



Universidade Federal da Paraíba

Centro de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

– Doutorado

**ESTUDO DO POTENCIAL DE MULTIGERAÇÃO PARA UNIDADES
CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS NO BRASIL**

por

Danielle Bandeira de Mello Delgado

*Tese de Doutorado apresentada à Universidade Federal da Paraíba para a
obtenção do grau de doutora*

João Pessoa – Paraíba

Março, 2023

DANIELLE BANDEIRA DE MELLO DELGADO

**ESTUDO DO POTENCIAL DE MULTIGERAÇÃO PARA UNIDADES
CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS NO BRASIL**

Tese de Doutorado apresentada ao curso de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da
Universidade Federal da Paraíba, em
cumprimento às exigências para obtenção do
Grau de Doutora.

Orientadora: Prof^a PhD Monica Carvalho

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

D331e Delgado, Danielle Bandeira de Mello.

Estudo do potencial de multigeração para unidades
consumidoras residenciais e comerciais no Brasil /
Danielle Bandeira de Mello Delgado. - João Pessoa,
2023.

130 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Tese (Doutorado) - UFPB/CCT.

1. Energia elétrica. 2. Tecnologias de multigeração.
3. Energia renovável social. I. Carvalho, Monica. II.
Título.

UFPB/BC

CDU 621.315(043)

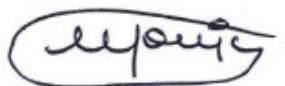
**ESTUDO DO POTENCIAL DE MULTIGERAÇÃO PARA UNIDADES
CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS NO BRASIL**

por

Danielle Bandeira de Mello Delgado

Tese aprovada em 30 de março de 2023

Período letivo: 2023.01



Profª PhD MONICA CARVALHO

Orientadora



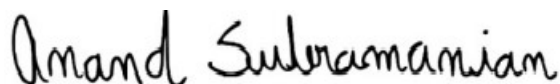
Prof. Dr. GUSTAVO CHARLES PEIXOTO DE OLIVEIRA

Examinador Interno



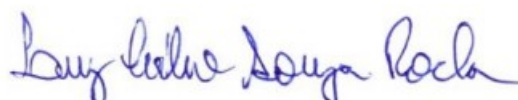
Prof. Dr. LUCIDIO DOS ANJOS FORMIGA CABRAL

Examinador Interno



Prof. Dr. ANAND SUBRAMANIAN

Examinador Externo



Prof. Dr. LUIZ CÉLIO SOUZA ROCHA

Examinador Externo

“Minha vida é obra de tapeçaria tecida de cores alegres e vivas;
Que fazem contraste no meio das cores nubladas e tristes;
Se você olha do avesso, nem imagina o desfecho;
No fim das contas, tudo se explica, tudo se encaixa, tudo coopera para o meu bem”.

“Todas as coisas cooperam para o bem dos que amam a Deus que são chamados segundo o seu propósito (Rom. 8:28).”

AGRADECIMENTOS

A Deus por sua graça imerecida e pelo seu amor incondicional por mim.

A minha orientadora, Monica Carvalho, que ao longo desse tempo de amizade, sempre demonstrou humildade, educação e respeito à minha dinâmica pessoal e profissional, me ajudando e sendo uma parceira não só na área acadêmica, mas em várias outras áreas da minha vida. Sem dúvida, você, Monica, foi a pessoa mais importante durante esse processo e eu não conseguiria realizá-lo sem o seu apoio. Que essa amizade perdure, e que possamos desfrutar de muitos projetos juntas.

À Universidade Federal da Paraíba que por meio do Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica possibilitou que esse trabalho fosse realizado. Meu agradecimento especial a todos os servidores desse departamento: corpo docente, técnicos administrativos e profissionais terceirizados.

Ao Grupo de Otimização e Logística da Universidade Federal da Paraíba, em especial a Iderval Neto, que me auxiliou na programação do sistema.

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, campus Paulo Afonso, por me liberar para a realização deste trabalho.

Aos meus pais pelo amor por mim, por sempre me incentivarem e por serem refúgio e conforto nos momentos difíceis.

Ao meu esposo, Kécio, e aos meus filhos, Filipe e Davi, por trazerem leveza aos dias ruins e pela convivência diária tornando meus dias mais alegres. Amo vocês!

Aos meus irmãos, sobrinhos, cunhadas, sogro e sogra, pela torcida e apoio durante essa jornada.

Aos meus amigos pela compreensão da ausência e por saberem da importância dessa conquista para mim.

A todos vocês, meus sinceros agradecimentos.

ESTUDO DO POTENCIAL DE MULTIGERAÇÃO PARA UNIDADES CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS E COMERCIAIS NO BRASIL

RESUMO

Com a transição energética, o cenário para suprimento de energia que se constrói atualmente no mundo sugere um modelo descentralizado, inteligente, limpo e que concede mais autonomia ao consumidor final. Tecnologias de multigeração proporcionam benefícios socioeconômicos e ambientais significativos relacionados ao uso eficiente dos recursos energéticos, como, por exemplo, a redução dos custos operacionais e das emissões de carbono. A motivação deste estudo é garantir que uma ampla gama de usuários finais de energia no Brasil possa tirar proveito desses sistemas, por meio dos custos de produção mais reduzidos e da aplicação das tecnologias desenvolvidas nessa área. O objetivo principal do trabalho é desenvolver uma ferramenta flexível e de fácil utilização por usuários finais para otimização estrutural e paramétrica de sistemas de multigeração para unidades consumidoras típicas, com foco na minimização de custos. Para a modelagem do sistema foram levantados todos os dados técnicos, financeiros e computacionais e uma superestrutura contendo todos os recursos energéticos e equipamentos comercialmente disponíveis foi proposta. A programação linear foi modelada com todas as configurações possíveis e a busca pela configuração econômica ótima foi realizada. O problema de otimização foi implementado utilizando a linguagem C++ e resolvido por meio do solver ILOG CPLEX *Optimization Studio* da IBM. Foram utilizadas como estudos de caso uma unidade consumidora residencial e outra comercial, tendo suas demandas energéticas anuais sido levantadas com base em metodologias específicas e considerando dias representativos. Foram ainda incluídas as demandas energéticas referentes à recarga de veículos elétricos na unidade consumidora residencial e verificada a produção do excedente de eletricidade e a aplicação da lei nº 14.300/2022, que institui o marco legal da

microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) no Brasil. O modelo de otimização determinou a combinação ótima de equipamentos, conexões e fontes energéticas dentro das superestruturas previstas tanto para unidade residencial como comercial, permitindo visualizar a configuração de tecnologias e os custos (de forma horária e mensal), além do excedente de eletricidade produzido. Como resultados apresentados para o centro residencial, destacaram-se a implantação de 102 módulos fotovoltaicos e de caldeiras a biomassa para produção água quente. O sistema ótimo apresentou uma redução de 27,02% no custo anual total quando comparado a um sistema de referência, porém com investimento inicial 41,69% maior. Para o centro comercial, o ótimo econômico contemplou uma caldeira a biomassa, o que contribuiu para a redução em 48,37% da eletricidade importada da rede elétrica, com redução no investimento inicial em equipamentos, e ainda com um custo anual total inferior em 19,38%, se comparado a um sistema de referência. Com a realização das análises de sensibilidade, foi possível verificar de forma mediata a facilidade e flexibilidade do sistema implementado, com simulações dinâmicas e de resultados rápidos e, de forma imediata, que o sistema ótimo foi mais sensível à retirada das caldeiras à biomassa e apresentou um bom desempenho diante das variações no preço das utilidades, mantendo sua configuração original na maioria dos cenários.

Palavras-chaves - produção combinada de energia, programação matemática, otimização, menor custo, edifícios.

STUDY OF THE MULTIGENERATION POTENTIAL FOR RESIDENTIAL AND COMMERCIAL CONSUMER UNITS IN BRAZIL

ABSTRACT

With energy transition, the scenario for energy supply that is currently being built in the world is more decentralized, intelligent, with a clean model and that grants the final consumer more autonomy. Multigeneration technologies provide significant socioeconomic and environmental benefits related to the efficient use of energy resources, such as the reduction of operating costs and carbon emissions. The motivation of this study is to ensure that a wide range of energy end users in Brazil can take advantage of these systems, through lower production costs and application of advanced technologies in this area. The main objective of this work is to develop a flexible tool that is easy to use by end users for structural and parametric optimization of multigeneration systems for typical consumer units, with focus on minimizing costs. For the system modelling, all technical, financial and computational data were collected and a superstructure containing all energy resources and commercial equipment available was proposed. The linear programming was modeled with all possible configurations and the exhaustive search for the optimal system was performed. The optimization problem was implemented using the C++ language and solved using the ILOG CPLEX Optimization Studio solver by IBM. A residential and a commercial consumer were used as case studies, with their annual energy demands being raised based on specific methodologies and considering representative days. Were also included the demanded energy related to the recharge of electric vehicles in the residential consumer unit, the production of surplus electricity and the application of Law 14,300/2022, which establishes the legal framework for microgeneration and distributed minigeneration, the Energy Compensation System (SCEE), and the Social Renewable Energy Program (PERS) in Brazil. The optimization model determined the optimal

combination of equipment, connections and energy sources within the superstructures planned for both residential and commercial units, allowing visualization of technologies and costs (hourly and monthly) configuration, in addition to the surplus electricity produced. As results presented for the residential center, the implementation of 102 photovoltaic modules and biomass boilers for hot water production stands out. The optimal system presented a 27.02% reduction in the total annual cost when compared to a reference system, but with an initial investment 41.69% higher. For the commercial center, the economic optimum included a biomass boiler, which contributed to a 48.37% reduction in electricity imported from the electrical grid, with a reduction in the initial investment in equipment, and even with a total annual cost lower by 19.38% compared to a reference system. By carrying out the sensitivity analyses, it was possible to verify the ease and flexibility of the implemented system, with dynamic simulations and quick results and, immediately, that the optimal system was more sensitive to the removal of boilers from biomass and presented a good performance in the face of variations in the utilities prices, maintaining its original configuration in most scenarios.

Keywords - combined energy production, mathematical programming, optimization, annual cost, buildings.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	19
1.1. MOTIVAÇÃO	20
1.2. OBJETIVOS	21
1.3. CONTRIBUIÇÃO	22
1.4. ESTRUTURA DA TESE.....	23
CAPÍTULO II - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1. SISTEMA DE MULTIGERAÇÃO	25
2.1.1. Otimização de Sistemas de Multigeração.....	27
2.1.2. Modelagem e Programação	28
2.1.3. Algoritmos de Otimização	31
2.1.4. Análise e Objetivos.....	32
2.1.5. Marco Regulatório	33
2.2. ESTADO DA ARTE	36
2.2.1. Sistemas de Multigeração	36
2.2.2. Otimização de Sistemas de Multigeração – Algumas Aplicações.....	37
2.2.3. Otimização de sistemas de multigeração – aplicação em unidades residenciais, comerciais ou do terceiro setor	40
2.2.4. Otimização de sistemas de multigeração – softwares.....	43
CAPÍTULO III - MATERIAL E MÉTODOS.....	46
3.1. LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS	46
3.2. SUPERESTRUTURA e ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS....	50
3.3. COMPOSIÇÃO DE CUSTOS.....	51
3.3.1. Custos de investimento em equipamentos.....	51
3.3.2. Custo das tarifas das fontes utilizadas	52

3.3.3.	Custos de Manutenção	53
3.4.	MODELAGEM E PROGRAMAÇÃO	54
3.4.1.	Parâmetros e variáveis	55
3.4.2.	Função Objetivo.....	57
3.4.3.	Restrições.....	58
CAPÍTULO IV - ESTUDOS DE CASO		61
4.1.	LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL	61
4.2.	LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL	64
4.3.	SUPERESTRUTURA	66
4.4.	ESPECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS	69
4.4.1.	Grupo gerador a gás natural – com produção de água quente	69
4.4.2.	Grupo gerador a gás natural – com produção de água quente e vapor.....	70
4.4.3.	Grupo gerador a diesel.....	71
4.4.4.	Caldeiras a gás natural e a diesel para produção de água quente	72
4.4.5.	Caldeira à biomassa para produção de água quente	73
4.4.6.	Caldeira à eletricidade para produção de água quente.....	73
4.4.7.	Caldeiras a gás natural para produção de vapor	74
4.4.8.	Caldeiras à eletricidade para produção de vapor	74
4.4.9.	Caldeira à biomassa para produção de vapor.....	74
4.4.10.	<i>Chiller</i> por absorção simples efeito	75
4.4.11.	<i>Chiller</i> por absorção duplo efeito	75
4.4.12.	<i>Chiller</i> mecânico.....	76
4.4.13.	Torre de Resfriamento	76
4.4.14.	Trocador de Calor (AQ-AR).....	77
4.4.15.	Trocador de Calor (VA-AQ)	78
4.4.16.	Células a Combustível	78
4.4.17.	Sistema de geração de energia solar térmica para produção de água quente.....	79

4.4.18. Sistema de geração solar fotovoltaica para produção de eletricidade.....	81
--	----

CAPÍTULO V - RESULTADOS E DISCUSSÕES 85

5.1. UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL	85
5.1.1. Otimização econômica.....	85
5.1.2. Disposição dos Equipamentos	89
5.1.3. Excesso de Produção de Energia Solar Fotovoltaica e Aplicação da Lei nº 14.300/2022.....	91
5.2. UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL	91
5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	97
5.3.1. Preço da tarifa de eletricidade.....	98
5.3.2. Preço do Gás Natural	100
5.3.3. Preço do Diesel	100
5.3.4. Preço da Biomassa	100
5.3.5. Demandas de eletricidade do Centro Consumidor	103
5.3.6. Retirada de tecnologia	105
5.3.7. Inserção de tecnologia e utilidade.....	106
5.3.8. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da Tarifa do Uso de Distribuição – TUSD fio B no centro consumidor residencial.....	107
5.3.9. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da TUSD fio B no centro consumidor residencial em outros estados da federação.....	111
5.3.10. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da Tarifa do Uso de Distribuição – TUSD fio B no centro consumidor comercial.....	113
5.3.11. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da TUSD fio B no centro consumidor comercial em outros estados da federação.....	116

CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO..... 118

CAPÍTULO VII – REFERÊNCIAS.....123

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Bases da transição energética	19
Figura 2 – Estrutura da tese	24
Figura 3 – Representação de Sistemas de Multigeração.....	26
Figura 4 – Representação das fases dos estudos em Pesquisa Operacional	28
Figura 5 – Diagrama do algoritmo Simplex	31
Figura 6 – Fluxograma para modelagem e programação	54
Figura 7 – Planta baixa dos apartamentos da unidade consumidora residencial.....	62
Figura 8 – Consumos horários para um dia útil de outubro.	64
Figura 9 – Consumos horários para um final de semana de outubro.....	64
Figura 10 - Consumos energéticos para dias úteis (esquerda) e de fim-de-semana (direita), para janeiro (a, b) abril (c, d), julho (e, f) e outubro (g, h).	65
Figura 11 – Superestrutura proposta.....	67
Figura 12 – Gráfico da energia gerada prevista pelo coletor solar HELIOTEK MC 2000TF20 em Wh para o mês de janeiro de 2021.	80
Figura 13 – Gráfico da energia gerada prevista pelo módulo solar Halfcell Canadian Solar - CS3W 455MS ,em Wh, para o mês de janeiro de 2021.	82
Figura 14– Superestrutura do sistema de referência para a unidade consumidora residencial	86
Figura 15 – Custos mensais com utilidades para os sistemas de referência e ótimo	89
Figura 16 – Configuração horária de equipamentos para o sistema ótimo no mês de janeiro para os dias úteis.....	90
Figura 17 – Custo horário do sistema para dias úteis	90
Figura 18 – Superestrutura do sistema de referência para a unidade consumidora comercial.....	92

Figura 19 – Configuração horária de equipamentos para o sistema ótimo no mês de janeiro para os dias úteis.....	95
Figura 20 – Custos mensais dos sistemas de referência e ótimo	95
Figura 21 – Custo horário do sistema ótimo para dias úteis.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos pontos apresentados pela Lei nº 14.300/2022 e Resolução Normativa nº482/2012	35
Tabela 2 – Custos de investimento em equipamentos	51
Tabela 3 – Custos das tarifas dos recursos utilizados.....	52
Tabela 4 – Custos de manutenção dos equipamentos.....	53
Tabela 5 – Parâmetros do problema de otimização	56
Tabela 6 – Variáveis de decisão	57
Tabela 7 – Consumos energéticos para cada dia representativo.....	63
Tabela 8 – informações das utilidades e equipamentos (tecnologia).....	67
Tabela 9 – Coeficientes técnicos de produção.....	84
Tabela 10 – Resultados da otimização econômica para unidade consumidora residencial	87
Tabela 11 – Resultados da otimização econômica para unidade consumidora comercial.....	93
Tabela 12 – Resultados da otimização para variações na tarifa de eletricidade da unidade residencial.	98
Tabela 13 – Resultados da otimização para variações no preço da biomassa (bagaço de cana) para o centro consumidor residencial.....	101
Tabela 14 – Resultados da otimização para variações no preço da biomassa (bagaço de cana) para o centro consumidor comercial.	102
Tabela 15 – Resultados da otimização para variações na demanda de eletricidade da unidade residencial.	103
Tabela 16 – Resultados da otimização para variações na demanda energética da unidade comercial.....	104
Tabela 17 – Resultados da otimização sem CABM das unidades residencial e comercial.....	105

Tabela 18 – Excesso de geração solar fotovoltaica na unidade residencial.....	108
Tabela 19 – Valores a serem compensados com o excedente de energia elétrica gerado.	109
Tabela 20 – Otimização econômica considerando compensação em outra unidade consumidora de mesma titularidade.	110
Tabela 21 – Resultados da economia gerada com excedente fotovoltaico para variações da TUSD fio B na unidade residencial para outros estados.	112
Tabela 22 – Excesso de geração solar fotovoltaica na unidade comercial	113
Tabela 23 – Valores a serem compensados com o excedente de energia elétrica gerado.	114
Tabela 24 – Otimização econômica considerando compensação em outra unidade consumidora de mesma titularidade.	115
Tabela 25 – Resultados da economia gerada com excedente fotovoltaico para variações da TUSD fio B na unidade comercial para outros estados.	116

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

EBP – Energy Big Push

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GD – Geração Distribuída

IEA – International Energy Agency

PERS – Programa de Energia Renovável Social

PLIM – Programação Linear Inteira Mista

PNE – Plano Nacional de Energia

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SINAPI – Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UCT – Unidade Consumidora Típica

LISTA DE UNIDADES

W – Watt

kg – quilograma

L – litro

°C – graus Celsius

J – Joule

min – minuto

h – hora

R\$ - reais

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

As discussões sobre transição energética e o uso de energias renováveis têm avançado em todo o mundo e estão associadas às mudanças significativas na estrutura da matriz energética primária mundial. O cenário para suprimento energético que se constrói atualmente é de um modelo mais descentralizado, inteligente, limpo e que concede mais autonomia ao consumidor final.

Esse novo paradigma mais descentralizado implica na adequada sinalização econômica para os serviços, capaz de induzir economicamente os novos investimentos em expansão de oferta de novos serviços e de estimular os consumidores a responderem ativamente, otimizando a operação e os custos. A Figura 1 apresenta a base da transição energética apresentada no Plano Nacional de Energia 2050 – PNE da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EPE, 2022).

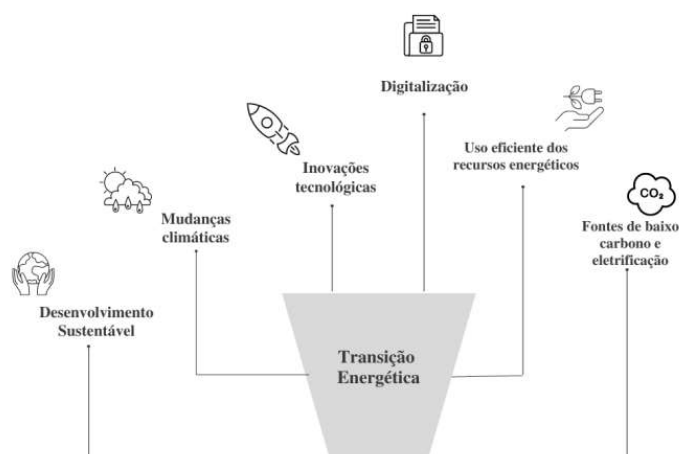


Figura 1 – Bases da transição energética

Fonte: (EPE, 2022, adaptado)

Nesse contexto de transição, segundo a IEA (*International Energy Agency*), os setores de edifícios e construção de edifícios combinados são responsáveis por 30% do consumo final global de energia e 27% das emissões totais do setor de energia (IEA, 2022). No Brasil, de acordo com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), o setor de edificações, composto por consumidores residenciais, comerciais e públicos, responde por aproximadamente 1/6 do consumo de energia do país e 50% do consumo de eletricidade (EPE, 2022).

Nas bases: inovações tecnológicas e uso eficiente de recursos energéticos da transição energética, o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias multigeração de alto desempenho (produção combinada de energia), que são capazes de utilizar fontes de energia renováveis, convencionais ou híbridas, estão no foco desse cenário energético. A multigeração é a produção combinada de dois ou mais serviços de energia e/ou produtos manufaturados, buscando aproveitar o máximo potencial termodinâmico (máxima eficiência termodinâmica) dos recursos consumidos (SERRA, LOZANO *et al.*, 2009). Embora ainda não amplamente utilizadas no setor residencial, devido a sua complexidade operacional, a integração de processos e a múltipla geração, são ferramentas promissoras que podem alcançar o duplo objetivo de promover a eficiência dos recursos naturais, além de minimizar o custo e o impacto ambiental.

1.1. MOTIVAÇÃO

Atualmente, pesquisas envolvendo sistemas alimentados por energias renováveis estão focadas em plantas híbridas, nas quais há combinação de tecnologias tradicionais (turbinas a gás, motores a combustão interna, etc.) e fontes renováveis de energia (biomassa, energia solar, etc.) em um único sistema de multigeração (CALISE, VASTOGIRARDI *et al.*, 2018). Programas nacionais, a exemplo do EBP (*Energy Big Push*), estão sendo desenvolvidos para apoiar a promoção de mais e melhores investimentos públicos e privados em energias limpas, com ênfase em inovação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país (CGEE, 2019).

Tecnologias de multigeração proporcionam benefícios socioeconômicos e ambientais substanciais que se relacionam com a utilização eficiente dos recursos energéticos. A eficiência geral pode aumentar significativamente se o design do sistema e a integração dos subsistemas forem feitos de forma eficiente. Além disso, vários

combustíveis alternativos podem ser usados para melhorar a utilização de recursos por meio da troca adequada de combustível ou mistura com combustíveis convencionais (JANA, RAY *et al.*, 2017).

Apesar de a cogeração de calor e eletricidade/energia mecânica (*Combined Heating and Power* – CHP) já ser amplamente utilizada em muitas indústrias e em sistemas de calefação, é necessário ampliar a oferta de produtos para além do calor e eletricidade, introduzindo as energias renováveis nesses sistemas, buscando atender às demandas da sociedade moderna, a exemplo, dos veículos elétricos.

A implementação de sistemas de multigeração ainda é um problema complexo e, por isso, muitas vezes restrita aos estudos em ambientes acadêmicos ou experimentais. Quanto maior forem os recursos disponíveis, maior será a necessidade de projetar um sistema para distribuição e otimizar a troca de energia. Nesse problema, o grande número de parâmetros, variáveis e restrições adotadas depende de elevada capacidade de processamento computacional para simulações.

Neste sentido, este trabalho descreve um método baseado em PLIM (Programação Linear Inteira Mista), desenvolvido em C++, utilizando o solver CPLEX, para criar uma metodologia de otimização dos custos operacionais de um sistema de multigeração genérico, para obter a configuração de melhor desempenho econômico (utilizando tecnologias e recursos comercialmente disponíveis). O estudo é aplicado a uma unidade consumidora típica – UCT (uma residencial e outra comercial) e contempla as regras de compensação de energia previstas na legislação vigente, com a proposta de ser de fácil utilização pelo usuário final, oferecendo flexibilidade e dinâmica nas análises.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo geral dessa tese é desenvolver metodologias e procedimentos para otimização estrutural e paramétrica de sistemas de multigeração com aplicação em uma unidade consumidora residencial e uma comercial, minimizando os custos econômicos.

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Estudar tecnologias disponíveis comercialmente, além de potenciais tecnologias de conversão de energia para sistemas de multigeração;

- Descrever uma metodologia para definir o perfil das unidades consumidoras e o cálculo das suas demandas para fins de implementação do sistema de multigeração em centros específicos;
- Desenvolver um modelo que permita, de forma flexível ao usuário, caracterizar o comportamento dos diferentes equipamentos e processos que podem intervir no sistema de multigeração e nos seus modos de operação;
- Definir as restrições e incentivos relacionados às tecnologias adotadas;
- Formular o problema de otimização e encontrar uma solução econômica otimizada para o sistema proposto;
- Aplicar as condições previstas na lei nº 14.300/2022 para avaliar a viabilidade de sua aplicação nas condições do sistema;
- Avaliar o comportamento do sistema considerando fatores dinâmicos e a variabilidade dos recursos energéticos na análise do problema criando outras situações e tipos de unidades consumidoras;
- Verificar a viabilidade econômica da configuração otimizada, por meio de análises de resiliência, esclarecendo as condições que tornam sua instalação financeiramente interessante.

1.3. CONTRIBUIÇÃO

A configuração ideal de um sistema de multigeração, para casos específicos de utilização de fontes híbridas de energia, ainda não foi completamente explorada devido à grande variedade de opções de tecnologia, variações temporais de demanda, dos preços de energia e da legislação aplicável. Diante disso, esta tese torna-se inovadora pelos seguintes motivos:

1. Modela e implementa um sistema de multigeração genérico, flexível e adaptável para inserção de novos equipamentos e fontes de suprimento de forma simples;
2. Considera a introdução de energias renováveis como fonte e de equipamentos não convencionais na superestrutura para a UCT;
3. Prevê demanda referente à uma estação de carregamento de veículos elétricos para o centro consumidor;

4. Possibilita visualizar configuração horária de custos e disposição dos equipamentos;
5. Permite quantificar e realizar a análise do excedente de geração solar para aplicação do modelo de compensação previsto na legislação vigente. No caso do Brasil trata-se da lei nº 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, e o SCEE.

1.4. ESTRUTURA DA TESE

Esta tese foi estruturada em sete capítulos, sendo o capítulo I destinado à introdução, incluindo sua motivação, objetivos (geral e específico) e contribuição.

No capítulo II será apresentada a revisão bibliográfica necessária para a base teórica da tese e os conteúdos gerais apresentados no trabalho.

O capítulo III destina-se à apresentação da metodologia aplicada, inicialmente com o levantamento das demandas energéticas necessárias e proposição da superestrutura contendo as especificações técnicas e custos dos equipamentos, além dos recursos energéticos potencialmente utilizáveis para atendimento às demandas. Em seguida, a construção do modelo, considerando os equipamentos e recursos disponíveis, em PLIM, e com modos de operação pré-definidos para apresentar a configuração econômica otimizada, analisando os cenários que tornam sua instalação factível. A última etapa consiste em apresentar a metodologia de otimização adotada neste estudo.

No capítulo IV são apresentadas as descrições de dois estudos de caso, sendo o primeiro com a implementação do modelo proposto em uma unidade consumidora residencial e o outro em uma unidade consumidora comercial.

O capítulo V é destinado aos resultados e análises do estudo realizado seguido da conclusão (capítulo VI) e das referências bibliográficas (capítulo VII). A Figura 2 apresenta a estrutura da tese.

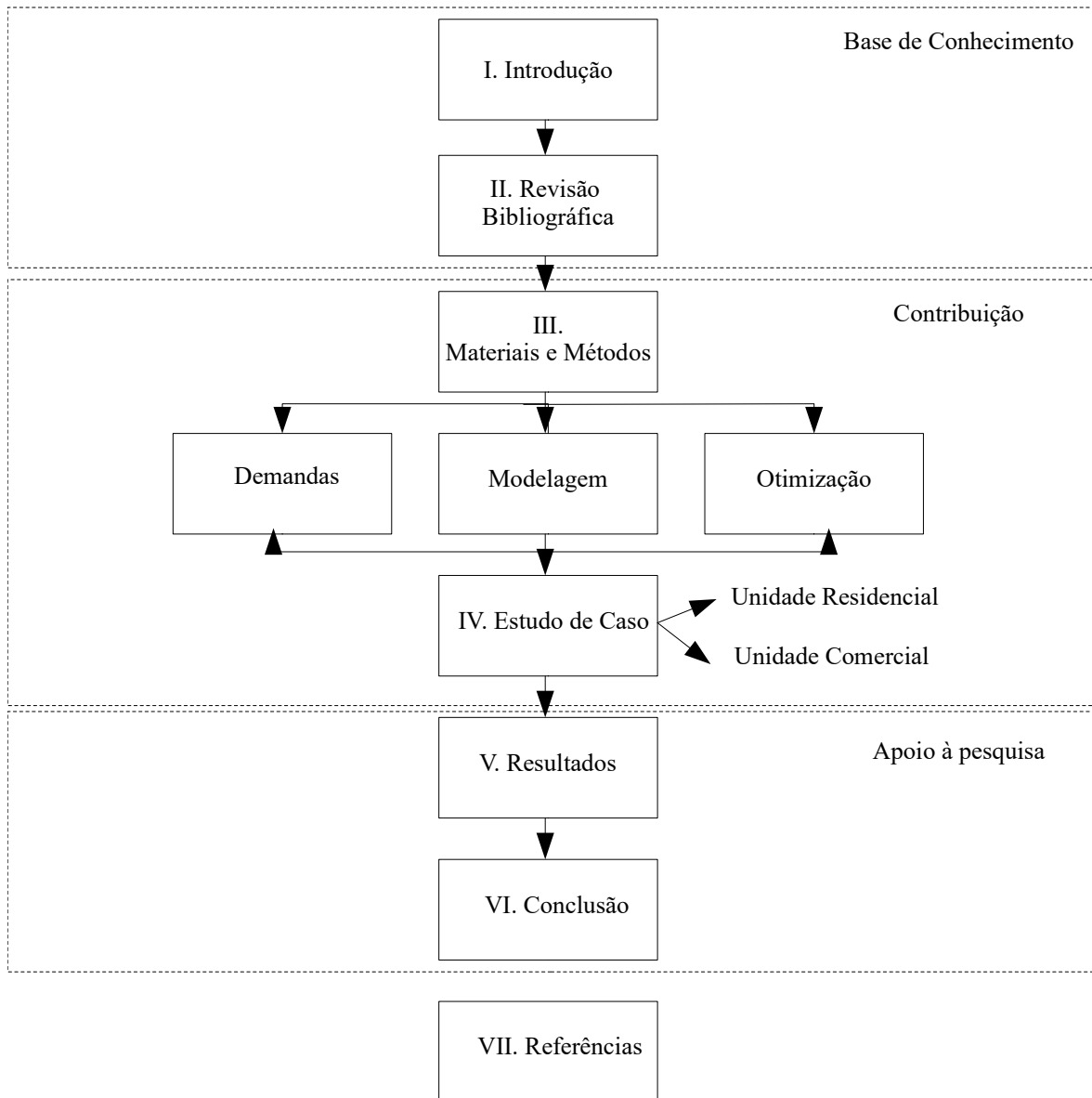


Figura 2 – Estrutura da tese

Fonte: Autoria própria

CAPÍTULO II

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos importantes sobre o tema deste trabalho e realizada uma revisão do estado da arte sobre otimização de sistemas de multigeração em UCTs.

2.1. SISTEMA DE MULTIGERAÇÃO

Dentre as várias possibilidades existentes para configurar um sistema energético, pode-se citar principalmente a maneira tradicional (como o uso de recursos energéticos convencionais, cujas conversões individuais de energia atendem às demandas energéticas do centro consumidor) e a utilização de princípios de integração energética (mais elaborada, que aproveita ao máximo os fluxos de energia). Tanto a multigeração 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, LOZANO *et al.*, 2009).

De forma geral, um sistema de multigeração converte recursos naturais em formas apropriadas de energia para atender as demandas da UCT. A eficiência desses processos depende dos parâmetros técnicos, econômicos e ambientais, bem como do planejamento ideal para uso desses recursos. A consolidação deste conceito é apresentada na Figura 3.

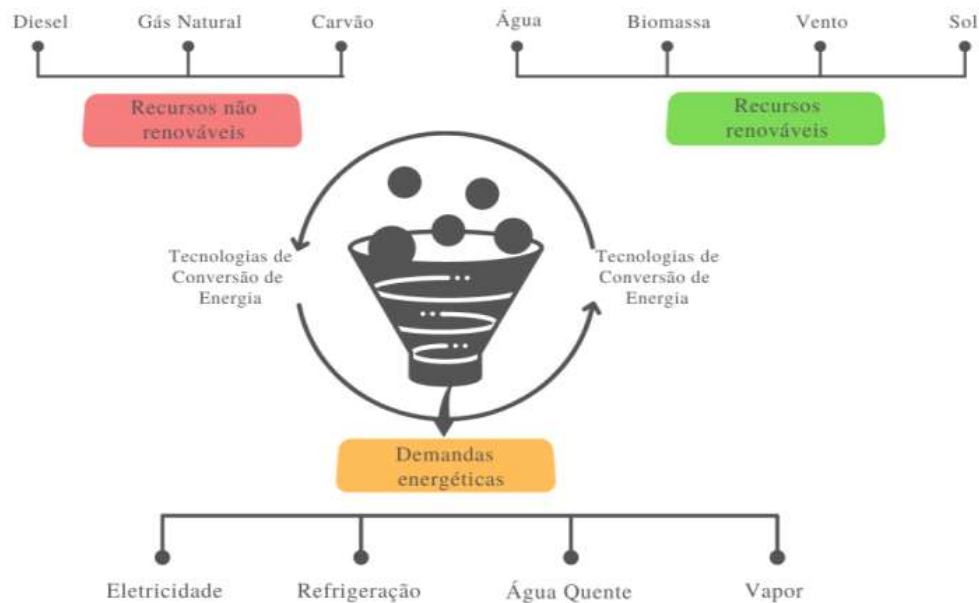


Figura 3 – Representação de Sistemas de Multigeração

Fonte: Autoria Própria

Frangopoulos *et al.* (2002) apresentam alguns questionamentos técnicos importantes acerca das necessidades energéticas de grupos de unidade consumidoras de qualquer porte (residenciais, comerciais, industriais, cidades, etc):

I - Dadas as necessidades energéticas, qual é o melhor tipo de sistema de energia a ser utilizado?

II - Qual é a melhor configuração do sistema (componentes e suas interligações)?

III - Quais são as melhores características técnicas de cada componente (dimensões, material, capacidade, desempenho, etc.)?

IV - Quais são as melhores taxas de fluxo, pressões e temperaturas dos vários fluidos de trabalho?

V - Qual é o melhor ponto de operação do sistema a cada instante de tempo? (FRANGOPOULOS, SPAKOVSKY e SCIUBBA, 2002)

Além dos questionamentos de abordagem mais técnica, ao utilizar sistemas de multigeração, buscam-se ainda analisar a eficiência, economia e a redução do impacto ambiental. Segundo Shang e Kokossis (2005) a variabilidade presente nas demandas energéticas requer uma metodologia de projeto que resulte em sistemas que produzam

eficientemente (objetivo termodinâmico), sejam capazes de se adaptar a diferentes condições de demanda e mercado (flexibilidade operacional), além de operar com custo econômico mínimo. Nesse sentido, com o objetivo de auxiliar o usuário na tomada de decisão, são utilizados métodos científicos apropriados (modelos matemáticos, estatísticos e algoritmos computacionais) para otimização desses sistemas, em busca de uma configuração que resulte em uma decisão eficaz dentre todas as alternativas disponíveis.

2.1.1. Otimização de Sistemas de Multigeração

A otimização de sistemas de multigeração para fornecimento de energia ainda é um problema operacional 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, as lacunas na legislação e variações nas tarifas de energia. Diante dessa complexidade, se faz necessária uma simplificação, a partir do uso de técnicas e modelos adequados.

Segundo Frangopoulos, Spakovsky e Sciubba (2002), vários métodos surgiram na literatura sobre a síntese ótima de sistemas de energia e que podem ser classificados em três grupos: (a) Métodos baseados em heurística e busca evolutiva, (b) Métodos que tentam atingir alvos pré-determinados, que foram identificados pela aplicação de regras físicas e (c) Métodos que começam com uma superestrutura, que é reduzida à configuração ótima (FRANGOPOULOS, SPAKOVSKY e SCIUBBA, 2002).

Ainda segundo Frangopoulos (2002), nos métodos da classe (a) são utilizadas as regras baseadas na experiência de engenharia e em conceitos físicos (por exemplo, exergia) que são aplicadas para gerar configurações viáveis e são posteriormente aprimoradas pela aplicação de um conjunto de regras evolutivas de forma sistemática. Na classe (b), princípios da termodinâmica e outras ciências físicas são aplicados para obter alvos para a configuração ótima do sistema e na classe (c) considera-se uma superestrutura com todos os componentes e interconexões possíveis (ou necessários). Uma função objetivo é especificada e o problema de otimização é formulado. A solução do problema de otimização fornece a configuração ótima do sistema, que, inevitavelmente, depende (e é restringida) pela superestrutura inicial. As principais vantagens de tal abordagem são que ela pode funcionar com qualquer função objetivo e que revela automaticamente a configuração ideal do sistema. A dificuldade com esses métodos é que o tamanho do

problema de otimização pode ser tal que os algoritmos de otimização matemática disponíveis podem não ser capazes de uma solução rigorosa. O método apresentado neste trabalho enquadra-se na classe (c) apresentada por Frangopoulos, Spakovsky e Sciubba.

2.1.2. Modelagem e Programação

Para a otimização de sistemas de multigeração podem-se utilizar os conceitos aplicados à Pesquisa Operacional, que consistem na utilização de um método científico (modelos matemáticos, estatísticos e algoritmos computacionais) para auxiliar na tomada de decisões com a utilização de modelos que possam representar o sistema real (BELFIORE e FÁVERO, 2013). Quando o modelo é construído, é necessário identificar a técnica mais adequada para a solução do problema, validação do modelo e avaliação final do resultado. A Figura 4 apresenta as fases do estudo da Pesquisa Operacional.

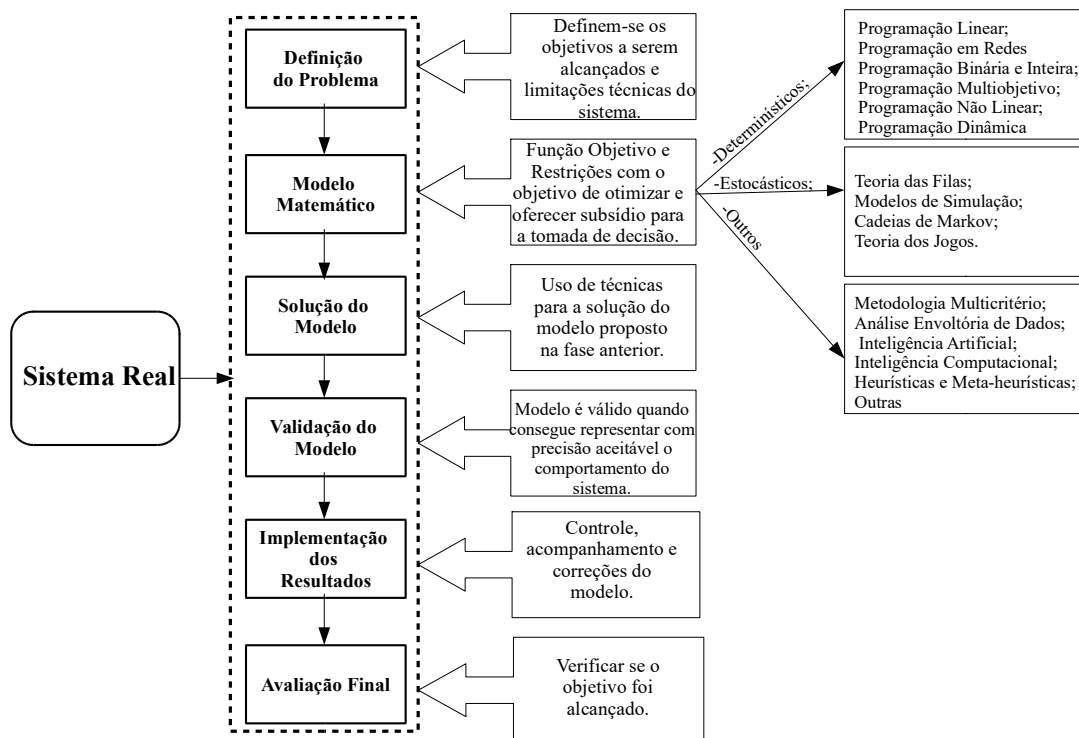


Figura 4 – Representação das fases dos estudos em Pesquisa Operacional

Fonte: Autoria Própria

Segundo Belfiore e Faveiro (2013), os modelos matemáticos podem-se dividir em determinísticos, estocásticos e em outros tipos. Nos modelos determinísticos, todas as

variáveis envolvidas em sua formulação são constantes e conhecidas. É resultante, portanto, de uma única solução exata, por vezes, a solução ótima. Os modelos estocásticos utilizam uma ou mais variáveis aleatórias em que pelo menos uma de suas características operacionais é definida por meio de funções de probabilidade, geram mais de uma solução e buscam analisar os diferentes cenários, não tendo a garantia da solução ótima. Os outros modelos configuram-se como novas técnicas aplicadas, como consequência do desenvolvimento computacional (BELFIORE e FÁVERO, 2013).

Nesse aspecto, a programação matemática é um exemplo de forma de otimização amplamente aplicada aos projetos e engenharia de processos (BIEGLER e GROSSMANN, 2004) e (FRANGOPOULOS, 2018). Dentro da classe de modelos determinísticos, a Programação Linear (PL) é capaz de solucionar adequadamente o problema aqui proposto, tendo em vista que envolve apenas funções constantes e termos com variáveis de primeira ordem. A PL tem por formulação um conjunto de equações lineares. Sua estrutura pode ser simplificada na seguinte sequência:

- Elaborar o modelo do problema;
- Definir uma solução para o problema;
- Identificar as variáveis de decisão;
- Identificar o que deve ser maximizado ou minimizado;
- Identificar a classe de restrições.

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

Para resolver um problema de programação linear a formulação do modelo deve estar na forma padrão, devendo atender aos seguintes requisitos:

- Os termos independentes das restrições devem ser não negativos;

- Todas as restrições devem estar representadas por equações lineares e apresentadas na forma de igualdade;

- As variáveis de decisão devem ser não negativas.

Segundo Belfiore e Faveiro (2013), o problema padrão de programação linear pode ser escrito na forma matricial, conforme representado pelas Equações 1, 2 e 3 abaixo:

$$\text{Min } z = f(x) = \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (1)$$

sujeito a:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (2)$$

$$\mathbf{x} \geq \mathbf{0} \quad (3)$$

em que:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & & a_{mn} \end{bmatrix}; \mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}; \mathbf{b} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix}; \mathbf{c} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_n \end{bmatrix}, \text{ e } \mathbf{0} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

z é a função objetivo;

x_j são as variáveis de decisão, principais ou controláveis, $j = 1, 2, \dots, n$;

a_{ij} é a constante ou coeficiente da i -ésima restrição da j -ésima variável, $i = 1, 2, \dots, m$, $j = 1, 2, \dots, n$;

b_i é o termo independente ou quantidade de recursos disponíveis da i -ésima restrição, $i = 1, 2, \dots, m$;

c_j é a constante ou coeficiente da j -ésima variável da função objetivo, $j = 1, 2, \dots, n$.

No modelo aqui apresentado, a PL (Programação Linear) é utilizada para representar os fluxos energéticos, as capacidades instaladas, demandas energéticas e os custos das utilidades e equipamentos.

Ao introduzirmos variáveis inteiras na programação linear, surge uma subdivisão da PL, sendo ela a PLI (Programação Linear Inteira), que lida com variáveis inteiras para expressar quantidade, decisão, e relações lógicas. A PLI consegue lidar bem com a complexidade inerente à otimização de sistemas de multigeração, e representará aqui, o número de equipamentos instalados no sistema energético proposto.

Além da programação linear inteira, a PL permite ainda o uso de variáveis binárias (programação binária), que são utilizadas quando variáveis do problema assumem valores 0 ou 1 (ARENALES, ARMENTANO *et al.*, 2006).

Quando um problema determinístico de otimização apresenta variáveis contínuas, inteiras e binárias em seu modelo, como é o caso deste trabalho, a técnica de programação adotada é a PLIM.

2.1.3. Algoritmos de Otimização

O algoritmo Simplex é o método mais utilizado para a resolução de problemas de programação linear (PLOSKAS e SAMARAS, 2014). Ele consiste em uma sequência de procedimentos que envolvem uma aplicação repetitiva de operações que, a partir de uma solução básica inicial trivial persegue as soluções básicas viáveis até encontrar a solução ótima.

A estrutura do método Simplex é apresentada no fluxograma da Figura 5.

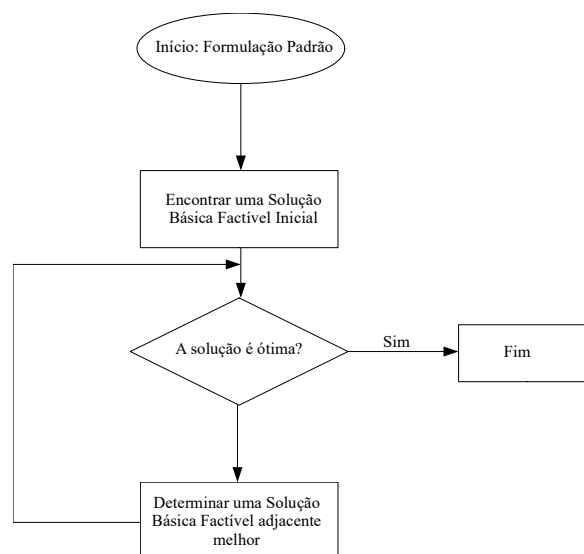


Figura 5 – Diagrama do algoritmo Simplex

Fonte: Autoria Própria

A PLIM é uma PL que apresenta alguma ou todas as variáveis não inteiras e a sua resolução usando o método Simplex pode ficar comprometida porque ela pode retornar

partes da solução que não estão em forma de número inteiro. É necessário, portanto, encontrar uma nova solução ótima para evitar casos de números fracionários.

Realizando o arredondamento, a solução muitas vezes pode sair da região viável, comprometendo a otimalidade. Nesse sentido, a resolução dos problemas em PLIM pode ser realizada de forma eficiente pelo método *Branch-and-Bound*. É uma abordagem de solução que pode ser aplicada a vários tipos diferentes de problemas e é baseada no princípio de que o conjunto total de soluções viáveis pode ser particionado em subconjuntos menores de soluções. Esses subconjuntos menores são avaliados sistematicamente até que a melhor solução seja encontrada. O algoritmo *Branch-and-Bound* funciona de acordo com os seguintes passos, segundo Sioshansi e Conejo (2017):

1. Resolução do problema de PLIM relaxado, ou seja, com as variáveis sem uma ou mais restrições;
2. O algoritmo gera uma sequência de problemas de otimização adicionais em que as restrições são adicionadas ao problema relaxado;
3. Na medida em que os problemas adicionais são resolvidos, o algoritmo estabelece limite superior e inferior ao valor ótimo da função objetivo do problema original. Ao longo do processo, o limite superior diminui e o inferior aumenta progressivamente.
4. Por fim, o algoritmo encerra assim que a solução viável para o problema original é encontrada e os limites superior e inferior estão próximos o suficiente (SIOSHANSI e CONEJO, 2017).

2.1.4. Análise e Objetivos

Otimizar sistemas de fornecimento de energia significa buscar um projeto que atenda ao objetivo desejado (maximização da eficiência energética ou redução de perdas, por exemplo). Os centros consumidores, alvo do processo de otimização, podem ser edifícios comerciais ou residenciais, ou até mesmo indústrias.

As análises termoeconômica (termodinâmica com econômica) e ambiental de um sistema de multigeração fazem parte de uma composição de duas abordagens, sendo elas a termodinâmica e a de otimização. Na abordagem termodinâmica, por exemplo, são observados os princípios da termodinâmica com a função de determinar objetivos para o sistema energético, sendo aplicável quando se tem como objetivo a redução no consumo de energia.

A análise termodinâmica possui o objetivo de minimizar as perdas de energia e tem a vantagem de proporcionar informações sobre o sistema, além de ser mais simples do ponto de vista computacional. Algumas metodologias comumente aplicadas à análise de sistemas de energia são a análise termoeconômica e o método *Pinch*. Porém, a análise termodinâmica sozinha não oferece condições para resolver diferentes tipos de problemas de maneira sistemática nem simultânea (CARVALHO, 2011).

O método *Pinch* busca representar e calcular o potencial de integração térmica de tecnologias e utilidades antes de abordar a fase de projeto de um sistema de energia (PINA, LOZANO *et al.*, 2020). Esse método não seria o mais adequado para avaliar as diferentes opções tecnológicas ou diferentes sistemas. Nisso, a otimização matemática é melhor aplicável.

Na abordagem baseada na otimização modela-se matematicamente o sistema buscando pela solução que minimiza ou maximiza uma função objetivo, que pode ser a eficiência do sistema, o consumo de energia, o custo econômico, o impacto ambiental, dentre outros.

Para o sistema aqui proposto, a abordagem baseada na otimização matemática é a mais adequada, pois ela considera avaliar, de uma forma sistemática, diferentes opções tecnológicas ou diferentes sistemas, ou seja, diversas alternativas de projeto para apresentar a configuração ótima do sistema.

2.1.5. Marco Regulatório

Os sistemas de multigeração se enquadram na forma GD (Geração Distribuída), que é localizada junto ou próxima do centro consumidor. Diante da necessidade iminente de se incluir a GD na matriz energética brasileira, sob a perspectiva de que tal inclusão exige uma considerável complexidade técnica de operação, onde o relacionamento entre a empresa distribuidora e a unidade geradora/consumidora deve ser regulado, surge a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL, 2012).

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Esse documento foi um marco importante que impulsionou a geração distribuída no Brasil, principalmente

as por fonte solar fotovoltaica, por conta do sistema de compensação de energia adotado, que monetiza de forma paritária a eletricidade produzida pelos sistemas com a fornecida pela distribuidora. Em 2015, a Resolução Normativa nº 687/2015 alterou a Resolução Normativa nº 482/2012 em alguns pontos e contemplou a previsão, por parte da ANEEL, de se fazer uma avaliação dos impactos da Resolução Normativa nº 482/2012 e promover a revisão até 31 de dezembro de 2019, levando a uma possível atualização do seu conteúdo.

As unidades consumidoras reguladas pela Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015, são do tipo *on-grid*, ou seja, elas utilizam a rede convencional como forma de backup de suprimento de eletricidade na ausência de geração dos seus sistemas de GD. Pelo atual modelo regulatório, esse sistema de compensação funciona como subsídio à GD, tendo em vista que as unidades com GD instalada continuam utilizando as redes de distribuição e transmissão, mas não pagam a parte da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia) correspondentes a esse serviço.

Esse subsídio, aliado ao declínio do custo dos sistemas de GD ao longo desses anos e ao aumento da tarifa da eletricidade no Brasil, estimulou a adoção da GD e, conseqüentemente uma preocupação por parte da ANEEL em promover um equilíbrio financeiro entre esses agentes (consumidor e empresas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica).

Nesse contexto, surge a lei nº 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica) e o PERS (Programa de Energia Renovável Social). Esse dispositivo legal marca um avanço no processo de transição energética brasileiro, visto que representa um degrau fundamental para permitir que o Brasil se insira em um novo patamar de sustentabilidade, competitividade e inovação (GREENER, 2022).

A Tabela 1 apresenta os principais temas trazidos pela lei nº 14.300/2022 e sua comparação com a Resolução Normativa nº 482/2012 (BRASIL, 2022).

Tabela 1 – Comparação dos pontos apresentados pela lei nº 14.300/2022 e Resolução Normativa nº482/2012

Tema	Resolução Normativa nº 482/2012	lei nº 14.300/2022
Período de vacância (direito adquirido)	Sem garantia. Atribuição da ANEEL para legislar.	Projetos cuja solicitação de acesso seja protocolada em até 12 meses após a sua publicação permanecerão com a compensação integral de créditos de energia até 31/12/2045. Após essa data, os sistemas passarão a ser faturados pela regra que estiver vigente em 2045.
Custo de disponibilidade	Na prática, cobrado em duplicidade.	Deixará de ser cobrado em duplicidade.
Compensação dos créditos.	Paridade tarifária, com possibilidade de alteração a qualquer momento.	Depende do tipo de projeto: 1) Projetos em (a) autoconsumo local (a antiga modalidade de geração junto à carga), (b) geração compartilhada, (c) empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, (d) autoconsumo remoto até 500 kW, e (e) fontes despacháveis em qualquer potência, deverão remunerar o uso da rede pelo pagamento gradual da componente tarifária equivalente à TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, fio B (que remunera as distribuidoras), nos seguintes percentuais: I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023; II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024; III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025; IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028; VII - a regra disposta no art. 17 desta lei a partir de 2029 (BRASIL, 2022). 2) Projetos em (a) autoconsumo remoto cuja potência instalada supere os 500 kW e (b) os projetos em geração compartilhada nos quais um único consumidor receber mais do que 25% dos créditos de energia oriundos da usina, deixarão de compensar 100% do Fio B, 40% do Fio A (que remunera as

Potência Máxima Instalada	Até 5 MW	transmissoras), além dos encargos da Taxa de Fiscalização do Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Na situação 2 o pagamento das quatro componentes citadas já ocorrerá de imediato, não havendo gradação na cobrança (BRASIL, 2022). Até 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis.
---------------------------	----------	---

Alguns temas da lei nº 14.300/2022 ainda precisam ser regulamentados pela ANEEL para contornar a insegurança jurídica gerada para as unidades que pretendem instalar sistemas de GD a partir de 7 de janeiro de 2023. Um projeto de lei (PL 2703/2022) que altera a lei nº 14.300/2022, e tem o objetivo de acrescentar doze meses ao prazo em que pode ser protocolada solicitação de acesso na distribuidora, sem que sejam aplicadas novas regras tarifárias menos vantajosas às unidades de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, foi aprovado com alterações na Câmara Federal e seguiu para avaliação do Senado Federal (BRASIL, 2022), ainda sem previsão de data para votação.

2.2. ESTADO DA ARTE

Nesta seção são apresentadas as principais pesquisas e estudos acerca do tema proposto nesta tese.

2.2.1. Sistemas de Multigeração

Rong e Lahdelma (2016) discutiram o papel da multigeração em um sistema de energia distribuída e as suas contribuições para o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis. O estudo destaca que ferramentas eficientes de apoio à decisão para sistemas de multigeração são importantes para alcançar a sustentabilidade. Primeiramente foram revisadas as características conjuntas de uma usina de multigeração e definida a dependência entre os diferentes produtos energéticos. Em seguida, foram revisados os métodos típicos para lidar com sistemas de multigeração. A revisão destacou a complexidade e o potencial desses sistemas para ajustar a produção de diferentes produtos energéticos, além da importância desses sistemas para o futuro. Em seguida, os desafios e

práticas para operação de usinas com sistemas de multigeração sustentável foram discutidos.

Murugan e Horák (2016) apresentaram um artigo de revisão que discutiu as atividades de pesquisa e desenvolvimento que foram realizadas nos últimos anos na área de trigeração e sistemas de multigeração. Uma das conclusões apresentada pelos autores, após a análise dos estudos realizados, foi que são necessários estudos de viabilidade para a instalação de sistemas de multigeração nos setores industrial e residencial. Sob o ponto de vista ambiental, os autores concluíram que a produção de energia a partir de combustíveis tendo a biomassa como fonte, combinando com outros recursos de energia renováveis, como energia solar, eólica ou geotérmica, é mais ecologicamente correta e uma boa opção para reduzir a emissão de CO₂.

Calise *et al.* (2018) apresentaram os trabalhos relativos à simulação de sistemas de multigeração, focando especialmente na potencial integração de diferentes tecnologias em um único sistema. Foram levadas em consideração tecnologias energéticas inovadoras, como células a combustível, e convencionais, focando também nas estratégias de controle implementadas para o gerenciamento adequado dos sistemas de multigeração. Trabalhos relativos a análises energéticas, exergéticas, econômicas e otimizações de sistemas também foram ilustrados. Os autores concluíram que sistemas de multigeração são potencialmente capazes de garantir alta eficiência energética, compatibilidade ambiental e alta flexibilidade, podendo ser rentáveis do ponto de vista econômico e mais eficientes para enfrentar as flutuações dos preços da energia e as mudanças na demanda do produto final. Devido à sua complexidade intrínseca e à grande quantidade de diferentes configurações possíveis, um importante esforço de pesquisa é necessário para sistemas de multigeração, a fim de abordar corretamente seu projeto, otimização e desenvolver ferramentas eficientes de apoio à decisão para projetistas, formuladores de políticas e usuários finais.

2.2.2. Otimização de Sistemas de Multigeração – Algumas Aplicações

Gerogiorgis, Liu e Pistikopoulos (2007) apresentaram um modelo para o planejamento de investimentos de um sistema de multigeração de energia com um estudo de caso abordando um sistema de produção de metanol e eletricidade na China durante o período de 2010 a 2035, contendo cinco matérias-primas diferentes e doze tecnologias de multigeração. O modelo geral foi construído usando a metodologia em PLIM, com o

objetivo no desenvolvimento de sistemas de energia de multigeração em regiões ou países. Inclui todas as tecnologias alternativas, matérias-primas e produtos e seleciona a combinação mais rentável, maximizando o VPL (Valor Presente Líquido) sobre um horizonte de tempo. Foi formulado em PLIM, implementado no GAMS (*General Algebraic Modeling System*), usando o solver CPLEX, e mostrou que as tecnologias de multigeração são superiores às tecnologias autônomas convencionais, destacando o uso da biomassa como utilidade.

Pistikopoulos, Liu e Li (2009) apresentaram um modelo de otimização multiobjetivo para o projeto ótimo de uma planta de multigeração de metanol/ eletricidade. Os critérios econômicos e ambientais foram otimizados simultaneamente considerando uma superestrutura com várias combinações possíveis de tecnologias e tipos de equipamentos. Modelos agregados foram considerados, incluindo uma etapa detalhada de síntese de metanol com cinética química e considerações de equilíbrio de fase. O modelo resultante foi formulado como uma programação não linear inteira mista. Técnicas de otimização global e computação paralela foram empregadas para gerar uma fronteira de Pareto ótima.

Rivarolo, Greco e Massardo (2013) modelaram uma rede de multigeração incluindo armazenamento térmico e geradores renováveis, onde analisaram o impacto de geradores renováveis aleatórios no desempenho da rede. Realizaram a otimização da rede usando uma abordagem termoeconômica dependente do tempo e apresentaram a importância do sistema de armazenamento para otimizar o impacto das fontes de energia renováveis. Assim, um modelo foi desenvolvido pelos autores em um programa modular denominado EPoMP (*Economic Poly-generation Modular Program*) que foi criado a partir de um software anterior apenas para usinas cogeneradoras.

Rong e Su (2017) forneceram uma revisão abrangente sobre técnicas de otimização para sistemas de multigeração em edifícios. A revisão foi conduzida com base na integração, *design*, síntese e otimização de operação (IDSOO) para diferentes escalas de sistemas, desde a micro-escala (para uma única casa) à grande escala, como complexo residencial, incluindo microrredes de poligeração (PM). A classificação foi realizada de acordo com as técnicas de solução do IDSOO e as características do IDSOO em termos de variáveis de decisão, funções objetivo e restrições. Os resultados mostraram que não há nenhuma diferença entre sistemas tradicionais e PM em termos de técnicas de solução, enquanto há diferença entre sistemas tradicionais e PM em termos de função objetivo e

restrições. A otimização do PM tem requisitos mais altos para gerenciamento em tempo real para integrar mais recursos renováveis e as de sistemas de micro e pequena escala são mais complicadas do que as de grande escala porque há muitas restrições do ponto de vista técnico, legal e político.

Eastick (2020) desenvolveu um projeto para investigar a viabilidade da implantação de um pequeno reator modular (SMR) em uma mina remota, não conectada à rede, no norte do Canadá. As demandas para proposição do sistema foram produzidas com base em estimativas de engenharia que representaram as demandas nominais e de pico reais previstas para a mina para desenvolvimento do OMSES (*Optimal Mine Site Energy Supply*). O SMR foi integrado no problema de otimização para fornecimento de energia, cujo modelo foi feito em PLIM, com algoritmo *branch-and-bound* e implementado em Python, mas não foi uma solução economicamente viável, dadas as circunstâncias econômicas do projeto. O alto custo de capital do SMR não foi competitivo em relação a um sistema híbrido eólico-diesel estabelecido como referência.

Kofler e Clausen (2021) propuseram três plantas de multigeração diferentes produzindo biocombustíveis e calor, enquanto interagem com a rede elétrica. Todas as plantas foram baseadas na gaseificação da palha de trigo em um gaseificador de leito fluidizado circulante de baixa temperatura. Bio-óleo de alta qualidade foi produzido cataliticamente atualizando e condensando os alcatrões no gás produzido. Adicionalmente, bio-cinzas contendo carbono foram produzidas, atuando como fertilizante. As três usinas utilizaram o gás sem alcatrão para produzir eletricidade, gás natural sintético e éter dimetílico, respectivamente. A usina de produção de eletricidade forneceu eletricidade para a rede, enquanto as plantas de produção gás e éter usaram eletricidade para produzir hidrogênio eletrolítico para aumentar a produção de combustível. As plantas foram avaliadas quanto à eficiência energética e de carbono. A análise mostrou que todas as plantas alcançaram eficiências totais de energia maiores que 83%, incluindo calor de processo e aquecimento como subprodutos. A planta de produção de gás rendeu a maior eficiência de carbono (91%) de carbono vinculados em biocombustíveis e bio-cinzas, seguidos pelo éter (50%) e pela usina de produção de eletricidade (23%).

2.2.3. Otimização de sistemas de multigeração – aplicação em unidades residenciais, comerciais ou do terceiro setor

Carvalho (2011) realizou em seu estudo uma análise termoeconômica e ambiental para a síntese de sistemas de multigeração no setor comercial-residencial na Espanha e utilizou um hospital de 500 leitos, localizado em Zaragoza, como estudo de caso. O problema de otimização estrutural e paramétrica livre foi modelado em PLIM e implementado no software LINGO. Dentre as conclusões observadas, destacou-se a necessidade de modelos de suprimento energético eficazes, diante das numerosas tecnologias e recursos disponíveis, além da sua complexidade de operação.

Li *et al.* (2013) forneceram uma estrutura genérica de engenharia de sistemas de energia para um projeto ótimo de geração distribuída na China, com o objetivo de obter a combinação ideal de tecnologias e capacidade de equipamentos para uma determinada área com demandas de energia especificadas. O problema foi modelado em PLIM e um hotel em Pequim foi selecionado como exemplo para demonstrar as principais etapas e recursos da abordagem proposta. Os resultados mostraram que a configuração ideal do sistema de geração distribuída é bastante complexa e equipada com várias tecnologias, sendo mais eficiente e econômica do que os sistemas convencionais de energia centralizada.

Delgado (2015) propôs um modelo de otimização estrutural e paramétrica, livre, econômica e ambiental para um hospital paraibano, baseado em PLIM, para obtenção da solução otimizada (configuração e operação) utilizando o software LINGO. A informação ambiental foi gerada pela aplicação da metodologia ACV (Avaliação de Ciclo de Vida) para os equipamentos e recursos energéticos da superestrutura. A otimização econômica sugeriu a utilização da biomassa como recurso nas caldeiras para produção de água quente e vapor, e quando comparado a um sistema convencional, apresentou custo anual 10,99% inferior. A solução ambiental otimizada indicou a trigeração para minimizar os impactos ambientais produzidos pelo sistema de abastecimento e conversão de energia.

Melo (2017) considerou no seu estudo os aspectos econômicos, técnicos e legais com o objetivo de minimizar os custos anuais totais para o fornecimento de energia do edifício residencial com as mesmas características da unidade proposta neste trabalho. As demandas foram calculadas utilizando o software *Energy Plus*. O estudo de otimização foi modelado em PLIM e implementado no LINGO e não considerou recursos renováveis como utilidades disponíveis. A configuração otimizada do sistema foi tradicional, com a

eletricidade comprada da rede elétrica e as demandas de água quente e refrigeração sendo atendidas por caldeira à eletricidade e chiller mecânico, respectivamente.

Garcia, Diaz e Guzman (2017) tiveram como objetivo apresentar uma fonte alternativa de energia em um hotel, localizado em uma área com altas taxas de interrupção de energia da Colômbia e foram, gradualmente, incluindo a energia solar fotovoltaica combinada com o fornecimento de energia convencional para atender à demanda de energia nos horários de pico de consumo. O problema de otimização foi implementado em um programa computacional conhecido como HOGA, versão 2.2, que considerou parâmetros econômicos associados com o sistema fotovoltaico. As simulações mostraram que a combinação de diesel e energia solar fotovoltaica foi uma boa alternativa para atender à demanda de energia de iluminação no hotel, mesmo durante a noite, utilizando o armazenamento por baterias. Nesse trabalho, a otimização não foi realizada de forma livre, pois já indicava os equipamentos que seriam utilizados.

Pina (2019) desenvolveu metodologias de síntese e otimização de sistemas de multigeração em edifícios do setor residencial/comercial considerando seu comportamento dinâmico e suas restrições locais, abordando modelos de otimização multiobjetivo com funções objetivo equilibradas; representação precisa de condições de operação dinâmicas; representação realista dos requisitos térmicos da oferta e demanda na superestrutura; e propostas de alocação de custos para uma distribuição justa entre os consumidores finais. Foram propostos sistemas de multigeração complexos para dois estudos de caso, um edifício multifamiliar em Zaragoza (Espanha) e um hospital em Campinas (Brasil). Um procedimento de otimização multiobjetivo foi desenvolvido em programação linear inteira mista (PLIM) para determinar a configuração ideal do sistema (com base em equipamentos reais disponíveis no mercado) e estratégia de operação multiperíodo econômico (custo anual total) e ambiental (emissão de CO₂ total anual).

Mohammadi e Mohammadi (2020) apresentaram uma nova abordagem integrada para determinar a capacidade ótima e o perfil de despacho de microssistemas combinados de calor e energia, em edifícios residenciais, considerando diferentes estratégias de operação, funções objetivo e inclusão de componentes. A otimização foi em PLIM, implementada em MATLAB e várias especificações essenciais, como eficiência do inversor para micro unidades combinadas de calor e energia baseadas em corrente contínua, carga, descarga, e perdas de armazenamento, bem como despejo de excesso de calor, foram considerados como detalhes técnicos. O modelo desenvolvido foi aplicado a

quatro tipos de edifícios residenciais com diferentes padrões de consumo de calor e eletricidade. Os resultados das soluções demonstram que o modelo pode reduzir o custo total anual e emissões de gases de efeito estufa em até 62,5% e 14,9%, respectivamente, em comparação com a geração separada.

Algieri *et al.* (2021) propuseram uma abordagem matemática para um projeto de otimização integrada de síntese e operação de sistemas de energia de multigeração com aplicação no setor residencial. O sistema multifonte investigado consiste em módulos fotovoltaicos de produção, aparelhos de cogeração a gás, caldeiras auxiliares, *chillers* e unidades de armazenamento de energia térmica. Foi formulado um modelo de programação não linear inteira mista com uma função bi-objetivo representando as metas econômicas e ambientais calculadas em um ciclo de vida base. A função objetivo foi definida como uma soma ponderada dos objetivos individuais, e diferentes soluções são fornecidas ao decisor de acordo com a importância relativa reconhecida aos dois propósitos conflitantes. O estudo, realizado para um complexo residencial no norte da Itália, demonstra que a integração eficaz de fontes tradicionais e renováveis, além do bom funcionamento das unidades de armazenamento térmico, aumenta a flexibilidade e sustentabilidade do sistema e supera a natureza intermitente da fonte solar. Todas as configurações ótimas de multigeração sugeridas reduzem os custos totais (11,2–19,1%) e emissões de gases de efeito estufa (4,7–12,5%) em comparação com a produção de energia separada convencional. Além disso, a otimização dos sistemas de energia multifonte proporcionam economia de energia primária (superior a 19,7%) e oferecem retorno interessante, com períodos variando entre 3,8 e 8,1 anos.

Pina, Lozano e Serra (2021) avaliaram a influência das condições legais na integração de tecnologias de energia renovável em sistemas de multigeração para edifícios. Um modelo de síntese abrangente foi desenvolvido, incluindo diferentes tipos de condições legais, como modalidades de troca de energia, subsídios/sobretaxas sobre preços de energia e de custos de investimento, além da proibição total de combustíveis fósseis. Em seguida, o modelo foi aplicado ao estudo de caso de um hospital brasileiro, considerando a forma atual de medição líquida de energia da legislação brasileira. Os resultados mostraram que a cogeração a gás natural é uma solução atrativa para suprir as demandas de energia do hospital, com ou sem possibilidade de venda/exportação de energia elétrica. Além disso, o esquema de compensação adotado pela legislação brasileira, por si só, não é suficiente para garantir a implantação de energia renovável. Uma discussão aprofundada sobre as

condições que promoveriam a integração das energias renováveis foi apresentada e algumas recomendações sobre como as políticas atuais podem ser melhoradas, incluindo a necessidade de abordar explicitamente as tecnologias renováveis, a aplicação de frações mínimas renováveis e o papel do calor/arrefecimento renovável foram feitas. O estudo de caso considera as circunstâncias específicas do Brasil, mas fornece insights que podem ser aplicados a outros países.

Pinto, Serra e Lázaro (2022) propuseram uma abordagem para o projeto de sistemas de multigeração para edifícios residenciais considerando-os não apenas como uma microrrede, mas como um sistema de energia inteligente. Um modelo de PLIM foi desenvolvido para a otimização de sistemas de multigeração considerando diferentes restrições que permitem que o sistema energético funcione como uma microrrede. Diferentes tecnologias térmicas e elétricas foram avaliadas sob diferentes condições, encontrando configurações acessíveis e sustentáveis e sinergias interessantes entre tecnologias. Os resultados mostram a importância de considerar as demandas e tecnologias térmicas e elétricas simultaneamente para o projeto de sistemas de energia. Destacou-se a troca das baterias pelo armazenamento de energia térmica para alcançar melhores soluções econômicas em contraste com a tendência atual de manter os sistemas de bateria como a chave para o futuro sistema de energia.

2.2.4. Otimização de sistemas de multigeração – softwares

Na literatura não foram encontrados trabalhos que analisassem, de forma específica, o desempenho dos softwares mais utilizados na otimização de sistemas de multigeração para centros consumidores residenciais ou comerciais. Os modelos normalmente são implementados em softwares consolidados, como Matlab, Python, Excel ou em algum outro software específico, sendo comum a utilização dos solvers CPLEX, Gurobi e LINGO.

Baziewicz *et al.* (2013) realizaram uma análise comparativa entre os *solvers* CPLEX e LINGO, que não foi específica para aplicação em sistemas de multigeração, mas que consistiu em avaliar o tempo computacional gasto em cada forma de solução, em relação à eficácia, obtenção ou não da solução ótima (caso não seja ótima, quanto é o desvio da função objetivo), e, em relação à usabilidade, avaliou a interface com o usuário, a dificuldade de aprendizagem e a linguagem de programação necessária. Obteve-se como

conclusão que para problemas de maiores dimensões, o software CPLEX apresentou os melhores índices de desempenho.

Romero (2016) apresentou um estudo de caso comparando o OMSES (*Optimal Mine Site Energy Supply*), que é um conceito que foi desenvolvido para fornecer uma ferramenta para mitigar o problema do aumento dos custos e demandas de energia na indústria de mineração (CARVALHO e MILLAR, 2012) com o HOMER (*Hybrid Optimization of Multi Energy Resources*), que é um modelo de computador desenvolvido pelo U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) para auxiliar no projeto de sistemas de microenergia e facilitar a comparação de tecnologias de geração de energia em uma ampla gama de aplicações (LAMBERT, GILMAN e LILIENTHAL, 2006).

Romero (2016) observou que o HOMER foi desenvolvido exclusivamente para sistemas de energia, enquanto o modelo OMSES acomoda demandas em outras formas de energia. O armazenamento de calor e cargas de resfriamento é o que permite ao OMSES modelar e otimizar todos os tipos de sistemas de poligeração, em oposição ao HOMER.

Mazzoni *et al.* (2021) desenvolveram uma nova plataforma de software de planejamento otimizado de energia, o E-OPT©, que permite resolver simultaneamente problemas de planejamento mestre e operações otimizadas com curto tempo computacional. Os recursos do E-OPT© contam com uma abordagem avançada de modelagem de mapas de desempenho com base no extenso banco de dados de componentes disponíveis comercialmente. Os recursos da plataforma de software E-OPT© foram validados em um estudo de caso real em Cingapura, permitindo o *retrofit* completo de sistemas de multigeração em um arranjo de resfriamento distrital em um parque industrial. Em comparação com o projeto proposto por uma empresa de consultoria bem estabelecida, após ter realizado a etapa de validação, a plataforma de software E-OPT© apresenta até -30% em investimento de capital durante a fase de planejamento mestre e até 12% em economia de energia primária e redução de 15% na emissão de poluentes CO₂, graças à estratégia de despacho otimizada. O conceito E-OPT© está relacionado à capacidade de lidar com grande quantidade de variáveis, caracterizadas por correlações não lineares e com problema de otimização multiobjetivo.

O estudo aqui proposto diferencia-se dos relatados anteriormente, pois permite a flexibilidade de equipamentos previstos para a superestrutura dos sistemas de multigeração em UCT, sendo o modelo implementado em C++ e utilizando o solver CPLEX. Além disso, o modelo implementado é inovador ao incluir veículos elétricos em sua demanda,

em informar o excedente de geração fotovoltaica e permitir que possa ser realizada uma análise do comportamento do sistema sob a égide da lei nº 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) no Brasil. Apesar de ser aplicada a legislação brasileira para fins de estudo de caso, o modelo é perfeitamente adaptável para as demais taxações e sistemas de compensação utilizados em outros países.

CAPÍTULO III

MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo será descrita a metodologia adotada na pesquisa, que tem uma natureza aplicada, exemplificada por dois estudos de caso, visando gerar conhecimentos para uma aplicação prática e dirigida à solução de problemas específicos. Serão apresentados os métodos utilizados para o levantamento das demandas energéticas, para a especificação dos equipamentos componentes da superestrutura, levantamento de custos do sistema de multigeração proposto neste estudo e sobre a modelagem e programação.

3.1. LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS

Segundo o Balanço Energético Nacional - BEN de 2022, os setores industrial, residencial e comercial consumiram 79% da energia elétrica disponibilizada no país no ano de 2021 (EPE, 2022).

A micro e a minigeração distribuída de energia elétrica apresentou um aumento de 84% em relação ao ano de 2020 e teve seu crescimento incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (*net metering*) (EPE, 2022). Diante desse cenário, percebe-se que a utilização dos sistemas de multigeração em unidades consumidoras residenciais e comerciais pode se tornar uma solução viável e atrativa.

As atividades desenvolvidas nessa etapa consistiram inicialmente na escolha do perfil das unidades consumidoras (residencial e comercial) que apresentam potencial para instalação de uma superestrutura de multigeração. Após essa definição, foi descrita a metodologia para o levantamento de dados de demandas energéticas para cada unidade típica. Para a unidade consumidora residencial foram consideradas as demandas por eletricidade, incluindo demanda para carregamento de veículos elétricos, água quente e

refrigeração e para a unidade comercial, além dos recursos de eletricidade, água quente e refrigeração, foi adicionada a demanda por vapor.

Para a caracterização da demanda por eletricidade da unidade consumidora residencial foi utilizado o procedimento previsto na ABNT NBR 5410:2004 (ABNT, 2004), que considera a área dos cômodos para dimensionar a carga de iluminação, o perímetro para o dimensionamento das TUG (Tomadas de Uso Geral) e as potências ativas dos equipamentos utilizados nos elevadores, bombas de piscinas e reservatórios de água (uso específico). Para aplicação dos fatores de demanda, foi utilizado o procedimento previsto no item 16 da NDU – 001 (Norma de Distribuição Unificada), versão 6.2 da Energisa, que é a concessionária de energia elétrica responsável pelo fornecimento na Paraíba (ENERGISA, 2018).

De acordo com a Norma de Distribuição Unificada NDU – 001 da Energisa, a potência aparente (S) contemplando as cargas do consumidor, em kVA, é calculada pela expressão apresentada nas Equações 4 e 5:

$$S(\text{kVA}) = D(\text{kW})/0,92 \quad (4)$$

$$D(\text{kW}) = (d1 + d2 + d3 + d4 + d5 + d6 + d7) \quad (5)$$

em que:

$D(\text{kW})$ = Demanda total;

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

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

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

$d4(\text{kW})$ = Demanda de fogão e forno elétrico calculada conforme Tabela 6 da NDU-001;

$d5(\text{kW})$ = 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 30CV, 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.

As parcelas $d2(kW)$ e $d5(kW)$ não foram contabilizadas nas demandas de eletricidade, pois são demandas referentes ao aquecimento e à refrigeração, sendo, portanto, calculadas por outros métodos mais específicos, que serão apresentados a seguir.

Em seguida, foram consideradas as condições de operação e hábitos de consumo para a previsão da energia consumida (em kWh), para um dia típico (semana e final de semana) e para todos os meses do ano. Para a eletricidade foi considerada uma curva de carga típica, em p.u, para consumidores residenciais, modelada por Oliveira (OLIVEIRA, FELTRIN e CANDIAN, 2006) que será a mesma para o dia típico da semana de todos os meses do ano. Para o dia típico de final de semana foi acrescentado um consumo de energia maior referente ao uso mais frequente das máquinas de lavar e de secar aos sábados e pelo uso do salão de festa do condomínio.

Para a previsão de consumo da carga de refrigeração da unidade residencial foi utilizado o método dos graus - dia, que é um método de cálculo estático, utilizado para a determinação das necessidades térmicas de uma instalação. Para os hábitos de consumo, foi distribuída a quantidade de horas diárias de uso do sistema de refrigeração para as unidades residenciais no período das 21h às 7h (tanto nos dias úteis quanto nos finais de semana), das 24 horas do dia para o uso na recepção do condomínio e, para o salão de festas, o período das 16h às 22h, nos finais de semana.

Para o cálculo das demandas de água quente foi calculada a quantidade de energia útil, expressa em quilowatts hora por dia (kWh/dia), utilizando o cálculo previsto na norma ABNT NBR 15569:2021 (ABNT, 2021), conforme Equações 6 a 8, a seguir, prevendo como hábito de consumo, dois banhos diários, sendo às 6 horas e às 20 horas nos dias úteis, e às 8 horas e 20 horas nos finais de semanas.

1. Cálculo da Energia Útil:

$$E_{\text{útil}} = \frac{V_{\text{armazenamento}} \times p \times C_p \times (T_{\text{armazenamento}} - T_{\text{ambiente}})}{3600} \times 30 \quad (6)$$

em que:

p é a massa específica da água expressa em kg/L;

C_p é o calor específico da água, expresso em kJ/kg °C;

$T_{\text{armazenamento}}$ é a temperatura de armazenamento da água, expressa em °C;

T_{ambiente} é a temperatura ambiente média, expressa em °C

$V_{\text{armazenamento}}$ é o volume do sistema de armazenamento, expresso em L

2. Cálculo do Volume de Armazenamento:

$$V_{\text{armazenamento}} = \frac{V_{\text{consumo}} \times (T_{\text{consumo}} - T_{\text{ambiente}})}{(T_{\text{armazenamento}} - T_{\text{ambiente}})} \quad (7)$$

em que:

V_{consumo} é o volume total de água quente consumido diariamente, expresso em L (Litros);

T_{consumo} é a temperatura de consumo de utilização em °C. Sugere-se a utilização de 40°C.

3. Cálculo do Volume de Consumo:

$$V_{\text{consumo}} = \sum (Q_{pu} \times T_u \times \text{frequencia de uso}) \quad (8)$$

em que:

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

T_u é o tempo médio de utilização diária do aparelho, expresso em minuto;

frequencia de uso é o número total de utilização do aparelho por dia;

Foi prevista ainda na unidade residencial a instalação de uma estação de carregamento de veículos elétricos. O consumo desse equipamento será caracterizado inicialmente em separado, pois a sua curva de carga não acompanha a típica prevista por Oliveira, Feltrin e Candian (2006).

Na ausência de norma específica publicada pela concessionária de energia local, a demanda de eletricidade necessária para atender a estação de carregamento de veículos

elétricos/híbridos foi levantada tendo como base a NTC 902210 (Norma Técnica) da COPEL (Companhia Paranaense de Energia) (COPEL, 2022). Essa norma recomenda que, nas instalações de uso coletivo, no mínimo 2% do total de vagas de qualquer empreendimento seja destinada para os veículos elétricos, com a sua respectiva instalação de estação de recarga disponível para uso. O posto de carregamento de veículos elétricos funciona 24 horas por dia sendo considerado o carregamento simultâneo de dois veículos, uma vez ao dia (22 kW por carga).

Para a unidade comercial foram considerados dados reais de consumo de eletricidade, água quente, vapor e refrigeração e a superestrutura proposta foi a mesma prevista por Delgado (2015) acrescida do sistema termossolar para produção de água quente e das células a combustível para a produção de eletricidade, atualizando os valores dos equipamentos e das tarifas dos combustíveis.

3.2. SUPERESTRUTURA E ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

A escolha dos equipamentos para composição da superestrutura é feita com base nas demandas apresentadas pelo centro comercial, considerando as tecnologias comercialmente disponíveis. As informações das tecnologias necessárias para os dados de entrada do modelo são: matriz de coeficientes de fluxos energéticos, custo de investimento dos equipamentos, vida útil e custo de manutenção e operação.

Para estruturar a matriz de coeficientes foram consideradas as especificações técnicas para os fluxos energéticos de produção e consumo de utilidades de cada equipamento, formulada pelos conceitos de termodinâmica para o balanço energético, baseada na quantidade de calor que um corpo absorve ou libera para variar sua temperatura em certo valor, conforme Equação 9, a seguir:

$$Q = m \times c \times \Delta t \quad (9)$$

em que:

Q é quantidade de calor em J;

m é a massa específica em kg;

c é o calor específico em J/kg °C;

Δt é a variação da temperatura em °C.

3.3. COMPOSIÇÃO DE CUSTOS

Os tópicos a seguir apresentam como foi realizada a composição de custos para investimento em equipamentos, tarifas e preços das utilidades, além da manutenção correspondente ao uso dessas tecnologias.

3.3.1. Custos de investimento em equipamentos

Para composição dos custos de investimento dos equipamentos utilizados na superestrutura foram feitas consultas diretas aos fornecedores e uso de dados da literatura. Os valores estão apresentados na Tabela 2, a seguir:

Tabela 2 – Custos de investimento em equipamentos

Equipamento	Investimento (R\$)	Referência
Transformador – Rede elétrica convencional	46.900,00	(ELETRU, 2023)
Sistema Fotovoltaico	13.363,20	(MINHA CASA SOLAR, 2022)
Gerador a gás natural – água quente	158.099,85	(GENERAC, 2022)
Gerador a gás natural - vapor e água quente	1.513.425,30	(CAPSTONE, 2022)
Gerador a diesel - água quente	73.046,93	(AGROTAMA, 2020)
Caldeira a diesel - água quente	49.300,00	(ECAL, 2022)
Caldeira a gás natural - água quente	49.300,00	(ECAL, 2022)
Caldeira à biomassa - água quente	56.520,00	(WECO, 2022)
Caldeira à energia elétrica - água quente	28.200,00	(ECAL, 2022)
Caldeira a gás natural – vapor	49.300,00	(ECAL, 2022)
Caldeira à energia elétrica – vapor	42.500,00	(ECAL, 2022)
Caldeira à biomassa – vapor	52.600,00	(ECAL, 2022)
<i>Chiller</i> de absorção simples efeito	150.000,00	(CARRIER, 2022)
<i>Chiller</i> de absorção duplo efeito	465.200,00	(YORK, 2022)
<i>Chiller</i> mecânico	112.000,00	(MERCADO LIVRE, 2022)
Torre de resfriamento	23.995,00	(ALPINA, 2022)
Trocador de calor (água quente - água refrigeração)	7.400,00	(ALFA ENGENHARIA, 2022)

Trocador de calor (vapor - água quente)	8.900,00	(ALFA ENGENHARIA, 2022)
Células a combustível	3.500.000,00	(CAMPARIN, MELEIRO, <i>et al.</i> , 2007)
Sistema Termossolar	10.523,99	(FERRAMENTAS, 2022)

3.3.2. Custo das tarifas das fontes utilizadas

Para composição dos custos das tarifas dos recursos energéticos utilizados foram realizadas pesquisas diretas de preços com fornecedores. No caso da eletricidade e gás natural, foi realizada consulta direta ao *website* das concessionárias responsáveis pelo fornecimento, considerando os valores referentes ao horário de ponta (18h às 21h) e fora de ponta (demais horas). O local utilizado como referência para o estudo de caso foi a cidade de João Pessoa-PB. Para a biomassa, foi utilizado como referência o valor apresentado no estudo de Delgado et al. (2018) e para o diesel, o valor apresentado no *website* do PROCON (Programa de Proteção e Defesa do Consumidor) do estado da Paraíba. Os valores das tarifas foram consolidados na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Custos das tarifas dos recursos utilizados

Utilidade	Valor da tarifa (R\$/MWh)	Referência
Eletricidade — convencional	356,61	(ENERGISA, 2023)
Eletricidade — horário fora de pico	77,88	(ENERGISA, 2023)
Eletricidade — horário de pico	1.345,86	(ENERGISA, 2023)
Diesel	743,46	(PROCON, 2022)
Gás Natural – residencial	451,38	(PBGÁS, 2022)
Gás Natural – comercial	410,91	(PBGÁS, 2022)
Biomassa – bagaço de cana	78,00	(DELGADO, CARVALHO, <i>et al.</i> , 2018)

A tarifa de eletricidade para a unidade consumidora residencial é de R\$ 356,61/MWh para as 24 horas do dia, tendo em vista que unidades consumidoras grupo B são enquadradas em tarifa convencional, ou seja, sem diferenciação de valores nas horas

do dia. Já a unidade consumidora comercial foi classificada no grupo A, subgrupo A4, sendo enquadrada na chamada tarifa horossazonal verde, que tem diferenciação de valores de tarifa de consumo no horário de ponta (R\$1.345,86/MWh) e fora de ponta (R\$77,88/MWh).

3.3.3. Custos de Manutenção

Os custos de manutenção dos equipamentos foram calculados tendo como base o Manual de Metodologias e Conceitos do SINAPI (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil) (CAIXA, 2022) com as referências apresentadas no livro 2, Cálculos e Parâmetros do SINAPI (CAIXA, 2022).

Os custos horários de manutenção para cada equipamento são apresentados na Tabela 4, a seguir:

Tabela 4 – Custos de manutenção dos equipamentos

Equipamento	Custo de manutenção por hora (R\$)
Transformador – Rede elétrica convencional	1,09
Sistema Fotovoltaico	0,01/painel
Gerador à gás natural	3,69
Gerador à gás natural com produção de vapor	35,31
Gerador à diesel para produção de água quente	1,70
Caldeira à diesel para produção de água quente	1,15
Caldeira à gás natural para produção de água quente	1,15
Caldeira à biomassa para produção de água quente	1,32
Caldeira à energia elétrica para produção de água quente	0,66
Caldeira à gás natural para produção de vapor	1,15
Caldeira à energia elétrica para produção de vapor	0,99
Caldeira à biomassa para produção de vapor	1,23
<i>Chiller</i> de absorção simples efeito	3,50
<i>Chiller</i> de absorção duplo efeito	10,85
<i>Chiller</i> mecânico	2,61
Torre de resfriamento	0,56
Trocador de calor (água quente-água de refrigeração)	0,17

Trocador de calor (vapor - água quente)

0,21

Células à combustível

81,67

3.4. MODELAGEM E PROGRAMAÇÃO

O fluxograma representado na Figura 6 esquematiza a sequência necessária para realizar a modelagem do sistema de multigeração e os requisitos para a programação e otimização desse sistema.

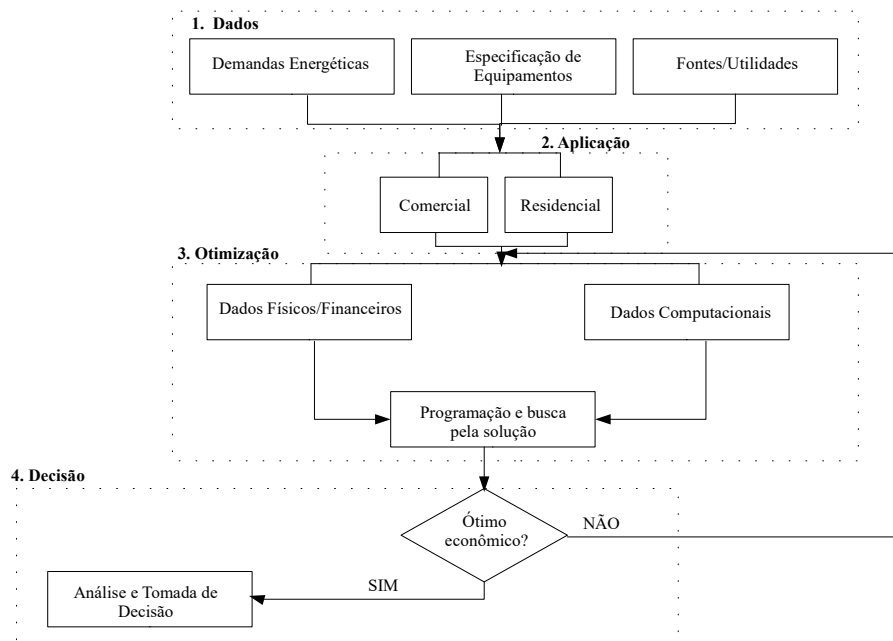


Figura 6 – Fluxograma para modelagem e programação

Fonte: Autoria própria

As demandas energéticas, escolha e especificação de equipamentos e as fontes /utilidades são os dados de entrada para o modelo. Como a proposta aqui apresentada é uma plataforma com interface fácil e flexível para o usuário final, optou-se por consolidar essas informações em planilhas de Excel. Foi definida uma planilha para cada demanda (eletricidade, água quente, refrigeração e vapor), onde as informações, em MWh, são inseridas, hora a hora, para cada mês do ano, considerando os dias representativos úteis e de final de semana. O programa permite inserção e/ou retirada, a qualquer momento de equipamentos e/ou utilidades de forma prática e rápida, sem precisar alterar linhas de código.

A aplicação do modelo será feita em uma unidade consumidora residencial e outra comercial, que serão apresentadas como estudos de caso em sessão específica. Como a finalidade é obter a configuração ótima do ponto de vista financeiro do sistema de multigeração, foi considerado um método de otimização com as seguintes etapas:

1ª Etapa: Propor uma superestrutura base para o sistema, contemplando o maior número possível de equipamentos e utilidades;

2ª Etapa: Inserir do modelo de todos os dados técnicos, financeiros e computacionais;

3ª Etapa: Realizar a programação linear de todas as configurações e promover a busca da configuração ótima. O problema de otimização foi implementado utilizando a linguagem C++ e resolvido por meio do solver ILOG CPLEX *Optimization Studio* da IBM.

A opção por usar o C++ é devido à sua versatilidade e por permitir desenvolver desde tarefas simples, até sistemas mais complexos, inclusive em tempo real, para os mais diversos tipos de aplicação. Ademais, problemas de otimização de multigeração podem ser bastante complexos e, a depender do usuário final, a rapidez na resposta pode ser um elemento importante. A escolha pelo CPLEX se deve por tratar-se de uma ferramenta bastante utilizada por grandes instituições e por oferecer licenças gratuitas para fins acadêmicos.

O CPLEX é um recurso do IBM ILOG *Optimization Studio* que oferece desempenho e robustez de última geração em um mecanismo de otimização para solucionar problemas expressos como modelos de programação matemática (IBM, 2023). Em comparação com o LINGO, apresentou melhores índices de desempenho (BAZIEWICZ, FANTE, *et al.*, 2013).

3.4.1. Parâmetros e variáveis

A PLIM é utilizada, em geral, para formulação de problemas reais das mais diversas áreas e que relacionam-se com tomada de decisão. Cada aplicação resulta em um modelo específico, com seu conjunto de variáveis inteiras, binárias e/ou contínuas, além dos conjuntos de igualdades e desigualdades. Fez parte deste estudo o entendimento do problema, a definição das variáveis, parâmetros, equações, inequações e função objetivo,

conforme apresentados nas tabelas a seguir. Na Tabela 5 são apresentados os parâmetros do problema de otimização.

O modelo inclui variáveis inteiras e lineares. As inteiras são utilizadas para a seleção de tecnologias de conversão de energia e para determinar o número de equipamentos a serem instalados. As variáveis lineares representam os fluxos energéticos e econômicos do sistema de multigeração.

Tabela 5 – Parâmetros do problema de otimização

Dados	Definição
M	meses do ano
R	dias representativos
H	horas do dia
T	conjunto de tecnologias
N	conjunto de utilidades
c_t	custo da tecnologia t
cm_t	custo de manutenção da tecnologia t
c_n	custo da utilidade n
i_t	custo de investimento inicial da tecnologia t
A_{tn}	produção de utilidade n pela tecnologia t
D_{mrhn}	demanda da UCT por utilidade n , no mês m , dia r e hora h
C_{mrhn}	consumo dos equipamentos por utilidade n , no mês m , dia r e hora h
P_{mrhn}	produção da utilidade n , no mês m , dia r e hora h
W_{mrhn}	perdas da utilidade n , no mês m , dia r e hora h
S_{mrhn}	compra da utilidade n , no mês m , dia r e hora h
U_{nt}	quanto, proporcionalmente, a tecnologia t usa de n
frc	fator de recuperação de capital
fci	fator de custos indiretos
$SisFV$	custo do sistema fotovoltaico
$SisTS$	custo do sistema termossolar

As variáveis de decisão que compõem a função objetivo são apresentadas na Tabela

Tabela 6 – Variáveis de decisão

Variável	Definição
X_{mrht}	quanto de tecnologia t foi utilizada no mês m , dia r e hora h
E_{mrhn}	excesso da utilidade n no mês m , dia r e hora h
Q_{mrhnt}	excesso utilizado da utilidade n no mês m , dia r e hora h pela tecnologia i
Y_t	Quantidade máxima de tecnologia t utilizada

3.4.2. Função Objetivo

O modelo de otimização tem o objetivo de minimizar o custo anual total necessário para atender as demandas energéticas das UCTs. Foi desenvolvido com o objetivo de facilitar a inserção e retirada de equipamentos e utilidades para permitir um melhor entendimento dos resultados na simulação e análise.

Todos os dados de entrada para o modelo foram incluídos em planilhas eletrônicas (uma para demanda, uma para lista de coeficientes técnicos dos equipamentos/utilidades, custos de investimento, manutenção e operação e outra para custos tarifários). Nesses dados de entrada também é possível sinalizar a opção de utilizar ou não a cogeração.

O problema de otimização baseado em PLIM permite conhecer o valor de todos os fluxos de energia e a solução traz o resultado de uma avaliação econômica, identificando a configuração do sistema (tipo e quantidade de equipamentos) e operação para obtenção do custo mínimo. É possível ainda visualizar a configuração ótima horária dos equipamentos, os custos horários e mensais do sistema e ainda a produção de eletricidade excedente pelo sistema fotovoltaico.

A função objetivo considera os custos anuais: custos fixos (investimento inicial em equipamentos) e custos variáveis (compra de recursos energéticos para atender demandas, custos de manutenção e operação de equipamentos), conforme demonstrado nas Equações 10 a 12 a seguir:

$$\text{Min } C_{total} = C_{fix} + C_{var} \quad (10)$$

$$C_{fix} = [frc \cdot (1 + fci) \cdot \sum_{t \in T} i_t y_t] + SisFV + SisTS \quad (11)$$

$$\begin{aligned}
C_{var} = & \sum_{m \in M} \sum_{r \in R} \sum_{h \in H} \sum_{t \in T} (c_t x_{mrht} + cm_t x_{mrht}) \\
& - \sum_{m \in M} \sum_{r \in R} \sum_{h \in H} \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} c_n Q_{mrhnt}
\end{aligned} \tag{12}$$

em que:

C_{total} é o custo anual total do sistema;

C_{fix} é o custo fixo do sistema;

C_{var} é o custo variável do sistema;

A função objetivo minimiza o custo total, levando em consideração custos de investimento, manutenção e operação removendo o custo da cogeração.

O fator fci relaciona os custos indiretos que incluem gastos com pessoal, despesas legais, contratos, etc. e foi considerado igual a 15% do custo de investimento em equipamentos. Já o fator de recuperação do capital frc corresponde à amortização do investimento no sistema de fornecimento de energia, ou seja, a prestação anual à taxa de juros iyr a ser paga durante nyr anos. Foi considerada uma taxa de juros de 10% ao ano em um período de 15 anos (tempo de vida útil dos equipamentos) resultando em frc igual a 13% ao ano. Os custos de manutenção e operação dos equipamentos (cm_t) foram calculados tendo como referência a tabela do SINAPI e foram apresentados em tópico específico. A Equação 13 foi utilizada para o cálculo do frc .

$$frc = \frac{iyr \cdot (1 + iyr)^{nyr}}{(1 + iyr)^{nyr} - 1} \tag{13}$$

em que:

iyr é a taxa de juros;

nyr é o período, em anos, considerado (vida útil de 15 anos).

3.4.3. Restrições

Os limites operacionais do sistema são implementados no algoritmo como restrições de produção, capacidade e equações de balanço de energia.

Para cada período de tempo, restringe-se a produção de energia à capacidade instalada e um balanço energético deve ser obedecido para cada utilidade n , conforme Equação 14:

$$S_{mrhn} + P_{mrhn} - E_{mrhn} - C_{mrhn} - D_{mrhn} - W_{mrhn} = 0 \quad (14)$$

A restrição mostrada na expressão 15 garante que toda demanda será satisfeita:

$$\sum_{t \in T} x_{mrht} A_{tn} \geq D_{mrhn} + C_{mrhn}, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, \forall n \in N \text{ e } \forall t \in T \quad (15)$$

A restrição expressa pela Equação 16 indica que o excesso de utilidade em determinada hora é igual à diferença entre o que foi produzido pela demanda e consumo dos equipamentos.

$$\begin{aligned} \sum_{t \in T} x_{mrht} A_{tn} - (D_{mrhn} + C_{mrhn}) &= E_{mrhn}, \quad \forall m \in M, \\ \forall r \in R, \forall h \in H, \forall n \in N \text{ e } \forall t \in T \end{aligned} \quad (16)$$

A restrição da expressão 17 garante que a quantidade total de uma utilidade aproveitada internamente (consumo e demanda) não pode ser maior que a quantidade de excesso produzida.

$$\sum_{t \in T} Q_{mrhnt} \leq E_{mrhn}, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, \forall n \in N \text{ e } \forall t \in T \quad (17)$$

Na restrição da expressão 18 temos a limitação da quantidade de excesso utilizada por uma tecnologia.

$$Q_{mrhnt} \leq U_{nt} X_{mrht}, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, \forall n \in N \text{ e } \forall t \in T \quad (18)$$

A restrição da expressão 19 indica que a quantidade máxima instalada de uma tecnologia deve ser maior ou igual a quantidade de tecnologias utilizada em qualquer hora.

$$Y_t - x_{mrht} \geq 0, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, \text{ e } \forall t \in T \quad (19)$$

As restrições previstas nas expressão 20 a 24 definem a natureza das variáveis de decisão.

$$x_{mrht} \geq 0, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, e \forall t \in T \quad (20)$$

$$E_{mrhn} \geq 0, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H e \forall n \in N \quad (21)$$

$$Q_{mrhnt} \geq 0, \quad \forall m \in M, \forall r \in R, \forall h \in H, \forall n \in N e \forall t \in T \quad (22)$$

$$Y_t \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (23)$$

$$Y_t \in Z, \quad \forall t \in T \quad (24)$$

CAPÍTULO IV

ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo serão apresentadas as unidades consumidoras utilizadas como estudo de caso para aplicação do modelo desenvolvido. A metodologia apresentada na seção anterior será aplicada de forma específica para cada tipo de centro consumidor para fins de levantamento de demandas energéticas, especificação dos equipamentos, levantamento dos custos de investimento, operação e manutenção, definição de superestruturas, modelagem e programação, observando suas peculiaridades e possibilitando a realização das análises de desempenho e resultados.

4.1. LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL

Um estudo prévio foi realizado para verificar qual o tipo mais adequado de edificação residencial deveria ser adotado para receber o sistema de multigeração e, nesse sentido, devido à diversidade das demandas que apresentam, optou-se por caracterizar as demandas energéticas de um prédio de 30 andares (cada apartamento com planta baixa representada na Figura 8), utilizando a cidade de João Pessoa, no Estado da Paraíba como local de referência de instalação.

O centro consumidor proposto por Melo (2017) foi usado como referência para aplicação da metodologia proposta em uma unidade consumidora comercial. A Figura 7 apresenta a planta baixa dos apartamentos para o condomínio vertical proposto.

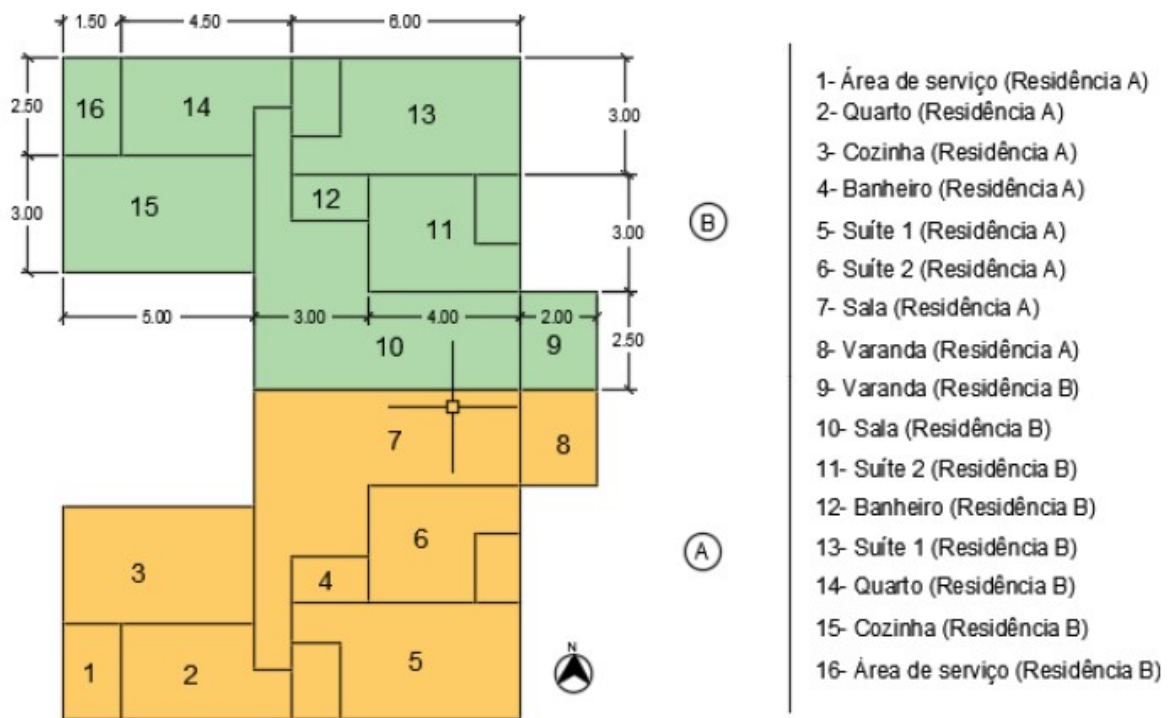


Figura 7 – Planta baixa dos apartamentos da unidade consumidora residencial

Fonte: (MELO, 2017)

Considerando que o prédio tem 60 apartamentos com duas vagas de garagem cada, e ainda, a informação divulgada pela AND (Associação Nacional dos DETRANS), que no Brasil existem um carro para cada quatro habitantes (AND, 2019), foi dimensionada a quantidade de três vagas para veículos híbridos e elétricos na unidade residencial de uso coletivo objeto deste estudo.

Para a quantidade de vagas previstas, e, considerando a disponibilidade da estação durante as 24 horas do dia, com uma recarga diária, foi especificada uma estação de recarga semi-rápida de 22 kW de potência nominal, alimentada em baixa tensão, com fornecimento trifásico em 380/220V.

A Tabela 7 apresenta os valores em quilowatt hora para cada dia e mês representativos e consolida os consumos energéticos anuais, em megawatt hora, para a unidade consumidora residencial. A demanda da estação de carregamento de veículos, apesar de ser uma demanda por eletricidade, seu quantitativo foi apresentado em separado para fins didáticos de análise e simulação do sistema.

Tabela 7 – Consumos energéticos para cada dia representativo

Mês/Dia representativo	Nº de dias	Eletricidade	Água Quente	Refrigeração	Estação de carregamento
		kWh/dia			
Jan. / útil	22	1917,97	662,59	141,83	44,00
Jan. / fds	9	2195,36	496,94	163,95	44,00
Fev / útil	18	1917,97	951,01	132,11	44,00
Fev. / fds	10	2195,36	713,26	154,82	44,00
Mar. / útil	22	1917,97	958,81	312,14	44,00
Mar. / fds	9	2195,36	719,11	320,19	44,00
Abr. / útil	20	1917,97	974,40	200,64	44,00
Abr. / fds	10	2195,36	730,80	218,48	44,00
Mai. / útil	20	1917,97	993,89	298,12	44,00
Mai. / fds	11	2195,36	745,42	307,40	44,00
Jun. / útil	22	1917,97	1028,97	283,06	44,00
Jun. / fds	8	2195,36	771,72	293,66	44,00
Jul. / útil	23	1917,97	1064,04	69,22	44,00
Jul. / fds	8	2195,36	798,03	89,73	44,00
Ago. / útil	21	1917,97	1083,53	232,83	44,00
Ago. / fds	10	2195,36	812,65	247,84	44,00
Set. / útil	21	1917,97	1075,74	249,38	44,00
Set. / fds	9	2195,36	806,80	262,94	44,00
Out. / útil	21	1917,97	1032,86	409,20	44,00
Out. / fds	10	2195,36	774,65	408,73	44,00
Nov. / útil	19	1917,97	989,99	341,29	44,00
Nov. / fds	11	2195,36	742,49	346,78	44,00
Dez. / útil	22	1917,97	966,60	81,71	44,00
Dez. / fds	9	2195,36	724,95	102,89	44,00
MWh/ano					
Ano	365	731,68	330,34	85,37	16,06

As Figuras 8 e 9 apresentam, respectivamente, os consumos horários para um dia representativo útil e um dia de final de semana, do mês de outubro, que foi o mês que apresentou maior demanda por refrigeração.

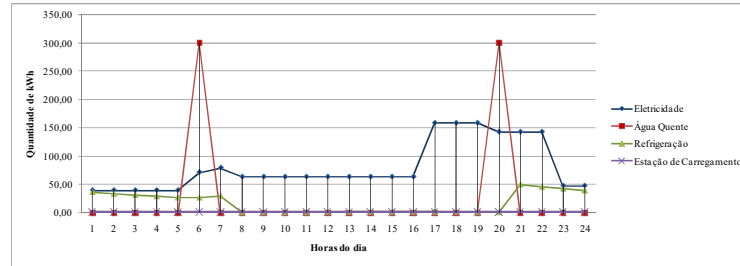


Figura 8 – Consumos horários para um dia útil de outubro.

Fonte: Autoria Própria

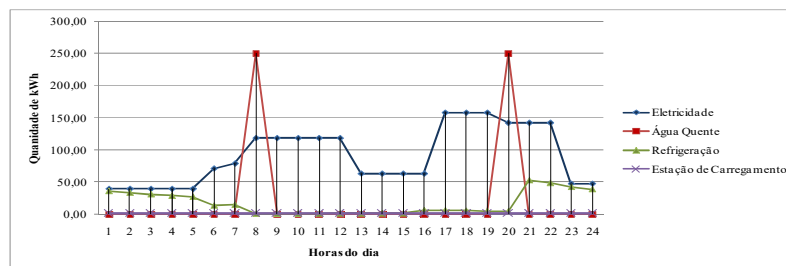


Figura 9 – Consumos horários para um final de semana de outubro.

Fonte: Autoria Própria

4.2. LEVANTAMENTO DAS DEMANDAS ENERGÉTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL

A unidade consumidora comercial escolhida para análise foi a proposta por Delgado (2015), que caracterizou a carga de um hospital universitário com área total de 49.000 m², 420 leitos, divididos em duas áreas: ambulatorial e hospitalar, localizado na cidade de João Pessoa, Paraíba, Brasil.

Para o levantamento da demanda foram utilizados os dados reais de consumo de eletricidade, água quente, vapor e refrigeração e a superestrutura proposta foi a mesma prevista por (DELGADO, 2015), acrescida do sistema termossolar para produção de água quente e das células a combustível para a produção de eletricidade, atualizando os valores dos equipamentos e das tarifas dos combustíveis.

O estudo estendeu-se ao longo de um período de um ano, distribuído em dois dias representativos (dia útil e fim de semana) por mês. Cada dia se divide em 24 períodos horários, resultando em 576 períodos de operação diferentes ao longo do ano.

Dados reais para eletricidade foram utilizados, e para o cálculo das demandas energéticas representativas de água quente, vapor e refrigeração foi realizada a aplicação sequencial do método dos graus-dia (ERBS, KIEIN e BECKMAN, 1983), dados climáticos (CLIMATICUS 4.2, 2005), dados de ocupação (NEPOTE, MONTEIRO e HARDY, 2009) e dados obtidos da auditoria energética (ARAÚJO, 2004). As figuras 10(a) até (h) mostram as demandas energéticas para dias úteis e de fim de semana, para um mês de verão (janeiro), um mês de outono (abril), um mês de inverno (julho) e um mês de primavera (outubro).



Figura 10 - Consumos energéticos para dias úteis (esquerda) e de fim-de-semana (direita), para janeiro (a, b) abril (c, d), julho (e, f) e outubro (g, h).

Fonte: (DELGADO, 2015)

O hospital apresenta as seguintes demandas energéticas anuais: 2791 MWh de eletricidade, 1947 MWh de água quente, 138 MWh de vapor, e 2309 MWh de refrigeração. A eletricidade foi faturada com modalidade tarifária do tipo horossazonal, apresentando tarifas diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta (DELGADO, 2015).

A demanda de vapor foi considerada constante durante o período de utilização da central de esterilização, entre 6h e 20h, acrescida da demanda de um balcão térmico no restaurante, no horário de almoço e jantar. A demanda de água quente possui dois contribuintes: a lavanderia, que opera entre 8h e 18h, e o uso interno hospital, que opera sem interrupções durante as 24 horas do dia (DELGADO, 2015).

4.3. SUPERESTRUTURA

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

Nesse sentido, foi elaborada uma superestrutura base para representar as possíveis alternativas de fornecimento de energia, utilizando equipamentos comercialmente disponíveis e os recursos de suprimento energéticos disponíveis localmente (utilidades) que poderão ser aplicados nos dois centros consumidores objeto deste estudo. A superestrutura apresentada na Figura 11 foi proposta inicialmente para atender às demandas de eletricidade, vapor, refrigeração e água quente para as unidades residenciais e comerciais, sendo passível de modificação, com a inserção ou retirada de equipamentos e utilidades.

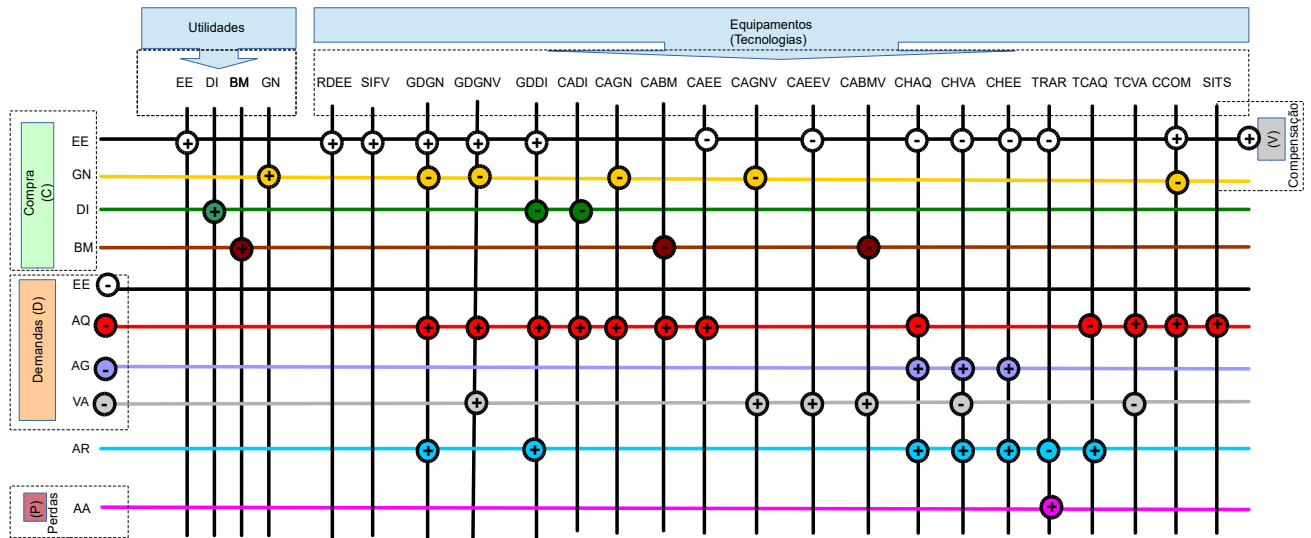


Figura 11 – Superestrutura proposta

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 8 apresenta as informações referentes às utilidades e aos equipamentos (tecnologias) utilizados na superestrutura da Figura 12.

Tabela 8 – informações das utilidades e equipamentos (tecnologia)

Código	Descrição	Observação
EE	Eletricidade	Recurso energético que pode ser produzido (+) ou consumido (-) por algum equipamento. A eletricidade aparece ainda na superestrutura como demanda (-) da unidade consumidora. A produção excedente de eletricidade (+) pelo SIFV (Sistema fotovoltaico) poderá ser compensada pelo consumo ou demanda.
DI	Diesel	Recurso energético que pode ser consumido (-) por algum equipamento.
BM	Biomassa	Recurso energético que pode ser consumido (-) por algum equipamento
GN	Gás Natural	Recurso energético que pode ser consumido (-) por algum equipamento
AQ	Água Quente	Corresponde à demanda (-) por água quente

		apresentada pela unidade consumidora.
AG	Água Gelada	Corresponde à demanda (-) por refrigeração apresentada pela unidade consumidora.
VA	Vapor	Corresponde à demanda (-) por vapor apresentada pela unidade consumidora.
AR	Água de Refrigeração	Utilizada para rejeitar calor ao ambiente na torre de refrigeração (balanço energético).
AA	Ar Ambiente	Perdas para o ambiente (balanço energético).
RDEE	Rede de Energia Elétrica	Sistema convencional de suprimento de eletricidade (+).
SIFV	Sistema Fotovoltaico	Sistema de produção (+) de eletricidade composto por módulos solares e inversores.
GDGN	Grupo Gerador à Gás Natural	Equipamento para produção de eletricidade (+), água quente (+) e água de refrigeração (-), a partir do consumo do gás natural (-).
GDGNV	Grupo Gerador à Gás Natural	Equipamento para produção de eletricidade (+), água quente (+) e vapor (+), a partir do consumo do gás natural (-).
GDDI	Grupo Gerador à Diesel	Equipamento para produção de eletricidade (+), água quente (+) e água de refrigeração (+), a partir do consumo do diesel (-).
CADI	Caldeira à Diesel	Equipamento para produção de água quente (+) a partir do consumo do diesel (-).
CAGN	Caldeira à Gás Natural	Equipamento para produção de água quente (+) a partir do consumo do gás natural (-).
CABM	Caldeira à Biomassa	Equipamento para produção de água quente (+) a partir do consumo da biomassa (-).
CAEE	Caldeira à Eletricidade	Equipamento para produção de água quente (+) a partir do consumo de eletricidade (-).
CAGNV	Caldeira à Gás Natural	Equipamento para produção de vapor (+) a partir do consumo do gás natural (-).
CAEEV	Caldeira à Eletricidade	Equipamento para produção de vapor (+) a partir do consumo de eletricidade (-).
CABMV	Caldeira à Biomassa	Equipamento para produção de vapor (+) a partir do consumo da biomassa (-).
CHAQ	Chiller por absorção simples	Equipamento para produção de água gelada (+) e

	efeito	água de refrigeração (+), a partir do consumo de eletricidade (-) e água quente (-).
CHVA	Chiller por absorção duplo efeito	Equipamento para produção de água gelada (+) e água de refrigeração (+), a partir do consumo de eletricidade (-) e vapor (-).
CHEE	<i>Chiller Mecânico</i>	Equipamento para produção de água gelada (+) e água de refrigeração (+), a partir do consumo de eletricidade (-).
TRAR	Torre de Resfriamento	Equipamento para rejeitar o calor dos chillers. produz ar ambiente (+), a partir do consumo de eletricidade (-) e água de refrigeração (-).
TCAQ	Trocador de Calor (Água Quente – Água de Refrigeração)	Equipamento para realizar troca térmica. Produz água de refrigeração (+), a partir do consumo de água quente (-).
TCVA	Trocador de Calor (Vapor – Água Quente)	Equipamento para realizar troca térmica. Produz água quente (+), a partir do consumo de vapor (-).
CCOM	Célula à Combustível	Equipamento para produção de eletricidade (+) e água quente (+), a partir do consumo do gás natural (-).
SITS	Sistema Termossolar	Sistema para produção de água quente (+) composto por coletores solares e boiler, a partir da irradiação solar.

4.4. ESPECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Nesta seção são apresentadas as especificações técnicas e econômicas de cada equipamento utilizado na superestrutura proposta para o sistema e realizada a avaliação dos fluxos de energia consumida e produzida, considerando as respectivas equações de balanço de energia. Os fluxos energéticos são normalizados de acordo com o fluxo de energia principal do equipamento e as informações serão apresentadas nos tópicos a seguir.

4.4.1. Grupo gerador a gás natural – com produção de água quente

Os grupos geradores, utilizados para produção de eletricidade, foram escolhidos com base na suas respectivas eficiências e disponibilidade de combustíveis, conforme apresentado a seguir:

Foi selecionado o grupo gerador a gás da marca Generac modelo QT SERIES HOMEBACKUP GENERATOR de 180 kVA. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 1. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1,00 MW de eletricidade são consumidos 3,70 MW de gás natural, evacuando 2,12 MW de calor para a água de refrigeração. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão são produzidos 2,95 MW de água quente.

Quadro 1 – Informações – Grupo gerador a gás natural com produção de água quente

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
QT SERIES HOME BACKUP GENERATOR - GENERAC	Potência: 172,96 kW; Consumo de combustível: 640,37 kW; Fluxo de massa gases de exaustão: 0,92 kg/s Temperatura dos gases de exaustão: 593 °C; Calor rejeitado pelo gerador: 509,98 kW; Eficiência: 27%.		 Fonte: (GENERAC, 2022).	158.099,85

4.4.2. Grupo gerador a gás natural – com produção de água quente e vapor

Foi selecionado o grupo gerador a gás da marca CAPSTONE C600 LP, de 570 kW. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 2. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1,00 MW de eletricidade são consumidos

3,51 MW de gás natural. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão são produzidos 0,69 MW de água quente e 0,61 de vapor.

Quadro 2 – Informações – Grupo gerador a gás natural com produção de água quente e vapor

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
CAPSTONE C600LP	Potência: 570 kW; Consumo de combustível: 2000 kW; Fluxo de massa gases de exaustão: 3,99 kg/s Temperatura dos gases de exaustão: 280 °C; Calor rejeitado pelo gerador: 351 kW (vapor); Calor rejeitado pelo gerador: 395 kW (água quente) Eficiência: 27%.		Fonte: (CAPSTONE, 2022).	1.513.425,30

4.4.3. Grupo gerador a diesel

Foi selecionado o grupo gerador da marca NAGANO modelo a Diesel Trifásico 165kVA 220-380V silenciado. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 3. A eletricidade foi considerada como o fluxo principal correspondendo ao coeficiente 1. Para produzir 1,00 MW de eletricidade são consumidos 2,03 MW de diesel, evacuando 1,48 MW de calor para a água de refrigeração. A partir do aproveitamento dos gases de exaustão são produzidos 1,45 MW de água quente.

Quadro 3 – Informações – grupo gerador a diesel

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
NAGANO	Potência: 165 kW; Consumo de combustível: 331,92 kW; Fluxo de massa gases de exaustão: 0,50 kg/s Temperatura dos gases de exaustão: 535 °C; Calor rejeitado pelo motor: 244,75 kW; Eficiência: 49%		 Fonte: (AGROTAMA, 2020).	73.046,93

4.4.4. Caldeiras a gás natural e a diesel para produção de água quente

As caldeiras utilizadas para produção de água quente foram escolhidas com base nas suas respectivas eficiências e disponibilidade de combustíveis, conforme apresentado a seguir:

Foi selecionada a caldeira ECAL VRI-500, que funciona tanto a gás natural quanto a diesel. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 4.

Quadro 4 – Informações – Caldeira à gás natural e a diesel

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
ECAL VRI-500	Potência térmica: 385,2 kW Consumo de combustível: 38 m ³ /h Eficiência: 91 %		 Fonte: (ECAL, 2022).	49.300,00

4.4.5. Caldeira à biomassa para produção de água quente

Foi selecionada a caldeira da marca WECO, modelo HA300. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 5.

Quadro 5 – Informações – Caldeira à biomassa

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
WECO HA300	Potência térmica: 372 kW Tipo de combustível: bagaço de cana PCI do bagaço de cana: 3100 kcal/kg Consumo de combustível: 23 m ³ /h Eficiência: 80 %	<pre> graph LR BM[BM 1,25] --> CABBM[CABBM] CABBM --> AQ[AQ 1,00] </pre>	 Fonte: (WECO, 2022).	56.520,00

4.4.6. Caldeira à eletricidade para produção de água quente

Foi selecionada a caldeira da marca ECAL, modelo PE-150. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 6.

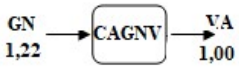
Quadro 6 – Informações – Caldeira à eletricidade para produção de água quente

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
ECAL PE-150	Potência térmica: 348 kW Eficiência: 91 %	<pre> graph LR EE[EE 1,10] --> CAEE[CAEE] CAEE --> AQ[AQ 1,00] </pre>	 Fonte: (ECAL, 2022).	28.200,00

4.4.7. Caldeiras a gás natural para produção de vapor

Foi selecionada a caldeira da marca ECAL, modelo VRI-300. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 7.

Quadro 7 – Informações – Caldeira para produção de vapor à gás natural

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
ECAL VRI-300	Potência térmica: 224 kW Eficiência: 82 %		 Fonte: (ECAL, 2022).	49.300,00

4.4.8. Caldeiras à eletricidade para produção de vapor

Foi selecionada a caldeira da marca ECAL modelo VEIV150. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 8.

Quadro 8 – Informações – Caldeira para produção de vapor à eletricidade

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
ECAL VEIV150	Potência térmica: 150 kW Eficiência: 87 %		 Fonte: (ECAL, 2022).	42.500,00

4.4.9. Caldeira à biomassa para produção de vapor

Foi selecionada a caldeira da marca MULTINOX modelo WW2PA500. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 9

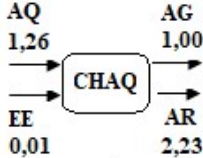
Quadro 9 – Informações – Caldeira para produção de vapor à biomassa

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
MULTINOX WVW2PA500	Potência térmica: 321 kW Tipo de combustível: bagaço de cana PCI do bagaço de cana: 3100 kcal/kg Eficiência: 85 %		 Fonte: (ECAL, 2022).	52.600,00

4.4.10. Chiller por absorção simples efeito

Foi selecionado o *chiller* da marca CARRIER, modelo 16JLH003. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 10. A água gelada é o fluxo principal. Para produzir 1,00 MW de água gelada é consumido 1,26 MW de água quente 0,01 MW de eletricidade, e 2,23 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

Quadro 10 – Informações – Chiller por absorção simples efeito

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
CARRIER C16JLH003	Potência térmica: 105 kW COP: 0,79		 Fonte: (CARRIER, 2022).	150.000,00

4.4.11. Chiller por absorção duplo efeito

Foi selecionado o *chiller* da marca YORK, modelo YWA-2S-132H2L, 130 TR. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 11. A água gelada é o fluxo principal. Para produzir 1,00 MW de

água gelada é consumido 0,77 MW de vapor, 0,01 MW de eletricidade, e 1,69 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

Quadro 11 – Informações – *Chiller* por absorção duplo efeito

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
YORK YWA-2S- 132H2L, 130 TR	Potência térmica: 457 kW COP: 1,30		 Fonte: (YORK, 2022).	465.200,00

4.4.12. *Chiller* mecânico

Foi selecionado o *chiller* da marca CARRIER 160TR - 30HRP, tipo água-água, modelo 30HRP. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 12. A água gelada é o fluxo principal. Para produzir 1,00 MW de água gelada são consumidos 0,44 MW de eletricidade e 1,44 MW de calor é evacuado para a água de refrigeração.

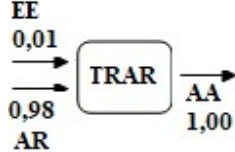
Quadro 12 – Informações – *Chiller* mecânico

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
CARRIER 160TR - 30HRP	Potência térmica: 562,7 kW COP: 2,24		 Fonte: (MERCADO LIVRE, 2022).	112.000,00

4.4.13. Torre de Resfriamento

Foi selecionada a torre da marca ALPINA, modelo TSI-34/3-A19-II. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 13.

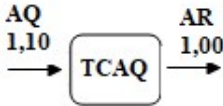
Quadro 13 – Informações – Torre de resfriamento

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
ALPINA TSI-34/3- A19-II	Potência térmica: 360 kW Consumo de eletricidade: 3,7 kW Temperatura da água quente: 36 °C Temperatura da água fria: 31 °C Fluxo de água: 16,18 kg/s		 Fonte: (ALPINA, 2022).	23.995,00

4.4.14. Trocador de Calor (AQ-AR)

Foi selecionado trocador de calor da marca Alfaengenharia. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 14.

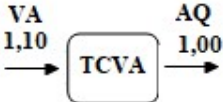
Quadro 14 – Informações – Trocador de calor (AQ-AR)

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor(R\$)
Alfaengenharia	Potência térmica: 400 kW Eficiência: 91%		 Fonte: (ALFA ENGENHARIA, 2022).	7.400,00

4.4.15. Trocador de Calor (VA-AQ)

Foi selecionado trocador de calor da marca Alfaengenharia. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 15.

Quadro 15 – Informações – Trocador de calor (VA-AQ)

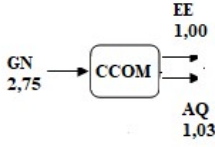
Equipamento	Informações Técnicas	Coeficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
Alfaengenharia	Potência térmica: 400 kW Eficiência: 91%		 Fonte: (ALFA ENGENHARIA, 2022).	8.900,00

4.4.16. Células a Combustível

Para a célula a combustível, foi selecionada a planta modelo PC25C desenvolvida pela UTC Fuel Cells e que foi objeto de estudo na pesquisa sobre eficiência de células a combustível de Camparin et al. (2007). Trata-se de uma planta com tecnologia a ácido fosfórico que gera 200kW de potência elétrica e 260kW de potência térmica.

Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento, apresentados no Quadro 16, servirão de parâmetros para a inserção dessa tecnologia na superestrutura da unidade consumidora residencial e consequentemente no problema de otimização para realização da simulação. Os fluxos energéticos e as principais especificações técnicas do equipamento estão apresentados no Quadro 16:

Quadro 16 – Informações – Célula à combustível

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
UTC Cells Modelo PC25C	Potência: 200 kW; Consumo de combustível: 54 m ³ /h; Potência Térmica: 205,14 kW		 Fonte: (CAMPARIN, MELEIRO, <i>et al.</i>, 2007).	3.500000,00

4.4.17. Sistema de geração de energia solar térmica para produção de água quente

O sistema termossolar foi modelado conforme especificado na norma técnica ABNT NBR 17003 - Sistemas solares térmicos e seus componentes — coletores solares — requisitos gerais e métodos de ensaio (ABNT, 2021). Utilizou-se o modelo quadrático de regressão abordado pela norma com os parâmetros experimentais apresentados pelo fabricante do coletor escolhido para análise e determinação da sua eficiência. A modelagem foi realizada pelas Equações 25 a 27 a seguir:

$$\eta = \frac{q_{\text{útil}}}{GA} = \frac{m_{\text{água}} c_{p,\text{água}} (T_{\text{sai},\text{água}} - T_{\text{ent},\text{água}})}{GA} \quad (25)$$

η é a eficiência do coletor em que $q_{\text{útil}}$ é o calor útil, $m_{\text{água}}$ é a vazão mássica de água no coletor solar, $c_{p,\text{água}}$ é o calor específico da água, $T_{\text{sai},\text{água}}$ é a temperatura de saída da água na saída do coletor, $T_{\text{ent},\text{água}}$ é a temperatura da água na entrada do coletor, G é a irradiância global e A é a área do coletor.

O modelo de perda quadrática é o que tem as suas perdas representadas por um termo cuja relação com a diferença de temperaturas é quadrática. Neste caso, a equação apresenta um termo de relação linear juntamente com um termo de relação quadrática para representar as perdas. Sua forma mais geral é a que segue:

$$\eta = \eta_0 - \alpha_1 T_m^* - \alpha_2 G (T_m^*)^2 \quad (26)$$

$$T_m^* = \frac{(T_m - T_a)}{G} \quad (27)$$

η é a eficiência, em que T_m é a temperatura média do fluido no coletor em °C, T_a é a temperatura ambiente em °C, G é a irradiância global e η_0, α_1 e α_2 são constantes determinadas experimentalmente que indicam as perdas de calor referentes a diferença de temperatura quadrática. As constantes são as do coletor solar escolhido e estão apresentadas nas Tabelas dos coletores solares do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO (INMETRO, 2022).

Com as informações obtidas pelo banco de dados meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET (INMET, 2022), ano de referencia 2021, foi realizado o cálculo da eficiência do coletor considerando a temperatura ambiente e irradiância global horária, para as 24 horas dos dias típicos de semana e final de semana. Pela eficiência calculada, foi possível prever a potência térmica gerada por coletor para cada hora. A Figura 12 apresenta o gráfico da potência prevista de geração horária, considerando as irradiações previstas para o mês de janeiro, do coletor solar HELIOTEK MC 2000TF20, escolhido para ser utilizado no sistema.

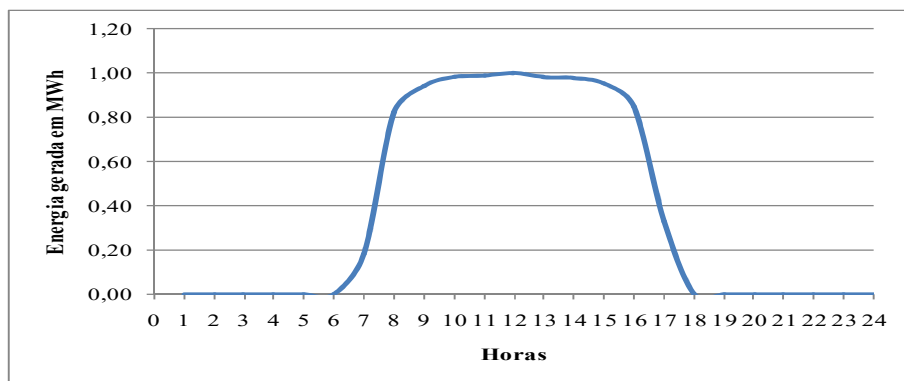


Figura 12 – Gráfico da energia gerada prevista pelo coletor solar HELIOTEK MC 2000TF20 em Wh para o mês de janeiro de 2021.

Fonte: Autoria Própria

Quadro 17 – Informações – Sistema Termossolar

Equipamento	Informações Técnicas	Imagem	Valor (R\$)
HELIOTEK MC 2000TF20	Coletor solar tipo placa plana; Produção mensal de energia por coletor: 180,2 kWh/mês; Área externa: 2 m²; Eficiência energética média: 65%; Quantidade de tubos distribuidores: 8; $\eta_0 = 0,793, \alpha_1 = 6,238$ e $\alpha_2 = 0,012$; Boiler solar alta pressão desnível 600L MKP200 alumínio e aço Heliotek.	 (FERRAMENTAS, 2022).	10.523,99

4.4.18. Sistema de geração solar fotovoltaica para produção de eletricidade

O sistema de geração solar fotovoltaica foi modelado conforme especificado na norma técnica ABNT NBR 16724 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho (ABNT, 2014). A energia injetada na rede teórica foi calculada com base na equação E.1 do anexo E da norma (cálculo da potência do lado de corrente contínua considerando as perdas), apresentada a Equação 28, e aplicada a eficiência do inversor para o cálculo da potência em corrente alternada (de saída), conforme apresentado a seguir:

$$P_{cc(i)} = P_N \frac{G_{(i)}}{1000} [1 + \gamma(T_{c(i)} - 25)][1 + c \ln\left(\frac{G_{(i)}}{1000}\right)] \quad (28)$$

$P_{cc(i)}$ é a potência em tensão contínua do sistema, i é o i -ésimo valor medido, P_N é a potência nominal do sistema, G é a irradiância global total no plano do arranjo fotovoltaico; $T_{c(i)}$ é a temperatura na célula, γ é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, expresso em porcentagem por graus Celsius (%/°C), c é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente.

A potência gerada por um módulo fotovoltaico varia de acordo com a temperatura a qual eles estão expostos. Por esse motivo, se faz necessário corrigir os parâmetros nominais dos módulos para os valores máximo e mínimo de temperatura e calcular os demais equipamentos de acordo com os resultados obtidos através dos parâmetros corrigidos. A temperatura corrigida dos módulos fotovoltaicos pode ser determinada através da Equação 29 (CRESESB, 2014).

$$T_{c(i)} = T_a + Kt G_{(i)} \quad (29)$$

T_a é a temperatura ambiente, Kt é o coeficiente térmico para o módulo.

A potência de saída que será entregue à rede é dada pela Equação 30.

$$P_{ca(i)} = \eta P_{cc(i)} \quad (30)$$

η é a eficiência do inversor escolhido para o sistema fotovoltaico e $P_{ca(i)}$ é a potência de saída do sistema.

Com as informações obtidas pelo banco de dados meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET (INMET, 2022), ano de referencia 2021, foi realizado o cálculo da energia fotovoltaica gerada por módulo para cada hora. A Figura 13 apresenta o gráfico da potência prevista de geração horária para o mês de janeiro produzida pelo módulo solar monocristalino Halfcell Canadian Solar - CS3W 455MS, juntamente com o inversor *on-grid* 25 kW com *Wi-fi* Fox ESS - T25 (*Grid-Tie*) com eficiência de 98,6%.

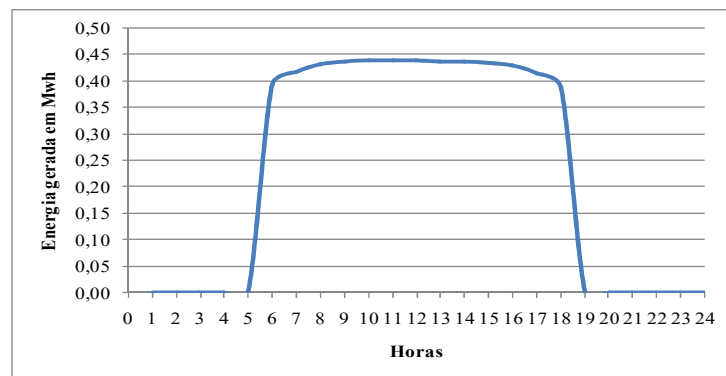


Figura 13 – Gráfico da energia gerada prevista pelo módulo solar Halfcell Canadian Solar - CS3W 455MS ,em Wh, para o mês de janeiro de 2021.

Fonte: Autoria Própria

Quadro 18 – Informações – Sistema Fotovoltaico

Equipamento	Informações Técnicas	Imagem	Valor (R\$)
Módulo Halfcell Canadian Solar - CS3W 455MS Inversor Fox ESS - T25	Módulo solar tipo silício monocristalino; Potência Nominal do módulo: 455 W Produção mensal de energia por módulo (6 horas de sol): 65,52 kWh/mês; Área externa: 2,2 m²; Eficiência energética média do módulo: 20,6%; Coefficiente de variação da potência com a temperatura (γ): -0.35 % / °C; Coefficiente térmico para o módulo (Kt): 0,03 Coefficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente (c): 0,031 Potência fotovoltaica nominal de entrada: 37500W; Tensão máxima: 1100 Vcc; Faixa de operação MPPT: 160 a 850V; Eficiência do inversor: 98,6%.	 (MINHA CASA SOLAR, 2022).	13.363,2

Para inserção de novos equipamentos ou utilidades na superestrutura previamente prevista para o modelo, deve-se proceder conforme metodologia apresentada nos itens anteriores com a busca pelas especificações técnicas e custos dos equipamentos e/ou utilidades que se deseja inserir.

A Tabela 9, a seguir, apresenta, de forma consolidada, os coeficientes de produção e consumo de cada utilidade com fluxos energéticos normalizados em MWh, bem como o custo de investimento, em reais, os custos de manutenção e operação, também em reais, além da potência nominal de cada equipamento em MW para os equipamentos previstos na superestrutura apresentada na Figura 12.

Tabela 9 – Coeficientes técnicos de produção

	Coeficientes técnicos de produção									Equipamento		
	EE	DI	BM	GN	AQ	AG	VA	AR	AA	Custo CINV (10 ³ R\$)	Custo O&M (R\$/h)	Pot. Nominal (MW)
RDEE	1,00									0,00	0,00	0,07
SIFV	1,00									13,36	0,50	0,45
GDGN	1,00			-3,70	2,95			2,12		158,10	3,69	0,17
GDGNV	1,00			-3,51	0,69		0,61			158,10	35,31	0,57
GDDI	1,00	-2,03			1,45			1,48		73,05	1,70	0,33
CADI		-1,09			1,00					49,30	1,15	0,38
CAGN				-1,09	1,00					49,30	1,15	0,38
CABM			-1,25		1,00					56,52	1,32	0,37
CAEE	-1,10				1,00					28,20	0,66	0,35
CAGNV				-1,22			1,00			49,30	1,15	0,22
CAEEV	-1,15						1,00			42,50	0,99	0,15
CABMV			-1,18				1,00			52,60	1,23	0,32
CHAQ	-0,01				-1,26	1,00		2,23		150,00	3,50	0,10
CHVA	-0,01					1,00	-0,77	1,69		465,20	10,85	0,46
CHEE	-0,32					1,00		1,32		145,00	2,61	0,06
TRAR	-0,01							-0,98	1,00	23,99	0,56	0,36
TCAQ					-1,10			1,00		7,40	0,17	0,40
TCVA					1,00		-1,10			8,90	0,21	0,40
CCOM	1,00			-2,75	1,03					3500,00	81,67	0,20
SITS					1,00					10,52	0,50	0,02

A Potência nominal da RDEE é a potência nominal do transformador da rede convencional de distribuição de energia elétrica correspondente.

CAPÍTULO V

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos para as otimizações realizadas para as unidades consumidoras residencial e comercial, e as principais análises e discussões acerca do sistema e dos resultados apresentados.

5.1. UNIDADE CONSUMIDORA RESIDENCIAL

Utilizando todos os recursos e tecnologias previstas na superestrutura, assim como conversões individuais ou múltiplas de energia, o modelo de otimização compara as formas possíveis de se atender as demandas energéticas da unidade consumidora. Isso é feito hora a hora, para cada dia do ano, obtendo a configuração, o modo de operação e o mínimo custo total. Assim, todos os balanços econômicos para todas as configurações viáveis contidas na superestrutura de multigeração são comparados e o resultado, o mínimo custo, é apresentado.

Para melhor compreensão e análise dos resultados do modelo de otimização implementado serão apresentados dois sistemas. O primeiro consiste no sistema de referência, onde o modelo de otimização exclui tanto a possibilidade de cogeração quanto a utilização de fontes renováveis como recurso de suprimento energético. Apenas as tecnologias tradicionais como a rede convencional de energia elétrica, caldeira a gás natural e a diesel, trocadores de calor, *chiller* mecânico, além da torre de resfriamento serão considerados. O segundo caso é o sistema otimizado em que a otimização é feita utilizando todas as utilidades e tecnologias previstas na superestrutura.

5.1.1. Otimização econômica

Para o sistema previsto para o consumidor residencial não foi considerada a demanda por vapor e foi utilizada a superestrutura da Figura 14 para o sistema de referência.

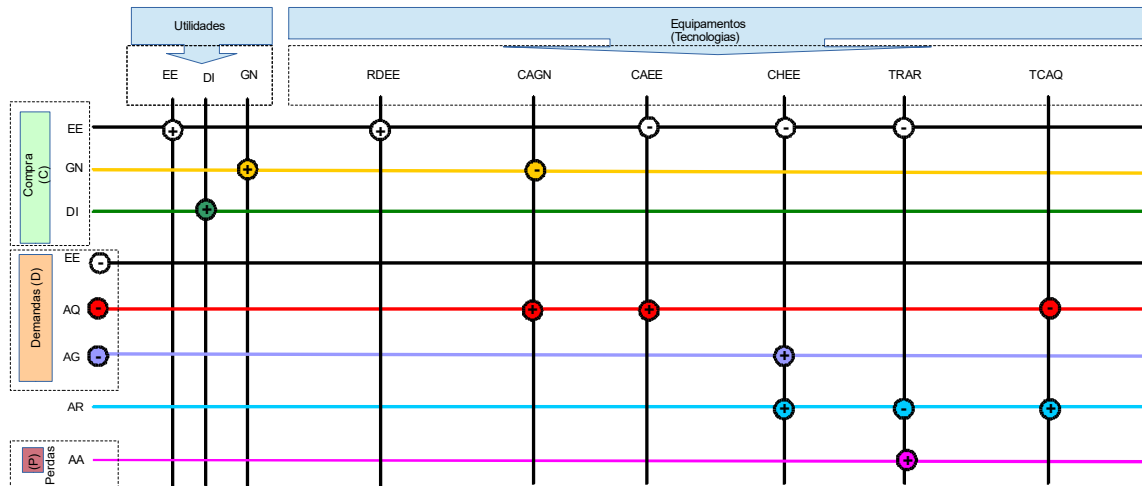


Figura 14— Superestrutura do sistema de referência para a unidade consumidora residencial

Fonte: Autoria Própria

Foram previstos dois cenários para simulação que foi realizada em uma máquina com processador Intel® Core™ i5 de 1700 MHz com 8GB de memória e com a versão 20.1 do CPLEX. O número de iterações e tempo de solução do problema de otimização foi irrelevante, atingindo GAP de 0% em todas as soluções de otimização.

O cenário 1 é o sistema de referência e o cenário 2 é o da otimização utilizando todas as tecnologias disponíveis na superestrutura da Figura 12. A Tabela 10 apresenta os resultados da otimização econômica realizada.

O sistema de referência está baseado na compra de energia elétrica para atender, de forma direta, a demanda de eletricidade, e de forma indireta a demanda de refrigeração por meio do *chiller* mecânico.

O cenário ótimo econômico não contemplou cogeração, mas instalou um sistema de geração fotovoltaica com 102 painéis para suprir a demanda por eletricidade e o consumo dos equipamentos por uma conexão interna, sem gerar excedentes para injetar na RDEE. Considerando o tamanho de cada painel, se faz necessária uma área mínima de 46,36 m² para sua instalação.

Tabela 10 – Resultados da otimização econômica para unidade consumidora residencial

Otimização Econômica		
	Cenário 1	Cenário 2
	1.Sistema de Referência	2.Sistema Ótimo
Quantidade de Equipamentos (Potência Individual)		
RDEE	1 (300kW)	1 (300kW)
CAGN	1 (385W)	-
CABM	-	1 (370kW)
CHEE	1 (60kW)	1 (60kW)
TRAR	1 (360kW)	1 (360kW)
SIFV	-	102 módulos (0,455kW)
Fluxos de energia (MWh/ano)		
Elettricidade importada	824,66	641,04
Compra de gás natural	238,83	-
Compra de biomassa	-	345,32
Custos Anuais (R\$/ano)		
Investimento em equipamentos	27.701,60	47.509,81
Manutenção e operação de equipamentos	25.974,20	29.574,64
Compra de eletricidade	294.293,51	228.599,51
Compra de gás natural	107.806,00	-
Compra de biomassa	-	26.934,90
Custo Anual Total (R\$/ano)	455.775,31	332.618,86

Observa-se que para atender a demanda de água quente, o modelo incluiu o uso da biomassa para suprimento através de uma caldeira, sendo esse uso justificado pelo baixo custo do combustível utilizado.

O sistema ótimo apresentou uma redução de 27,02% no custo anual total quando comparado com o sistema de referência, porém com investimento inicial 41,69% maior. Importou-se 22,27% menos eletricidade da rede com o aproveitamento interno da eletricidade gerada pelo SIFV para consumo dos equipamentos e atendimento da demanda.

Comparando esses resultados com os de Melo (2017), que não considerou recursos renováveis na sua superestrutura, observa-se que inserir os equipamentos comercialmente disponíveis que utilizam recursos renováveis como utilidade para suprimento energético é interessante do ponto de vista econômico, já que na configuração ótima daquele foram

instalados apenas equipamentos tradicionais que usam a eletricidade, e neste, a CABM e o SIFV foram considerados atrativos. Diferentemente deste modelo, o sistema implementado por Melo (2017) não permitia a inserção de novos equipamentos e utilidades de forma flexível e dinâmica com foco na praticidade de simulações para o usuário final.

Pinto, Serra e Lázaro (2022) abordaram um problema de síntese e otimização de operação de sistemas de poligeração para edifícios residenciais em Zaragoza, como uma microrrede, integrando tecnologias de energia renovável e térmica e ainda armazenamento de energia elétrica. Os aspectos econômicos e ambientais foram os principais objetivos, tendo em vista as importantes condições impostas pela regulamentação local. Um modelo em PLIM foi desenvolvido especificamente para pesquisar esses aspectos e a análise termoeconômica foi aplicada para analisar e desvendar as sinergias e interações entre os componentes do sistema. O problema foi desenvolvido no LINGO para uma análise multiobjetivo. Diferentemente da abordagem aqui proposta, a análise realizada foi a de viabilidade econômica do sistema de multigeração como uma microrrede funcionando de duas formas: conectada à rede convencional ou de forma autônoma. Aspectos legais e regulatórios não foram considerados nessa análise.

O trabalho de Mohammadi e Mohammadi (2020) determinou a capacidade ótima e o perfil de despacho de microssistemas combinados de calor e energia, em edifícios residenciais, considerando diferentes estratégias de operação, funções objetivas e inclusão de componentes. A otimização, que considerou predominantemente aspectos técnicos e de eficiência, foi em PLIM, implementada em MATLAB e os resultados das soluções demonstram que o modelo pode reduzir o custo total anual e emissões de gases de efeito estufa em até 62,5% e 14,9%, respectivamente, em comparação com a geração separada. O estudo não contemplou recursos renováveis, demanda com mobilidade elétrica nem análises com base em modelos regulatórios vigentes.

Considerando que o programa desenvolvido para o problema de otimização visa ser mais flexível, ele foi testado de forma que outras informações pudessem ser geradas com o resultado ótimo, no intuito de auxiliar o usuário final na tomada de decisão. Nesse sentido, para análises temporais da condição ótima com período inferior a um ano, o modelo permite visualizar a configuração horária e mensal do sistema (consumo de utilidades, custo de manutenção, equipamentos utilizados etc.), permitindo auxiliar na tomada de decisão de forma mais imediata. O gráfico da Figura 15 apresenta um comparativo dos

custos mensais com utilidades para os sistemas de referência e ótimo da unidade consumidora residencial.

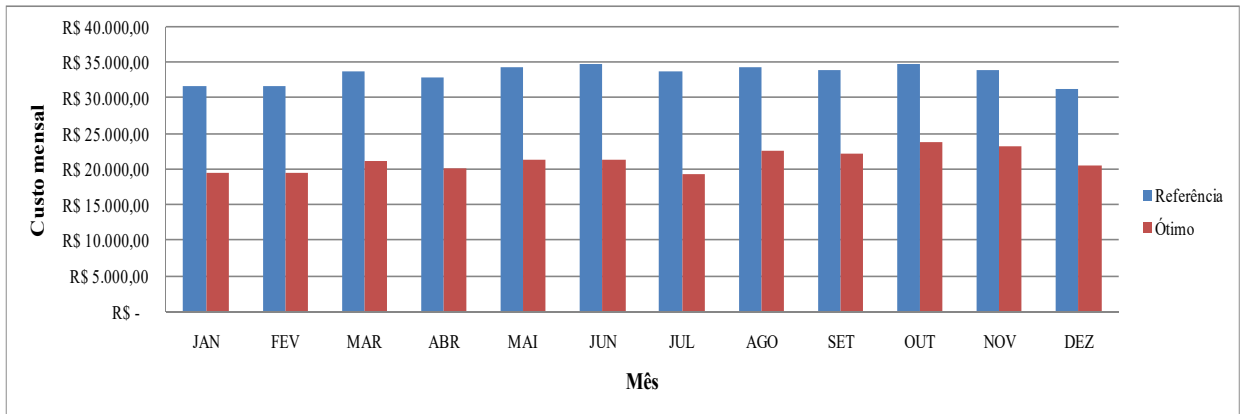


Figura 15 – Custos mensais com utilidades para os sistemas de referência e ótimo

Fonte: Autoria Própria

Observa-se que para todos os meses, durante o período de um ano, o custo mensal (investimento, consumo de utilidades e manutenção de equipamentos) do sistema ótimo é inferior ao do sistema de referência.

5.1.2. Disposição dos Equipamentos

É possível ao usuário visualizar tanto a disposição horária dos equipamentos que estão sendo utilizados no sistema, como o custo hora a hora, conforme apresentado nos gráficos das Figuras 16 e 17. Essa apresentação permite uma análise mais pontual e a possibilidade de construir elementos para tomada de decisão em condições reais de instalação, operação e manutenção, como por exemplo, a substituição de um equipamento ou uma parada para manutenção.

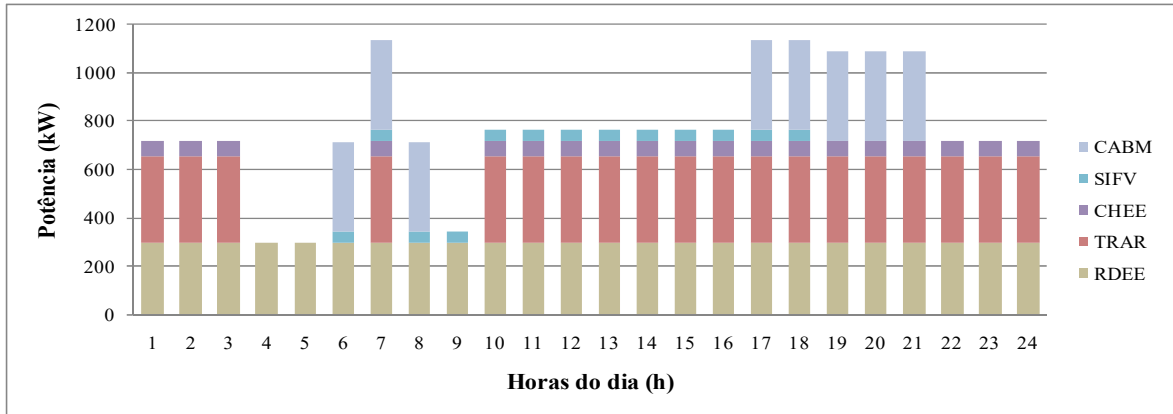


Figura 16 – Configuração horária de equipamentos para o sistema ótimo no mês de janeiro para os dias úteis.

Fonte: Autoria Própria

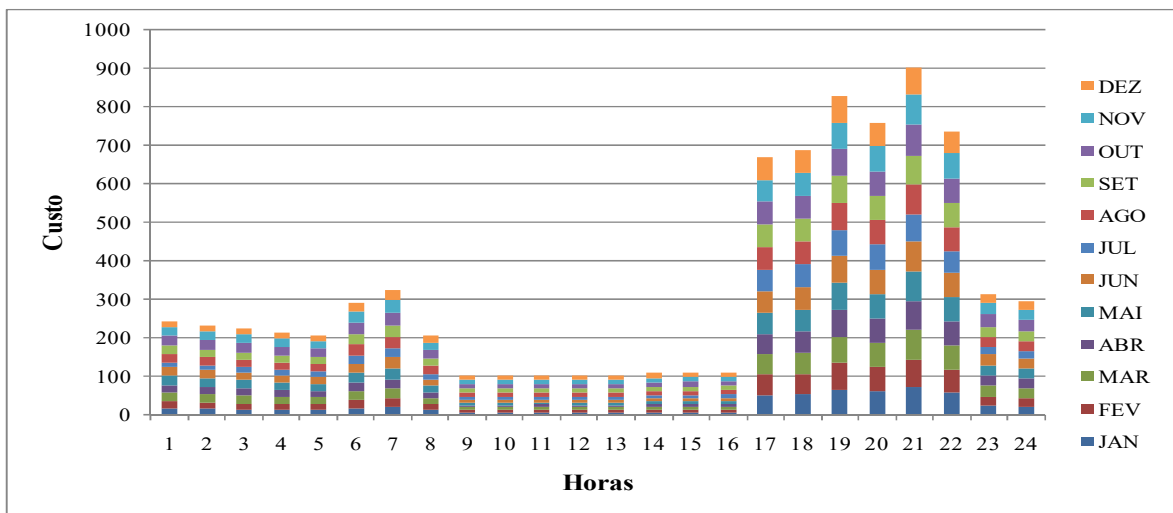


Figura 17 – Custo horário do sistema para dias úteis

Fonte: Autoria Própria

Analisando o gráfico apresentado na Figura 16, para o sistema ótimo no mês de janeiro (dia útil), nota-se que o sistema fotovoltaico (SIFV) não supre totalmente às necessidades de consumo de eletricidade dos equipamentos em todas as horas, nem produz excedentes. Como o sistema é *on-grid*, existe a necessidade de suporte pela rede elétrica convencional (RDEE) pelas 24 horas do dia.

Pelo gráfico da Figura 17 observa-se que no horário das 17h às 22h, o custo horário dos equipamentos e utilidade é maior, período este que coincide com o pico das demandas e ausência da geração de energia solar fotovoltaica a partir das 18h.

5.1.3. Excesso de Produção de Energia Solar Fotovoltaica e Aplicação da Lei nº 14.300/2022

Por meio do modelo construído é possível analisar a quantidade de energia solar fotovoltaica gerada em excesso, após considerar o aproveitamento interno no sistema tanto da demanda por eletricidade quanto pelo consumo dessa utilidade pelos equipamentos. O resultado ótimo para a unidade residencial, com a instalação de 102 placas solares, não produziu eletricidade excedente. O resultado ótimo aproveitou toda energia produzida internamente não contemplando a opção de injetar energia na rede e aplicar as normas de compensação vigente e prevista na lei nº 14.300/2022.

Para fins de avaliação do modelo, serão realizadas análises complementares, forçando a instalação de um SIFV maior, com a produção de excedente, e esses resultados serão apresentados em tópico posterior, específico sobre análises de sensibilidade do modelo.

5.2. UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL

Os resultados do estudo de otimização para o sistema implementado para unidade consumidora comercial são apresentados na Tabela 12. Foram consideradas as demandas de eletricidade, refrigeração, água quente e vapor e para o sistema de referência foi utilizada a superestrutura apresentada na Figura 18.

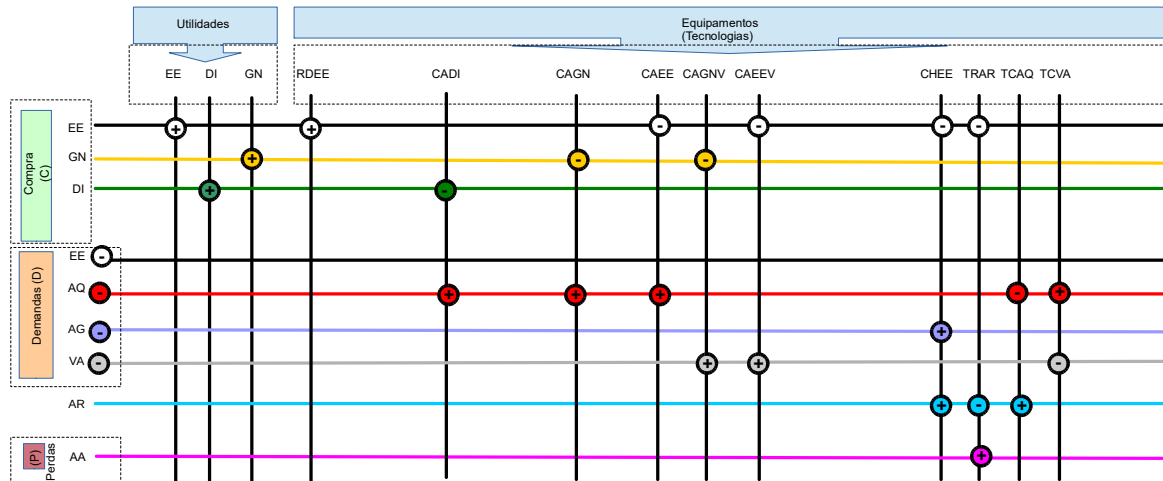


Figura 18 – Superestrutura do sistema de referência para a unidade consumidora comercial

Fonte: Autoria Própria

Assim como para a unidade consumidora residencial, foram previstos dois cenários para simulação que foi realizada em uma máquina com processador Intel® Core™ i5 de 1700 MHz com 8GB de memória e com a versão 20.1 do CPLEX. O número de iterações e tempo de solução do problema de otimização foi irrelevante, atingindo GAP de 0% em todas as soluções de otimização.

O cenário 1 é o sistema de referência e o cenário 2 é o da otimização utilizando todas as tecnologias comercialmente disponíveis previstas para o modelo. Para o sistema de referência foram considerados os equipamentos e tecnologias previstos na Figura 18. Apenas as tecnologias tradicionais como a rede convencional de energia elétrica, caldeira a gás natural, eletricidade e a diesel, trocadores de calor, *chiller* mecânico, além da torre de resfriamento foram considerados. A Tabela 11 apresenta os resultados da otimização econômica realizada.

O resultado para o sistema de referência está baseado na compra de energia elétrica para atender diretamente as demandas de eletricidade, água quente e vapor, e indiretamente, a demanda de refrigeração por meio do *chiller* mecânico. Nesse cenário, foi necessária a instalação de uma subestação com 6 (seis) transformadores de 300kW para suprimento pela rede convencional de energia elétrica.

Tabela 11 – Resultados da otimização econômica para unidade consumidora comercial

Otimização Econômica		
	Cenário 1	Cenário 2
	1.Sistema de Referência	2.Sistema Ótimo
Quantidade de Equipamentos (Potência Individual)		
RDEE	6 (300kW)	3 (300kW)
CABM	-	1 (370kW)
CAEE	2 (348kW)	-
CAEEV	1 (150kW)	-
CABMV	-	1 (320kW)
CHEE	2 (60kW)	2 (60kW)
TRAR	2 (360kW)	2 (360kW)
TCAQ	1 (400kW)	-
TCVA	-	1 (400kW)
Fluxos de energia (MWh/ano)		
Elettricidade importada	9.714,30	5.015,50
Compra de biomassa	-	2.659,67
Custos Anuais (R\$/ano)		
Investimento em equipamentos	98.622,16	79.339,65
Manutenção e operação de equipamentos	71.592,01	69.688,13
Compra de eletricidade	756.550,00	390.607,50
Compra de biomassa	-	207.454,50
Custo Anual Total (R\$/ano)	926.764,17	747.089,78

Para o modelo com a disponibilidade de todos os equipamentos previstos na superestrutura, o cenário ótimo econômico contemplou uma caldeira a biomassa, o que contribuiu para a redução em 48,37% da eletricidade importada da rede elétrica, com redução no investimento inicial em equipamentos. O custo anual total foi inferior em 19,38%.

O estudo de Romero, Carvalho e Millar (2014) otimizou o fornecimento de energia de um hospital localizado no norte do Canadá, onde o ótimo econômico evidenciou a cogeração, operando com os geradores a gás com carga total e o uso do gás natural (tarifas muito baixas) como utilidade. Subsídios governamentais por causa da cogeração foram garantidos pela venda do excedente da eletricidade produzida. O estudo não considerou recursos renováveis na superestrutura.

Comparando os resultados da Tabela 12 com os de Delgado (2015), que também utilizou o hospital como estudo de caso, observa-se que na configuração ótima do estudo anterior, além da instalação das caldeiras a biomassa (sendo uma para produção de vapor e duas para produção de água quente), instalou-se também uma caldeira à energia elétrica para produção de água quente, um trocador de calor, três *chillers* mecânicos, uma torre de resfriamento e 200 painéis fotovoltaicos (forçou-se a instalação, já que de forma livre também não se instalou).

Pina (2019) propôs sistemas de multigeração para dois estudos de caso, um edifício multifamiliar em Zaragoza (Espanha) e um hospital na universidade em Campinas (Brasil). Um procedimento de otimização multiobjetivo implementado no LINGO foi desenvolvido em programação linear inteira mista (PLIM) para determinar a configuração ideal do sistema (com base em equipamentos reais disponíveis no mercado) e estratégia de operação multiperíodo econômico (custo anual total) e ambiental (emissão de CO₂ total anual). Diferentemente do estudo aqui proposto, a modelagem prevista nesses estudos não era flexível quanto à inserção de novas utilidades e equipamentos e não contemplou quantificar a produção de excedente de eletricidade para fins de aplicação do modelo compensatório vigente.

O problema de otimização aqui apresentado difere-se dos anteriores principalmente pela generalidade e flexibilidade do modelo, tendo em vista que equipamentos e utilidades podem ser inseridos a qualquer momento e de forma dinâmica, ao passo que nos estudos anteriores, já existia uma pré-definição dos equipamentos/utilidades e o usuário faz a opção se utiliza ou não aquele equipamento ou recurso. Além disso, para uma melhor resposta diante da sua complexidade, o modelo foi implementado em C++. Neste estudo, também é possível aplicar as regras de compensação previstas pela legislação vigente, quando se apresenta produção de eletricidade excedente, análise que não foi contemplada pelos estudos referenciados anteriormente.

Como informações de saída, o sistema permite visualizar a configuração de equipamentos utilizada, com a sua respectiva disposição, hora a hora, conforme gráfico apresentado na Figura 19 a seguir, facilitando a análise e construindo elementos para tomada de decisão em simulações de condições reais de operação e manutenção. Com a visualização horária das tecnologias instaladas, é possível extrair em qual horário cada equipamento é utilizado e por qual período. Pelo gráfico da Figura 19 é possível observar como os equipamentos estão sendo utilizados para os dias úteis do mês de janeiro.

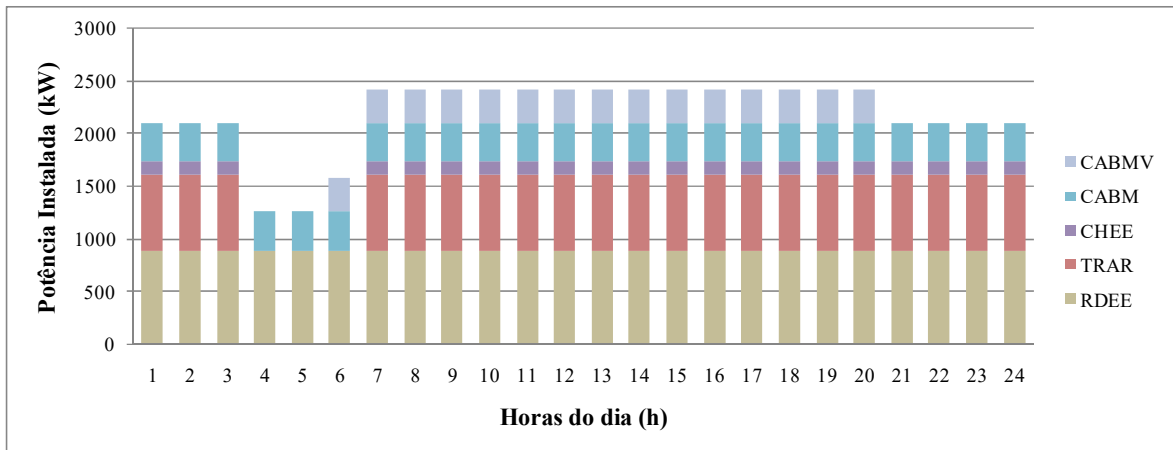


Figura 19 – Configuração horária de equipamentos para o sistema ótimo no mês de janeiro para os dias úteis.

Fonte: Autoria Própria

O modelo permite ainda realizar a configuração ótima do sistema para cada mês, de forma a apresentar seu custo mensal (equipamentos e tecnologias utilizadas), permitindo observar o custo de funcionamento do sistema em uma periodicidade inferior, auxiliando na tomada de decisão de manutenção e operação dos equipamentos. O gráfico da Figura 20 apresenta os custos mensais com consumo de utilidades para os sistemas de referência e ótimo.

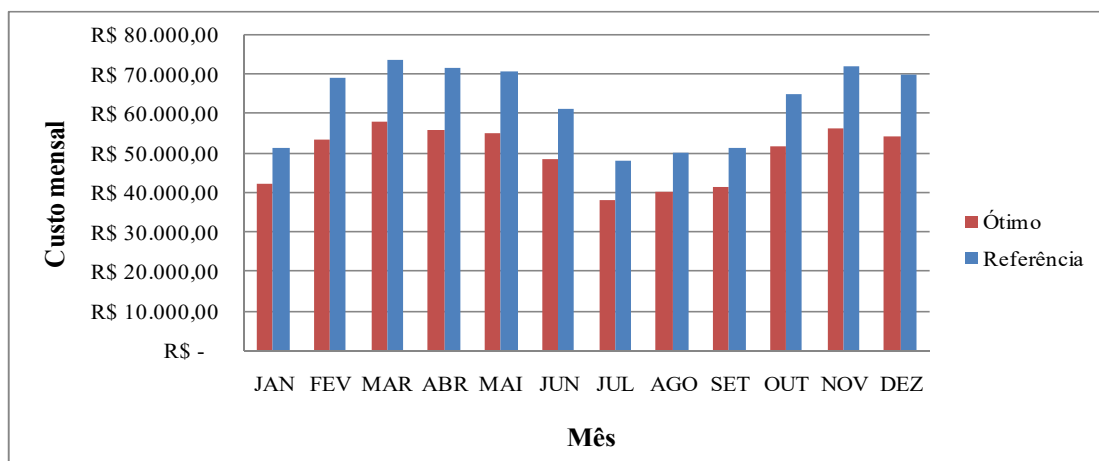


Figura 20 – Custos mensais dos sistemas de referência e ótimo

Fonte: Autoria Própria

Outra informação de saída apresentada é o custo horário do sistema após a disposição de utilidades e tecnologias utilizadas. O gráfico da Figura 21 consolida os custos horários do sistema ótimo para dias úteis.

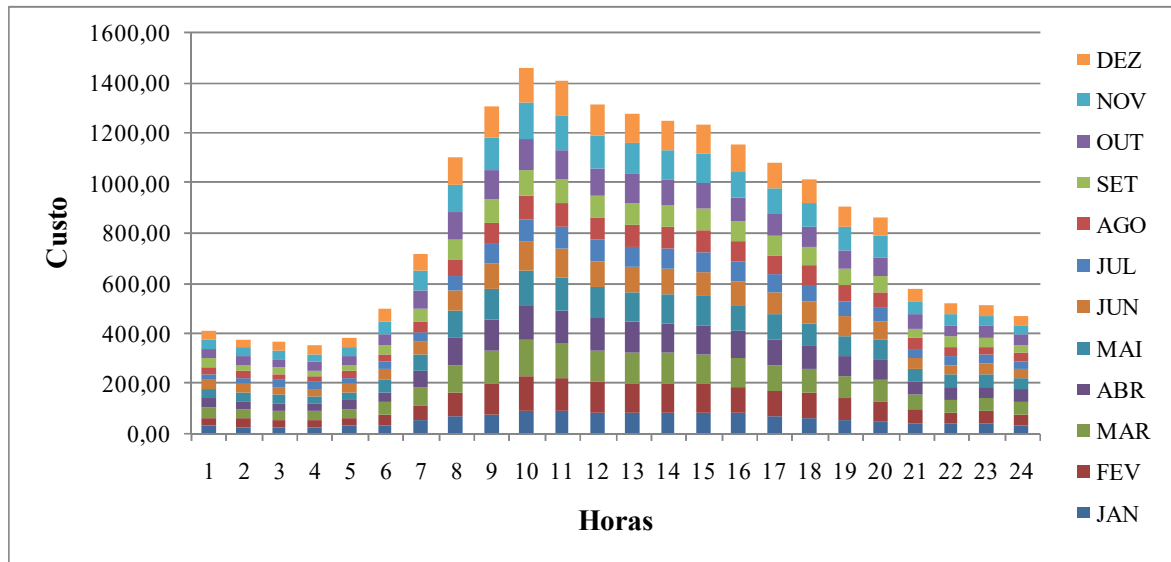


Figura 21 – Custo horário do sistema ótimo para dias úteis

Fonte: Autoria Própria

Para o centro consumidor comercial verifica-se que a distribuição dos custos é maior no horário comercial (8h às 18h), com pico próximo das 10h da manhã, horário coincidente com o pico das demandas (uso de lavanderia com demanda de vapor para esterilização, por exemplo).

Os resultados apresentados para os centros consumidores estudados diferem substancialmente na quantidade de equipamentos utilizados e na sua respectiva potência, tendo em vista que as demandas de eletricidade, refrigeração e água quente do centro comercial, além de serem maiores, acrescentou-se a demanda por vapor.

Observou-se que o SIFV não foi uma tecnologia atrativa para a unidade comercial, devido ao alto custo do sistema para suprir a demanda por eletricidade do hospital em detrimento da residencial, que instalou um SIFV com 102 módulos. O uso da biomassa para atender às demandas de aquecimento foi comum aos dois centros consumidores, sendo utilizado também na unidade comercial para a produção de vapor.

5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Algumas incertezas e influências externas podem afetar o sistema de multigeração, que está sujeito, por exemplo, à flutuação nos preços dos equipamentos e combustíveis, ao aumento das demandas energéticas do centro consumidor, às mudanças no modelo regulatório, dentre outros.

Segundo Carvalho *et al.* (2013) a análise de sensibilidade é uma técnica utilizada para definir como diferentes valores de uma variável independente afetam determinada variável dependente sob um conjunto de hipóteses.

Colin (2017) apresenta que, do ponto de vista teórico, a análise de sensibilidade pode acontecer em:

- a) Alterações nos valores dos coeficientes da função-objetivo: em geral podem ocorrer nos coeficientes de variáveis básicas (diferentes de zero) e coeficientes de variáveis não básicas (iguais à zero). No primeiro caso, a análise é feita pelo intervalo de otimalidade apresentado pelos valores de aumento permitido e redução permitida. No segundo caso, a análise é feita por meio do valor do custo reduzido;
- b) Alterações nos lados direitos das restrições: nesse caso, a análise pode ser feita pelo preço-sombra e pelos valores de aumento permitido e redução permitida;
- c) Alterações nos coeficientes (lados esquerdos) das restrições: esse caso provoca mudanças nas regiões viáveis da solução, assim, apesar de ser possível avaliar teoricamente tais alterações, é mais fácil de analisar alterando os valores e rodando o modelo novamente;
- d) Introdução e retirada de variáveis e restrições: nesse caso, a forma mais fácil de realizar a análise também é alterar os valores e rodar o modelo novamente. Porém, antes de fazer as alterações é possível saber quais serão os efeitos da introdução ou retirada de variáveis e restrições na flexibilidade do modelo e no valor da função objetivo.

Nesse contexto, esta seção apresenta as análises de sensibilidade realizadas com o objetivo de verificar o comportamento do sistema, simulando cenários nos quais ocorrem alterações das variáveis que representam as incertezas.

Tendo como parâmetro a configuração ótima, que contemplou todas as tecnologias e recursos comercialmente disponíveis, foi analisada a sensibilidade do sistema à variação

SIFV	-	-	-	90	102	108	115	122	135
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)									
Eletricidade importada	825,20	825,23	825,23	662,70	641,04	630,21	617,58	604,95	581,48
Compra de biomassa	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32
Custos Anuais (R\$/ano)									
Investimento em equip.	28.708,99	28.708,99	28.708,99	45.306,42	47.509,81	48.611,51	49.896,82	51.182,13	53.569,14
O&M de equip.	28.987,12	28.987,12	28.987,12	29.505,52	29.574,64	29.609,20	29.649,52	29.689,84	29.764,72
Compra de eletricidade	235.420,54	250.139,06	264.857,47	224.507,99	228.599,51	235.975,92	242.256,44	248.086,86	248.829,37
Compra de biomassa	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90
Custo Anual Total (R\$/ano)	320.711,07	334.842,07	349.560,48	326.254,83	332.618,86	341.131,53	348.737,68	355.893,73	359.098,13

Observa-se através da Tabela 13 que os parâmetros de saída mais sensíveis à alteração da tarifa de energia são a eletricidade importada da rede e o custo anual com o consumo de eletricidade. Os equipamentos que foram instalados no sistema ótimo para a tarifa base se mantiveram, com exceção do Sistema Fotovoltaico que, por não ter um valor atrativo para os valores inferiores à tarifa de R\$ 338,78/ MWh para eletricidade, não se instala no sistema. A configuração base não consegue atender ao reajuste anual previsto para a tarifa de eletricidade, sendo necessária a instalação de mais painéis fotovoltaicos para suprir o custo desses reajustes.

No centro comercial a tarifa é horossazonal e a análise de sensibilidade foi realizada reajustando os valores das tarifas para o horário fora de ponta e de ponta, em percentuais de -20% a +20%, considerando um intervalo de 5%. Primeiro alteraram-se os valores da tarifa de ponta, mantendo a fora de ponta constante, depois foi feita a alteração da tarifa fora de ponta, mantendo a de ponta constante. Por último procederam-se os reajustes nas duas tarifas. Após a simulação, observou-se que não houve alteração nos tipos e quantidades de equipamentos do sistema em relação à disposição ótima para as tarifas base, verificando-se apenas a alteração linear do custo anual total em função dos ajustes realizados.

Na análise, observou-se que a instalação do SIFV é atrativa, com a instalação de 600 painéis, para valores de tarifas de eletricidade (fora de ponta) acima R\$ 303,00/MWh, ou seja, com um reajuste de 74,29% no valor da tarifa base. Os aumentos promovidos na tarifa de ponta em até 20% não causaram interferência na configuração ótima apresentada com a tarifa base.

5.3.2. Preço do Gás Natural

As projeções de preço do gás natural estimadas no caderno de Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 não prevêem aumento significativo no preço do gás natural, tendo em vista a formação do programa Novo Mercado de Gás e a assinatura de contratos padronizados, negociados com base em um índice nacional. Este índice será construído ao longo do tempo com o aumento gradual do número de clientes que acessam o mercado (EPE, 2022).

Nesse sentido, considerando uma perspectiva teórica, foi realizada a análise de sensibilidade do modelo considerando a mesma variação prevista para a tarifa de eletricidade, tendo como parâmetro um acréscimo gradual de 5%, de -20% até o limite de +20%. O modelo para a unidade residencial não contemplou nenhuma tecnologia à gás natural e manteve a estrutura apresentada na solução ótima com a tarifa base.

Para a análise da unidade comercial, o preço do gás natural também foi reajustado com um acréscimo gradual de 5%, iniciando em -20% até o limite de +20%, para fins de análise teórica, tendo apresentado como resultado, a mesma configuração apresentada com a tarifa base.

5.3.3. Preço do Diesel

Segundo os Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, elaborado pela EPE (EPE, 2022), o alto prêmio de óleo diesel diminuirá ao longo de 2023/2024, mas deverá se manter em patamar elevado ao longo do período decenal. Nesse sentido, considerando uma perspectiva teórica, foi realizada a análise de sensibilidade do modelo considerando a mesma variação prevista para as tarifas de eletricidade e do gás natural, tendo como parâmetro um acréscimo gradual de 5%, iniciando em -20% até o limite de +20% do preço. Tanto para o centro consumidor residencial como para o comercial, o modelo não contemplou nenhuma tecnologia a diesel e manteve a estrutura apresentada na solução ótima com a tarifa base.

5.3.4. Preço da Biomassa

Na ausência de cadernos de estudos específicos para projeção de preços da biomassa (cana de açúcar) elaborados pela EPE, a análise de variação desse parâmetro foi

realizada considerando a mesma variação prevista para as tarifas de eletricidade, preços do gás natural e diesel conforme apresentado nos tópicos anteriores. Variou-se o valor da tarifa no percentual de -20% a +20% em intervalos de 5%, realizando as simulações e avaliando os resultados, que são apresentados na Tabela 13 para o centro consumidor residencial e na Tabela 14 para o centro comercial.

Tabela 13 – Resultados da otimização para variações no preço da biomassa (bagaço de cana) para o centro consumidor residencial.

Relatório de Progresso	Variação no preço da biomassa								
	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	+5%	+10%	+15%	+20%
Valor da biomassa	62,40	66,30	70,20	74,10	78	81,90	85,80	89,70	93,60
Equip.	Quantidade de Equipamentos								
RDEE	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CABM	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CHEE	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TRAR	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SIFV	102	102	102	102	102	102	102	102	102
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)									
Eletricidade importada	641,04	641,04	641,04	641,04	641,04	641,04	641,04	641,04	641,04
Compra de biomassa	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32
Custos Anuais (R\$/ano)									
Investimento em equip.	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81	47.509,81
O&M de equip.	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64	29.574,64
Compra de eletricidade	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51	228.599,51
Compra de biomassa	21.547,90	22.894,60	24.241,40	25.588,10	26.934,90	28.281,60	29.628,30	30.975,10	32.321,80
Custo Anual Total (R\$/ano)	327.231,86	328.578,56	329.925,36	331.272,06	332.618,86	333.965,56	335.312,26	336.659,06	338.005,76

O sistema para a unidade residencial é pouco sensível à variação do preço da biomassa no intervalo de valores considerado na análise. O preço base da utilidade foi interessante para instalação de uma caldeira à biomassa em detrimento ao sistema termossolar para aquecimento de água. A partir do valor de R\$ 225,00/MWh do preço da biomassa, ou seja, de um reajuste de 65,33% no preço da utilidade, a configuração do modelo muda e o SITS se torna mais atrativo, com a instalação de 70 coletores solares em substituição à caldeira à biomassa.

Para o centro consumidor comercial foi feita a mesma análise, também variando-se o valor do preço da utilidade no percentual de -20% a +20% em intervalos de 5%. O resultado está apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Resultados da otimização para variações no preço da biomassa (bagaço de cana) para o centro consumidor comercial.

Relatório de Progresso	Variação no preço da biomassa								
	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	+5%	+10%	+15%	+20%
Valor da biomassa	62,40	66,30	70,20	74,10	78	81,90	85,80	89,70	93,60
Equip.	Quantidade de Equipamentos								
RDEE	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CABM	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CABMV	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CHEE	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TRAR	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TCVA	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SITS	-	-	-	-	-	-	18	25	27
Fluxo de Energia Anuais (MWh/ano)									
Eletricidade importada	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50	5.015,50
Compra de biomassa	2.659,67	2.659,67	2.659,67	2.659,67	2.659,67	2.659,67	2.5830,14	2.553,40	2.544,91
Custos Anuais (R\$/ano)									
Investimento em equip.	79.339,65	79.339,65	79.339,65	79.339,65	79.339,65	79.339,65	84.488,74	86.491,17	87.063,29
O &M de equipam.	69.688,13	69.688,13	69.688,13	69.688,13	69.688,13	69.688,13	69.759,38	69.799,58	69.811,10
Compra de eletricidade	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50	390.607,50
Compra de biomassa	165.963,40	176.336,70	186.709,00	197.082,30	207.454,50	217.827,80	221.633,80	229.040,30	238.203,50
Custo Anual Total (R\$/ano)	705.598,68	715.971,98	726.344,28	736.717,58	747.089,78	757.463,08	766.489,42	775.938,55	785.685,39

Percebe-se na análise apresentada que a variação no preço da biomassa, com a redução de -5% a -20% do valor do preço base não altera a configuração ótima, ajustando-se apenas o custo anual total em função do reajuste no valor da compra da utilidade. Para reajustes de aumento no valor do preço base, observou-se que a configuração ótima apresentada para a tarifa base é modificada, pois o modelo ótimo reduz a compra da biomassa, a partir do aumento de 10% do preço base, e instala coletores solares para aquecimento de água.

5.3.5. Demandas de eletricidade do Centro Consumidor

O sistema de multigeração para o centro consumidor deve ser dimensionado de acordo com as demandas energéticas levantadas, sendo esse cálculo por previsão ou dados reais de consumo. Uma variação nessas demandas pode ser exemplificada pelo aumento de carga no centro consumidor por alguma ampliação na sua estrutura (utilização de novos equipamentos, aumento no número de salas, leitos, etc).

A análise de sensibilidade considerando o aumento da demanda por eletricidade, para fins de análise e desempenho do modelo implementado foi realizada com base na informação do percentual de crescimento apresentado no caderno de demanda de eletricidade do plano decenal de expansão da energia 2032 (EPE, 2022) que informa no seu cenário de referência um crescimento médio anual de 3,2% entre 2022 e 2032, no consumo de eletricidade, para o setor residencial e de 3,4% para o comercial. A Tabela 15 apresenta os resultados da otimização para variações na demanda da unidade residencial.

Tabela 15 – Resultados da otimização para variações na demanda de eletricidade da unidade residencial.

Relatório de Progresso	Ano										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Otimização Econômica											
Equip.	Quantidade de Equipamentos										
RDEE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CABM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CHEE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TRAR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SIFV	102	104	108	111	115	117	122	126	128	133	137
Fluxos de Energia Anuais (MWh/ano)											
Eletricidade importada	641,04	661,16	680,96	704,27	724,66	748,52	771,33	797,30	822,28	847,41	874,49
Compra de biomassa	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32	345,32
Custos Anuais (R\$/ano)											
Investimento em equip.	47.509,81	47.877,05	48.611,51	49.162,36	49.896,82	50.264,05	51.182,13	51.916,60	52.283,83	53.201,91	53.936,37
O&M de equip.	29.574,64	29.586,16	29.609,20	29.626,48	29.649,52	29.661,04	29.689,84	29.712,88	29.724,40	29.753,20	29.776,24
Compra de eletricidade	228.599,51	235.965,51	242.838,51	251.150,51	258.421,51	266.928,51	275.065,51	284.325,51	293.321,51	302.194,51	311.852,51
Compra de biomassa	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90
Custo Anual Total (R\$/ano)	332.618,86	340.363,61	347.994,11	356.874,24	364.902,75	373.788,50	382.872,38	392.889,88	402.174,63	412.084,51	422.500,02

	Custos Anuais (R\$/ano)										
Investimento em equip.	79.339,65	79.339,65	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20	86.351,20
O&M de equip.	69.688,13	70.027,13	70.472,33	70.705,13	70.876,23	71.880,15	71.565,13	72.019,63	72.358,63	72.674,73	73.161,93
Compra de eletricidade	390.607,50	397.792,50	405.207,50	412.858,50	420.755,50	428.905,50	437.315,50	445.994,50	454.951,50	464.195,50	473.734,50
Compra de biomassa	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50
Custo Anual Total (R\$/ano)	747.089,78	754.613,78	769.485,53	777.369,33	785.437,43	794.591,35	802.686,33	811.819,83	821.115,83	830.675,93	840.702,13

5.3.6. Retirada de tecnologia

Diante da flexibilidade apresentada no modelo, optou-se por realizar uma análise para visualizar a configuração e o custo do sistema simulando a retirada de algum equipamento presente na configuração ótima apresentada. Essa retirada pode ser exemplificada na prática pela parada de algum equipamento para manutenção. Nesse sentido, considerando as especificações técnicas dos equipamentos que são instalados na configuração ótima/base, e que os demais equipamentos da superestrutura estariam disponíveis para substituição, optou-se por simular a situação com a retirada da caldeira à biomassa (CABM) para produção de água quente dos dois centros consumidores objeto deste estudo. Os resultados da análise são apresentados na Tabela 17.

Observa-se pelas informações apresentadas na Tabela 17 que, na ausência da CABM para produção de água quente e, considerando os demais equipamentos previstos na superestrutura disponíveis para instalação, para a unidade residencial, verificou-se que o resultado do ótimo econômico identificou a necessidade de instalação de uma caldeira à eletricidade, um *chiller* de absorção de duplo efeito e 70 coletores solares para suprir a demanda de água quente. Nessa configuração, o custo anual aumenta em 13,65%. É possível analisar ainda o custo horário dessa configuração substitutiva, no caso de uma parada do equipamento por algumas horas, por exemplo.

Para a unidade comercial, o resultado da simulação com a retirada da CABM para produção de água quente da configuração ótima/base, sugeriu a instalação de uma caldeira a gás-natural para produção de vapor e de mais uma caldeira a biomassa para suprir as demandas de vapor. Um trocador de calor (vapor-água quente) também foi acrescentado, além da instalação de um sistema termossolar com 34 coletores solares. O custo anual total para essa configuração aumentaria em 1,86 %.

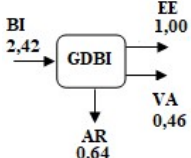
Tabela 17 – Resultados da otimização sem CABM das unidades residencial e comercial.

Otimização Econômica				
	Residencial		Comercial	
	Com CABM	Sem CABM	Com CABM	Sem CABM
Quantidade de Equipamentos (Potência Individual)				
RDEE	1 (300kW)	1 (300kW)	3 (300kW)	3 (300kW)
CABM	1 (370kW)	-	1 (370kW)	-
CAEE	-	1 (348kW)	-	-
CAGNV	-	-	-	1 (220kW)
CABMV	-	-	1 (320kW)	2 (320kW)
CHAQ	-	1 (100kW)	-	-
CHEE	1 (60kW)	1 (60kW)	2 (60kW)	2 (60kW)
TRAR	1 (360kW)	1 (360kW)	2 (360kW)	2 (360kW)
TCVA	-	-	1 (400kW)	2 (400kW)
SIFV	102 módulos (0,455kW)	102 módulos (0,455kW)	-	-
SITS		70 coletores (2kW)	-	34 coletores (2kW)
Fluxos de energia (MWh/ano)				
Eletricidade importada	641,04	765,62	5.015,50	5.015,50
Compra de gás natural	-	-	-	7,60
Compra de biomassa	345,32	-	2.659,67	2.591,94
Custos Anuais (R\$/ano)				
Investimento em equipamentos	47.509,81	85.725,23	79.339,65	97.180,58
Manutenção e operação de equipamentos	29.574,64	26.428,68	69.688,13	68.181,88
Compra de eletricidade	228.599,51	273.028,01	390.607,50	390.607,50
Compra de gás natural	-	-	-	3.121,14
Compra de biomassa	26.934,90	-	207.454,50	202.171,00
Objetivo - Custo Anual Total (R\$/ano)	332.618,86	385.181,91	747.089,78	761.262,10

5.3.7. Inserção de tecnologia e utilidade

Para análise da flexibilidade do modelo proposto, realizou-se uma modificação para visualizar a configuração e o custo do sistema, simulando a inserção de um gerador a biogás para geração de eletricidade, como opção de tecnologia adicional, para as unidades residencial e comercial. Procedeu-se com a inserção do equipamento e da tecnologia com as características apresentadas no quadro 19.

Quadro 19 – Informações – Gerador a biogás

Equipamento	Informações Técnicas	Coefficientes de produção	Imagem	Valor (R\$)
Gerador a biogás Caterpillar CG132B-12	Potência: 596kW; Consumo de combustível: 1445 m ³ /h; Potência Térmica: 336 kW		 Fonte: (DIRECT INDUSTRY, 2023).	2.043.000,00

Após análise e simulação com a inserção da tecnologia e, considerando o alto custo do combustível (R\$ 419,90/MWh), o equipamento não foi instalado na configuração ótima, não gerando alteração na configuração base para as unidades de consumo propostas.

5.3.8. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da Tarifa do Uso de Distribuição – TUSD fio B no centro consumidor residencial

A publicação da lei nº 14.300/2022 trouxe um cenário de rápida expansão e procura pelas instalações de micro e minigeração distribuída no país, devido principalmente aos ajustes trazidos na forma de compensação do excedente com a aplicação progressiva em percentual de cobrança da TUSD fio B. Cerca de 30% do total de conexões e potência instalada de todo o histórico registrado desde 2008 ocorreu somente no ano de 2022, após a publicação da lei nº 14.300/2022 (ANEEL, 2022).

Desde a publicação da lei, já foram atendidos pelas distribuidoras de todo o Brasil mais de 590 mil pedidos de conexão, totalizando mais de 5,7 GW de potência instalada de MMGD. Esses números representam um aumento de 20% em relação ao número de conexões e 10% da potência instalada em relação ao verificado em 2021 (ANEEL, 2022).

Como foi observada no tópico dos resultados, a configuração ótima para o sistema de multigeração proposto para os centros consumidores apresentados neste estudo não contemplou excedente de produção de eletricidade por parte do SIFV. A análise da aplicação da lei nº 14.300/2022 e a conseqüente aplicação de seu modelo de compensação só são possíveis diante da geração de excedente no sistema.

Nesse sentido, e para fins de validação dos dados de saída informados pelo sistema implementado, foram realizadas simulações forçando a produção de excesso de eletricidade pelo SIFV para aplicar o instrumento normativo em questão e analisar como esse excedente poderá ser utilizado pelos centros consumidores à luz da legislação vigente.

Para a unidade consumidora residencial considerada no estudo de caso, o limite de potência previsto em legislação para o SIFV é o da potência instalada da rede, ou seja, de 300kW. Para o tipo de módulo especificado, para atingir esse limite de potência, poder-se-ia instalar até 659 módulos no sistema, desde que o centro consumidor apresente área disponível para tal. A configuração ótima instalou 102 painéis, sem a produção de excedente para injeção na rede, com total aproveitamento energético interno e sem possibilitar alguma compensação futura.

Para analisar uma situação em que existe a produção de excedente por parte do sistema, a simulação na unidade residencial foi realizada considerando a configuração ótima, mas forçando a instalação gradual de 150 placas (quando se começa a produzir excedente) até 600 placas, que é próximo do limite de potência instalada permitida pela legislação vigente, com objetivo de quantificar o excedente produzido. É importante observar que a área disponível para a instalação deverá ser um fator limitante, tendo em vista que a instalação de 600 módulos fotovoltaicos (nas características do que foi especificado) exigirá uma área de 1.320 m² disponível para instalação do SIFV.

A Tabela 18 a seguir apresenta o quantitativo mensal, em MWh, de energia gerada em excesso pelo SIFV.

Tabela 18 – Excesso de geração solar fotovoltaica na unidade residencial

Quantidade de Módulos	Meses do ano												Custo anual total (R\$)
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
102 módulos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	332.618,86
150 módulos	0,03	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	341.708,90
300 módulos	1,12	1,08	1,11	1,12	1,04	1,04	1,03	0,44	0,51	0,51	0,51	0,46	370.115,29
450 módulos	2,63	2,57	2,61	2,61	2,46	2,46	2,45	1,33	1,45	1,45	1,46	1,38	398.521,67
600 módulos	4,29	4,20	4,26	4,26	4,02	4,02	4,04	2,39	2,57	2,57	2,59	2,45	426.928,06

O aumento forçado na quantidade de painéis no sistema fotovoltaico vai possibilitar a verificação da produção de energia excedente e o valor do custo anual total considerando essa instalação.

Para fins de compensação, é imperioso observar as regras da lei nº 14.300/2022, que previu, a partir da data de 07 de janeiro de 2023, a cobrança gradual de percentuais na composição da tarifa (TUSD – fio B) ao longo de alguns anos.

A partir da Tabela 19, que apresenta a quantidade de energia excedente gerada, é possível calcular o valor correspondente passível de compensação. Esse valor pode ser utilizado no autoconsumo local, remoto ou em consórcio de consumidores em um prazo de até 60 meses. A Tabela 19 a seguir apresenta os valores (em R\$) calculados a partir do excedente gerado.

Tabela 19 – Valores a serem compensados com o excedente de energia elétrica gerado.

Economia Anual total (em R\$) com Aplicação da lei nº 14.300/2022							
Ano	Atual	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Percentual TUSD Fio B (Energisa)	0%	15%	30%	45%	60%	75%	90%
Economia com a compensação em R\$							
150 módulos	49,93	45,15	40,38	35,61	30,84	26,06	21,29
300 módulos	3.555,40	3.215,52	2.875,65	2.535,87	2.195,99	1.856,11	1.516,24
450 módulos	8.865,32	8.017,85	7.170,37	6.323,14	5.475,66	4.628,19	3.780,71
600 módulos	14.856,37	13.436,18	12.015,99	10.596,22	9.176,03	7.755,84	6.335,65

Considerando um projeto que ainda será instalado, a unidade consumidora estará submetida às novas regras da lei nº 14.300/2022, que prevê na compensação, uma progressão de cobrança em percentual da TUSD fio B até o ano de 2028. Observa-se, nesse sentido, que a cobrança gradativa da TUSD fio B na tarifa de eletricidade implica na redução em 57,35% do valor da economia anual gerada pelo sistema ao longo de seis anos (sendo de cinco o período possível de compensação) e ainda uma insegurança financeira a partir do ano de 2029, tendo em vista para esse ano, a lei prevê que deverá ser feita uma nova análise de cobrança tarifária por parte da ANEEL.

Vislumbrando a possibilidade de instalação da unidade consumidora residencial na modalidade de autoconsumo remoto ou em consórcio de consumidores, é possível utilizar esse valor do excedente produzido em outra unidade consumidora, e, na ocasião da otimização de um novo sistema de multigeração de mesma titularidade, abater o valor do excedente da tarifa de eletricidade.

A Tabela 20 apresenta o resultado da otimização econômica realizada considerando uma unidade consumidora residencial de mesma titularidade, com as mesmas demandas e superestrutura, mas aplicando a compensação de energia prevista pela lei nº 14.300/2022, tendo como referência o ano de 2022 (paridade na compensação), e os valores de excesso de energia da geração fotovoltaica da unidade base que foram apresentados na Tabela 19.

Tabela 20 – Otimização econômica considerando compensação em outra unidade consumidora de mesma titularidade.

Otimização Econômica				
Quantidade de módulos instalados na unidade base				
	150	300	450	600
Quantidade de Equipamentos (Potência Individual) para unidade extra de mesma titularidade				
RDEE	1 (300kW)	1 (300kW)	1 (300kW)	1 (300kW)
CABM	1 (370kW)	1 (370kW)	1 (370kW)	1 (370kW)
CHEE	1 (60kW)	1 (60kW)	1 (60kW)	1 (60kW)
TRAR	1 (360kW)	1 (360kW)	1 (360kW)	1 (360kW)
SIFV	102 módulos (0,455kW)	100 módulos (0,455kW)	95 módulos (0,455kW)	90 módulos (0,455kW)
Fluxos de energia (MWh/ano)				
Eletricidade importada	640,90	632,74	627,64	619,55
Compra de biomassa	345,32	345,32	345,32	345,32
Custos Anuais (R\$/ano)				
Investimento em equipamentos	47.509,81	47.142,58	46.224,50	45.306,42
Manutenção e operação de equipamentos	29.574,64	29.563,12	29.534,32	29.505,52
Compra de eletricidade	228.549,85	225.642,51	223.821,51	220.939,51
Compra de biomassa	26.934,90	26.934,90	26.934,90	26.934,90
Custo Anual Total (R\$/ano)	332.568,93	329.283,11	326.515,23	322.686,35

O problema de otimização permite visualizar o ótimo econômico de outro centro consumidor considerando a compensação de créditos prevista na legislação vigente. Com os dados apresentados na Tabela 20, evidencia-se que o custo anual total do sistema de multigeração instalado em uma unidade consumidora residencial de mesma titularidade e características da unidade base com produção de excedente de eletricidade pelo SIFV é inferior devido à compensação prevista pela lei nº 14.300/2022. Observa-se que, se na unidade base se instalam 600 módulos fotovoltaicos no SIFV e a produção de energia

excedente é compensada por uma unidade de mesma titularidade e características de demanda, o custo anual total é inferior em 2,99%.

5.3.9. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da TUSD fio B no centro consumidor residencial em outros estados da federação

Essa economia referente ao modelo compensatório adotado no país para compensação do excedente de energia gerada pelo SIFV na instalação de sistemas de multigeração pode ser afetada pela tarifa de energia aplicada por cada estado da federação, tendo em vista que as tarifas mudam de estado para estado. A ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização), considerando fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado (ANEEL, 2022).

Nesse contexto, e considerando que a lei nº 14.300/2022 apresenta destaque para a aplicação de percentuais progressivos de cobrança para a TUSD fio B, com o objetivo de reparar possíveis prejuízos financeiros às concessionárias de energia, devido ao crescente número de instalações que usam a geração distribuída no Brasil, foi realizada uma análise de sensibilidade dessa variação de tarifa, considerando que o modelo implementado pode ser instalado em qualquer região do país.

A Tabela 21 abaixo apresenta os valores da economia gerada pelo excedente de eletricidade produzido para a unidade residencial, com a variação de 150 a 600 painéis instalados e considerando as tarifas de energia praticadas em capitais, contemplando, pelo menos cada uma das regiões do país. Os valores foram calculados considerando que o sistema poderia ser instalado no estado de Pernambuco (CELPE), do Pará (Equatorial-PA), em Brasília (Neoenergia – Brasília), no estado do Rio de Janeiro (LIGHT-Rio de Janeiro), São Paulo (ENEL – São Paulo) e Rio Grande do Sul (Equatorial –RS).

Tabela 21 – Resultados da economia gerada com excedente fotovoltaico para variações da TUSD fio B na unidade residencial para outros estados.

Economia Anual total (em R\$) com Aplicação da lei nº 14.300/2022							
Ano	Atual	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Percentual TUSD fio B	0%	15%	30%	45%	60%	75%	90%
Economia com a compensação em R\$ - 150 módulos							
CELPE – PE	103,01	98,23	93,44	88,65	83,87	79,08	74,30
Equatorial- PA	123,05	114,11	105,17	96,23	87,29	78,35	69,42
Neoenergia - Brasília	118,32	114,66	110,99	107,33	103,66	99,99	96,33
LIGHT-Rio de Janeiro	111,00	107,99	104,98	101,97	98,96	95,94	92,93
ENEL – São Paulo	91,91	87,26	82,61	77,96	73,31	68,65	64,00
Equatorial -RS	91,78	88,65	85,53	82,40	79,28	76,15	73,03
Economia com a compensação em R\$ - 300 módulos							
CELPE – PE	7.335,93	6.995,10	6.654,28	6.313,45	5.972,63	5.631,80	5.290,98
Equatorial- PA	8.762,63	8.126,10	7.489,57	6.853,04	6.216,51	5.579,98	4.943,45
Neoenergia - Brasília	8.426,34	8.165,27	7.904,20	7.643,14	7.382,07	7.120,30	6.859,93
LIGHT-Rio de Janeiro	7.905,014	7.690,54	7.476,07	7.261,60	7.047,13	6.832,66	6.618,20
ENEL – São Paulo	6.545,21	6.214,00	5.882,79	5.551,58	5.220,37	4.889,16	4.557,95
Equatorial -RS	6.535,93	6.313,40	6.090,87	5.868,34	5.645,81	5.423,28	5.200,75
Economia com a compensação em R\$ - 450 módulos							
CELPE – PE	18.291,99	17.442,15	16.592,31	15.742,47	14.892,63	14.042,79	13.192,95
Equatorial- PA	21.849,45	20.262,28	18.675,11	17.087,93	15.500,76	13.913,58	12.326,41
Neoenergia - Brasília	21.010,93	20.359,95	19.708,98	19.058,01	18.407,04	17.756,07	17.105,10
LIGHT-Rio de Janeiro	19.710,00	19.176,22	18.641,44	18.106,67	17.571,89	17.037,12	16.502,34
ENEL – São Paulo	16.320,34	15.494,48	14.668,62	13.842,76	13.016,89	12.191,03	11.365,17
Equatorial -RS	16.297,22	15.742,35	15.187,47	14.632,596	14.077,72	13.522,84	12.967,97
Economia com a compensação em R\$ - 600 módulos							
CELPE – PE	30.653,43	29.229,28	27.805,13	26.380,99	24.956,84	23.532,69	22.108,54
Equatorial- PA	36.614,97	33.955,21	31.295,45	28.635,69	25.975,93	23.316,16	20.656,40
Neoenergia - Brasília	35.209,78	34.118,89	33.028,01	31.937,12	30.846,23	29.755,34	28.664,45
LIGHT-Rio de Janeiro	33.031,38	32.135,21	31.239,04	30.342,87	29.446,70	28.550,53	27.654,37
ENEL – São Paulo	27.349,37	25.965,41	24.581,44	23.197,48	21.813,51	20.429,54	19.045,58
Equatorial -RS	27.310,63	26.380,78	25.450,93	24.521,08	23.591,22	22.661,37	21.731,52

A Tabela 21 apresentou os valores referentes à compensação da energia excedente gerada no centro consumidor residencial para diferentes estados utilizando os mesmos dados de demanda para o estudo de caso, mas com os dados de geração fotovoltaica específicos para cada estado. Observa-se que a taxa progressiva da TUSD fio B impacta de forma significativa nesse valor, podendo aumentar o período de retorno do investimento

nesse tipo de tecnologia. Pelos valores demonstrados, a instalação do sistema no estado do Pará é a que mais sofreria impacto no valor da compensação ao longo dos anos, com uma redução de 43,58% na economia gerada pela taxa da TUSD fio B.

5.3.10. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da Tarifa do Uso de Distribuição – TUSD fio B no centro consumidor comercial

Para a unidade consumidora comercial, o SIFV não foi instalado na configuração ótima. No entanto, para fins de análise, verificou-se que se a tarifa de eletricidade do horário fora de ponta for reajustada para valores a partir de R\$ 303,00/MWh, o sistema instala um SIFV com 600 painéis. Nesse sentido, para conseguir visualizar a produção de eletricidade excedente, forçou-se a instalação de painéis no sistema, iniciando em 600 módulos até o limite de 1.000 módulos. No entanto, sabe-se que para a instalação de 1000 módulos, seria necessária uma área de 2.200 m², podendo esse parâmetro ser considerado um fator limitante para essa instalação. A Tabela 22 apresenta os valores, em MWh, da energia elétrica excedente produzida pelo SIFV na unidade comercial.

Tabela 22 – Excesso de geração solar fotovoltaica na unidade comercial

Quantidade de Módulos	Meses do ano												Custo anual total (R\$)
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
600 módulos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	774.139,72
700 módulos	0,56	0,69	0,28	0,21	0,46	0,41	1,25	0,59	0,69	0,06	0,25	0,00	793.077,31
800 módulos	1,14	1,19	0,62	0,58	1,01	1,05	2,02	1,04	1,18	0,23	0,51	0,00	812.014,90
900 módulos	1,89	1,77	1,10	1,13	1,65	1,8	2,92	1,60	1,80	0,58	0,80	0,09	830.952,49
1000 módulos	2,72	2,46	1,74	1,77	2,36	2,66	3,90	2,20	2,46	0,98	1,15	0,29	849.890,08

A unidade consumidora comercial foi classificada como grupo A, pertencente ao subgrupo A4 e enquadrada no grupo tarifário horossazonal verde. Nesse sentido e, considerando a legislação vigente, o valor correspondente ao excedente produzido na instalação foi calculado considerando a tarifa de R\$ 77,88, que é a praticada no período fora de ponta, já que corresponde, inclusive, à tarifa do período em que o sistema está produzindo energia.

A compensação do excedente para unidades de grupo A pode ser realizada no mesmo posto tarifário da geração ou em postos tarifários distintos do que foi gerado,

obedecendo aos pressupostos de composição tarifária previstos na lei nº 14.300/2022 e demais orientações da ANEEL.

A Tabela 23 apresenta os valores, em R\$, do montante a ser compensado, considerando a aplicação progressiva na cobrança do percentual da TUSD fio B, pelo excedente gerado na unidade consumidora comercial.

Tabela 23 – Valores a serem compensados com o excedente de energia elétrica gerado.

Economia Anual total (em R\$) com Aplicação da lei nº 14.300/2022							
Ano	Atual	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Percentual TUSD fio B (Energisa)	0%	15%	30%	45%	60%	75%	90%
Economia com a compensação em R\$							
700 módulos	1.945,88	1.759,86	1.573,85	1.387,88	1.201,87	1.015,85	829,84
800 módulos	3.770,16	3.409,75	3.049,34	2.689,04	2.328,63	1.968,23	1.607,82
900 módulos	6.105,12	5.521,51	4.937,89	4.354,44	3.770,83	3.187,21	2.603,59
1000 módulos	8.809,81	7.967,64	7.125,47	6.283,54	5.441,37	4.599,20	3.757,03

Assim como na análise realizada para a unidade residencial, vislumbrando a possibilidade de instalação da unidade consumidora comercial na modalidade de autoconsumo remoto ou em consórcio de consumidores, é possível utilizar esse valor do excedente produzido em outra unidade consumidora, e, na ocasião da otimização de um novo sistema de multigeração de mesma titularidade, abater o valor do excedente da tarifa de eletricidade.

A Tabela 24 apresenta o resultado da otimização econômica realizada considerando uma unidade consumidora residencial de mesma titularidade, com as mesmas demandas e superestrutura, mas aplicando a compensação de energia prevista pela lei nº 14.300/2022, tendo como referência o ano de 2022 (paridade na compensação), e os valores de excesso de energia da geração fotovoltaica da unidade base que foram apresentados na Tabela 18.

Tabela 24 – Otimização econômica considerando compensação em outra unidade consumidora de mesma titularidade.

Otimização Econômica				
Quantidade de módulos instalados na unidade base				
	700	800	900	1000
Quantidade de Equipamentos (Potência Individual) para unidade extra de mesma titularidade				
RDEE	3 (300kW)	3 (300kW)	3 (300kW)	3 (300kW)
CABM	1 (370kW)	1 (370kW)	1 (370kW)	1 (370kW)
CABMV	1 (320kW)	1 (320kW)	1 (320kW)	1 (320kW)
CHEE	2 (60kW)	2 (60kW)	2 (60kW)	2 (60kW)
TRAR	2 (360kW)	2 (360kW)	2 (360kW)	2 (360kW)
TCVA	1 (400kW)	1 (400kW)	1 (400kW)	1 (400kW)
Fluxos de energia (MWh/ano)				
Eletricidade importada	5.009,56	5.004,35	4.997,66	4.991,70
Compra de biomassa	2.659,67	2.659,67	2.659,67	2.659,67
Excedente de eletricidade				
Custos Anuais (R\$/ano)				
Investimento em equipamentos	79.339,65	79.339,65	79.339,65	79.339,65
Manutenção e operação de equipamentos	69.631,43	69.631,43	69.608,53	69.539,83
Compra de eletricidade	390.144,50	389.738,50	389.217,50	388.753,50
Compra de biomassa	207.454,50	207.454,50	207.454,50	207.454,50
Custo Anual Total (R\$/ano)	746.570,08	746.164,08	745.620,18	745.087,48

O problema de otimização permite visualizar o ótimo econômico de outro centro consumidor considerando a compensação de créditos prevista na legislação vigente. Com os dados apresentados na Tabela 24, evidencia-se que o custo anual total do sistema de multigeração instalado em uma unidade consumidora residencial de mesma titularidade e características da unidade base com produção de excedente de eletricidade pelo SIFV é inferior devido à compensação prevista pela lei nº 14.300/2022. Observa-se que, se na unidade base se instalam 1000 módulos fotovoltaicos no SIFV e a produção de energia excedente é compensada por uma unidade de mesma titularidade e características de demanda, o custo anual total é inferior em 0,27%.

5.3.11. Marco regulatório – Aplicação da Lei nº 14.300/2022 - Impacto da TUSD fio B no centro consumidor comercial em outros estados da federação

Assim como no centro residencial, para o centro comercial realizou-se uma análise do montante previsto para compensação para verificar o valor dessa economia caso o sistema seja instalado em outros estados da federação, tendo em vista que a tarifa de eletricidade varia de estado para estado brasileiro. Os valores foram calculados considerando que o sistema poderia ser instalado no estado de Pernambuco (CELPE), do Pará (Equatorial- PA), em Brasília (Neoenergia – Brasília), no estado do Rio de Janeiro (LIGHT-Rio de Janeiro), São Paulo (ENEL – São Paulo) e Rio Grande do Sul (Equatorial –RS) e apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Resultados da economia gerada com excedente fotovoltaico para variações da TUSD fio B na unidade comercial para outros estados.

Economia Anual total (em R\$) com Aplicação da lei nº 14.300/2022							
Ano	Atual	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Percentual TUSD fio B	0%	15%	30%	45%	60%	75%	90%
Economia com a compensação em R\$ - 700 módulos							
CELPE – PE	220,72	211,65	202,58	193,51	184,44	175,37	166,31
Equatorial- PA	178,16	156,10	134,04	111,98	89,92	67,87	45,81
Neoenergia - Brasília	262,24	258,62	254,99	251,37	247,74	244,11	240,49
LIGHT-Rio de Janeiro	265,03	249,25	233,48	217,71	201,94	186,17	170,39
ENEL – São Paulo	135,60	126,00	116,39	106,79	97,19	87,59	135,60
Equatorial -RS	216,68	205,05	193,42	181,79	170,16	158,53	146,90
Economia com a compensação em R\$ - 800 módulos							
CELPE – PE	427,65	410,07	392,50	374,93	357,36	339,79	322,22
Equatorial- PA	345,18	302,44	259,71	216,97	174,23	131,49	88,75
Neoenergia - Brasília	508,10	501,08	494,05	487,02	480,00	472,97	465,95
LIGHT-Rio de Janeiro	513,49	482,93	452,37	421,82	391,26	360,70	330,14
ENEL – São Paulo	262,72	244,12	225,52	206,91	188,31	169,71	262,72
Equatorial -RS	419,82	397,29	374,75	352,22	329,68	307,15	284,61
Economia com a compensação em R\$ - 900 módulos							
CELPE – PE	692,50	664,05	635,59	607,14	578,69	550,23	521,78
Equatorial- PA	558,96	489,76	420,55	351,34	282,14	212,93	143,72
Neoenergia - Brasília	822,78	811,41	800,03	788,65	777,28	765,90	754,53
LIGHT-Rio de Janeiro	831,51	782,03	732,54	683,06	633,57	584,09	534,60
ENEL – São Paulo	425,43	395,31	365,18	335,06	304,94	274,82	425,43

Equatorial -RS	679,83	643,34	606,85	570,36	533,87	497,38	460,88
Economia com a compensação em R\$ - 1000 módulos							
CELPE – PE	999,29	958,23	917,17	876,11	835,06	794,00	752,94
Equatorial- PA	806,60	706,73	606,86	506,99	407,13	307,26	207,39
Neoenergia - Brasília	1.187,29	1.170,87	1.154,46	1.138,04	1.121,63	1.105,21	1.088,79
LIGHT-Rio de Janeiro	1.199,89	1.128,48	1.057,07	985,67	914,26	842,85	771,44
ENEL – São Paulo	613,90	570,43	526,97	483,50	440,03	396,57	613,90
Equatorial -RS	981,01	928,35	875,69	823,04	770,38	717,72	665,06

Para os consumidores do grupo A com tarifa horossazonal, existe a TUSD fio B tanto para a composição da tarifa do horário de ponta quanto para a do horário fora de ponta. Os valores apresentados na Tabela 25 foram calculados considerando a TUSD fio B para o horário fora de ponta, já que este foi o horário da tarifa considerada nos cálculos a partir do excedente de energia produzido.

Observa-se que a taxaço progressiva da TUSD fio B impacta de forma significativa nesse valor, podendo aumentar o período de retorno do investimento nesse tipo de tecnologia. Pelos valores demonstrados, assim como na unidade residencial, para a comercial, o sistema instalado no estado do Pará seria o que mais sofreria impacto no valor da compensa  o ao longo dos anos, com uma redu  o de 74,29% na economia gerada pela taxaço da TUSD fio B.

CAPÍTULO VI-

CONCLUSÃO

O consumo energético dos setores residencial e comercial tem uma expressiva participação na demanda energética mundial, e no Brasil, a demanda nessas áreas apresenta uma tendência de crescimento ao longo dos próximos anos. Nesse sentido, é importante a busca por soluções de suprimento energético que visem a utilização de múltiplos recursos, com a finalidade de reduzir custos, descentralizar o fornecimento, aumentar a confiabilidade e empoderar o consumidor, a fim de colocá-lo no centro da análise e tomada de decisão.

No processo da transição energética, apesar de o Brasil encontrar-se com uma matriz energética favorável em relação aos demais países do mundo, devido à disponibilidade abrangente de recursos renováveis, as políticas públicas têm buscado incentivar o uso de fontes mais descarbonizadas seguindo uma tendência mundial. Alguns pilares que norteiam essa transição são: a sustentabilidade da expansão, incentivos à eficiência e a busca pelo mínimo custo global (CCEE, 2022). Diante desse contexto, os sistemas de multigeração surgiram para possibilitar uma solução versátil, eficiente e econômica de atendimento às demandas de centros consumidores diversos.

Alguns desafios surgem na busca pela melhor forma de utilizar esses sistemas. Além da busca pela otimização, a democratização e a forma inteligente de trabalhar com os dados, diante da sua complexidade, são parâmetros importantes que precisam ser observados.

O trabalho aqui proposto buscou apresentar uma forma para a síntese e análise de projetos de sistemas de multigeração em unidades consumidoras residenciais e comerciais típicas, que fosse flexível, possibilitando a otimização dos recursos e minimizando o custo total. O estudo considerou ainda a introdução de energias renováveis como fonte e de equipamentos não convencionais e a mobilidade elétrica como uma das demandas de um

dos centros consumidores objeto do estudo de caso. A aplicação do modelo regulatório vigente no Brasil ao excedente de energia elétrica produzido foi outro ponto analisado.

Por meio da realização de uma pesquisa bibliográfica e levantamento do estado da arte, foi possível observar as contribuições dos trabalhos já desenvolvidos sobre sistemas de multigeração em unidades residenciais e comerciais. Com embasamento teórico necessário, foi possível caracterizar os centros consumidores para o estudo de caso, determinando suas demandas energéticas. Os perfis de demanda foram estabelecidos de forma mensal, diária e hora a hora para cada utilidade energética, considerando os dias representativos. Para atender a essas demandas, uma superestrutura foi construída para representar todas as opções possíveis de tecnologias e utilidades, tanto para o centro residencial como para o comercial. O algoritmo de otimização baseado em PLIM, implementado em C++ e utilizando o solver CPLEX determinou a combinação ótima de equipamentos e conexões dentro da superestrutura, utilizando a função objetivo de minimização do custo total anual, na qual inclui os custos fixos e variáveis. Um sistema de referência foi apresentado para fins de análise e melhor compreensão dos resultados.

Para o sistema implementado na unidade consumidora residencial, o resultado da otimização do sistema de multigeração para atender as demandas de eletricidade, água quente e refrigeração utilizou a rede elétrica convencional, 102 módulos fotovoltaicos, uma caldeira a biomassa e um *chiller* mecânico, respectivamente. O sistema ótimo apresentou uma redução de 27,02% no custo anual total quando comparado com o sistema de referência, porém com investimento inicial 41,69% maior. Importou-se 22,27% menos eletricidade da rede com o aproveitamento interno da eletricidade gerada pelo SIFV para consumo dos equipamentos e atendimento da demanda. O custo mensal da configuração ótima e a disposição horária dos equipamentos também puderam ser observados, auxiliando na tomada de decisão.

Na unidade consumidora comercial, o resultado da otimização do sistema de multigeração para atender as demandas de eletricidade, água quente, vapor e refrigeração utilizou a rede elétrica convencional, duas caldeiras a biomassa, sendo uma para produção de água quente e outra para produção de vapor, um trocador de calor vapor-água quente e dois *chillers* mecânicos. O sistema ótimo apresentou uma redução de 19,38% no custo anual total quando comparado com o sistema de referência e importou-se 48,37% menos eletricidade da rede com a utilização das caldeiras à biomassa. O custo mensal da

configuração ótima e a disposição horária dos equipamentos também puderam ser observados, auxiliando na tomada de decisão.

Foram realizadas análises de sensibilidade do sistema para avaliar a resiliência desses resultados diante de algumas incertezas e influências externas. Nesse sentido variaram-se as tarifas de eletricidade, o preço da biomassa, gás natural e diesel. Alteraram-se também as demandas de eletricidade, no horizonte de 10 anos, de acordo com o plano decenal elaborado pela EPE e promoveu-se a retirada de uma das tecnologias simulando uma parada para manutenção. Para análise da aplicação da legislação pertinente diante da produção de excedente de eletricidade, forçou-se a instalação de painéis solares para verificar como a taxa da TUSD fio B interfere na economia gerada com a produção desse excedente. Adicionalmente, foi considerada uma unidade consumidora de mesmo perfil para avaliação da compensação desse excedente em um novo problema de otimização utilizando um sistema de multigeração.

Para o centro consumidor residencial observou-se que o resultado apresentado com aumento no valor da tarifa de eletricidade de -20% a +20%, considerando um intervalo de 5% da tarifa base, instalou mais painéis fotovoltaicos a partir da tarifa de R\$ 374,44/MWh, para compensar o aumento na tarifa. O sistema para a unidade residencial é pouco sensível à variação do preço da biomassa no intervalo de valores considerado na análise, só alterando a configuração para instalação de um SITS a partir do valor de R\$ 225,00/MWh do preço dessa utilidade. Os reajustes nos preços do gás natural e do diesel não tiveram influência na configuração ótima base. O aumento gradual e linear da demanda de eletricidade na unidade residencial, considerando o percentual previsto no plano decenal de expansão de energia com previsão até o ano de 2032, e sem considerar alteração nos demais parâmetros, não alterou significativamente a configuração de equipamentos para a demanda base, mas provocou um aumento de 21,27% no custo anual total do sistema (em 2032), sendo este, devido à instalação de painéis fotovoltaicos complementares no SIFV, para suprir a demanda adicional. A ausência da CABM para produção de água quente modificou de forma considerável a configuração ótima base e, identificou a necessidade de instalação de uma caldeira à eletricidade, um *chiller* de absorção de duplo efeito e 70 coletores solares para suprir a demanda de água quente. Nessa configuração, o custo anual aumenta em 13,65%.

As mesmas análises foram feitas para a unidade comercial. Com a variação da tarifa de eletricidade observou-se que não houve alteração nos tipos e quantidades de

equipamentos do sistema em relação à disposição ótima para as tarifas base, verificando-se apenas a alteração linear do custo anual total em função dos ajustes realizados. Os reajustes nos preços do gás natural e do diesel não tiveram influência na configuração ótima base e a variação no preço da biomassa em +10% altera a configuração para instalação do SITS. Para o centro comercial observou-se que a variação da demanda no percentual previsto pelos estudos da EPE até o ano de 2032 não alterou significativamente a configuração apresentada para o ótimo com a tarifa base, sendo esse aumento da demanda suprido pela rede elétrica convencional com aumento de um transformador a partir do ano de 2024. O resultado da simulação com a retirada da CABM para produção de água quente da configuração ótima/base sugeriu a instalação de uma caldeira a gás-natural para produção de vapor e de mais uma caldeira a biomassa para suprir as demandas de vapor. Um trocador de calor (vapor-água quente) também foi acrescentado, além da instalação de um sistema termossolar com 34 coletores solares. O custo anual total para essa configuração aumentaria em 1,86 % nesse caso.

Para a análise e aplicação da lei nº 14.300/2022 forçou-se a instalação de mais painéis ao SIFV para verificar a produção do excedente e a forma de compensação. Para essa análise, o modelo implementado permite a verificação do excedente produzido e, a partir das tarifas correspondentes, é calculada a economia produzida de acordo com a quantidade de painéis instalados e observada a taxação prevista para a TUSD fio B ao longo dos próximos seis anos. É importante observar essa aplicação, pois a instalação de SIFV com produção de excedentes permite a compensação não só pela própria unidade geradora no período de 60 meses como também em outras unidades consumidoras de mesma titularidade ou grupo de consumo (consórcio, condomínio, por exemplo) pelo mesmo período. Na compensação do excedente por outras unidades, observou-se a redução do custo anual total.

Na aplicação das regras de compensação para as unidades consumidoras objeto deste estudo observou-se que a taxação progressiva da TUSD fio B terá impacto significativo na economia gerada principalmente nas instalações no estado do Pará com redução de 43,58% para a unidade residencial e de 74,29% na unidade comercial.

É importante analisar impacto da aplicação da lei nº 14.300/2022 nas instalações de multigeração tendo em vista que a taxação da TUSD fio B pode se apresentar como fator limitante para a instalação do SIFV no sistema. Por outro lado, o excedente produzido em uma instalação, pode ser utilizado como crédito em outra, podendo assim, ser atrativo para

instalação do SIFV em sistemas de multigeração em outros locais consumidores de mesma titularidade.

A síntese e otimização do sistema energético de multigeração para os centros consumidores residencial e comercial analisados neste estudo alcançou uma redução significativa no custo total do sistema, possibilitando a inserção de outras tecnologias com recursos renováveis para atendimento das demandas apresentadas. O modelo implementado permitiu a realização de diversas análises e foi possível verificar de forma imediata a facilidade e flexibilidade do sistema implementado, com simulações dinâmicas e de resultados rápidos (inserir e retirar equipamentos e utilidades e, ainda, alterar os parâmetros para análise de forma fácil e amigável), potencializando a utilização e dando mais autonomia aos usuários finais, disseminando ainda esse tipo de sistema para outros centros de consumo.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Prever tecnologias que utilizem armazenamento térmico e elétrico na superestrutura;
- Programar o sistema de multigeração utilizando os critérios de engenharia econômica para análise de viabilidade do estudo compensatório previsto na lei nº 14.300/2022 para análise de *payback* e taxa interna de retorno.
- Criar uma interface do sistema para facilitar ainda mais a utilização pelo usuário final;
- Ampliar o estudo com metodologia para otimização ambiental, através da ACV (Análise de Ciclo de Vida) de equipamentos e utilidades.

CAPÍTULO VII

REFERÊNCIAS

ABNT. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**, Rio de Janeiro, 2004.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 16724 : Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**, Rio de Janeiro, 6 Abril 2014.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 15569: Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto — Requisitos de projeto e instalação**, Rio de Janeiro, 29 jun. 2021.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 17003 : Sistemas solares térmicos e seus componentes - Coletores solares - Requisitos gerais e métodos de ensaio**, Rio de Janeiro, 26 Outubro 2021.

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Tarifas de Energia**, 2023. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 6 Janeiro 2023.

AGROTAMA. **Agrotama**, 2020. Disponível em: <<https://www.agrotama.com.br/produtos/gerador-de-energia-a-diesel-trifasico-165kva->>>. Acesso em: 24 Outubro 2020.

ALFA ENGENHARIA. **Trocadores de Calor a Placas AlfaNova**, 2022. Disponível em: <Trocadores de Calor a Placas AlfaNova>. Acesso em: 7 Dezembro 2022.

ALGIERI, Angelo et al. The optimal design, synthesis and operation of polygeneration energy systems: Balancing life cycle environmental and economic priorities. **Energy Conversion and Management**, 243, 2021. 19.

ALPINA. **Alpina Equipamentos**, 2022. Disponível em: <<https://www.alpinaequipamentos.com.br/produto/torres-de-resfriamento-de-agua/serie-tsi/11>>. Acesso em: 14 Outubro 2022.

AND. **Associação Nacional dos DETRANS**, 2019. Disponível em: <<http://www.and.org.br/brasil-ja-tem-1-carro-a-cada-4-habitantes-diz-denatran/>>. Acesso em: 14 Setembro 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**, 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 Agosto 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Consumidores pagarão até R\$ 125 bilhões nas tarifas de energia com a ampliação do rol de beneficiários e a postergação em mais 6 meses da gratuidade para uso da rede de distribuição pelas instalações de geração distribuída**, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/consumidores-pagacao-ate-r-125-bilhoes-nas-tarifas-de-energia-com-a-ampliacao-do-rol-de-beneficiarios-e-a-postergacao-em-mais-6-meses-da-gratuidade-para-uso-da-rede-de-distribuicao-pelas-instalacoes-de>>. Acesso em: 28 Dezembro 2022.

ARAÚJO, D. M. M. **Contribuição metodológica para o diagnóstico exergético de sistemas térmicos e elétricos - estudo de caso no Hospital Universitário Lauro Wanderley**. Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa. 2004.

ARENALES, Marcos et al. **Pesquisa Operacional**. 1º Edição. ed.

BAZIEWICZ, Carolina M. et al. Comparação de Desempenho e Usabilidade entre os softwares comerciais de otimização e o método dual para o problema clássico do transporte. **Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha**, 2013.

BELFIORE, Patrícia; FÁVERO, Luiz P. **Pesquisa operacional: para cursos de engenharia**.

BIEGLER, Lorenz T.; GROSSMANN, Ignacio E. Retrospective on Optimization. **25th Year Issue on Computers and Chemical Engineering**, 28, 2004. 1169-1218.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **PL 2703/2022**, 2022. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2336484>>. Acesso em: 29 Dezembro 2022.

BRASIL. Imprensa Nacional. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**, 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 7 Dezembro 2022.

CAIXA. **Downloads**, 2022. Disponível em:
<https://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria_652>. Acesso em: 7
Dezembro 2022.

CALISE, Francesco et al. Simulation of polygeneration systems. **Energy**, 159,
Setembro 2018. 290-337.

CAMPARIN, H. R. et al. Avaliação da eficiência de uma célula a combustível
estacionária de ácido fosfórico. **Química Nova**, 30, 2007. 7.

CANAL ENERGIA. **Política/Regulação**, 2023. Disponível em:
<<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53230800/tarifa-de-energia-deve-aumentar-56-em-media-em-2023#:~:text=A%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20Energia,Boletim%20Focus%20do%20Banco%20Central>>. Acesso em: 5 Janeiro 2023.

CAPSTONE. **Capstone Green Energy**, 2022. Disponível em:
<<https://www.capstonegreenenergy.com/>>. Acesso em: 22 Agosto 2022.

CARRIER. **Carrier Chiller**, 2022. Disponível em:
<<https://carrierdobrasil.com.br/blog/category/comercial/chiller/>>. Acesso em: 20 Outubro
2022.

CARVALHO, Monica. **Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector**. Universidad de Zaragoza. Zaragoza, p. 290. 2011.

CARVALHO, Monica et al. Synthesis of trigeneration systems: sensitivity analyses and resilience. **The Scientific World Journal**, Dezembro 2013.

CARVALHO, Monica; MILLAR, Dean L. Concept Development of Optimal Mine Site Energy Supply. **energies**, 5, Novembro 2012. 4726-4745.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Estudos Especiais**, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/estudos-especiais>>. Acesso em: 12 Janeiro 2023.

CGEE. Centro de Gestão de Estudos Estratégicos. **Grande Impulso Energia (Energy Big Push)**, 2019. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/projetos/-/asset_publisher/W0hI4ElAHtL5/content/projeto-grande-impulso-energia-energy-big-push-?inheritRedirect=false>. Acesso em: 07 Dezembro 2022.

CLIMATICUS 4.2. FAUUSP Faculdade de Arquitetura e Urbanismo-Universidade de São Paulo. **Laboratórios**, 2005. Disponível em: <<https://www.fau.usp.br/pesquisa->

novo/laboratorios-de-pesquisa/labaut/software-deconforto>. Acesso em: 29 Novembro 2020.

COLIN, C. E. **Pesquisa Operacional**: 170 aplicações em estratégia, finanças, logística, produção, marketing e vendas. 2º Edição. ed.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. **Norma Técnica NTC 902210 - Fornecimento de Energia**: Estações de Recarga de Veículo Elétrico, 2022. Disponível em:

<[https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/EEACEDD63BC449AA8325848F006EA283/\\$FILE/NTC%20902210%20Sistemas%20de%20recarga%20de%20VE.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/EEACEDD63BC449AA8325848F006EA283/$FILE/NTC%20902210%20Sistemas%20de%20recarga%20de%20VE.pdf)> . Acesso em: 02 Fevereiro 2023.

CRESESB. CEPEL. **Publicações - Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, 2014. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 09 Agosto 2022.

DELGADO, Danielle B. D. M. **Otimização econômica e ambiental de um sistema de poligeração incluindo energia solar fotovoltaica e biomassa: estudo de caso em um hospital paraibano**. Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, p. 177. 2015.

DELGADO, Danielle B. D. M. et al. Analysis of biomass-fired boilers in a polygeneration system for a hospital. **Frontiers in Management Research**, 2, n. 1, 2018.

DIRECT INDUSTRY. Direct Industry, 2023. Disponível em: <<https://www.directindustry.com/pt/prod/cat/product-26209-1554653.html>>. Acesso em: 09 jan. 2023.

EASTICK, Jeff. **Optimization of Small Modular Nuclear Reactor Integration at a Remote Mine Site in Canada**. Laurentian University. Ontário, p. 105. 2020.

ECAL. **Ecal Caldeiras e Aquecedores**, 2022. Disponível em: <<https://www.ecal.com.br/categorias/caldeiras-horizontais>>. Acesso em: 24 Outubro 2022.

ELETRU. **ELETRU Materiais Elétricos**, 2023. Disponível em: <<https://www.eletru.com.br/transformador-trifasico-300-kva-weg>>. Acesso em: 02 Fevereiro 2023.

ENERGISA. **Normas Técnicas**: Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, 2018. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20006%20-%20Crit%C3%A9rios%20B%C3%A1sicos%20para%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20>>

de%20Projetos%20de%20Redes%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20A%C3%A9reas%20Urbanas%20V5%20-%20R7.pdf>. Acesso em: 02 Fevereiro 2023.

ENERGISA. **Tipos de tarifas**, 13 Janeiro 2023. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em: 13 Janeiro 2023.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>>. Acesso em: 23 Agosto 2022.

ERBS, G. D.; KIEIN, A. S.; BECKMAN, A. W. Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures. **ASHARE Journal**, 25, 1983. 60-65.

FERRAMENTAS, Coliseu. Coliseu ferramentas. **Coliseu ferramentas**, 17 ago. 2022. Disponível em: <https://www.coliseuferramentas.com.br/kit-solar-bosch-boiler-alta-pressao-mkp600a-600l-3-coletor-placa-mc2000-tf20?utm_source=Site&utm_medium=GoogleMerchant&utm_campaign=GoogleMerchant&srltid=AdGWZVSlydbsojWZvEu0XWRd4HBsSyi8bMuLIRTeG9XLevVJvEtwbcG8bG4>. Acesso em: 17 Agosto 2022.

FRANGOPOULOS, Christos A. Recent developments and trends in optimization of energy systems. **Energy**, 164, Dezembro 2018. 1011-1020.

FRANGOPOULOS, Christos A.; SPAKOVSKY, Michael R. V.; SCIUBBA, Enrico. A Brief Review of Methods for the Design and Synthesis Optimization of Energy Systems. **Int.J. Applied Thermodynamics**, 5, Dezembro 2002. 151-160.

GARCIA, Yimy; DIAZ, O.; GUZMAN, R. Design and optimization of pv/diesel hybrid power system in a hotel. **International Journal of Energy Production and Management**, 2, n. 1, Janeiro 2017. 52-59.

GENERAC. **GENERAC Industrial Power**, 2022. Disponível em: <<https://www.generac.com/Industrial/products/gaseous-generators/standard/commercial-series-150kw-gaseous-generator>>. Acesso em: 20 Agosto 2022.

GEROGIORGIS, Dimitrios I.; LIU, Pei; PISTIKOPOULOS, Efstratios N. Modeling and optimization of polygeneration energy systems. **Catalysis Today**, 10 Agosto 2007. 347-359.

GONG, J.; YOU, F. Sustainable design and synthesis of energy systems. **Current Opinion In Chemical Engineering**, 10, Novembro 2015. 77-86.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**, 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal_14.03.22.pptx-1.pdf>. Acesso em: 20 Novembro 2022.

IBM. **ILOG CPLEX Optimization Studio documentação**, 2023. Disponível em: <<https://www.ibm.com/docs/pt-br/icos>>. Acesso em: 24 Janeiro 2023.

IEA. International Energy Agency. **Buildings: A source of enormous untapped efficiency potential**, 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/buildings>>. Acesso em: 09 Novembro 2022.

INMET. Instituto Nacional de Metereologia. **INMET**, 04 ago. 2022. Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br/#>>. Acesso em: 04 ago. 2022.

INMETRO. **INMETRO**, 02 ago. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/inmetro/pt-br/assuntos/avaliacao-da-conformidade/programa-brasileiro-de-etiquetagem/tabelas-de-eficiencia-energetica/equipamentos-de-aquecimento-solar-de-agua>>. Acesso em: 02 ago. 2022.

JANA, Kuntal et al. Polygeneration as a future sustainable energy solution – A comprehensive review. **Applied Energy**, 202, 15 Setembro 2017. 88-111.

KOFLER, René; CLAUSEN, Lasse R. Wheat straw based polygeneration systems integrating the electricity, heating and transport sector. **Smart Energy**, 2, 30 Março 2021. 12.

LAMBERT, T.; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. Micropower System Modeling with Homer. **Integration of Alternative Sources of Energy**, 2006. 379–418.

LI, Zheng et al. An engineering approach to the optimal design of distributed energy systems in China. **Applied Thermal Engineering**, 53, 2013. 387-396.

MAZZONI, Stefano et al. The Adoption of a Planning Tool Software Platform for Optimized Polygeneration Design and Operation - a District Cooling Application in South-East Asia. **Applied Thermal Engineering**, 2021. 31.

MELO, Filipe M. D. **Síntese e otimização de um sistema energético para um edifício do setor residencial em João Pessoa-PB**. [S.l.]. 2017.

MERCADO LIVRE. **Mercado Livre**, 2022. Disponível em:
<https://lista.mercadolivre.com.br/chiller-carrier-160tr-30hrp_Desde_51_NoIndex_True>.
Acesso em: 10 Novembro 2022.

MINHA CASA SOLAR. **Minha Casa Solar**, 2022. Disponível em:
<<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-455w-monocristalino-halfcell-canadian-solar-cs3w-455ms-81354>>. Acesso em: 22 ago. 2022.

MOHAMMADI, Mohammad; MOHAMMADI, Hesam. Optimization of the micro combined heat and power systems considering objective functions, components and operation strategies by an integrated approach. **Energy Conversion and Management**, 208, 2020. 17.

MURUGAN, S.; HORÁK, Bohumil. Tri and polygeneration systems-A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 1032-1051.

NEPOTE, H. M.; MONTEIRO, U. I.; HARDY, E. Association between operational indices and occupation rates of a general surgery center, Latino-Am. **Enfermagem [online] Journal**, 17, 2009.

OLIVEIRA, E. M.; FELTRIN, P. A.; CANDIAN, F. J. Investigation of the Relationship between Load and Loss Factors for a Brazilian Electric Utility. **IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**, 2006.

PBGÁS. **Companhia Paraibana de Gás**, 2022. Disponível em:
<<https://pbgas.com.br/tarifas/>>. Acesso em: 13 Novembro 2022.

PINA, Eduardo A. **Thermoeconomic and environmental synthesis and optimization of polygeneration systems supported with renewable energies and thermal energy storage applied to the residential-commercial sector**. Universidad de Zaragoza, Zaragoza. Zaragoza. 2019.

PINA, Eduardo A. et al. Tackling thermal integration in the synthesis of polygeneration systems for buildings. **Applied Energy**, 269, 1 Julho 2020. 115-137.

PINA, Eduardo A.; LOZANO, Miguel A.; SERRA, Luis M. Assessing the influence of legal constraints on the integration of renewable energy technologies in polygeneration systems for buildings. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 149, 2021. 20.

PINTO, Edwin S.; SERRA, Luis M.; LÁZARO, Ana. Energy communities approach applied to optimize polygeneration systems in residential buildings: Case study in Zaragoza, Spain. **Sustainable Cities and Society**, 82, 2022. 17.

PISTIKOPOULOS, Efstratios N.; LIU, Pei; LI, Zheng. A Multi-Objective Optimization Approach to Polygeneration Energy Systems Design. **Process Systems Engineering**, 1 Outubro 2009. 17.

PLOSKAS, Nikolaos; SAMARAS, Nikolaos. GPU Accelerated Pivoting Rules for the Simplex Algorithm. **Journal of Systems and Software**, 96, Outubro 2014. 1-9.

PROCON. PROCON. **Procon Paraíba**, 2022. Disponível em: <<https://procon.pb.gov.br/pesquisas>>. Acesso em: 10 Dezembro 2022.

RIVAROLO, M.; GRECO, A.; MASSARDO, A. F. Thermo-economic optimization of the impact of renewable generators on poly-generation smart-grids including hot thermal storage. **Energy Conversion and Management**, 2013. 75-83.

ROMERO, Alberto. **Optimal Design and Control of Mine Site Energy Supply Systems**. Laurentian University. Ontario, p. 484. 2016.

ROMERO, Alberto; CARVALHO, Monica; MILLAR, L. D. Application of a polygeneration optimization technique for a hospital in northern Ontario. **Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering**, 38, 2014. 45.

RONG, Aiyong; LAHDELMA, Risto. Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 363-372.

RONG, Aiyong; SU, Yan. Polygeneration Systems in Buildings: A Survey on Optimization Approaches. **Energy and Buildings**, 2017. 52.

SERRA, Luis et al. Polygeneration and Efficient Use of Natural Resources. **Energy**, 34, Maio 2009. 575-586.

SHANG, Zhigang; KOKOSSIS, Antonis. A systematic approach to the synthesis and design of flexible utility systems. **Chemical Engineering Science**, 60, Agosto 2005. 4431-4451.

SIOSHANSI, Ramteen; CONEJO, Antonio J. **Optimization in Engineering: Models and Algorithms**. 1ª Edição. ed.

WECO. **Weco Caldeira para água quente**, 2022. Disponível em: <<https://weco.ind.br/site/principal/produto.asp?codConteudo=267>>. Acesso em: 13 Outubro 2022.

YORK. **YORK Chillers**, 2022. Disponível em: <<https://yorkaircon.com.br/tipos-produtos/chillers/>>. Acesso em: 7 Novembro 2022.