela 1. Demandas energéticas de eletricidade do hotel.

Parcela da Carga	Potência em kW	Tipo da Demanda
d1 = iluminação e tomadas	15,47	Eletricidade
d2 = aparelhos para aquecimento de água	0,00	Aquecimento
d3 = secador de roupa, forno de microondas máquina de lavar louça e hidromassagem	2,52	Eletricidade
d4 = fogão e forno elétrico	2,40	Eletricidade
d5 = aparelhos de ar-condicionado tipo janela ou centrais individuais	0,00	Refrigeração
d6 = motores elétricos	0,56	Eletricidade
d7 = máquinas de solda a transformador e aparelhos de raios X	0,00	Eletricidade

De acordo com a Tabela 1, o hotel apresenta uma demanda de energia elétrica diária de 20,94 kW.

Para a caracterização da demanda de água quente (referente ao uso do chuveiro elétrico) foi utilizado o procedimento previsto no Anexo B da norma ABNT NBR 15569/2020 – Sistema de Aquecimento Solar de Água em Circuito Direto – Projeto e Instalação (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2020). O passo a passo para aplicação da norma é apresentado no Anexo A e ele é construído através da variação de temperatura da região em que se encontra o centro consumidor. Para realizar a caracterização da demanda de água quente utilizaram-se os dados climáticos de temperatura média dos meses do Estado da Paraíba, divulgados pelo estudo “Climatologia do Estado da Paraíba”, a partir de dados da Rede Básica do Nordeste, implantados pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) (FRANCISCO & SANTOS, 2017). As demandas energéticas referentes ao consumo de água quente, em kWh, estarão consolidadas na Tabela 2.

Para a caracterização da demanda de refrigeração (referente ao conforto térmico), foram escolhidos dois equipamentos condicionadores de ar, similares aos utilizados no hotel e através de suas especificações técnicas, fator de utilização de carga e taxa de ocupação, foram consolidados os valores de demanda de refrigeração em dia útil e de final de semana de cada mês de um ano operacional.

Após a etapa de caracterização de cargas, foi realizada uma pesquisa sobre as tecnologias e recursos energéticos comercialmente disponíveis (convencionais e renováveis) que poderiam atender às demandas da unidade consumidora, objeto deste estudo. Para esse fim, foi construída a configuração representativa da superestrutura, contemplando as configurações tecnicamente viáveis para integrar a planta de poligeração.

Considerando os períodos de operação previstos na metodologia, a Tabela 2 consolida o consumo de energia elétrica, de água quente e de refrigeração, em kWh/dia, para o hotel. A operação do hotel varia, ao longo do ano, dependendo do mês e do clima. As demandas ainda consideraram a taxa de ocupação do hotel, dada em porcentagem, com base no fluxo de hóspedes, fornecida pelo próprio estabelecimento. O hotel apresenta os seguintes consumos anuais de energia: 40,36 MWh de eletricidade, 48,13 MWh de água quente, 71,62 MWh de refrigeração.

Tabela 2. Demandas energéticas para cada dia representativo e para o ano inteiro.

Mês	nd	Eletricidade	Água Quente	Refrigeração	Taxa de ocupação
Dia Representativo	(dias/ano)	Total kWh/dia	Total kWh/dia	Total kWh/dia	(%)
Jan útil	20	166,79	173,22	295,94	90
Jan fds*	11	185,32	203,65	328,82	100
Fev útil	19	166,79	175,63	295,94	90
Fev fds	9	166,79	187,49	295,938	90
Mar útil	20	92,66	107,29	164,41	50
Mar fds	11	129,72	148,74	230,174	70
Abr útil	20	74,13	88,19	131,53	40
Abr fds	10	185,32	219,21	328,82	100
Mai útil	20	74,13	93,31	131,53	40
Mai fds	11	185,32	231,93	328,82	100
Jun útil	19	74,13	98,43	131,53	40
Jun fds	11	185,32	244,66	328,82	100
Jul útil	20	74,13	101,27	131,53	40
Jul fds	11	129,72	176,5	230,174	70
Ago útil	20	55,6	77,25	98,65	30
Ago fds	11	92,66	125,88	164,41	50
Set útil	21	55,6	72,42	98,65	30
Set fds	9	148,26	187,75	263,056	80

Out útil	20	55,6	67,59	98,65	30
Out fds	11	148,26	175,23	263,056	80
Nov útil	20	55,6	64,96	98,65	30
Nov fds	10	148,26	168,41	263,056	80
Dez útil	20	111,19	124,92	197,29	60
Dez fds	11	148,26	164,99	263,056	80
Σ		MWh/ano	MWh/ano	MWh/ano	
Ano	365	40,36	48,13	71,62	

fds* = fim de semana

A partir das faturas de energia elétrica do hotel, considerando o período dos quatro últimos anos (2017 a 2020) e que atualmente o hotel é atendido exclusivamente por energia comprada diretamente da rede, foi possível traçar curvas de consumo. Por se tratar de uma unidade consumidora comercial e de âmbito turístico, é possível prever picos de consumo nos meses de verão, mas acontecem outras atividades características desse setor, como eventos, e é difícil definir um perfil característico do consumo de energia. A Figura 5 mostra as curvas reais de consumo do hotel, podendo ser observado que há variações entre os meses e entre os anos.

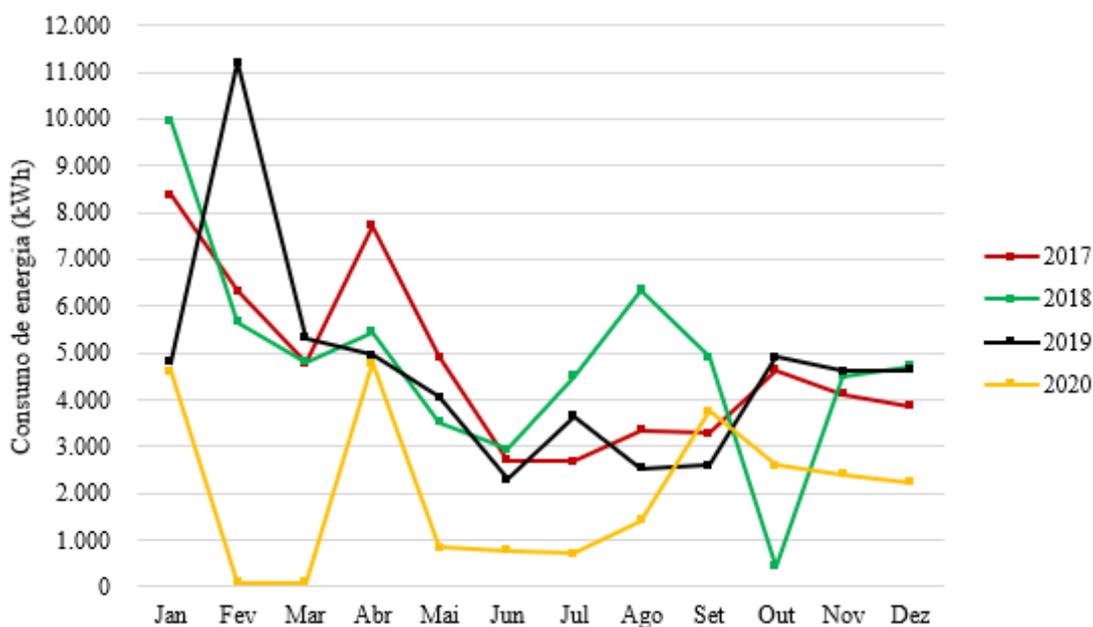


Figura 5. Curvas de consumo do hotel.

Fonte: Autoria própria, 2021

3.2 SUPERESTRUTURA

O fornecimento do sistema da superestrutura foi definido da seguinte maneira: a demanda de eletricidade podendo ser atendida pela concessionária local de energia elétrica, por um sistema de painéis fotovoltaicos ou por um grupo gerador, ambos os últimos que pudessem injetar o excedente à rede elétrica. A demanda de água quente poderá ser atendida por meio do calor cogenerado do grupo gerador e por meio de caldeiras. A demanda de refrigeração poderá ser atendida por uma máquina de refrigeração mecânica ou por uma máquina de refrigeração por absorção. A superestrutura prevê o uso da energia elétrica, energia solar, biomassa e do gás natural como combustíveis para esses equipamentos. Não foram considerados equipamentos a diesel, devido ao seu cheiro forte proveniente da combustão e devido a sua logística de armazenamento.

A Figura 6 mostra a superestrutura do sistema de fornecimento de energia considerada para atendimento às demandas energéticas do hotel, objeto desse estudo.

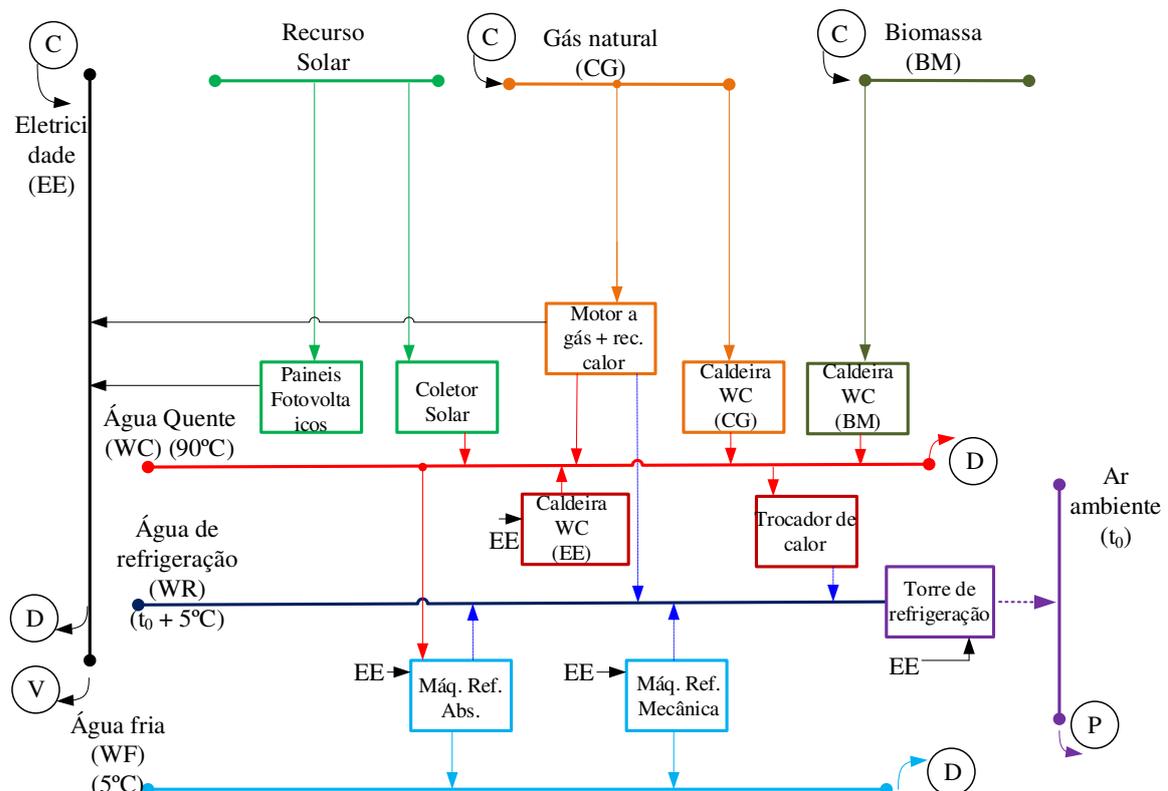


Figura 6. Superestrutura do sistema de fornecimento de energia para o hotel.

Neste caso particular, a superestrutura permite a compra e venda de eletricidade (EE) à rede elétrica, biomassa de cana-de-açúcar (BM), a compra de gás natural (CG), uso de

painéis fotovoltaicos e coletores solares. Outras utilidades energéticas presentes na superestrutura são: água quente (WC), água de refrigeração (WR), e água fria (WF). C representa as utilidades que podem ser compradas junto ao mercado (importação), V representa a venda ao mercado (exportação). D representa as demandas do centro consumidor, e P representa as perdas ao meio ambiente (calor evacuado).

Pode-se observar como cada equipamento interage com os recursos energéticos disponíveis e com outros equipamentos, como por exemplo, o motor a gás com recuperação de calor: o motor funciona movido a gás natural, produzindo eletricidade e água quente.

A inserção da energia solar é motivada principalmente pelo uso do sol como recurso energético, podendo ser utilizado tanto para a geração de energia elétrica, quanto para o aquecimento de água. O sistema de poligeração poderia ser projetado para operar de maneira autônoma, mas a possibilidade de conexão à rede elétrica pode ser muito vantajosa para a compensação de excedentes de eletricidade cogenerada, obtendo assim um benefício econômico. É o caso dos excedentes na produção de energia solar fotovoltaica e do grupo gerador.

Os dados técnicos e cotações foram obtidos a partir dos catálogos dos fabricantes de cada equipamento. O Apêndice A contém os modelos dos equipamentos.

A Tabela 3 mostra o equipamento selecionado e os seus coeficientes de produção técnica para a superestrutura. As linhas contêm tecnologias potenciais para instalação e as colunas contêm os utilitários. O coeficiente de produção com 1 destacado mostra o fluxo que define a capacidade do equipamento. Coeficientes positivos indicam que a utilidade é produzida, enquanto coeficientes negativos indicam o consumo dessa utilidade. Os números em negrito definem o fluxo de energia que caracteriza o equipamento (os outros coeficientes foram normalizados). Sendo P_{nom} a potência nominal do equipamento, considerou-se que os coeficientes de produção foram constantes e independentes da produção $P_e \leq P_{nom}$ do equipamento em um dado momento. Os dados apresentados na Tabela 3 foram obtidos em catálogos de equipamentos e consultas aos fabricantes, como citado anteriormente.

Tabela 3. Matriz de coeficientes técnicos de produção.

Tecnologia	Equipamento Selecionado			Utilidade j						
	Custo	Potência	Custo	CG	WC	WR	AA	WF	EE	BM
i		Nominal	FOV (R\$/							

	(10 ³ R\$)	P_{nom} (kW)	MWh)					
MGWC	24,17	16	15,00	-4,7	+0,58	+0,61		+1
CGWC	54,00	125	2,00	-1,23	+1			
ICWC	3,31	150	2,00		-1,10	+1		
FAWC	150	105	10,00		-1,27	+2,25	+1	-0,01
FMWR	60	51,4	4,00			+1,32	+1	-0,32
ICWR	5,52	180	10,00			-1	+1	-0,02
EEWC	31,12	150	2,00		+1			-1,11
BMWC	56,17	149	8,00		+1			-1,33

O custo na Tabela 3 se refere ao custo de investimento do equipamento selecionado da tecnologia i , obtido do preço de catálogo e multiplicado por um fator de módulo simples que levou em consideração transporte, instalação, conexão, isolamento, etc. O FOV refere-se aos custos de operação e manutenção, considerados dependentes da produção de cada equipamento (ROMERO & MILLAR, 2014; ROMERO, 2016).

O sistema fotovoltaico considerado aqui é restrito a painéis fotovoltaicos para a produção de eletricidade. Desta forma, o sistema foi projetado para interagir com a eletricidade também por meio das exportações de eletricidade autogerada, considerando o regime de compensação de um ano operacional, diferente do estabelecido pela ANEEL.

A área disponível de telhado do hotel é de cerca de 924 m², permitindo a instalação de 455 painéis fotovoltaicos (2,03 m² cada painel). Porém, o dimensionamento do sistema fotovoltaico para essa unidade foi levantado através de consulta a uma empresa fornecedora de kits para energia fotovoltaica. Para atender apenas ao consumo anual, levantando na Tabela 2, seriam necessários 70 painéis fotovoltaicos e o custo do sistema seria de R\$ 598,52/m² (incluindo custos com painéis, inversores, materiais de instalação, transporte e montagem). Dessa forma, no processo de otimização a possibilidade do número de painéis a serem instalados foi restrito ao limite de 70 unidades de painéis.

Considerando o armazenamento de energia, os coletores solares térmicos comercialmente disponíveis também foram selecionados. Assim como para os painéis fotovoltaicos, a área do telhado do hotel citada acima permitiria a instalação de 398 coletores solares (com área externa de 2,32 m² cada). Para atender à demanda de água quente anual e através de consulta a fabricantes, seriam necessários apenas 45 coletores solares e o custo do sistema seria de R\$ 674,57/m² (incluindo custos com equipamentos, transporte e

montagem). Dessa forma, no processo de otimização a possibilidade doo número de coletores a serem instalados foi restrito ao limite de 45 unidades de coletores.

3.3 TARIFAS ECONÔMICAS

3.3.1 Tarifa de Energia Elétrica

O Portal de Serviços da ANEEL (2017), mostra que a tarifa de energia elétrica é composta por três custos distintos, de acordo com a Figura 7:



Figura 7. Custos considerados na composição da tarifa de energia.
Fonte: ANEEL, 2017

Além da tarifa de energia, existe a cobrança dos tributos federal, estadual e municipal Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), além da Contribuição para Iluminação Pública (CIP). O transporte de energia elétrica engloba a transmissão da energia entregue à distribuidora e a energia levada ao consumidor através da distribuidora. Os encargos setoriais são instituídos por lei. Os valores das tarifas se diferenciam de acordo com o tipo de consumidor, ou seja, se são dos Grupos A ou B.

Segundo a Resolução nº. 414/2010 da ANEEL (BRASIL, 2010), para o grupo A, as tarifas são aplicadas a consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV, ou em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição. E para fins de aplicação tarifária, as unidades consumidoras devem ser classificadas de acordo com o tipo de usuário, grupo e subgrupo, classe e subclasse de consumo e fins de utilização da energia elétrica.

A classificação dos consumidores é caracterizada de acordo com a modalidade tarifária a que estão aplicados. A modalidade tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: o Grupo A, que tem tarifa binômica e o Grupo B, que tem tarifa monômica ou tarifa branca. E o foco será no Grupo B:

- GRUPO B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV (baixa tensão), caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido de acordo com a atividade do consumidor, nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo B1: residencial;
- b) Subgrupo B2: rural;
- c) Subgrupo B3: demais classes; e
- d) Subgrupo B4: iluminação pública.

Na modalidade tarifária convencional monômnia, que é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, sendo caracterizada por uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independente da hora do dia ou período do ano. A fatura de energia elétrica desses consumidores é consolidada pela multiplicação da tarifa pelo consumo mensal (Equação 3).

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo medido} \quad (3)$$

A modalidade tarifária branca pode ser aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1. São consideradas tarifas diferentes de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (ponta, período intermediário e fora de ponta). A concessionária de energia de cada região é responsável por estabelecer o valor da tarifa para cada um dos três horários e definir especificamente os períodos para cada horário citado. Assim, a fatura de energia elétrica desses consumidores é constituída pela soma referente a parcela de consumo no horário de ponta, intermediário e fora de ponta (BRASIL, 2012), apresentada na Equação 4:

$$\begin{aligned} P_{\text{consumo}} &= \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{Consumo medido na Ponta} \\ &+ \text{Tarifa de Consumo Intermediário} \times \text{Consumo medido Intermediário} \\ &+ \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo medido fora de ponta} \end{aligned} \quad (4)$$

No estado da Paraíba, a empresa responsável pela distribuição e comercialização de energia elétrica é a Energisa (ENERGISA, 2020). A unidade consumidora, estudo de caso desse trabalho, está enquadrada no Grupo B3, na modalidade tarifária convencional comercial serviços e outros, e possui valor de tarifa de 0,56211 R\$/kWh.

3.3.2 Tarifa de Gás Natural

A Companhia Paraibana de Gás, a PBGÁS, é a empresa responsável pela comercialização e distribuição de gás natural no estado da Paraíba. A tarifa de gás natural é subdividida em 8 classes, sendo elas: industrial, comercial, residencial, veicular, comprimido, EBVA (Energéticos de Baixo Valor Agregado) e geração distribuída (PBGÁS, 2021). O preço da tarifa de gás natural foi ajustado pela Resolução ARPB nº 001/2021 de 29 de janeiro de 2021. Para o setor comercial, a tarifa está dividida em 7 faixas, de acordo com consumo de gás natural. Para esse trabalho foi considerado um consumo médio entre 400 e 800 m³/mês, classe 3, com tarifa de 3,7448 R\$/m³. A Figura 8 apresenta os valores das tarifas de gás natural para a classe comercial no Estado da Paraíba.

Faixas	Limites de Consumo (m ³ /mês)		Tarifas Vigentes	
	Acima de	Até	Com impostos (R\$/m ³)	Sem impostos (R\$/m ³)
Consumo Mínimo	0	20	98,05	80,74
1	20	100	4,9027	4,0368
2	100	400	4,4130	3,5924
3	400	800	3,7448	2,9860
4	800	1.600	3,2857	2,5694
5	1.600	6.000	3,1020	2,4027
6	6.000	12.000	2,9294	2,2460
7	12.000	-	2,6938	2,0322

Figura 8. Valores de tarifa de gás natural para classe comercial no Estado da Paraíba.
Fonte: PBGÁS, 2021

3.3.3 Tarifa da Biomassa

A tarifa é definida com base nos custos para avaliar o tipo de combustível a ser utilizado na caldeira de produção de água quente. O custo de investimento da biomassa consiste no abastecimento, transporte, configuração e manutenção da caldeira à biomassa (obtido com o fornecedor da caldeira). A Equação 5 para o custo de transporte, foi a mesma utilizada no trabalho de DELGADO *et al.* (2018a).

$$C = 1.5L + (0,025L) D \quad (5)$$

Sendo:

C = custo de transporte (por m³);

L = preço do diesel (por litro);

D = distância em quilômetro.

3.4 OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA

O investimento em sistemas de poligeração sempre concorre com outros projetos (cogeração ou sistemas convencionais de fornecimento de energia) que podem se mostrar mais bem-sucedidos economicamente. O custo anual total necessário para satisfazer as demandas de aquecimento, resfriamento e eletricidade foi usado nesta subseção como um critério de avaliação econômica. Esse custo é constituído por dois componentes: custos de investimento e manutenção (fixos) e custos operacionais (variáveis). Os custos do investimento incluíram a aquisição e instalação dos equipamentos necessários ao sistema de abastecimento de energia, a serem amortizados em determinado período. Os custos operacionais incluíram o consumo de gás pelas caldeiras e módulos de cogeração, biomassa, solar, bem como a compra de eletricidade da rede elétrica. O lucro obtido com o empréstimo de eletricidade autogerada para a rede deve ser subtraído dos custos operacionais. Para completar a análise econômica, o horizonte de planejamento - que é o tempo de vida do projeto - e outros parâmetros financeiros, como taxas de juros, devem ser conhecidos.

Para o presente estudo, a PLIM foi uma estratégia para resolver o modelo matemático, determinando a solução do sistema (tecnologias instaladas e suas capacidades correspondentes) e o horário ideal de operação ao longo do ano do ponto de vista econômico. O modelo PLIM emprega variáveis binárias para impor condições específicas na estrutura (por exemplo, permissão para instalar as tecnologias na superestrutura ou não) e operação (por exemplo, coletores solares térmicos de placa plana) do sistema (PINA, 2019). Além disso, existem as variáveis contínuas, que são usadas para representar os fluxos energéticos e econômicos.

A solução do modelo contemplou a configuração de menor custo econômico do sistema e todos os fluxos energéticos e econômicos para os períodos de operação considerados para o ano.

O problema de otimização proposto, baseado na Programação Linear Inteira Mista, foi implementado no LINGO 11.0, um software de otimização de sistemas que usa a combinação de métodos de ramificação na solução de seu algoritmo.

O LINGO possui quatro solucionadores que utiliza para solucionar diferentes tipos de modelos. Esses solucionadores são: Um solucionador direto; um solucionador linear; um solucionador não linear, e um gerenciador *Branch and Bound*.

Os solucionadores LINGO fazem parte do mesmo programa. Em outras palavras, eles estão diretamente ligados à linguagem de modelagem, e isso permite que o LINGO passe dados para seus solucionadores diretamente através da memória, em vez de arquivos intermediários. Links diretos para os solucionadores do LINGO também minimizam os problemas de compatibilidade entre o componente de linguagem de modelagem e os componentes do solucionador.

Quando se resolve um modelo no LINGO, o solucionador direto primeiro calcula os valores para o máximo de variáveis possível. Se o solucionador direto encontrar uma restrição de igualdade com apenas uma variável desconhecida, ele determinará um valor para a variável que satisfaça a restrição.

Assim que o solucionador direto for concluído, se todas as variáveis tiverem sido calculadas, o LINGO exibe o relatório de solução. Se as variáveis desconhecidas permanecerem, o LINGO determina quais solucionadores usar em um modelo examinando sua estrutura e conteúdo matemático. Para um modelo linear contínuo, LINGO chama o solucionador linear. Se o modelo contém uma ou mais restrições não lineares, LINGO chama o solucionador não linear. Quando o modelo contém quaisquer restrições de número inteiro, o gerenciador *branch and bound* é chamado para aplicá-las. O gerenciador de ramificação e limite, por sua vez, chamará o solucionador linear ou não linear, dependendo da natureza do modelo (LINDO SYSTEMS, 2020).

Modelos inteiros são resolvidos usando o método *branch and bound*. Em modelos de número inteiro linear, o LINGO faz um pré-processamento considerável (ou seja, adicionando "cortes" de restrição para restringir a região viável de número não inteiro). Esses cortes irão melhorar muito os tempos de solução para a maioria dos modelos de programação inteira.

O objetivo do problema de otimização foi minimizar o custo total anual C_{tot} (em R\$/ano) (Equação 6):

$$\text{Min}C_{tot} = C_{fix} + C_{ope} \quad (6)$$

sendo C_{fix} os custos fixos (investimento inicial em equipamentos) e C_{ope} os custos operacionais (compra de recursos energéticos para atender às demandas e custos de operação e manutenção). A Equação 7 representa os custos fixos, em que NEI(i) representa o número de peças instaladas e CI(i) representa o custo de capital das mesmas, para a tecnologia i. FV é referente aos painéis fotovoltaicos instalados e TS é referente aos coletores solares.

$$C_{fix} = fcr (1 + fci) * \sum i [NEI(i) * CI(i) + FV + TS] \quad (7)$$

O custo total da planta foi obtido pela adição de custos indiretos, incluindo despesas de engenharia e supervisão, despesas legais, honorários de empreiteiros e contingências, que foram considerados iguais a 15% dos custos de investimento em equipamento ($fci = 0,15$).

O fator de recuperação de capital fcr, que é o investimento no sistema de fornecimento de energia, multiplicado pelo custo total da fábrica deu o custo de manutenção do capital necessário (Horlock, 1987). Supondo que a taxa de juros i_{yr} e a vida útil do equipamento n_{yr} fossem iguais para todos os tipos de equipamentos, o fator de recuperação de capital foi dado pela Equação 8:

$$fcr = \frac{i_{yr} \cdot (1 + i_{yr})^{n_{yr}}}{(1 + i_{yr})^{n_{yr}} - 1} \quad (8)$$

Considerando a vida útil da planta de 15 anos e uma taxa de juros de $0,10 \text{ y}^{-1}$ (razoável para as atuais circunstâncias econômicas no Brasil), um fator de recuperação de capital anual de $0,13 \text{ y}^{-1}$ foi obtido.

Quanto aos custos operacionais, representados pela Equação 9, $p(d,h)$ expressa os custos com a compra de eletricidade e/ou combustíveis e $t(d,h)$ expressa a quantidade de horas de operação, para o período h do dia representativo d .

$$C_{ope} = \sum_d \sum_h p(d, h) * t(d, h) \quad (9)$$

O custo de operação anual C_{ope} associado ao funcionamento do sistema foi definido por:

$$C_{ope} = [P_{ng} * F_{ng}(d, h) + P_{ee} * E_i(d, h) - P_{ee} * E_e(d, h) + P_{bm} * F_{bm}(d, h)] \quad (10)$$

Em que:

F = Consumo do recurso energético

P = Refere-se ao preço ou tarifa associada ao recurso energético, R\$/MWh

ng = Gás natural

bm = Biomassa

ee = Eletricidade

Ei = Eletricidade importada

Ee = Eletricidade exportada

A potência instalada para cada equipamento é apresentada na Equação 11:

$$PIN(i) = NE(i) * P_{nom}(i) \quad (11)$$

Onde, $P_{nom}(i)$ é a potência nominal de cada equipamento.

As possibilidades de interação entre o sistema e o mercado são representadas por uma matriz binária (0 = não, 1 = sim) mostrada na Tabela 4, onde os indicadores são: INDCOM para possibilidades de compra, INDDDEM para a demanda, INDVEN para a venda e INDDDES representa os desperdícios, para cada um dos recursos energéticos disponíveis j.

Tabela 4. Matriz de interações do sistema.

Utilidade (j)	INDCOM	INDDDEM	INDVEN	INDDDES
Gás natural	1	0	0	0
Água quente	0	1	0	0
Água de resfriamento	0	0	0	0
Ar ambiente	0	0	0	1
Água fria	0	1	0	0
Eletricidade	1	1	1	0
Biomassa	1	1	0	0

Para cada intervalo de tempo, a produção de energia para cada equipamento i, em um determinado dia d e determinada hora h, é restrita à capacidade instalada dos equipamentos:

$$PROD(d, h, i) \leq PIN(i) \quad (12)$$

A restrição da produção é apresentada na Equação 13, em que X representa o fluxo de energia de uma utilidade j, produzida ou consumida por uma tecnologia i, enquanto K é o valor absoluto dos coeficientes de produção (apresentados na Tabela 3).

$$X(i, j, d, h) = K(i, j) * PROD(d, h, i) \quad (13)$$

O sistema deve satisfazer as equações de balanço energético, para cada j e para cada período (d,h).

$$Prod(j, kd, kh) - Cons(j, d, h) + C(j, d, h) - P(j, d, h) - D(j, d, h) - L(j, d, h) = 0 \quad (14)$$

$$Prod(j, d, h) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUP(i, j), \text{ com } YTUP(i, j) \in \{0,1\} \quad (15)$$

$$Cons(j, kd, kh) = \sum_i X(i, j, d, h) \cdot YTUC(i, j), \text{ com } YTUC(i, j) \in \{0,1\} \quad (16)$$

$$C(j, d, h) \leq INDPUR(j) \cdot (Cons(j, d, h) + D(j, d, h)), \text{ com } INDPUR(j) \in \{0,1\} \quad (17)$$

$$P(j, d, h) \leq INDWAS(j) \cdot Prod(j, d, h), \text{ com } INDWAS(j) \in \{0,1\} \quad (18)$$

$$L(j, d, h) \leq INDSEL(j) \cdot Prod(j, d, h), \text{ com } INDSEL(j) \in \{0,1\} \quad (19)$$

$$D(j, d, h) \leq INDDDEM(j) \cdot (Prod(j, d, h) + C(j, d, h)), \text{ com } INDDDEM(j) \in \{0,1\} \quad (20)$$

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), D(j, d, h) e L(j, d, h) são, respectivamente, compra, perda, demanda e desperdício 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), INDDDEM(j) e INDSEL(j) indicam as possibilidades de tais trocas, como mostrado na Tabela 4. YTUP(i, j) é 1 quando o coeficiente de produção (Tabela 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.

Para a utilização de eletricidade advinda dos painéis fotovoltaicos no sistema de poligeração, é utilizada a equação 21:

Para j=6, e para cada período horário e a cada dia:

$$Produçãoj - Consumoj + Compraj - Vendaj - Demandaj - Perdej + EFVH = 0 \quad (21)$$

$$EFVH = NPS \cdot A \cdot (Rad / 1000) \cdot \text{eff} \quad (22)$$

$$NPS \leq NFV \quad (23)$$

Na equação 22 define-se a eletricidade produzida pelos painéis, originada da radiação absorvida em cada hora, a cada dia, pelos painéis, onde A [m^2] representa a superfície de cada painel; eff é a eficiência do painel (dados do fabricante); Rad [Wh/m^2 , J/m^2] é a radiação global por unidade de superfície em plano horizontal, devido a localização geográfica; NFV é o número de painéis solares instalados, e NPS é o número de painéis ativos em cada período de tempo considerado no balanço. NPS e NPV são resultados da otimização. Faz-se uso do NPS tomando-se estes valores sujeitos à equação 23 para representar o grau de utilização do campo de painéis.

Para a produção de água quente por coletores solares, foi utilizada a seguinte equação:

Para $j=2$, e para cada período horário e a cada dia:

$$\text{Produção}_j - \text{Consumo}_j + \text{Compraj} - \text{Vendaj} - \text{Demandaj} - \text{Perdaj} + \text{CFVH} = 0 \quad (24)$$

$$\text{CFVH} = \text{NPS2} A (\text{Rad} / 1000) \text{ eff} \quad (25)$$

$$\text{NPS2} \leq \text{NFV2} \quad (26)$$

Na equação 25 define-se a energia produzida pelos coletores, originada da radiação absorvida em cada hora, a cada dia, pelos coletores, onde A [m^2] representa a superfície de cada coletor; eff é a eficiência do coletor (dados do fabricante); Rad [Wh/m^2 , J/m^2] é a radiação global por unidade de superfície em plano horizontal, devido a localização geográfica; $NFV2$ é o número de coletores instalados, e $NPS2$ é o número de coletores ativos em cada período de tempo considerado no balanço. $NFV2$ e $NPV2$ são resultados da otimização. Faz-se uso do $NPS2$ tomando-se estes valores sujeitos à equação 26 para representar o grau de utilização do campo de coletores.

O modelo de otimização compara todas as formas possíveis (dentro da superestrutura) para atender às demandas de energia do hotel, seja diretamente ou por meio de conversões de energia simples ou múltiplas, hora a hora, ao longo do ano, obtendo os custos para cada configuração possível e modo de operação. Portanto, todas as configurações viáveis contidas na superestrutura são comparadas, apresentando como um resultado final o custo mínimo anual (configuração ótima e modo de operação ideal). Os resultados serão mostrados no tópico a seguir.

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 SISTEMA DE REFERÊNCIA

Para fins de comparação de resultados, foi estabelecido um sistema de referência, em que todas as demandas são atendidas de forma tradicional, sem cogeração nem biomassa ou energia solar. A solução do modelo de otimização ficou restrita a tecnologias tradicionais como caldeira a gás natural, caldeira a eletricidade, trocador de calor, chiller mecânico e torre de resfriamento. Os resultados para o sistema de referência estão dispostos na Tabela 5.

Tabela 5. Sistema de referência (ótimo).

Sistema de Referência		
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos	Potência Instalada
Motor a gás com recuperador de calor	-	-
Caldeira de água quente (gás natural)	1	125 kW
Caldeira de água quente (elétrica)	0	0
Caldeira de água quente (biomassa)	-	-
Trocador de calor	0	0
Chiller de Absorção	-	-
Chiller Mecânico	1	51 kW
Torre de Resfriamento	0	0
Painéis Fotovoltaicos	-	-
Coletores Térmicos	-	-
Fluxos de Energia Anuais (MWh/ano)		
Compra de gás natural	60	
Eletricidade importada	64	
Investimento Inicial em Equipamentos	R\$ 131.100	
Custos Anuais (R\$/ano)		
Compra de gás natural	20.355	
Eletricidade Importada	43.014	
Operação e Manutenção	387	
Custo anual dos Equipamentos	17.043	
Custo Anual Total	R\$ 80.799 / ano	

Para o sistema de referência, o problema apresentou 52.766 restrições e 66.019 variáveis, das quais 586 são inteiras. O modelo realizou um total de 28 iterações, com um tempo de solução de 10 segundos, em um processador Intel®Core i7 de 2500 MHz com 8 GB de memória. Para esse sistema, os mínimos custos anuais são obtidos com a instalação de uma caldeira de água quente a gás natural para atender a demanda de aquecimento, uma

máquina de refrigeração mecânica para atender a demanda de refrigeração e compra de eletricidade diretamente da rede para atender a demanda de eletricidade.

4.2 SISTEMA ÓTIMO ECONÔMICO

Para o ótimo econômico, o modelo foi resolvido livremente (sem restrições). O problema apresentou 56.242 restrições, e 69.501 variáveis das quais 1170 são inteiras. O modelo realizou 2684 iterações em um tempo de solução de 14 segundos. A Tabela 6 mostra a solução otimizada encontrada.

Tabela 6. Ótimo econômico.

Sistema Ótimo Econômico		
Equipamentos	Quantidade de Equipamentos	Potência Instalada
Motor a gás com recuperador de calor	0	0
Caldeira de água quente (gás natural)	0	0
Caldeira de água quente (elétrica)	0	0
Caldeira de água quente (biomassa)	1	149 kW
Trocador de calor	0	0
Chiller de Absorção	0	0
Chiller Mecânico	1	51 kW
Torre de Resfriamento	0	0
Painéis Fotovoltaicos	70 unidades	
Coletores Térmicos	-	
Fluxos de Energia Anuais (MWh/ano)		
Compra de biomassa	42	
Compra de eletricidade	36	
Eletricidade produzida pelos painéis	74	
Eletricidade exportada	46	
Investimento Inicial em Equipamentos	R\$ 218.646	
Custos Anuais (R\$/ano)		
Compra de biomassa	2135	
Compra de eletricidade	24.327	
Eletricidade exportada	-31.207	
Operação e Manutenção	679	
Custo anual dos Equipamentos	28.424	
Custo Anual Total	R\$ 24.358 / ano	

Para o ótimo econômico, o mínimo custo anual está associado à instalação de uma caldeira à biomassa para atender a demanda de aquecimento, uma máquina de refrigeração mecânica para atender a demanda de refrigeração e eletricidade gerada por painéis

fotovoltaicos e compra direta de eletricidade diretamente da rede para atender a demanda de eletricidade.

O resultado da otimização do sistema ótimo econômico mostrou que não houve instalação de sistema de cogeração, mas sim, um sistema energético com apoio da energia solar fotovoltaica. A inviabilidade do sistema de cogeração pode ser justificada pela pouca demanda de calor (atrelada ao clima da região do hotel) na unidade consumidora em questão. Além disso, o elevado preço da máquina de refrigeração por absorção também inviabilizou a trigerção.

Houve um aumento no custo de capital no sistema ótimo econômico, mas há um benefício anual considerável ao considerar os valores de energia: com a livre escolha de tecnologias e possibilidades de uso de energia solar fotovoltaica e biomassa, **R\$ 56.441** é economizado por ano em relação ao custo anual total do sistema. Isto representa aproximadamente uma redução de custos de **69,8%** em comparação com o sistema de referência.

Os créditos obtidos com a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico são referentes à análise de compensação de um ano, já que a otimização analisa um ano operacional do sistema. Vale ressaltar que a legislação vigente brasileira permite para fins de compensação o uso dos créditos com geração distribuída em até 60 meses (5 anos). Apesar de a área disponível do telhado do hotel comportar um número maior de painéis fotovoltaicos, o dimensionamento considerou o projeto real de um sistema de microgeração de 70 painéis.

A otimização de sistemas energéticos incluindo energia solar fotovoltaica e biomassa vem sendo cada vez mais disseminada, como a exemplo do trabalho de Melo *et al.* (2019) que investigaram a viabilidade do armazenamento elétrico na síntese e otimização de um sistema energético para um edifício do setor terciário no nordeste brasileiro. O resultado da otimização econômica empregou 3 caldeiras de água quente à biomassa, 200 painéis fotovoltaicos, chillers mecânicos e uma torre de resfriamento.

No estudo de Delgado *et al.* (2018b) foi verificada a possibilidade de multigerção para um hospital universitário, considerando a minimização de custos econômicos. O resultado da otimização sugere a instalação de 200 painéis fotovoltaicos, e duas caldeiras para produção de água quente a partir de bagaço de cana-de-açúcar.

Ao avaliar a instalação de microgerção distribuída do sistema ótimo econômico com o momento atual do Brasil foi possível fazer um paralelo com o trabalho de Delgado (2015). O estudo propunha um modelo de otimização ambiental e econômica, baseado também em

PLIM, em que sua superestrutura ofertava a energia solar fotovoltaica e biomassa, para geração distribuída de energia. A solução econômica encontrada sugeriu a utilização de biomassa como recurso renovável nas caldeiras de água quente. Já a solução ambiental indicou trigeração (módulo de cogeração a gás natural mais uma máquina de refrigeração por absorção de simples efeito) para minimizar os impactos ambientais produzidos pelo sistema de abastecimento e conversão de energia. É importante salientar que no trabalho, a autora verificou que apesar de o Brasil possuir uma legislação bastante avançada e consolidada, ainda se carecia de incentivos fiscais e econômicos para tornar a geração distribuída viável. A conclusão foi verificada pelo alto custo para a implantação de sistemas de geração distribuída naquele ano, por falta de incentivos fiscais e políticas de financiamento dos equipamentos que compõem a GD.

A evolução da GD, e mais precisamente da fonte solar fotovoltaica no Brasil, veio aumentando consideravelmente desde o ano de 2012. No ano de 2015, de acordo com a ABSOLAR (2021) o Brasil contava com apenas 42 MW de potência instalada e até o momento atual do ano de 2021, foi registrado 8.470 MW de potência instalada. Esse fator se deve a exatamente o contrário do que acontecia em 2015, pois os incentivos fiscais foram disseminados (alguns vinculados a leis e decretos de cada estado ou município), como a isenção de ICMS para quem possui geração distribuída, além das políticas de financiamento abertas por vários bancos estatais e privados que criaram linhas de crédito específicas para financiamento de geração distribuída. Além disso, o número de fornecedores e empresas especializadas em instalação de sistemas fotovoltaicos expandiu de forma exponencial, fator atrelado à diminuição do valor monetário dos próprios equipamentos dos sistemas fotovoltaicos.

Em Delgado (2015), a autora apresentou um valor unitário do painel fotovoltaico utilizado em sua otimização de aproximadamente R\$ 2.280,00, valor 87,7% maior que o do painel utilizado para este estudo (R\$ 1.215,00), e essa diferença considerável de preços se deve à evolução da GD, apresentada no parágrafo acima, principalmente pela expansão de empresas do ramo no país, fazendo com que os custos dos equipamentos diminuíssem. Desta forma, é possível perceber que o Brasil avançou positivamente em suas políticas de incentivo à disseminação da GD e que os sistemas em si se tornaram economicamente viáveis para as unidades consumidoras.

4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Um sistema de poligeração pode sofrer inúmeras incertezas como, por exemplo, a flutuação de preços de combustíveis, a intermitência ao utilizar fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica. Frente a isso, essa subseção apresenta análises de sensibilidade com o objetivo de avaliar os cenários com a alteração de variáveis que apresentam incertezas. As variáveis analisadas foram: modalidade tarifária branca, tarifa do gás natural, tipos de biomassa e tarifa da eletricidade.

4.3.1 Tarifa Branca

Para a análise de sensibilidade no que se refere à mudança de enquadramento tarifário da unidade objeto de estudo para a modalidade tarifária branca, os resultados obtidos da otimização não apresentaram grandes mudanças. Foram obtidas mudanças em alguns custos do sistema (grifadas em verde) em relação ao sistema ótimo econômico. A tabela 7 mostra a solução ótima encontrada para o modelo de otimização, analisando a modalidade tarifária branca. O investimento inicial em equipamentos totaliza R\$ 218.646.

Tabela 7. Análise de sensibilidade da tarifa branca.

	Custos Anuais (R\$/ano)
Compra de biomassa	2.135
Compra de eletricidade	22.046
Eletricidade exportada	- 21.338
Operação e Manutenção	679
Custo anual dos Equipamentos	28.424
Custo Anual Total	R\$ 31.945 / ano

O resultado de um custo anual total cerca de 31,15% maior que o sistema ótimo econômico (R\$ 7.587/ano) mostra um cenário desfavorável para um mesmo sistema que seja tarifado com a modalidade tarifária branca e contenha um sistema de geração distribuída.

Dantas & Pompermayer (2018) citam que quando a tarifa branca e a geração distribuída de sistema fotovoltaico estão associadas na mesma unidade consumidora, a tarifa branca não apresenta vantagem quando comparada com a tarifa tradicional, pois quando a geração de energia está em seu pico de geração (entre 6h da manhã às 18h) é quando a tarifa branca se encontra no seu valor mais econômico (fora de ponta). Logo, no horário de ponta, o custo da energia é mais caro e a geração de energia já está muito baixa para suprir a

demanda, o que faz com que o consumidor compre de volta uma energia mais cara do que foi vendida/gerada.

Apesar da mudança da tarifa convencional para a tarifa branca com o sistema de geração distribuída não ter se mostrado favorável, cabe ressaltar que não foi avaliado o uso de um sistema de armazenamento elétrico/térmico, que poderia ou não ter melhorado o desempenho do sistema. A utilização de sistema de armazenamento térmico, resulta em uma melhor utilização de um recurso de energia renovável intermitente, amenizando o problema de incompatibilidade entre serviços de energia de produção e consumo (BUORO *et al.*, 2014).

Ao simular o sistema ótimo-econômico com aplicação da tarifa branca e sem a instalação de painéis fotovoltaicos, a fim de avaliar qual a interferência da tarifa branca sem a compensação de créditos na unidade consumidora, a configuração não foi modificada (quanto à instalação dos equipamentos, exceto pela ausência de painéis), continuando a instalação de caldeira a biomassa, chiller mecânico e eletricidade importada da rede. Apesar de uma diminuição no investimento inicial com equipamentos, devido à ausência dos painéis, o custo anual total aumentou significativamente, devido ao maior fluxo de importação de eletricidade (Tabela 8).

Tabela 8. Análise de sensibilidade da tarifa branca sem instalação de painéis fotovoltaicos.

	Custos Anuais (R\$/ano)
Compra de biomassa	2.135
Compra de eletricidade	35.467
Eletricidade exportada	-
Operação e Manutenção	679
Custo anual dos Equipamentos	17.367
Custo Anual Total	R\$ 55.648 / ano

Comparada com a tarifa convencional, a tarifa branca não resultou em redução para o hotel, já que ela é uma melhor opção para unidades que possuem grande parte de seu consumo concentrado no período fora de ponta e que não possuam um consumo variável e por vezes indefinido ao longo do dia, como é o caso de empreendimentos do setor turístico. Dessa forma, a simulação mostrou que a adesão à tarifa branca, sem a análise de armazenamento térmico/elétrico, resulta em um custo anual total maior para o hotel, sendo mais vantajoso manter-se enquadrado na tarifa de eletricidade convencional.

4.3.2 Sensibilidade – tarifa do gás natural

A análise de sensibilidade da tarifa do gás natural foi feita variando a mesma entre -20% e +20% do valor do caso base de 340 R\$/MWh. Para todos os cenários, não ocorre nenhuma mudança na configuração do sistema. A configuração do caso base atende as demandas do hotel para o valor da tarifa do gás natural variando de -20% a +20%, indicando um bom desempenho da solução ótima diante das incertezas relacionadas à tarifa do gás natural.

Foi verificado que para a instalação dos grupos geradores a gás natural, a tarifa deveria ser apresentada em um decréscimo de cerca de 69% (106 R\$/MWh) em relação ao seu valor base, tornando-se uma situação inviável.

4.3.3 Tipos de Biomassa

A análise de sensibilidade a seguir avaliou dois tipos diferentes de biomassa, além da escolhida no modelo da superestrutura. A biomassa do bagaço de cana-de-açúcar (51 R\$/MWh) foi a escolhida para a superestrutura e sua viabilidade foi comparada com o uso de lenha (78 R\$/MWh) e pellets (114 R\$/MWh), por se tratarem de dois tipos de biomassa permitidas na caldeira de produção de água quente especificada. A tabela 9 mostra a solução ótima encontrada para o modelo de otimização, de acordo com diferentes tipos de biomassa.

Tabela 9. Análise de sensibilidade do tipo de biomassa.

Tipo de biomassa (R\$/MWh)	Bagaço de Cana-de-açúcar (51)	Lenha (78)	Pellets (114)
Equipamentos		Quantidade de Equipamentos	
Motor a gás com recuperador de calor	0	0	0
Caldeira de água quente (gás natural)	0	0	0
Caldeira de água quente (elétrica)	0	0	0
Caldeira de água quente (biomassa)	1	1	1
Trocador de calor	0	0	0
Chiller de Absorção	0	0	0
Chiller Mecânico	1	1	1
Torre de Resfriamento	0	0	0
Painéis Fotovoltaicos	70 unidades		
Coletores Térmicos	-		
Fluxos de Energia Anuais (MWh/ano)			
Compra de biomassa	42	61	79
Compra de eletricidade	36	36	36
Eletricidade produzida pelos painéis	74	74	74
Eletricidade exportada	46	46	46

Investimento Inicial em Equipamentos	R\$ 218.646	R\$ 218.646	R\$ 218.646
	Custos Anuais (R\$/ano)		
Compra de Biomassa	2.135	4.746	8.673
Compra de eletricidade	24.327	24.327	24.327
Eletricidade Exportada	- 31.207	- 31.207	- 31.207
Operação e Manutenção	679	679	679
Custo anual dos Equipamentos	28424	28242	28424
Custo Anual Total	R\$ 24.358/ano	R\$ 26.969/ano	R\$ 30.897/ano

Os resultados levaram em consideração as demandas anuais do hotel, além do preço, o poder calorífico inferior dos insumos. Constatou-se que os pellets foram o recurso de biomassa mais caro, enquanto a lenha apresentou o segundo melhor resultado considerando o custo de compra e custo anual total. Ainda que a lenha apresentasse um custo de compra atraente, o bagaço de cana-de-açúcar se manteve como melhor opção de biomassa, por ter seu custo de insumo e de transporte menor, além de poder calorífico mais baixo. E esta informação apoia de forma mais consistente a inclusão adequada deste recurso na superestrutura do hotel e, conseqüentemente, a otimização do sistema de proposto, permitindo a verificação mais clara dos custos reduzidos.

Semelhante ao trabalho de Delgado *et al.* (2018a), em que dentre opções de biomassas diferentes, assim como nesta análise de sensibilidade, a biomassa do bagaço de cana-de-açúcar também se mostrou como a opção mais adequada para a otimização de um sistema de poligeração de um hospital.

4.3.4 Tarifa da Eletricidade

Na análise de sensibilidade verificada, foi observado que em nenhuma variação da tarifa de eletricidade houve a instalação dos coletores solares térmicos, o que demonstra que para a demanda energética de aquecimento do hotel, não há instalação de coletores. E variando a tarifa de eletricidade entre -20% e +20% do valor do caso base de 562 R\$/MWh, não houve variação na configuração do sistema.

4.4 PERFIL DE CONSUMO DO HOTEL DURANTE 2020: PANDEMIA DA COVID-19

A pandemia da COVID-19, causada pelo chamado novo coronavírus, impactou diversos setores da economia, no mundo inteiro. O seu início no Brasil aconteceu em 26 de fevereiro de 2020 quando se constatou o primeiro caso suspeito e as medidas de restrições

ficaram a cargo dos governos estaduais e municipais, tendo iniciado na maioria dos estados em meados da segunda semana de março de 2020.

As atividades turísticas foram as primeiras a sofrerem interrupção, e segundo o Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste (ETENE, 2020), devem ser as últimas a retornar, em função das medidas de restrição à propagação do vírus impostas por decretos, por conta da “decisão” da população em permanecer em isolamento social e não obstante, devido ao choque de renda que corroboram desfavoravelmente ao setor no médio prazo.

Ao analisar a curva de carga da Figura 4, além de ser possível perceber uma variação de perfil de consumo entre os meses e os anos, que é um comportamento típico do setor hoteleiro, também é possível avaliar o impacto da pandemia no consumo de energia do hotel desde o seu início, com a curva de 2020, no geral, abaixo dos índices de consumo dos anos anteriores.

A Tabela 10 mostra o histórico do consumo de energia elétrica do hotel no ano anterior ao início da pandemia (2019) e o ano em que se iniciou a pandemia (2020). No mês de fevereiro de 2020, que costuma ser um mês movimentado no setor turístico, o consumo já se apresentou um valor muito abaixo ao se comparar com o ano de 2019, por motivos internos do hotel, e seguindo no geral, de queda nos meses seguintes.

Tabela 10. Consumo de energia elétrica do hotel nos anos de 2019 e 2020.

Consumo em kWh/ano			
Mês	2019	2020	- x%
Jan	4.798	4.614	3,83
Fev	11.208	99	99,12
Mar	5.317	99	98,14
Abr	4.946	4.775	3,46
Mai	4.062	838	79,37
Jun	2.294	772	66,35
Jul	3.656	719	80,33
Ago	2.528	1.425	43,63
Set	2.591	3.762	+ 45,2
Out	4.900	2.599	46,96
Nov	4.614	2.408	47,81
Dez	4.623	2.224	51,89

Percebe-se que o histórico e a curva de consumo apresentaram um crescimento no mês de setembro de 2020 seguido de um leve declínio até dezembro, que seguiu as

perspectivas apresentadas por um estudo da Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2020) “Impacto Econômico do COVID-19 – Propostas para o Turismo Brasileiro”, em que a retomada do setor deverá ocorrer em fases (turismo doméstico, turismo de negócios e eventos e turismo internacional) entre os meses de setembro de 2020 a outubro de 2021.

O setor comercial, onde se inclui o setor turístico, foi o que apresentou maior queda de consumo de energia no Brasil desde o início da pandemia. A região nordeste, por sua vez, relacionando dados de restrição de mobilidade e consumo de energia, apresentou a quarta maior queda dentre as demais regiões, mas apresentou um crescimento de consumo discreto a partir de julho de 2020, quando houve uma retomada gradual das atividades nos setores (CARVALHO *et al.*, 2020; DELGADO *et al.*, 2021).

Apesar do crescimento discreto do consumo de energia por volta dos meses de julho a setembro, ainda no fim do mês de novembro de 2020 o Brasil iniciou um agravamento de casos de COVID-19 e que piorou com festas de final de ano e carnaval de 2021, apesar das restrições, se mantendo em alta este mês, maio de 2021. Esse agravamento causa uma instabilidade nos setores econômicos, especialmente no setor turístico, que sofre quedas bruscas tanto no seu consumo de energia quanto na sua receita, reforçando o que o estudo da ETENE mostrou, de que provavelmente será o último setor a retornar suas atividades anteriores à pandemia.

Os trabalhos de Carvalho *et al.* (2020) e Delgado *et al.* (2021) fizeram análises das tendências de consumo e demanda de energia elétrica durante os primeiros meses de pandemia e verificaram que houve redução no consumo e nas cargas elétricas para todo o sistema brasileiro, assim como no mundo, se comparados os períodos antes e depois do início das restrições, afetando principalmente os setores industrial, comercial e de transportes. E ao relacionar a mudança na carga de eletricidade e a economia, algumas atividades teriam verificado aumento na receita (alimentação e comércio eletrônico, por exemplo), enquanto empresas do setor de manufatura hoteleira e serviços pessoais foram negativamente afetadas.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

Este estudo teve como objetivo geral otimizar, com uso de ferramentas computacionais, a configuração e a operação de um sistema energético para suprimento de eletricidade, água quente e refrigeração, a ser instalado em um hotel do estado da Paraíba. O hotel, que é um edifício do setor terciário, possui vasto potencial para aplicação de projeto de otimização energética, por apresentar comportamento particular em relação às demandas de energia, devido às variações horárias, diárias ou sazonais.

Os resultados demonstraram a economia e os benefícios de incorporar fontes de energia renovável (energia solar e biomassa) em um sistema otimizado, baseado em PLIM, para o suprimento energético (eletricidade, água quente e refrigeração) de uma unidade consumidora do setor turístico. A solução ótima encontrada, que tinha como objetivo minimizar os custos anuais do hotel, considerando as situações disponíveis de acordo com a superestrutura montada, não instalou cogeração mas resultou num sistema energético com apoio de energia solar fotovoltaica.

Considerando a superestrutura de equipamentos e recursos energéticos proposta, baseada em equipamentos comercialmente disponíveis e recursos energéticos locais, a solução otimizada empregou biomassa e painéis fotovoltaicos para atingir o mínimo custo anual. O sistema supriu a demanda de eletricidade com a instalação de 70 painéis fotovoltaicos e compra de eletricidade da rede, a demanda de água quente por uma caldeira à biomassa e a demanda de refrigeração por um chiller mecânico. Ao comparar a solução otimizada com o sistema de referência (que é uma solução otimizada, mas com recursos tradicionais, que não utilizou cogeração ou recursos renováveis), a modificação principal é a utilização de caldeira à biomassa em vez de caldeira a gás natural (considerando a viabilidade econômica deste recurso energético - biomassa, sendo muito barato e capaz de atender as demandas de energia).

Embora a solução econômica ideal tenha apresentado custos de capital mais elevados, seu custo total anual foi 69,8% menor do que o sistema de referência, baseado em equipamento convencional. A adoção de equipamentos mais eficientes e menos caros e combustíveis que agridam menos o meio ambiente, como a utilização de painéis fotovoltaicos e caldeira à biomassa, devem ser analisadas com cuidado, pois além de promover benefícios ambientais também agregará valor aos recursos adotados.

As análises de sensibilidade avaliaram a mudança de modalidade tarifária, da tarifa do gás natural, tipos de biomassa e tarifa da eletricidade. Quanto à análise da tarifa branca

em substituição da modalidade convencional foi observado que não há vantagens na sua utilização quando se tem paralelamente a instalação de geração distribuída na mesma unidade e devido ao fator do perfil de consumo do hotel ser bastante variável ao longo do ano.

Os resultados da análise de sensibilidade referente ao tipo de biomassa avaliaram o uso de bagaço de cana-de-açúcar, pellets e lenha. Para a otimização foram considerados os custos e o poder calorífico dos insumos enquanto combustíveis, e a análise mostrou que o tipo de biomassa incorporada à superestrutura proposta (bagaço de cana-de-açúcar) foi de fato a escolha adequada se adequava à demanda energética do hotel, apesar de não ter considerado o armazenamento térmico/elétrico.

A análise de sensibilidade das tarifas do gás natural e de eletricidade avaliou a variação de seus valores de -20% a +20% e os resultados mostraram que não ocorreu nenhuma alteração na configuração ótima do sistema, indicando um bom desempenho da solução ótima diante das incertezas relacionadas às tarifas.

Pode-se observar que desde o aparecimento das legislações de incentivo à utilização de recursos energéticos renováveis não convencionais, vários fatores ao longo dos anos contribuíram para que o custo de implantação desses sistemas se tornasse viável. Fatores como ações motivacionais de governos estaduais, como isenção de ICMS, implantação de políticas de incentivo ao financiamento do sistema que compõe GD por parte de instituições financeiras, medidas de políticas energéticas como o sistema de compensação de energia e não menos a importante, o crescimento de empresas do ramo, geraram preços mais competitivos e acessíveis aos consumidores, favoreceram o mercado de GD.

Além dos resultados obtidos com o sistema de referência, ótimo econômico e análises de sensibilidade, foi possível observar o impacto causado no consumo de energia do hotel, devido às medidas de restrições adotadas desde o início da pandemia da COVID-19, quando comparado aos valores do ano anterior à pandemia (2019). E apesar da previsão de retomada gradual do setor turístico, estudos mostram e evidenciam que empresas desse ramo serão as últimas a se recuperar, o que reflete diretamente na necessidade de políticas de transição energética que sejam favoráveis ao suprimento energético não só de unidades consumidoras comerciais, mas de todas as classes.

Considerando o atual cenário de mudanças na legislação brasileira relacionada à política energética, a necessidade de uma transição energética eficaz e o período pandêmico que o mundo e o Brasil vêm enfrentando, uma perspectiva para expandir este trabalho inclui

a consideração de critérios ambientais, incorporando a avaliação do ciclo de vida para formular e quantificar critérios ambientais razoáveis, e, assim, identificar quais sistemas de produção combinada de energia são menos agressivos ao meio ambiente. Este trabalho também pode ser estendido adicionando-se mais equipamentos para a superestrutura, avaliar a simulação dos resultados de acordo com a nova resolução da Aneel (se aprovada) para a geração distribuída ou com o possível marco legal da minigeração e microgeração distribuída no Brasil, através do Projeto de Lei nº 5.829/2019. Além das propostas acima, analisar em um cenário pós-pandêmico qual o impacto causado pela queda de consumo do hotel, seguindo a configuração da solução ótima encontrada, como por exemplo, ao avaliar se o sistema de compensação de energia obtido pela instalação dos painéis fotovoltaicos acumularia créditos suficientes para um impacto positivo na economia energética do hotel em uma retomada gradual de valores de consumo de energia.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **A transição energética avança.** [2019]. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/artigos/a-transicao-energetica-avanca/>. Acesso em 16 abril 2021.
- ABSOLAR. **Brasil entra no grupo de 20 países líderes em energia solar.** [2020]. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/brasil-entra-no-grupo-de-20-paises-lideres-em-energia-solar.html>. Acesso em 10 jul 2020.
- ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico Absolar.** [2021] (05/04/2021). [2021]. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em 15 abril 2021.
- AFONSO, C.; ROCHA, C. Evaluation of the economic viability of the application of a trigeneration system in a small hotel. **Future Cities and Environment**, v. 2, p. 1-9, 2016.
- AL MOUSSAWI, H.; FARDOUN, F.; LOUAHLIA, H. Review of tri-generation Technologies: Design evaluation, optimization, decision-making, and selection approach. **Energy Conversion and Management**, v. 120, p. 157-196, 2016.
- AL MOUSSAWI, H. FARDOUN, F.; LOUAHLIA, H. Selection based on differences between cogeneration and trigeneration in various prime mover Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 491-511, 2017.
- ARCURI, P.; BERARDI, P.; FLORIO, G.; FRAGIACOMO, P. Optimal design of a small size trigeneration plant in civil users: A MINLP (Mixed Integer Non Linear Programming Model). **Energy**, p. 1-14, 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15569: Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto – Projeto e Instalação.** Rio de Janeiro, p. 35, 2020.
- AVILA, M. L. **Análise comparativa entre coletores solares planos e coletores solares de tubo a vácuo.** 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.
- BAPTISTA, Alessandra Sleman Cardoso. **Análise da viabilidade econômica da utilização de aquecedores solares de água em resorts no nordeste do Brasil.** 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- BOROWSKI, Marek *et al.* Energy Monitoring in a Heating and Cooling System in a Building Based on the Example of the Turówka Hotel. **Energies**, v. 13, n. 8, p. 1968, 2020.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa N° 414, de 09 de Setembro de 2010.** [2010]. Estabelece as condições gerais de fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>. Acesso em 05 jul 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012**. [2012]. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 05 jul 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015**. [2015]. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 05 jul 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa N° 786, de 17 de Outubro de 2017**. [2017a]. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em 24 jan 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Gás para crescer – Relatório de Estocagem e Transporte**. Brasília: MME, 2017.

BRASIL, EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional, 2020a**, ano base 2019.

BRASIL, EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis ano 2019**. Rio de Janeiro: 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-489/Analise_de_Conjuntura_Ano_2019.pdf. Acesso em 28 abr 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei n° 5.829, de 2019**. [2019]. Altera a Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a fim de instituir um marco legal da minigeração e microgeração distribuída no Brasil, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e outras providências. Brasília: Câmara dos Deputados, 2019. Disponível em: [prop_mostrarintegra.jsessionid=node01pfjlpn4zs9cgnezhi0wzzptr9104691.node0 \(camara.leg.br\)](http://prop_mostrarintegra.jsessionid=node01pfjlpn4zs9cgnezhi0wzzptr9104691.node0@camara.leg.br). Acesso em 05 mai 2021.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Biomassa para Energia no Nordeste: Atualidade e Perspectivas**. Brasília: MMA, 2018.

BUONOMANO, A.; CALISE, F., PALOMBO, A.; VICIDOMINO, M. Energy and economic analysis of geothermal-solar trigeneration systems: A case study for a hotel building in Ischia. **Applied Energy**, v. 138, p. 224-241, 2015.

BUORO, D.; PINAMONTI, P.; REINI, M. Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating. **Applied Energy**, v. 124, p. 298-308, 2014.

CALISE, F.; D'ACCADIA, M. D. Simulation of Polygeneration Systems. **Journal Energies**, v. 9, p. 1-9, 2016.

CARVALHO, M.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. Multicriteria synthesis of trigeneration systems considering economic and environmental aspects. **Applied Energy**, v. 91, p. 245-254, 2012.

CARVALHO, M., LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. Synthesis of trigeneration systems: Sensitivity analyses and resilience. **The Scientific World Journal**, v. 2013, p. 1-16, 2013.

CARVALHO, M.; SERRA, L. M.; LOZANO, M. A. Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. **Energy**, v. 36, p. 3779-3790, 2011.

CARVALHO, M.; DELGADO, D. B. M.; LIMA, K. M.; CANCELA, M. C.; SIQUEIRA, C. A.; SOUZA, D. L. B. Effects of the Covid-19 pandemic on the Brazilian electricity consumption patterns. **International Journal of Energy Research**, v. 45, p. 3358-3364, 2020.

COGEN. **Cogeração tem 18,5 GW instalados no país, com maior parte biomassa.** [2020a]. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/principais-noticias/cogeracao-tem-18-5-gw-instalados-no-pais-com-maior-parte-de-biomassa>. Acesso em 28 fev. 2020.

COGEN. **Unidades de Cogeração em operação.** [2020b]. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/siscogen/indicadores-de-gestao/unidades-de-cogeracao-em-operacao>. Acesso em: 28 fev. 2020.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.** Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro, 2018.

DELGADO, Danielle Bandeira de Mello. **Otimização econômica e ambiental de um sistema de poligeração incluindo energia solar fotovoltaica e biomassa: estudo de caso em um hospital paraibano.** 2015. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2015.

DELGADO, D. B. M.; CARVALHO, M. COELHO JUNIOR, L. M.; CHACARTEGUI, R. Analysis of Biomass-fired Boilers in a Polygeneration System for a Hospital. **Frontiers in Management Research**, v. 2, n. 1, p. 1-13, 2018a.

DELGADO, D.; CARVALHO, M.; COELHO JUNIOR, L.M.; ABRAHÃO, R.; CHACARTEGUI, R. Photovoltaic solar energy in the economic optimisation of energy supply and conversion. **IET Renewable Power Generation**, p. 1-6, 2018b.

DELGADO, D. B. M.; LIMA, K. M.; CANCELA, M. C.; SIQUEIRA, C. A. S.; CARVALHO, M.; SOUZA, D. L. B. Trend analyses of electricity load changes in Brazil due to Covid-19 shutdowns. **Electric Power Systems Research**, v. 193, p. 107009, 2021.

ELSIDO, C.; BISCHI, A.; SILVA, P.; MARTELLI, E. Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units. **Energy**, v. 121, p. 403-426, 2017.

ENERGISA. NDU – 001 – versão 6.3 - Norma de Distribuição Unificada. João Pessoa, 2020.

ETENE. Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste – ETENE. Setor de Turismo: Impactos da Pandemia. **Caderno Setorial Etene**, ano 5, n. 122, 2020.

FLOUDAS, C. A. **Nonlinear and mixed-integer optimization. Fundamentals and applications**. Oxford University Press: 1995.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. FGV. **Impacto Econômico do COVID-19 – Propostas para o Turismo Brasileiro**. [2020]. Disponível em: 01.covid19_impactoeconomico_v09_compressed_1.pdf (fgv.br). Acesso em: 01 mai. 2021.

FRANCISCO, P. R. M.; SANTOS, D. **Climatologia do Estado da Paraíba**. Campina Grande: EDUFPG, 2017.

GABRIELLI, Paolo *et al.* A MILP model for the design of multi-energy systems with long-term energy storage. **Computer Aided Chemical Engineering**, v. 40, p. 2437-2442, 2017.

GAO, L.; HWANG, Y.; CAO, T. An overview of optimization technologies applied in combined cooling, heating and power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 114, p. 109344, 2019.

GARCIA, Y.; DIAZ, O.; GUZMAN, R. Design and optimization of PV/Diesel hybrid power system in a hotel. **International Journal of Energy Production and Management**, v. 2, n. 1, p. 52-59, 2017.

GOLDEMBERG, J; LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. 3 ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 400p, 2011.

GOOGLE MAPS. Jacumã's Lodge Hotel – Google. [2020]. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-7.2865025,-34.8088681,15.48z>. Acesso em 10 jul 2020.

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, 2000.

HORLOCK, JH. Cogeneration-Combined Heat and Power (CHP). Thermodynamics and economics. Pergamon press, Oxford, 1987.

KANTOR, I. *et al.* A mixed-integer linear programming formulation for optimizing multi-scale material and energy integration. **Frontiers in Energy Research**, v. 8, p. 1-20, 2020.

KERME, Esa Durbe *et al.* Energetic and exergetic performance analysis of a solar driven power, desalination and cooling poly-generation system. **Energy**, 117150, 2020.

KLEMEŠ, Jiří Jaromír *et al.* **Sustainable Process Integration and Intensification: Saving Energy, Water and Resources**. Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2018.

KRESTENITI, Angeliki. Development of a concept for energy optimization of existing Greek hotel buildings. **Procedia Environmental Sciences**, v. 38, p. 290-297, 2017.

LI, B. *et al.* Performance analysis and optimization of a CCHP-GSHP coupling system based on quantum genetic algorithm. **Sustainable Cities and Society**, v. 46, p. 101408, 2019.

LI, L-L. *et al.* Reducing environmental pollution and fuel consumption using optimization algorithm to develop combined cooling heating and power system operation strategies. **Journal of Cleaner Production**, v. 247, p. 119082, 2020.

LI, Miao *et al.* Optimal design and analysis of CCHP system for a hotel application. **Energy Procedia**, v. 142, p. 2329-2334, 2017.

LINDO SYSTEMS. **Lingo: the modeling language and optimizer, 2020**. 2020. Disponível em: <https://www.lindo.com/index.php/ls-downloads/user-manuals>. Acesso em 20 jul 2021.

LIU, M.; SHI, Y.; FANG, F. Combined cooling, heating and power systems: A Survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 1-22, 2014.

LOZANO, M. A.; RAMOS, J.; SÁNCHEZ, S. Optimization del diseño de sistemas de trigeneración. **Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica**, v. 9. n. 1, p. 47-53, 2005.

LUENBERGER, D. G.; YE, Y. **Linear and Nonlinear Programming**. London: Springer, 2016.

MANO, Fernando. **A importância e os desafios da inserção de novas fontes de energia na matriz elétrica brasileira**. 2017. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/a-importancia-e-os-desafios-da-insercao-de-novas-fontes-de-energia-na-matriz-eletrica-brasileira.aspx>. Acesso em 04 jul 2020.

MELO, Wendel Alexandre Xavier. **Algoritmos para programação não linear inteira mista**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas de Computação), Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2012.

MELO, C. T. M. C. B.; CARVALHO, M.; ROMERO, A. J. Electricity Storage in the Optimization of Energy Supply Systems. **Energetics – 5th Jubilee Virtual International Conference on Science, Technology and Management in Energy**, p. 131-138, 2019.

MISEVIČIŪTĖ, V.; MOTUZIENĖ, V.; VALANČIUS, K. The application of the Pinch method for the analysis of the heat exchangers network in a ventilation system of a building. **Applied Thermal Engineering**, v. 129, p. 772-781, 2018.

MURUGAN, S.; HORÁK, B. Tri and polygeneration systems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, pp. 1032 – 1051, 2016.

OMMEN, T.; MARKUSSEN, W. B.; ELMEGAARD, B. Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. **Energy**, v. 74, p. 108-118, 2014.

PBGÁS. Companhia Paraibana de Gás. Tarifas. [2021]. Disponível em: http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477. Acesso em 20 de março de 2021.

PEREIRA, Pedro Tiago Sousa. **Energia Solar Térmica: Perspectivas do Presente e do Futuro**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – Porto, 2010.

PIANCENTINO, A. *et al.* Optimization of trigeneration systems by Mathematical Programming: Influence of plant scheme and boundary conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 104, p. 100-114, 2015.

PINA, Eduardo Antonio. **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 (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade de Zaragoza, Espanha, 2019.

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. **Optimal design of polygeneration systems supported with renewable energy sources and energy storage for a Brazilian hospital**. The 31st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Portugal, 2018.

PINA, Eduardo Antonio *et al.* Tackling thermal integration in the synthesis of polygeneration systems for buildings. **Applied Energy**, v. 269, p. 115115, 2020.

REDDICK, C.; SORIN, M.; BONHIVERS, J.; LAPERLE, D. Waste heat and renewable energy integration in buildings. **Energy and Buildings**, v. 211, p. 109803, 2020.

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, 2014.

ROMERO, Alberto. **Optimal design and control of mine site energy supply systems**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia de Recursos Naturais). Universidade Laurentian, Canadá, 2016.

ROSA, Fábio Niemezewski da. **Aplicabilidade de coletores solares com tubo evacuado no Brasil**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.

RUBIM, B. **Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da REN 482 (Parte 1)** [2020]. Disponível em: <https://barbararubim.com.br/index.php/2020/02/18/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-revisao-da-ren-482-parte-1/>. Acesso em 24 jan 2021.

RUBIO-MAYA, Carlos *et al.* Design optimization of a polygeneration plant fuelled by natural gas and renewable energy sources. **Applied Energy**, v. 88, p. 449 – 457, 2011.

SERRA, Luis M. *et al.* Polygeneration and efficient use of natural resources. **Energy**, v. 34, n. 5, p. 575-586, 2009.

SILVA, S. P. *et al.* A importância da biomassa na matriz energética brasileira. **Pensar Acadêmico**, v. 19, n. 2, p. 557-583, 2021.

URBANUCCI, L. Limits and potentials of Mixed Integer Linear Programming methods for optimization of polygeneration energy systems. **Energy Procedia**, v. 148, p. 1199 – 1205, 2018.

WANG, J.; Qi, X.; REN, F.; ZHANG, G.; WANG, J. Optimal design of hybrid combined cooling, heating and power systems considering the uncertainties of load demands and renewable energy sources. **Journal of Cleaner Production**, 281, p. 125357, 2021.

WIRTZ, M.; HAHN, M.; SCHREIBER, T.; MÜLLER, D. Design optimization of multi-energy systems using MILP: Which model complexity and level of detail is sufficient? **Energy Conversion and Management**, v. 240, p. 114249, 2021.

WU, Q. *et al.* Design and operation optimization of organic Rankine cycle coupled trigeneration systems. **Energy**, v. 142, p. 666-677, 2018.

YANG, G.; ZHAI, X. Optimization and performance analysis of solar hybrid CCHP systems under different operation strategies. **Applied Thermal Engineering**, v. 133, p. 327-340, 2018.

ZENG, R. *et al.* Optimization and performance comparison of combined cooling, heating and power/ground source heat pump/photovoltaic/solar thermal system under different load ratio for two operation strategies. **Energy Conversion and Management**, v. 208, p. 112579, 2020.

ZHANG, T. *et al.* Bi-stage stochastic model for optimal capacity and electric cooling ratio of CCHPs – a case study for a hotel. **Energy and Buildings**, v. 194, p. 113-122, 2019.

APÊNDICE A – Equipamentos

A.1 Grupo Gerador a Gás (MGWC)

Foi escolhido o grupo gerador a gás Generac, modelo G007178-0, e seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 24.170,00

Potência elétrica: 16 kW

Consumo de combustível: 6,9m³/h

Fluxo de gases de exaustão: 0,92 kg/s

Temperatura dos gases de exaustão: 435°C

Rejeição de calor pelas camisas: 329 kW

Rejeição de calor pelo intercooler-radiador: 37 kW

A Figura A-1 mostra os fluxos energéticos para o motor. Foi considerado como fluxo principal a eletricidade, desta forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de eletricidade, é necessário o consumo de 4,70 kW de gás natural, aproveitando 0,58 kW de água quente e evacuando 0,61 kW de calor para água de refrigeração.

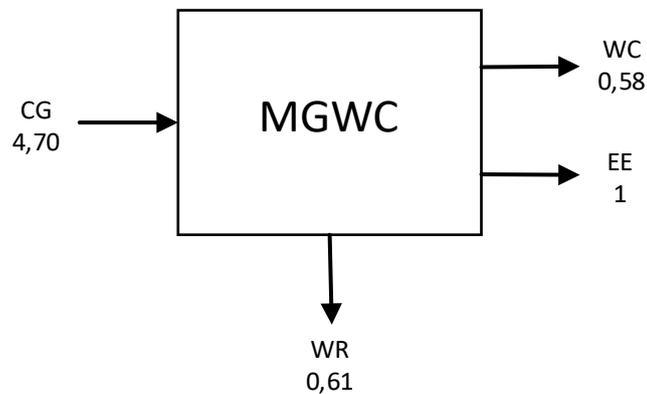


Figura A-1. Coeficientes técnicos de produção para o motor a gás.

A.2 Caldeira a Água Quente (CGWC)

Foi escolhida uma caldeira de produção de água quente que utiliza o gás natural como combustível, da fabricante ECAL CALDEIRAS, modelo VGI-155. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 54.000,00

Potência térmica: 125 kW

Consumo de combustível: 13,1 m³/h

A Figura A-2 mostra os fluxos energéticos para a caldeira. Foi considerado como fluxo principal a água quente, dessa forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,23 kW de gás natural.

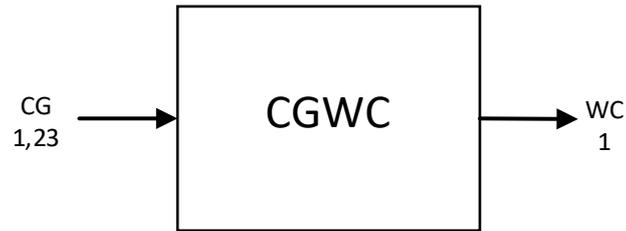


Figura A-2. Coeficientes técnicos de produção para a caldeira a gás natural.

A.3 Trocador de Calor Água Quente → Água de Refrigeração (ICWC)

Foi escolhido um trocador de calor da Alfaengenharia. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 3.310,00

Potência térmica: 150 kW

Eficiência: 91%

A Figura A-3 mostra os fluxos energéticos para esse trocador de calor. Foi considerado que o fluxo principal é a água quente, dessa forma o seu coeficiente é 1. Para evacuar 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,1 kW de água de refrigeração.



Figura A-3. Coeficientes técnicos de produção para o trocador de calor.

A.4 Máquina de Refrigeração por Absorção – Efeito Simples (Água Quente) (FAWC)

Foi escolhida o chiller por absorção do fabricante CARRIER, modelo 16JLH003. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 150.000,00

Capacidade frigorífica: 105 kW

Potência elétrica: 1,1 kW

Temperatura de entrada/saída de água quente: 95/80°C

Temperatura de entrada/saída de água fria: 31/36,5°C

Fluxo de água quente: 7,6 m³/h

Fluxo de água fria: 36,6 m³/h

A Figura A-4 mostra os fluxos energéticos para esse chiller. Foi considerado que o fluxo principal é a água fria, dessa forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água fria, é necessário o consumo de 0,01 kW de eletricidade e 1,27 kW de água quente e irá evacuar 2,25 kW de calor da água de refrigeração.



Figura A-4. Coeficientes técnicos de produção para o chiller por absorção.

A.5 Máquina de Refrigeração Mecânica (FMWR)

Foi escolhida o chiller mecânico do fabricante CARRIER, modelo 30EXA15 15 TR. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 60.000,00

Capacidade frigorífica: 51,4 kW

Potência elétrica: 16,58 kW

COP: 3,1

Temperatura de água gelada: 6,7°C

Temperatura de água que entra no condensador: 35°C

A Figura A-5 mostra os fluxos energéticos para esse chiller. Foi considerado como fluxo principal a água fria, dessa forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água fria, é necessário o consumo de 0,32 kW de eletricidade e evacuar 1,32 kW de calor de ar ambiente de refrigeração.

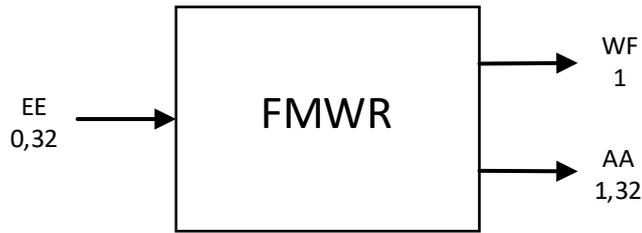


Figura A-5. Coeficientes técnicos de produção para o chiller mecânico.

A.6 Torre de Resfriamento (ICWR)

Foi escolhida uma torre de resfriamento ALFATERM, modelo INS-130/3/2/6-BGC. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 5.520,00

Potência de refrigeração: 180 kW

A Figura A-6 mostra os fluxos energéticos para essa máquina. Foi considerado que o fluxo principal é o calor retirado pelo ar, dessa forma seu coeficiente é 1. Para retirar 1 kW de calor, se consumirá 0,02 kW de eletricidade e 1 kW de água de refrigeração.

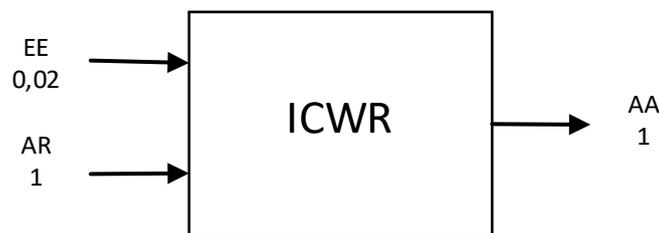


Figura A-6. Coeficientes técnicos de produção para a torre de resfriamento.

A.7 Caldeira de Água Quente – Eletricidade (EEWC)

Foi escolhida uma caldeira de produção de água quente a partir de eletricidade, da fabricante ECAL CALDEIRAS, modelo PE-150. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 31.120,00

Potência térmica: 150 kW

Eficiência: 91%

A Figura A-7 mostra os fluxos energéticos para essa máquina. Foi considerado que o fluxo principal é a água quente, dessa forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,11 kW de eletricidade.



Figura A-7. Coeficientes técnicos de produção para a torre de resfriamento.

A.8 Caldeira de Água Quente – Biomassa (BMWC)

Foi escolhida uma caldeira de produção de água quente a partir da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), da fabricante ICATERM, modelo CVS-VL-200. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 56.170,00

Potência térmica: 148,86 kW

Produção de vapor: 200 kg/h

Consumo de combustível: 52 kg/h

Eficiência: 75%

A Figura A-8 mostra os fluxos energéticos para esse equipamento. Foi considerado que o fluxo principal é a água quente, dessa forma seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,33 kW de biomassa.



Figura A-8. Coeficientes técnicos de produção para a torre de resfriamento.

A.9 Painel Fotovoltaico

Foi escolhido o painel fotovoltaico do fabricante Ulica Solar, modelo Mono Half-Cut UL – 415M-144. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 1.215,00 (unidade)

Potência nominal máxima: 415 W

Eficiência do módulo: 20%

Tensão máxima: 40,9 V

Corrente máxima: 10,15 A

Área do painel: 2,03 m²

A.10 Coletor Solar Térmico

Foi escolhido o coletor solar a vácuo, do fabricante Hotech, modelo Ecologic BNP-1-15. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

Valor: R\$ 1.565,00 (unidade)

Área externa: 2,32 m²

Pressão máxima (m.c.a): 5

Eficiência energética média (%): 70,9

Produção de Energia (kWh/mês): 179,77

APÊNDICE B – Otimização

```
MODEL:
  TITLE Selection of technologies;
!;
DATA:
! A very big number compared to the energy flows of the system;
  BIGR = 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('HotelJacumaDATA2.ldt');
! YCE Purchase of electricity allowed (no/yes = 0/1);
  YCE = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! YDQ Waste of heat allowed (no/yes = 0/1);
  YDQ = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! ACEMIN Minimum self-consumption of electricity;
  ACEMIN = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! PCG Market price for natural gas ($/MWh);
  PCG = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! PCE Purchase price of electricity($/MWh);
  PCE = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! CECV/CECV On-peak/Off-peak coefficient for purchase of electricity;
  CECV, CECV = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! PVE Sale price of self-generated electricity($/MWh);
  PVE = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! CEVP/CEVV On-peak/Off-peak coefficient for sale of electricity;
  CEVP, CEVV = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! Factor of indirect inversion costs;
  FCI = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! Maintenance and capital recovery factor;
  FAM = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
! Purchase price of biomass;
  PBM = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');

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

UTIL /CG,WC,WR,AA,WF,EE,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('HotelJacumaDATA2.ldt');
ENDDATA

SETS:
! Technologies (i) ;
!
! 1. MGWC gas engine          - cogenerates hot water;
! 2. CGWC gas boiler         - produces hot water;
! 3. ICWC heat exchanger     - hot water-->cold water;
! 4. FAWC SE absorption chiller - operates on hot water;
! 5. FMWR enfriadora mecanica - operates on electricity;
! 6. ICWR Cooling tower      - cooling water-->ambient air;
! 7. EWC Hot water electric boiler;
! 8. BMWC caldeira a biomassa produz água quente;

TECN /MGWC,
      CGWC,
      ICWC,
      FAWC, FMWR,
      ICWR,
```

```

EEWC, BMWC/: 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('HotelJacumaDATA2.ltd');
ENDDATA
SETS:

! Days (kd)      1. January      ;
!                2. February    ;
!                3. March       ;
!                4. April       ;
!                5. May        ;
!                6. June       ;
!                7. July       ;
!                8. August     ;
!                9. September  ;
!                10. October   ;
!                11. November  ;
!                12. December  ;

DAYS/ JANUARYL, JANUARYW, FEBRUARYL, FEBRUARYW, MARCHL, MARCHW, APRILL, APRILW,
      MAYL, MAYW, JUNE, JUNEW, JULYL, JULYW, AUGUSTL, AUGUSTW,
      SEPTEMBERL, SEPTEMBERW, OCTOBERL, OCTOBERW, NOVEMBERL, NOVEMBERW, DECEMBERL, DECEMBERW
/: NDA, IDT_INV,
   DWCD, DWFD, DEED,
   CCGD, CEED, VEED, EFVD, CFVD, CBMD,
   CTECGD, CTECED, INGVED, CTEOMD, CVARID, CTEBMD;

! NDA      Number of days per year (days/year);
! IDT_INV  Indicates that the day corresponds to winter electric invoicing ( no/yes = 0/1 );
! DWCD    How 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);
! 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      ($/day);
! CTEBMD  Biomass cost              ($/day);

ENDSETS
DATA:
  NDA      = @FILE('HotelJacumaDATA2.ltd');
  IDT_INV  = @FILE('HotelJacumaDATA2.ltd');
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);
! IHPCE_INV     Indicator of on-peak purchase of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHVCE_INV     Indicator of off-peak purchase of electricity in winter ( no/yes = 0/1 );
! IHPCE_VER     Indicator of on-peak purchase of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );
! IHVCE_VER     Indicator of off-peak purchase of electricity in summer ( no/yes = 0/1 );
! IHPVE_INV     Indicator of on-peak sale of electricity in winter      ( no/yes = 0/1 );
! IHVVE_INV     Indicator of off-peak sale of electricity in winter      ( no/yes = 0/1 );
! IHPVE_VER     Indicator of on-peak sale of electricity in summer      ( no/yes = 0/1 );
! IHVVE_VER     Indicator of off-peak sale of electricity in summer      ( no/yes = 0/1 );

ENDSETS
DATA:
NHD           = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHPCE_INV     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHVCE_INV     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHPCE_VER     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHVCE_VER     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHPVE_INV     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHVVE_INV     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHPVE_VER     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
IHVVE_VER     = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
ENDDATA

SETS:
!;
! TecnUtil (i,j);
! Exchanges          CG,          VA,          WC,          WR,          AA,          WF,          EE,          DI,
BM ;
TEUT (TECN,UTIL)/MGWC,CG          MGWC,WC          MGWC,WR          MGWC,EE
          CGWC,CG          CGWC,WC          ICWC,WC          ICWC,WR
          FAWC,WC          FAWC,WR          FMWR,AA          FMWR,WF          FMWR,EE
          ICWR,WR          ICWR,AA          ICWR,EE
          EEWC,WC          EEWC,EE
          BMWC,WC

BMWC,BM

/: INDC, INDP, RIJV;

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

! Cogeneration fuel;
FCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,CG /;
!Cogenerated work;
WCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,EE /;
! Cogenerated heat;
QCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,WC /;
! Waste heat;
QDIJ (TECN,UTIL)/ICWC,WR/;

! Production of heat by CGWC;
HWBO (TECN,UTIL)/CGWC,WC/;
! Consumption of gas by CGWC;

```

```

COCA (TECN,UTIL)/CGWC,CG/;

! Production of heat by EEWC;
BOEE (TECN,UTIL)/EEWC,WC/;
! Electricity to EEWC;
EEBB (TECN,UTIL)/EEWC,EE/;

! WR of engines;
WRMO (TECN,UTIL)/MGWC,WR/;

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

! 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/;
! AA of mechanical chiller;
WRFM (TECN,UTIL)/FMWR,AA/;
! 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 by gas engine;
MGEE (TECN,UTIL)/MGWC,EE/;
! Gas input 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/;

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

! Biomass input to BMWC;
BMBB (TECN,UTIL)/BMWC,BM/;
! Production of heat by BMWC;
BOBM (TECN,UTIL)/BMWC,WC/;

ENDSETS
DATA:
INDC = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
INDP = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
RIJV = @FILE('HotelJacumaDATA2.ldt');
ENDDATA
!;
SETS:
! DaysHours (kd,kh);
DIHO(DAYS,HOURS): DWCH, DWFH, DEEH,
PCEDH, PVEDH, CCGH, CEEH, VEEH, EFBH, CFVH, CBMH,
YCEH, YVEH, NMS,
CTECGH, CTECEH, INGVEH, CTEOMH, CVARIH, NPS, PPV, NPS2, PPV2, CTEBMH;

! DWCH Hot 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);
! CBMH    Purchase of biomass       (MWh/h);

! YCEH    Indicator of electricity purchase (0/1);
! YVEH    Indicator of electricity sale   (0/1);

! NMS     Number of 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);
! CVARIEH Total variable cost         ($/h);
! CTEBMH  Biomass cost                 ($/h);

ENDSETS
DATA:
  DWCH, DWFH, DEEH = @FILE('HotelJacumaDATA2.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);
!;
! DaysHoursTechnologies (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 costs of purchase and sale of electricity;
!@FOR (DAYS(kd):
  @FOR (HOURS(kh):
    PCEDH(kd,kh) = PCE * (
      IDT_INV(kd) * ( IHPCE_INV(kh) * CECP + IHVCE_INV(kh) * CECV + (1-
IHPCE_INV(kh)-IHVCE_INV(kh)) * 1.00 )
      + (1 - IDT_INV(kd)) * ( IHPCE_VER(kh) * CECP + IHVCE_VER(kh) * CECV + (1-
IHPCE_VER(kh)-IHVCE_VER(kh)) * 1.00 ) );

    !PVEDH(kd,kh) = PVE * (
      IDT_INV(kd) * ( IHPVE_INV(kh) * CEVP + IHVVE_INV(kh) * CEVV + (1-
IHPVE_INV(kh)-IHVVE_INV(kh)) * 1.00 )
      + (1 - IDT_INV(kd)) * ( IHPVE_VER(kh) * CEVP + IHVVE_VER(kh) * CEVV + (1-
IHPVE_VER(kh)-IHVVE_VER(kh)) * 1.00 ) );
    ! );
    !);

PCEDH = @OLE('C:\Users\Usuario\Desktop\HOEP.xlsx','PCEDH');
PVEDH = @OLE('C:\Users\Usuario\Desktop\HOEP.xlsx','PVEDH');

!Energy from each solar system installed;
PPV,CPV,AP,effPV = @OLE('C:\Users\Usuario\Desktop\PV_Artigo_Economia.xlsx',' PPV ',' CPV
',' AP ',' effPV ');
PPV2,CPV2,AP2,effPV2 = @OLE('C:\Users\Usuario\Desktop\TS.xlsx',' PPV ',' CPV ',' AP ','
effPV ');

! Calculating the daily and annual demands;
@FOR (DAYS(kd):
  DWCD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWCH(kd,kh));
  DWFH(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DWFH(kd,kh));
  DEED(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * DEEH(kd,kh));

```

```

);

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
!;
! Our Objective -> 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))) + PAINELSOLARTOT + TERMOSOLARTOT;
PAINELSOLARTOT = CPV * NPV;

TERMOSOLARTOT = CPV2 * NPV2;

AFIXC = FAM * (INVESTMENT) ; !+ 1.02 * EECONX);
! 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));
! CTEBMA;
CTEBMA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CTEBMD(kd));

! CVARIA;
@FREE (AVARC);
AVARC = CTECGA + CTECEA - INGVEA + CTEOMA + 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));
! 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) + 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) + 0 ) * ( CEEH(kd, kh)); !+
CEEH(kd, kh)*3e6/(115e3)^2*0.5*DTRANS);
! INGVEH;
INGVEH(kd, kh) = PVEDH(kd, kh) * VEEH(kd, kh);
! CTEOMH;
CTEOMH(kd, kh) = (@SUM(TECN(i): FOV(i) * PRODHT(kd, kh, i)));
! 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) +
CTEBMH(kd, kh);
);

@BIN (YCE);

```

```

! 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));

! Do not install TG and MG at the same time;
!YPT(@INDEX(TGVA)) + YPT(@INDEX(MGWC)) <=1 ;
);

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

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

    @FOR (TECN(i) :
      PRODHT(kd,kh,i) <= PIN(i);
    );
  );
);
!POTMOT = PIN(@INDEX(TGVA)) + PIN(@INDEX(MGWC)) ;

!Coletores solares instalados simultaneamente;

@GIN(NPV);
@GIN(NPV2);
NPV <= 70; ! AQUI LIMITA-SE A INSTALACAO DE PAINAIS OU SE ELIMINAM
COMPLETAMENTE! *****;
NPV2 <= 45; ! AQUI LIMITA-SE A INSTALACAO DE COLETORES OU SE ELIMINAM
COMPLETAMENTE! *****;
@FOR (DAYS(kd) :
  @FOR (HOURS(kh) :
    @GIN(NPS(kd,kh)); ! *****;
    NPS(kd,kh) <= NPV;
    NPS2(kd,kh) <= NPV2;
  );
);

POTMOT = PIN(@INDEX(MGWC)) ;

! 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) * BIGR;
      DEMDHU(kd,kh,j) <= INDDEM(j) * BIGR;
      SELDHU(kd,kh,j) <= INDSEL(j) * BIGR;
      WASDHU(kd,kh,j) <= INDWAS(j) * BIGR;
      !PURDHU(kd,kh,j) + PRODHU(kd,kh,j) = CONDHU(kd,kh,j) + DEMDHU(kd,kh,j)
      + SELDHU(kd,kh,j) + WASDHU(kd,kh,j); !This is
used when no storage is considered;

! Utilidades (j) 1. CG gás natural;
! 2. WC água quente ***balanço a parte por causa dos coletores***;

```

```

!
!           3. WR água de refrigeração (calor a ser evacuado);
!           4. AA ar;
!           5. WF água gelada;
!           6. EE eletricidade ***balanço a parte por causa dos painéis***;
!           7. BM biomassa;
);
);
);

! BALANCE OF UTILITIES;
@FOR(DAYS(kd) :
  @FOR(HOURS(kh) :
    @FOR(UTIL(j) | (j#EQ#1) #OR# (j#EQ#3) #OR# (j#EQ#4) #OR# (j#EQ#5) #OR# (j#EQ#7) :
      PURDHU(kd, kh, j) + PRODHU(kd, kh, j) = CONDHU(kd, kh, j) + DEMDHU(kd, kh, j)
      + SELDHU(kd, kh, j) + WASDHU(kd, kh, j); !BALANCE OF
PRODUCTION,SALE,... FOR EACH UTILITY EXCEPT ELECTRICITY (j=6) AND HOT WATER (j=2) ;
    );
  );
);

!Balance of utilities ONLY ELECTRICITY;

@FOR(DAYS(kd) :
  @FOR(HOURS(kh) :
    EFVH(kd, kh) = NPS(kd, kh) * AP * PPV(kd, kh) * effPV/1000 ;    !***Aqui divido por 1000
porque a unidade de PPV esta em W/m2;
    @FOR(UTIL(j) | (j#EQ#6) :
      PURDHU(kd, kh, j) + PRODHU(kd, kh, j) = CONDHU(kd, kh, j) + DEMDHU(kd, kh, j)
      + SELDHU(kd, kh, j) + WASDHU(kd, kh, j) - EFVH(kd, kh); !BALANCE OF
PRODUCTION,SALE,... FOR ELECTRICITY (j=6) ;
    );
  );
);

!HEAT storage definitions (HOT WATER);

@FOR(DAYS(kd) :
  @FOR(HOURS(kh) :
    CFVH(kd, kh) = NPS2(kd, kh) * AP2 * PPV2(kd, kh) * effPV2/1000 ;
    @FOR(UTIL(j) | (j#EQ#2) :
      PURDHU(kd, kh, j) + PRODHU(kd, kh, j) = CONDHU(kd, kh, j) + DEMDHU(kd, kh, j)
      + SELDHU(kd, kh, j) + WASDHU(kd, kh, j) - CFVH(kd, kh) ; !BALANCE OF
PRODUCTION,SALE,... FOR HEAT (j=2) ;
    );
  );
);

! Relationships and limitations for purchase-sale of electricity;
@FOR(DAYS(kd) :
  @FOR(HOURS(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*PCONXMAX ;
    CEEH(kd, kh) <= YCE*BIGR; ! CEEH(kd, kh) = 0;
    VEEH(kd, kh) = SELDHU(kd, kh, @INDEX(ee)) ;    !VEEH(kd, kh) <= YVE*PCONXMAX ;
    VEEH(kd, kh) <= YVE*BIGR;
    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)) ;
);

```

```

! CBMD;
CBMD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CBMH(kd, kh));

EFVD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * EFVH(kd, kh));
CFVD(kd) = @SUM(HOURS(kh): NHD(kh) * CFVH(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));
EFVA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * EFVD(kd));
CFVA = @SUM(DAYS(kd): NDA(kd) * CFVD(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));
! 3. DO NOT waste thermal energy;
!QCD <= YDQ*BIGR*8760;
! Consumed cogenerated heat;
QCC = QCO - QCD;

!*****;

HWB = @SUM(HWBO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));
COC = @SUM(COCA(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

BOE = @SUM(BOEE(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));
EEB = @SUM(EEBB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WRM = @SUM(WRMO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WCI = @SUM(WCII(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));

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));

BBB = @SUM(BBBB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

BOB = @SUM(BOBM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));
BMB = @SUM(BMBB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

CALC:
@SET('TERSEO', 1);
@SET('LINLEN', 120);
!Solving the model;
@SOLVE();
!Print results in file;
@DIVERT('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A');
@WRITE(' Equipamento instalado: ', @NEWLINE(2),
' Grupo gerador a gás : ', NET(@INDEX(MGWC)),

```

```

' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(MGWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(MGWC)), @NEWLINE(1),
' Caldeira Água Quent (GN): ' , NET(@INDEX(CGWC)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(CGWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(CGWC)), @NEWLINE(1),
' Caldeira Água Quent (EE): ' , NET(@INDEX(EEWC)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(EEWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(EEWC)), @NEWLINE(1),
' Caldeira Água Quent (BM): ' , NET(@INDEX(BMWC)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(BMWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(BMWC)), @NEWLINE(1),
' Chiller Absorção 1 X : ' , NET(@INDEX(FAWC)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FAWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(FAWC)), @NEWLINE(1),
' Chiller Mecânico : ' , NET(@INDEX(FMWR)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FMWR))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(FMWR)), @NEWLINE(1),
' Torre de resfriamento : ' , NET(@INDEX(ICWR)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWR))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(ICWR)), @NEWLINE(1),
' Trocador Calor WC -> WR : ' , NET(@INDEX(ICWC)),
' , (kW) = ' , @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWC))), ' , (R$/unid) = ' ,
CBM(@INDEX(ICWC)), @NEWLINE(2),
' Coletores termo-solares : ' , @FORMAT (NPV2, '4.2f'), ' , (R$/unid) = ' ,
@FORMAT (CPV2, '4.2f'), @NEWLINE (2),
' Painéis Fotovoltaicos : ' , @FORMAT (NPV, '4.2f'), ' , (R$/unid) = ' , @FORMAT
(CPV, '4.2f'), @NEWLINE (2);
);

@WRITE( ' Tarifa da eletricidade (R$/MWh) = ' , @FORMAT (PCE, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
! @WRITE( ' Electricity sale price (R$/MWh) = ' , @FORMAT (PVE, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Tarifa do gás natural (R$/MWh) = ' , @FORMAT (PCG, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Tarifa da biomassa (R$/MWh) = ' , @FORMAT (PBM, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Investimento inicial em equipamentos (R$) = ' , @FORMAT (INVESTMENT, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );
CUSTOPAINEIS = CPV * NPV;
CUSTOCOLETORES = FCI * (CPV2 * NPV2);

@WRITE( ' Custo com painéis PV (R$) = ' , @FORMAT (CUSTOPAINEIS, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Custo com termosolar (R$) = ' , @FORMAT (CUSTOCOLETORES, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Custo TOTAL (R$/ano) = ' , @FORMAT (ANNUAL_COST, '12.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Custo de equipamentos (inclui TS, PV...) (R$/ano) = ' , @FORMAT (AFIXC,
'12.0f'), @NEWLINE(1) );

ANNUALVAR = AVARC - CTEOMA;

@WRITE( ' Custos variáveis (R$/ano) = ' , @FORMAT (AVARC, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' O&M Custos (R$/ano) = ' , @FORMAT (CTEOMA, '12.0f'), @NEWLINE(3) );

@WRITE( ' Fluxos de energia (MWh/ano) : ' , @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Demanda de água quente = ' , @FORMAT (DWCA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de refrigeração = ' , @FORMAT (DWFA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Demanda de eletricidade = ' , @FORMAT (DEEA, '12.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Importação de gás natural = ' , @FORMAT (CCGA, '12.0f'), ' Custo (R$/ano) =
' , @FORMAT (CTECGA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Importação de eletricidade = ' , @FORMAT (CEEA, '12.0f'), ' Custo (R$/ano) =
' , @FORMAT (CTECEA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Importação de biomassa = ' , @FORMAT (CBMA, '12.0f'), ' Custo (R$/ano) =
' , @FORMAT (CTEBMA, '12.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Fotovoltaica eletricidade = ' , @FORMAT (EFVA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' EXPORTAÇÃO de eletricidade = ' , @FORMAT (VEEA, '12.0f'), ' Renda (R$/ano) =
' , @FORMAT (INGVEA, '12.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' FLUXOS ANUAIS (MWh) ' , @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Combustível para cogeração= ' , @FORMAT (FCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );

```

```

@WRITE( ' Trabalho cogeração = ', @FORMAT(WCO,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor cogeração = ', @FORMAT(QCO,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor cogeração consumido = ', @FORMAT(QCC,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Trabalho cogeração consumido = ', @FORMAT(FWC,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Calor desperdiçado = ', @FORMAT(QCD,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Gas consumption for MGWC = ', @FORMAT(MGG,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR from MGWC = ', @FORMAT(MGR,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water from MGWC = ', @FORMAT(MGH,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Electricity from MGWC = ', @FORMAT(MGE,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Calor da caldeira a gás = ', @FORMAT(HWB,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Combustível da caldeira a gás = ', @FORMAT(COC,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Calor da caldeira elétrica = ', @FORMAT(BOE,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Eletricidade da caldeira = ', @FORMAT(EEB,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Calor da caldeira a biomassa = ', @FORMAT(BOB,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Biomassa da caldeira = ', @FORMAT(BMB,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' EE of absorption chiller = ', @FORMAT(EEA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WC of absorption chiller = ', @FORMAT(WCA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of absorption chiller = ', @FORMAT(WRA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of absorption chiller = ', @FORMAT(WFA,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Eletricidade do chiller mecânico = ', @FORMAT(EEF,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Ar do chiller mecânico = ', @FORMAT(WRF,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Água gelada do chiller mecânico = ', @FORMAT(WFF,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Calor evacuado pela torre = ', @FORMAT(WRT,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Eletricidade da torre = ', @FORMAT(EET,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Ar da torre = ', @FORMAT(ATT,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' Água quente do trocador = ', @FORMAT(BBB,'6.0f'), @NEWLINE(1) );

ENDCALC
!;
SETS:
PINT(DAYS,HOURS): DWCH_p, DWFH_p, DEEH_p, CCGH_p, CEEH_p, VEEH_p, CBMH_p, EFVH_p;
ENDSETS
CALC:
@FOR(DAYS(kd):
@FOR(HOURS(kh):
DWCH_p(kd,kh) = @FLOOR(DWCH(kd,kh));
DWFH_p(kd,kh) = @FLOOR(DWFH(kd,kh));
DEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(DEEH(kd,kh));
CCGH_p(kd,kh) = @FLOOR(CCGH(kd,kh));
EFVH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000 * EFVH(kd,kh));
CEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000 * CEEH(kd,kh));
VEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000 * VEEH(kd,kh));
CBMH_p(kd,kh) = @FLOOR(CBMH(kd,kh));
);
);
ENDCALC
DATA:
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1), ' Steam demand(kW) = ');
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @TABLE(DVAH_p, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1), ' Heat demand (kW) = ');
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @TABLE(DWCH_p, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1), ' Cooling demand (kW) = ');
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @TABLE(DWFH_p, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1), ' Electricity demand(kW) = ');
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @TABLE(DEEH_p, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1), ' Natural gas demand(kW) = ');

```

```

! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( CCGH_p, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Importacao de
eletricidade (kW) = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( CEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' Producao de
eletricidade por Fotovoltaica (kW)= ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( EFVH_p, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Sale of
electricity (kW) = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( VEEH_p, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Number of
engines in operation = ');
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( NMS, 2, 1);
! @TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) ,
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Importacao de
biomassa (kW) = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( CBMH, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' No. paineis PV
funcionando simultaneamente = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( NPS, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' No. coletores TS
funcionando simultaneamente = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( NPS2, 2, 1);
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(2) , ' Radiação solar en
plano horizontal = ');
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('_TestJacumaKarolRESULTADOS.txt', 'A' ) = @TABLE( PPV, 2, 1);

ENDDATA
!;

```

ANEXO A – Dimensionamento do Sistema de Aquecimento Solar

Metodologia de cálculo de fração solar – Anexo B da ABNT NBR 15569/2020

ETAPAS DE DIMENSIONAMENTO

O dimensionamento do Sistema de Aquecimento Solar (SAS) pode ser realizado por meio das seguintes etapas:

A.1 Calcular o volume de consumo de água quente de acordo com a Equação 1

$$V_{\text{consumo}} = \sum(Q_{\text{pu}} \times T_u \times \text{frequência de uso}) \quad (1)$$

Onde

V_{consumo} : é o consumo de água quente consumido diariamente, expresso em litros (L);

Q_{pu} : é a razão de utilização do aparelho, expressa em litros por minuto (L/min);

T_u é o tempo médio de utilização diário do aparelho, expresso em minutos (min);

frequência de uso é o número total de utilizações do aparelho por dia.

A.2 Calcular o volume do sistema de armazenamento, conforme a Equação 2

$$V_{\text{armazenamento}} = \frac{V_{\text{consumo}} \times (T_{\text{consumo}} - T_{\text{ambiente}})}{(T_{\text{armazenamento}} - T_{\text{ambiente}})} \quad (2)$$

Onde

V_{consumo} : é o volume diário, expresso em litros (L);

$V_{\text{armazenamento}}$: é o volume do sistema de armazenamento do SAS, expresso em litros (L);

T_{consumo} : é a temperatura de consumo de utilização, expressa em graus Celsius (°C), recomenda-se que seja adotado 42 °C para uso de ducha e lavabo;

$T_{\text{armazenamento}}$: é a temperatura de armazenamento da água, expressa em graus Celsius (°C), recomenda-se que $T_{\text{armaz.}} \geq T_{\text{consumo}}$;

T_{ambiente} : é a temperatura ambiente média anual do local de instalação, expressa em graus Celsius (°C).

A.3 Calcular a demanda de energia útil, conforme a Equação 3

$$E_{\text{útil}} = \frac{V_{\text{armazenamento}} \times \rho \times C_p \times (T_{\text{armazenamento}} - T_{\text{ambiente}})}{3600} \times 30 \text{ dias} \quad (3)$$

Onde

E útil: é a energia útil, expressa em quilowatts hora por mês;

V armazenamento: é o volume do sistema de armazenamento do SAS, expresso em litros (L), recomenda-se que V armazenamento \geq 75% V consumo;

ρ : é a massa específica da água inicial a 1, expressa em quilogramas por litros (kg/L);

C_p : é o calor específico da água igual a 4,18, expresso em quilojoules por quilograma graus Celsius (kJ/kg. °C);

T armazenamento: é a temperatura de armazenamento da água, expressa em graus Celsius (°C);

T ambiente: é a temperatura ambiente média anual do local de instalação, expressa em graus Celsius (°C).