



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

FILIPPI MACIEL DE MELO

**AVALIAÇÃO FINANCEIRA E AMBIENTAL DE SISTEMAS DE UTILIDADES
ENERGÉTICAS: otimização de Sistemas CCHP Híbridos**

Recife
2022

FILIPPI MACIEL DE MELO

**AVALIAÇÃO FINANCEIRA E AMBIENTAL DE SISTEMAS DE UTILIDADES
ENERGÉTICAS: otimização de Sistemas CCHP Híbridos**

Tese apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Energia.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Santana Magnani.

Coorientadora: Profa. Dra. Monica Carvalho.

Recife

2022

Catálogo na fonte:
Bibliotecária Sandra Maria Neri Santiago, CRB-4 / 1267

M522a Melo, Filipi Maciel de.
Avaliação financeira e ambiental de sistemas de utilidades energéticas:
otimização de Sistemas CCHP Híbridos / Filipi Maciel de Melo. – 2022.
111 f.: il., figs., tabs., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Santana Magnani.
Coorientadora: Profa. Dra. Monica Carvalho.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Recife, 2022.
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia mecânica. 2. Otimização. 3. Multiobjetivo. 4. Sistema de utilidade. 5. Energia renovável. I. Magnani, Fabio Santana (Orientador). II. Carvalho, Monica (Coorientadora). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2022-219

FILIPY MACIEL DE MELO

**AVALIAÇÃO FINANCEIRA E AMBIENTAL DE SISTEMAS DE UTILIDADES
ENERGÉTICAS: otimização de Sistemas CCHP Híbridos**

Tese apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Energia.

Aprovada em: 27/04/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fabio Santana Magnani (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Profa. Dra. Monica Carvalho (Coorientadora)
Universidade Federal de Paraíba

Prof. Dr. Darlan Karlo Elisiário de Carvalho (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Paulo Romero Martins Maciel (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Profa. Dra. Maria Luiza Grillo Renó (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Itajubá

Prof. Dr. Edson Bazzo (Examinador Externo)
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da UFPE e a CAPES pela contribuição recebida para o desenvolvimento desta tese. Na mesma medida, agradecer ao meu orientador e a minha coorientadora, o Prof. Dr. Fabio Santana Magnani e a Prof^a. Dra. Monica Carvalho, por todos os ensinamentos sobre academia, engenharia, programação, docência, disciplina, organização e tantos outros conhecimentos e competências que foram adquiridas durante esses quatro anos, que foram importantes para o desenvolvimento desta tese e para minha vida profissional. Gostaria de agradecer a todos os professores do PPGEM que tive o prazer de conhecer durante o pagamento de créditos, em especial ao Prof. Dr. Álvaro Antonio Ochoa Villa que contribuiu com a submissão de um artigo, e ao Prof. Dr. Darlan Karlo Elisiário de Carvalho, que foi membro da minha banca de qualificação, seminário e de defesa. Agradeço também ao Prof. Dr. Paulo Romero Martins Maciel, membro da banca de seminário e de defesa, e aos Profs. Dra. Maria Luiza Grillo Renó e Dr. Edson Bazzo, membros da minha banca de defesa. Por fim, demonstro meu apreço a toda minha família que foram fundamentais para que eu pudesse concluir esta tese. A minha mãe e ao meu pai pelo esforço e empenho de nos oferecer uma educação de qualidade, as minhas irmãs e irmão pelo exemplo e companheirismo, aos meus sobrinhos, aos meus cunhados e cunhadas e aos meus sogros, mas especialmente a minha esposa, Luana, por estar sempre ao meu lado nessa jornada, me apoiando e guiando nos momentos bons e ruins.

RESUMO

O projeto de um sistema de utilidades energéticas deve atender adequadamente as demandas energéticas de um centro consumidor. Existem vários equipamentos que podem ser considerados, e várias maneiras de conectá-los entre si e operá-los. Adicionalmente, ao se considerar recursos energéticos, haverá sazonalidade e intermitência. Além das variações de demandas energéticas, as tarifas também podem variar ao longo do tempo, diferindo em período de ponta e período fora de ponta, e ao longo do ano. Para abranger a complexidade desse problema, este trabalho teve como objetivo principal desenvolver uma metodologia para auxiliar a tomada de decisão de sistemas de utilidades, considerando as métricas financeira e ambiental, em cenários presentes e futuros. Duas avaliações são realizadas neste trabalho, uma exclusivamente financeira e uma financeira e ambiental. A solução da otimização pontual financeira indicou que o melhor sistema de utilidade, chamado de caso base, era um sistema convencional, sem energias renováveis. No entanto, o caso base não foi robusto o suficiente para suportar variações nas tarifas energéticas: com um aumento de apenas 3 % na tarifa de eletricidade, a solução financeira mudou e empregou energias renováveis, aumentando a complexidade do sistema. O caso base também apresentou um elevado risco de investimento, enquanto que sistemas mais complexos, com diversos tipos de equipamentos e fontes energéticas, se adaptavam melhor às incertezas do futuro para reduzir o risco de investimento. Os resultados da otimização financeira por faixa corroboraram com os resultados dos estudos paramétricos e de risco de investimento da otimização financeira pontual, indicando um sistema de utilidade ótimo mais complexo durante seus 20 anos de operação ao longo de uma variação tarifária pré-determinada. Os resultados da otimização multiobjetivo financeira-ambiental mostraram que é possível encontrar soluções que forneçam um resultado ambiental expressivo (menos emissões) sem grandes aumentos de custos para o valor financeiro. A solução indicada pelo método de tomada de decisão proposto apresentou uma redução de 73% nas emissões com um aumento de 9% nos custos financeiros em relação a solução exclusivamente financeira. Esta solução é um sistema mais complexo e apresentou um risco de investimento mais baixo do que sistemas mais simples. Portanto, os resultados

deste trabalho indicam que a otimização financeira pontual, quando realizada de forma isolada, pode resultar em soluções não resilientes e com elevados riscos de investimento. Os resultados também indicam que considerar o critério ambiental na otimização também pode ser uma boa alternativa do ponto de vista financeiro pois as soluções se tornam mais complexas, com fontes renováveis, e mais resilientes, reduzindo o custo de investimento.

Palavras-chave: otimização; multiobjetivo; sistema de utilidade; energia renovável.

ABSTRACT

The design of an energy utility system must adequately meet the energy demands of a consumer center. There are several pieces of equipment that can be considered, and several ways to connect them to each other and operate them. Additionally, when considering energy resources, there will be seasonality and intermittence. In addition to variations in energy demands, tariffs may also vary over time, differing in peak and off-peak periods, and throughout the year. To cover the complexity of this problem, this work had as main objective to develop a methodology to help the decision making of utility systems, considering the financial and environmental metrics, in present and future scenarios. Two evaluations are carried out in this work, one purely financial and one financial and environmental. The financial optimization solution indicated that the best utility system, called the base case, was a conventional system, without renewable energy. However, the base case was not robust enough to support variations in energy tariffs: with an increase of only 3% in the electricity tariff, the financial solution changed and used renewable energies, increasing the complexity of the system. The base case also presented a high investment risk, while more complex systems, with different types of equipment and energy sources, were better adapted to the uncertainties of the future to reduce investment risk. The results of the financial optimization by tariff range corroborated the results of the parametric and investment risk studies of the one-off financial optimization, indicating a more complex optimal utility system during its 20 years of operation over a predetermined tariff variation. The results of the multi-objective financial-environmental optimization showed that it is possible to find solutions that provide a significant environmental result (less emissions) without large cost increases for the financial value. The solution indicated by the proposed decision-making method presented a 73% reduction in emissions with a 9% increase in financial costs compared to purely financial solution. This solution is a more complex system and presented a lower investment risk than simpler systems. Therefore, the results of this work indicate that simple financial optimization, when performed in isolation, can result in non-resilient solutions with high investment risks. The results also indicate that considering the environmental criterion in the optimization can also

be a good alternative from a financial point of view, as the solutions become more complex, with renewable sources, and more resilient, reducing the investment cost.

Keywords: optimization; multi-objective; utility system; renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Fronteira de Pareto de um problema bi-objetivo.	26
Figura 2 - Sistema Genérico.	37
Figura 3 - Metodologia utilizada para auxiliar a tomada de decisão.	45
Figura 4 - Demandas de energia do shopping. Fonte: O Autor (2022).	46
Figura 5 - Divisão de meses com base na geração solar e eólica normalizada.	49
Figura 6 - Capacidade de geração elétrica pelo painel fotovoltaico.	51
Figura 7 - Capacidade de geração térmica pelo coletor solar.	51
Figura 8 - Curva de potência da turbina eólica.	52
Figura 9 - Capacidade de geração elétrica pela turbina eólica.	53
Figura 10 - Caso base.	61
Figura 11 - Operação elétrica do caso base.	61
Figura 12 - Curva NPV x β_{ele} (análise variando a tarifa de energia elétrica).	62
Figura 13 - Configuração do sistema para a região (a) da Figura 12.	63
Figura 14 - Operação elétrica do sistema para a região (a).	63
Figura 15 - Configuração do sistema para a região (b) da Figura 12.	64
Figura 16 - Operação elétrica do sistema para a região (b).	64
Figura 17 - Configuração do sistema para a região (c) da Figura 12.	65
Figura 18 - Operação elétrica do sistema para a região (c).	65
Figura 19 - Operação de água gelada do sistema para a região (c).	65
Figura 20 - Operação de água quente do sistema para a região (c).	66
Figura 21 - Configuração do sistema para a região (d) da Figura 12.	66
Figura 22 - Curva NPV x β_{fuel} (análise variando a tarifa de gás natural).	67
Figura 23 - Configuração do sistema para a região (a) da Figura 22.	68
Figura 24 - Operação elétrica para o sistema (a) da Figura 22.	68
Figura 25 - Análise de risco de investimento dos sistemas.	69
Figura 26 - otimização de todos os sistemas corrigindo seu funcionamento.	70
Figura 27 - Sistema ótimo para β_{ele} variando de 0,8 até 2, em intervalos de 0,01.	71
Figura 28 - Sistema ótimos, obtidos na otimização por faixa.	71
Figura 29 - Sistema da configuração 2 (a), 3 (b), 4 (c) 5 (d) da topologia B.	72
Figura 30 - Sistema da configuração 2 (a), 3 (b), 4 (c) da topologia C.	73
Figura 31 - Sistema da configuração 1 (a) e 2 (b) da topologia F.	73

Figura 32 - Conjunto de soluções para uma otimização com $\beta_{\text{fuel}} = \beta_{\text{ele}} = 1$	75
Figura 33 - Sistema da configuração 1 e topologia A.	75
Figura 34 - Sistema da configuração 2 e topologia B.	76
Figura 35 - Sistema da configuração 3 e topologia C.	76
Figura 36 - Sistema da configuração 4 (a), 5 (b), 6 (c) e 7 (d) da topologia D.	77
Figura 37 - Conjunto de soluções para diferentes β_{ele} .	79
Figura 38 - (a) Sistema E8; (b) Sistema E9.	80
Figura 39 - Conjunto de soluções para diferentes β_{fuel} .	82
Figura 40 - Análise de risco da topologia A, B, C, D e E, variando β_{ele} .	85
Figura 41 - Análise de risco da topologia A, B, C e D.	86
Figura 42 - Análise de risco da topologia E.	87
Figura 43 - Operação elétrica do sistema E8, para um aumento de 25% na tarifa.	87
Figura 44 - Análise de risco da topologia A, B, C, D e E, variando β_{fuel} .	88
Figura 45 - Análise de risco da topologia A, B e C.	89
Figura 46 - Análise de risco da topologia D e E.	90
Figura 47 - Operação do sistema D5, para uma redução de 80% na tarifa.	91
Figura 48 - Operação do sistema E8, para uma redução de 80% na tarifa.	91
Figura 49 - Operação do sistema E8, para uma redução de 80% na tarifa.	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre trabalhos em relação ao equipamento utilizado.	35
Tabela 2 - Tarifas de energia elétrica.	47
Tabela 3 - Dados Técnicos, Financeiros e Ambientais.	48
Tabela 4 - Dados de todas as soluções de Pareto.	77
Tabela 5 - Dados de todas as soluções de Pareto para diferentes valores de β_{ele} .	81
Tabela 6 - Dados de todas as Soluções de Pareto para diferentes valores de β_{fuel} .	83

LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>chiller</i> de absorção
ANNEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	<i>chiller</i> de compressão
CCHP	<i>combined cooling, heat and power</i> (sistema combinado de calor e eletricidade e refrigeração)
CELPE	Companhia de Energia de Pernambuco
ED	demanda de eletricidade
ECG	compra da rede elétrica
EG	conjunto moto-gerador
FL	linha de combustível
GB	caldeira a gás
G1	primeiro grupo de meses
G2	segundo grupo de meses
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
PV	painel fotovoltaico
RB	caldeira de recuperação
SC	coletor solar
SD	demanda de água quente
WD	turbina eólica

LISTA DE SÍMBOLOS

A_{SC}	área do coletor solar (m^2)
β_{ele}	variável que multiplica a tarifa de eletricidade
β_{fuel}	variável que multiplica a tarifa de combustível
$C_{ini,fin}$	custo inicial financeiro (R\$)
$C_{mes,fin}$	custo mensal financeiro (R\$)
$C_{ini,env}$	custo inicial ambiental (kg CO ₂ -eq)
$C_{mes,env}$	custo mensal ambiental (kg CO ₂ -eq)
C_{PVt}	capacidade de geração de eletricidade pelo painel fotovoltaico
C_{Sct}	capacidade de geração térmica pelo coletor solar
C_{WTt}	capacidade de geração pela turbina eólica
COP_{AC}	coeficiente de desempenho do <i>chiller</i> de absorção
COP_{CC}	coeficiente de desempenho do <i>chiller</i> de compressão
i	taxa de juros
$K_{CON,FP}$	tarifa de consume no período fora de ponta (R\$/kWh)
$K_{CON,HP}$	tarifa de consume no horário de ponta (R\$/kWh)
$K_{DEM,FP}$	tarifa de demanda fora do período fora de ponta (R\$/kW)
$K_{DEM,HP}$	tarifa de demanda no horário de ponta (R\$/kW)
$K_{FP,fin}$	tarifa financeira de eletricidade no horário fora de ponta (R\$/kWh)
$K_{fuel,fin}$	tarifa financeira de combustível (R\$/kWh)
$K_{HP,fin}$	tarifa financeira de eletricidade no horário de ponta (R\$/kWh)
$K_{FP,env}$	tarifa ambiental de eletricidade no horário fora de ponta (kg CO ₂ -eq /kWh)
$K_{fuel,env}$	tarifa ambiental de combustível (kg CO ₂ -eq /kWh)
$K_{HP,env}$	tarifa ambiental de eletricidade no horário de ponta (kg CO ₂ -eq /kWh)
$K_{Y,fin}$	coeficiente financeiro de custo de investimento do respectivo equipamento Y (R\$/kW)
$K_{Y,env}$	coeficiente ambiental de custo de investimento do respectivo equipamento Y (kg CO ₂ -eq /kW)
n	tempo de vida do sistema (meses)
NPV_{com}	valor presente líquido combinado
NPV_{env}	valor presente líquido ambiental (kg CO ₂ -eq)
NPV_{fin}	valor presente líquido financeiro (R\$)

P_{PV}	potência nominal dos painéis fotovoltaicos (kW)
P_{WT}	potência nominal das turbinas eólicas (kW)
P_Y	potência do respectivo equipamento X (kW)
t	intervalo de tempo característico
T_C	temperatura da célula (°C)
V_{mp}	voltagem em máxima potência (V)
$U(z)$	velocidade na altura Z (m/s)
$X_{(t-1)np+L}$	potência na linha L no tempo característico t (kW)
Z	altura correspondente (m)
μ	fator de valor presente
$\eta_{EG,ELE}$	eficiência elétrica do grupo moto-gerador
$\eta_{EG,TER}$	eficiência térmica do grupo moto-gerador
η_{RB}	eficiência da caldeira de recuperação
η_{GB}	eficiência da caldeira a gás
η_{mp}	eficiência do painel fotovoltaico
$\eta_{mp,ref}$	eficiência da célula para a temperatura de referência
μ_{voc}	coeficiente de temperatura do painel

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	QUESTÕES ENERGÉTICAS	18
1.2	MOTIVAÇÕES	19
1.3	OBJETIVOS	21
1.3.1	Objetivo Geral	21
1.3.2	Objetivos Específicos	21
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
3	ESTADO DA ARTE	28
4	MODELAGEM DO SISTEMA DE UTILIDADES	36
4.1	SISTEMA GENÉRICO	36
4.2	FUNÇÃO OBJETIVO	38
4.3	EQUAÇÕES DE RESTRIÇÃO	41
5	METODOLOGIA	45
5.1	OBTENÇÃO DOS DADOS	45
5.1.1	Demandas Energéticas	45
5.1.2	Tarifa de Eletricidade e Gás Natural	46
5.1.3	Dados Técnicos, Financeiros e Ambientais dos Equipamentos	47
5.1.4	Divisão dos Grupos de Meses Característicos	48
5.1.5	Capacidade de Geração Elétrica pelo Painel Fotovoltaico	50
5.1.6	Capacidade de Geração Térmica pelo Coletor Solar	51
5.1.7	Capacidade de Geração Elétrica pela Turbina Eólica	52
5.2	MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO	53
5.3	MÉTODO DE TOMADA DE DECISÃO	54
5.4	ESTUDOS DE CASO	55
5.4.1	Avaliação Financeira	55
5.4.1.1	Otimização Financeira e Estudos Paramétricos	55
5.4.1.2	Avaliação de Risco de Investimento	56
5.4.1.3	Otimização por Faixa	56
5.4.2	Avaliação Financeira e Ambiental	57
5.4.2.1	Otimização Financeira e Ambiental e Estudos Paramétricos	57

5.4.2.2	Avaliação de Risco de Investimento	58
6	RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO	60
6.1	AVALIAÇÃO FINANCEIRA	60
6.1.1	Otimização Financeira	60
6.1.2	Estudos Paramétricos	61
6.1.2.1	Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}	61
6.1.2.2	Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}	67
6.1.3	Avaliação de Risco de Investimento	68
6.1.4	Otimização por Faixa	70
6.2	AVALIAÇÃO FINANCEIRA E AMBIENTAL	74
6.2.1	Otimização Financeira e Ambiental	74
6.2.2	Estudos Paramétricos	78
6.2.2.1	Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}	78
6.2.2.2	Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}	81
6.2.3	Avaliação de Risco de Investimento	84
6.2.3.1	Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}	84
6.2.3.2	Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}	88
6.3	DISCUSSÕES	92
7	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS	98
	APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO	106
	APÊNDICE B – ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO	107
	APÊNDICE C – ARTIGO PUBLICADO NA THERMAL SCIENCE	108
	APÊNDICE D – ARTIGO PUBLILCADO NA LATIN AMERICAN	109
	APÊNDICE E – ARTIGO PUBLICADO NA IJER	110
	APÊNDICE F – ARTIGO PUBLICADO NA ENERGY	111

1 INTRODUÇÃO

Os edifícios são consumidores de energia, seja para suprir máquinas e equipamentos seja para atender demandas de aquecimento e resfriamento. Para atender essas demandas energéticas, um sistema de utilidades deve ser projetado com equipamentos que forneçam eletricidade, água gelada, vapor e/ou água quente. Esses equipamentos interagem com o mercado, por meio da compra de recursos energéticos da concessionária (e.g., eletricidade ou combustível), ou podem empregar recursos energéticos renováveis.

Visando aumentar a eficiência energética desses sistemas, alguns equipamentos que aproveitam a energia desperdiçada podem ser instalados, permitindo a cogeração ou a poligeração do sistema. De acordo com Gao *et al.* (2019), os sistemas CCHP (*Combined Cooling, Heat and Power system*) podem alcançar mais de 80 % de eficiência energética para diferentes insumos de energia primária, que é muito superior aos sistemas isolados de geração.

Os sistemas combinados de energia têm o potencial de atender às ambiciosas metas de consumo zero de energia dos edifícios com a flexibilidade de acomodar mais fontes de energia renováveis no sistema (RONG e SU, 2017). Wang *et al.* (2021b) afirma que um sistema CCHP híbrido, auxiliado por energia solar, é uma alternativa promissora para amenizar o crescimento de combustíveis fósseis com mitigação de questões ambientais, complementando o combustível com energia renovável. Em virtude da possibilidade de integrar equipamentos de energias renováveis com equipamentos de energias não renováveis, pode-se obter uma mitigação de impactos ambientais e até mesmo redução de custos.

Como escolher um sistema dentre várias opções de equipamentos, de várias formas de integração desses equipamentos e distintas formas de operação durante o dia? Ainda mais, como escolher o sistema sabendo que as demandas são flutuantes e as tarifas podem variar de acordo com o horário e durante o ciclo de vida da planta?

O projeto de um sistema CCHP deve ser precedido de um estudo para identificar: qual a melhor **topologia**, isto é, que tipos de equipamentos devem ser integrados no sistema e como eles serão conectados; qual a melhor **configuração**, isto é, quais os tamanhos e potências desses equipamentos; e qual a melhor **operação** desses equipamentos. Nesse sentido, estudos de otimização de sistemas

CCHP vem sendo desenvolvidos para auxiliar no processo de tomada de decisão do projeto do sistema.

A busca por um sistema de utilidade ótimo que considera a flutuação das demandas, sazonalidade de fontes renováveis e que otimize métricas financeiras e ambientais, é um trabalho complexo. Em um projeto comercial de um sistema de utilidades, o primeiro passo é oferecer um resultado rápido e simplificado para, a partir desse, iniciar o processo de contratação e especificações de equipamentos. O estudo desta tese foi impulsionado por essa necessidade, de identificar sistemas de utilidades ideais, que atendam às demandas energéticas do edifício, dentre milhares de opções e variáveis, de forma rápida e simples, mas abrangendo toda a complexidade do problema.

O projeto de um sistema de utilidade ótimo depende de uma série de fatores e parâmetros que são incertos ao longo do tempo. O processo de decisão deve contemplar a incerteza dos parâmetros para garantir que o sistema de utilidade ótimo escolhido seja resiliente o suficiente para suportar as mudanças futuras.

1.1 QUESTÕES ENERGÉTICAS

A mudança global do clima é um dos eixos permanentes da agenda do século XXI e irá implicar em profundas transformações econômicas, políticas, sociais e no pensamento humano. No Brasil, após a crise do petróleo em 1970, foi disseminado o uso de biocombustíveis e de instalações hidroelétricas para reduzir a dependência do petróleo. Estas ações fizeram com que 40% da energia do Brasil fosse proveniente de energias renováveis, a proporção mais elevada entre todos os países do mundo (GIDDENS, 2010). Isso implica em uma baixa emissão per capita quando comparado com outros países. De fato, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021), de toda oferta interna de energia no Brasil, 48% são provenientes de fontes renováveis.

De acordo com Pereira *et al.* (2017), o nordeste brasileiro tem elevados valores de radiação solar e uma maior estabilidade na produção de energia empregando tecnologia solar, o que pode resultar em importantes vantagens técnicas e econômicas dos sistemas solares instalados nessa região. Segundo Neiva *et al.* (2017), já na década de 70, medições de velocidade de vento em

aeroportos brasileiros indicavam a viabilidade técnica de turbinas eólicas de pequeno porte para sistemas isolados e apontavam o litoral do nordeste como uma das regiões mais promissoras para implantação dessas máquinas. A fonte eólica teve um expressivo crescimento nos últimos anos: a produção de eletricidade alcançou 48.475 GWh em 2018, equivalente a um aumento de 14% em relação ao ano anterior, quando se atingiu 42273 GWh (EPE, 2019).

O consumo de energia mundial cresceu bastante entre 1990 e 2018, principalmente no setor de transporte e no setor industrial. No setor comercial e nos edifícios públicos, o consumo de energia praticamente dobrou entre estes anos (IEA, 2021). Os grandes responsáveis pelo aumento de emissão de CO₂ na atmosfera foram os processos de geração de eletricidade e calor, e em segundo lugar, o setor de transporte (IEA, 2021).

O avanço tecnológico promovendo a redução de preços de equipamentos de energias renováveis, subsídios para financiamento desses equipamentos e o alto potencial eólico e solar do nordeste brasileiro, incentivaram a consideração de equipamentos de energias renováveis no processo de decisão neste trabalho.

A pressão ambiental mundial, visando promover a mitigação da crise climática com o objetivo de fornecer condições ambientais melhores para as próximas gerações, é uma pauta também do setor energético. Portanto, é importante considerar duas métricas no processo de decisão: a métrica financeira e a métrica ambiental. O problema é que elas tendem a ser opostas. Um sistema ótimo financeiro muitas vezes é um péssimo sistema ambiental e vice versa.

1.2 MOTIVAÇÕES

Esta tese é parte de um conjunto de trabalhos desenvolvidos pelo grupo de pesquisa do Laboratório de Otimização de Sistemas Térmicos. Nesta seção é apresentado um resumo geral de alguns trabalhos desenvolvidos pelo grupo, que mais contribuíram para a evolução desta tese, visando fornecer ao leitor um panorama de onde surgiu a tese e suas contribuições.

Guerra (2011) e Silva (2012) apresentaram um modelo matemático e os dados de entrada para uma otimização financeira, com equipamentos de energias não renováveis, e realizaram estudos paramétricos. Hornsby (2014) adaptou o modelo permitindo ao usuário definir a métrica da otimização, utilizando uma função

objetivo financeira ou uma função objetivo ambiental. Além disso, Hornsby (2014) realizou um estudo paramétrico avaliando a elasticidade física e operacional do sistema. O modelo foi aplicado para a cidade de Boston (EUA) e Recife (BR).

O trabalho de Freitas (2016) realizou um levantamento e caracterização do consumo de energia elétrica dos shoppings centers de Pernambuco, estabeleceu curvas de consumo horário, apurou dados técnicos e financeiros de equipamentos e aplicou esses dados no modelo de otimização financeira. Os dias característicos desse estudo foram construídos com base nas demandas do shopping, que funcionava em horários diferentes entre os dias de semana e os finais de semana.

Souza (2017a), realizou uma otimização financeira do sistema considerando o valor obtido pela venda de crédito de carbono, que eram adquiridos através de um projeto de baixa emissão em comparação com um projeto convencional. Souza (2017b) desenvolveu um novo método capaz de aumentar a velocidade de processamento computacional para resolução de problemas de otimização.

Esta tese contribui com um projeto de sistemas de utilidades, por meio da aplicação de um método híbrido de otimização. Também é proposto um método de otimização por faixa tarifária e um novo método de tomada de decisão para escolher a solução que possui o melhor compromisso entre a métrica financeira e a métrica ambiental, levando em conta também o risco com mudanças futuras.

Portanto, a inovação desta tese está na adaptação do modelo matemático de Magnani *et al.*, (2013) para integrar as fontes renováveis, que possuem características de sazonalidade e intermitência. Apresenta-se um novo método para uma otimização por faixa tarifária. Os dados de entrada do modelo matemático são atualizados, e apresenta-se um novo método para escolher os dias característicos analisados com base na geração solar e eólica. O método de otimização gera um conjunto de soluções ótimas em função dos pesos usados na função objetivo (variando a importância entre o peso financeiro e ambiental), e finalmente, apresenta um novo método para escolher, entre as soluções, aquela que possui o maior ganho combinado ambiental/financeiro.

1.3 OBJETIVOS

Nesta seção serão apresentados o objetivo geral desta pesquisa e os objetivos específicos. Os objetivos específicos detalham todos os processos que foram realizados para se alcançar o objetivo geral.

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia para auxiliar a tomada de decisão de sistemas de utilidades energéticas, considerando as métricas financeira e ambiental, em cenários presentes e futuros.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Construir uma base de dados de entrada para o modelo do sistema.
- Modificar o modelo de otimização para incluir os equipamentos de energias renováveis.
- Desenvolver um novo método de tomada de decisão para selecionar, dentre um conjunto de soluções ótimas, aquela que apresentar o maior ganho financeiro e ambiental.
- Realizar estudos de caso para avaliar o sistema proposto do ponto de vista financeiro e do ponto de vista financeiro e ambiental.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução do documento, com as questões gerais de discussões de energia que envolve este trabalho, um breve resumo de trabalhos desenvolvidos pelo grupo de pesquisa que foram importantes para o desenvolvimento desta tese, e os objetivos deste trabalho. O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica do tema do trabalho. O Capítulo 3 apresenta o estado da arte do tema do trabalho, realizado por meio de buscas de termos em bancos de dados de periódicos. Foi realizada uma triagem com base no título e no resumo dos artigos, em seguida os artigos apresentados foram selecionados para a leitura. O Capítulo 4 apresenta o modelo matemático com o sistema genérico pré-

selecionado. O Capítulo 5 apresenta a metodologia deste trabalho, apresentando a etapa de obtenção dos dados, o método de otimização, o método de decisão e os estudos de caso. No Capítulo 6 é apresentado os resultados e discussões das avaliações financeiras e das avaliações financeiras e ambientais. O Capítulo 7 apresenta as conclusões gerais deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A programação linear é o mecanismo mais natural para formulação de problemas de otimização (LUENBERGER e YE, 2016). A literatura em constante expansão demonstra a importância da programação linear para a formulação de problemas e já provou seu mérito como um modelo de alocação e fenômenos econômicos (LUENBERGER e YE, 2016).

Problemas de otimização de sistemas CCHP envolvem um modelo matemático que se resume basicamente em dois conjuntos de funções: a função objetivo e as restrições. Os problemas de otimização podem ser classificados como problemas de único objetivo ou de múltiplos objetivos.

De acordo com Gao *et al.* (2019), diversos indicadores são considerados na função objetivo visando a melhoria da eficiência energética do sistema, melhoria financeira do sistema, melhoria ambiental ou a melhoria da eficiência exergética do sistema. Objetivos financeiros normalmente incluem análises de retorno de investimento (*payback*), valor presente líquido (VPL), lucro líquido e custo total anual. Já para os objetivos ambientais, a quantidade de CO₂ equivalente normalmente é utilizada para quantificar os impactos ambientais.

As funções de restrições são definidas por limitações físicas do problema, levando em consideração o balanço energético, fluxos de massa, limitação tecnológica dos equipamentos e intermitência dos recursos renováveis.

Modelos de otimização de objetivo único são definidos, de acordo com Coello *et al.* (2007), como a minimização ou maximização de uma função (função objetivo), sujeita a um conjunto de equações de igualdade e desigualdade (funções de restrições), resultando em uma solução ótima global. A função objetivo a ser minimizada ou maximizada tem o formato mostrado na Equação 1 (STOECKER, 1989).

$$y = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_n \rightarrow \min \text{ ou } \max \quad (1)$$

Onde c_i são coeficientes da função linear e x_i são as variáveis do problema. Já as restrições podem ser formuladas como a Equação 2 e Equação 3 (STOECKER, 1989).

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \geq r_1 \quad (2)$$

.....

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \geq r_m \quad (3)$$

Em problemas de otimização multiobjetivo, geralmente não há uma solução viável capaz de maximizar ou minimizar todos os objetivos ao mesmo tempo (GHERSI *et al.* 2021). De acordo com Abbasi *et al.*, (2018), a principal dificuldade na análise de sistemas de utilidades é acompanhar alguns objetivos conflitantes, como por exemplo, a redução de custos e o aumento de eficiência. Em tais questões, a otimização multiobjetivo deve ser usada para obter um conjunto de soluções ótimas, em vez de uma única solução. Essas soluções ótimas estão localizadas em uma fronteira que é chamada de fronteira de Pareto.

Duas técnicas para abordagem de problemas multiobjetivos são comumente utilizadas: a combinação linear de pesos e o método ϵ – restrição (COELLO *et al.* 2007). O método de combinação linear de pesos para um problema bi-objetivo, envolve uma função objetivo de acordo com a Equação 4 (KIM e WECK, 2006).

$$y = \alpha \frac{f_1(x)}{sf_{1,0}(x)} + (1 - \alpha) \frac{f_2(x)}{sf_{2,0}(x)} \rightarrow \min \quad (4)$$

Sujeita às restrições de acordo com a Equação 5, 6 e 7.

$$h(x) = 0 \quad (5)$$

$$g(x) \leq 0 \quad (6)$$

$$\alpha \in [0,1] \quad (7)$$

Onde f_1 e f_2 são os objetivos que devem ser simultaneamente minimizados, sf_1 e sf_2 são fatores de normalização dos objetivos e α é o peso dado em cada otimização (KIM e WECK, 2006). Variando o peso sistematicamente de zero até uma unidade, o conjunto de soluções ótimas é obtido.

O método ϵ - restrição para um problema de bi-objetivo define uma restrição adicional no primeiro objetivo do problema. Essa restrição impõe um limite para o

segundo objetivo. Sua função objetivo possui um formato de acordo com a Equação 8 (FAZLOLLAHI et al. 2012):

$$\min f_1(x(\varepsilon_j)) \quad (8)$$

Sujeito às restrições de acordo com a Equação 9 e 10.

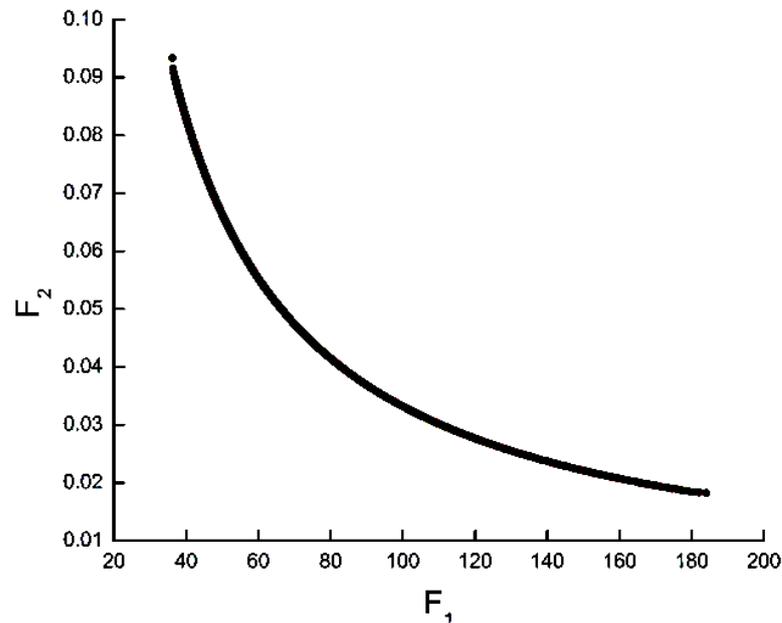
$$f_2(x(\varepsilon_j)) \leq \varepsilon_j, \quad A \leq x(\varepsilon_j) \leq B \quad (9)$$

$$\varepsilon_j = \varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n \quad \text{Lim}_{inf} \leq \varepsilon_j \leq \text{Lim}_{sup} \quad (10)$$

Onde f_1 e f_2 são os objetivos que devem ser minimizados. Os Lim_{inf} e Lim_{sup} para ε podem ser determinados separadamente em um problema de objetivo único. O problema é resolvido sistematicamente para diferentes valores de ε , gerando o conjunto de soluções de Pareto (FAZLOLLAHI et al., 2012).

Os problemas multiobjetivos resultam em um conjunto de soluções de Pareto chamado de fronteira de Pareto, e quando o problema consiste em dois objetivos, a fronteira de Pareto pode ser representada por uma curva (MACHAIRAS et al. 2014). A apresenta um exemplo de uma fronteira de Pareto de um problema bi-objetivo.

Figura 1 - Fronteira de Pareto de um problema bi-objetivo



Fonte: O autor (2022).

Cada solução da fronteira de Pareto possui um compromisso específico com os objetivos. Sendo assim, faz-se necessário adotar um método de tomada de decisão para escolher a solução mais adequada. Sayyaadi e Mehrabipour (2012) detalham três métodos de tomada de decisão comumente utilizados na literatura, o método fuzzy, TOPSIS (*Technique for Order Preference by Similarity to an Ideal Solution*) e o LINMAP (*The Linear Programming Technique for Multidimensional Analysis of Preference*).

Segundo Sayyaadi e Mehrabipour (2012), o método de tomada de decisão fuzzy bellman-Zadeh depende da experiência dos tomadores de decisão, onde a decisão final é determinada como a interseção de todos os critérios e restrições representadas por suas funções de pertinência. O método LINMAP e o método TOPSIS tem relação com a distância de cada solução de Pareto com a solução ideal. De acordo com Sayyaadi e Mehrabipour (2012), um ponto ideal na fronteira de Pareto é o ponto em que cada objetivo é otimizado independentemente da satisfação de outros objetivos. No método LINMAP, a distância espacial de cada solução em relação ao ponto ideal, denotado por d_{i+} , é determinada de acordo com a Equação 11.

$$d_{i+} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (F_{ij} - F_j^{Ideal})^2} \quad (11)$$

Onde n é o número de objetivos, i representa cada solução na fronteira de Pareto. F_j^{Ideal} , é o valor ideal para objetivo j obtido em uma otimização de objetivo único. No método LINMAP, a solução com uma distância mínima do ponto ideal é selecionada como a solução ótima final. Portanto, o índice i para uma solução final tem o formado de acordo com a Equação 12 (SAYYAADI e MEHRABIPOUR, 2012).

$$i_{final} \equiv i \in \min(d_{i+}) \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (12)$$

Ainda de acordo com Sayyaadi e Mehrabipour (2012), um ponto não ideal pode ser definido como o espaço de objetivos em que cada objetivo tem seu pior valor. Portanto, a distância da solução do ponto não ideal, denotado por d_{i-} , é usada como um critério para a seleção da solução final. Assim, pode-se escrever:

$$d_{i-} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (F_{ij} - F_j^{Não\ ideal})^2} \quad (13)$$

Um parâmetro Cl_i é definido de acordo com a Equação 14 (SAYYAADI e MEHRABIPOUR, 2012).

$$Cl_i = \frac{d_{i-}}{d_{i+} + d_{i-}} \quad (14)$$

No método TOPSIS, uma solução com um máximo de Cl_i é selecionada como uma solução final desejada. Portanto, se i_{final} é o índice para a solução final selecionada, temos (SAYYAADI e MEHRABIPOUR, 2012):

$$i_{final} \equiv i \in \max(Cl_i) \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (15)$$

3 ESTADO DA ARTE

Hou *et al.* (2021b) avaliaram um sistema CCHP convencional e um sistema distribuído de energia híbrida por meio de uma otimização multiobjetivo, levando em consideração métricas financeiras e ambientais. Hou *et al.* (2021b) utilizaram o método de tomada de decisão TOPSIS em diferentes estratégias de operação. Os resultados mostraram que o sistema CCHP convencional possui vantagens financeiras enquanto que o sistema híbrido possui vantagens ambientais. Hou *et al.* (2021b) propuseram uma estratégia operacional na qual ambos os sistemas, CCHP convencional e o sistema híbrido, possuíam vantagens na redução de emissão de CO₂.

Song *et al.* (2020) realizaram um processo de otimização de um sistema CCHP e de um sistema tradicional separado, sob uma avaliação multiobjetivo, otimizando a configuração e a operação desses sistemas. Os resultados mostraram que o sistema CCHP otimizado supera o sistema separado em economia de custos, economia de consumo e redução de emissão de CO₂. Yang *et al.* (2021) propuseram um modelo de otimização multiobjetivo para alcançar a otimização econômica e redução de carga de pico. Os aspectos ambientais foram considerados nos custos de emissões de poluentes atmosféricos. A escolha da solução da fronteira de Pareto foi feita através do método fuzzy.

Song *et al.*, (2020) realizaram uma otimização multiobjetivo através de um algoritmo genético, com base nas funções objetivos de economia de energia primária e economia de custos anuais. Foram comparados um sistema CCHP híbrido solar, um sistema CCHP convencional, um sistema CCHP assistido somente com painéis fotovoltaicos e um sistema CCHP assistido somente com coletores solares, em diferentes modos de operação em um estudo de caso na China. Song *et al.* (2020) utilizaram o método TOPSIS como ferramenta para tomada de decisão entre as soluções da fronteira de Pareto.

Pina *et al.* (2020) realizaram uma otimização multiobjetivo através de um modelo de programação linear inteira mista, incluindo como recurso para tomada de decisão das soluções de Pareto, aquelas soluções que possuíam compromissos razoáveis entre os dois objetivos analisados.

Gherzi *et al.* (2021) propuseram uma nova estratégia de operação baseada no acompanhamento da carga elétrica em uma otimização multiobjetivo de sistemas

CCHP convencionais. O objetivo era minimizar o consumo de energia primária, o custo total anual e a emissão de CO₂ através de algoritmo genético, em um estudo de caso na Argélia. A escolha da solução da fronteira de Pareto foi auxiliada por três métodos de tomada de decisão, Fuzzy, LINMAP, TOPSIS. Uma análise foi feita com um sistema de produção separado, visando obter um resultado comparativo entre os sistemas.

Zhang *et al.* (2020) apresentaram um método de otimização multiobjetivo que considera aspectos financeiros, ambientais e energéticos. A fronteira de Pareto foi formada e a abordagem TOPSIS foi utilizada na tomada de decisão. Zhang *et al.* (2020) consideraram a demanda de desumidificação do sistema, que é amplamente utilizada em muitas aplicações de sistemas CCHP.

Wang *et al.* (2020) propuseram um método de otimização multiobjetivo que considera a flexibilidade operacional baseada em indicadores de desempenho. A fronteira de Pareto foi formada considerando a maior flexibilidade operacional com menor degradação no desempenho, otimizando a configuração e a estratégia operacional dos sistemas híbridos. Por último foi aplicado um método de tomada de decisão multicritério, onde os indicadores de desempenho eram ponderados, e uma solução dentre as soluções da fronteira de Pareto foi escolhida.

LI *et al.* (2020) utilizaram um modelo de programação para otimizar a capacidade nominal de uma turbina a gás em um sistema CCHP, levando em consideração as métricas financeiras, energéticas e ambientais, através de um método de peso que ponderava a importância entre as métricas. Chen *et al.* (2018) utilizaram um processo de otimização multiobjetivo, levando em consideração aspectos energéticos, financeiros e ambientais do sistema CCHP que utilizava uma célula de combustível como motor primário. A escolha da solução na fronteira de Pareto foi feita a partir do método de tomada de decisão TOPSIS.

Yang e Zhai (2018) apresentaram um modelo de otimização através de um algoritmo genético para encontrar valores ótimos de um sistema CCHP híbrido com painéis fotovoltaicos e coletores solares. O sistema foi utilizado para atender demandas energéticas de um hotel em Georgia (EUA). O objetivo da otimização é maximizar três indicadores que levavam em consideração o consumo de energia primária, os custos anuais e a emissão de CO₂ através de um sistema de peso que ponderavam a importância das três métricas.

Os resultados obtidos nos problemas de otimização de sistemas híbridos estão diretamente relacionados com as curvas de carga dos edifícios. O tipo de edifício e a região de estudo modifica diretamente as curvas de carga, que são influenciadas por fatores de uso e por fatores climáticos. Além do mais, para estudos de sistemas híbridos, integrados com energia solar e eólica, a região também irá influenciar na capacidade de geração solar e eólica. Diante disso, Ren *et al.* (2021) propuseram estudar diferentes tipos de edifícios na China através da otimização multiobjetivo, considerando aspectos financeiros e ambientais. Ren *et al.* (2021) empregaram um algoritmo genético para obter soluções da fronteira de Pareto e utilizou o método TOPSIS como ferramenta para tomada de decisão. Os resultados mostraram que a configuração e a topologia do sistema estão intimamente relacionadas com o tipo de edifício. Kang *et al.* (2021) propuseram um modelo de otimização da configuração e operação multiobjetivo de um sistema CCHP, considerando métricas financeiras, ambientais e energéticas, utilizado para atender quatro tipos de edifícios na China. A ponderação entre as três métricas foi obtida por meio de um processo de hierarquia. Em seguida, a influência de políticas de energia no desempenho do sistema foi analisada.

Pinto *et al.* (2020) aplicaram uma metodologia de otimização em um sistema que integra equipamentos de energias renováveis e não renováveis, para comparar os regulamentos legais que influenciam diretamente na solução do problema.

Li *et al.* (2018) avaliaram o efeito de políticas de incentivos nos sistemas CCHP através de um processo de otimização econômica. As políticas de incentivo de tarifa *feed-in* e de comércio de emissão de carbono foram avaliadas através da otimização do sistema em diferentes estratégias de operação. Os efeitos das políticas de incentivos foram avaliados por meio de indicadores de desempenho econômico, ambiental e energético, em um edifício residencial e em um edifício de escritórios. Os resultados mostraram que as políticas de incentivos têm um impacto positivo maior nos sistemas CCHP em edifícios residenciais.

Zheng *et al.* (2018) propuseram um modelo de programação não linear para uma otimização multiobjetivo, visando identificar a melhor combinação de tecnologias e como essas tecnologias irão operar e serem integradas para atender uma região distrital na China. Uma gama de tecnologias, incluindo painéis fotovoltaicos, armazenamento eletroquímico e bomba de calor de fonte terrestre foram consideradas no modelo.

Zhang *et al.* (2019) propuseram um modelo de otimização baseado na economia anual de custos, economia de energia primária e redução de emissão de CO₂ para a otimização de um sistema CCHP sob incertezas. Zhang *et al.* (2019) apresentaram uma nova estratégia de operação e analisou os resultados da otimização com outras três estratégias de operação comumente utilizadas na literatura. A processo de otimização foi aplicado no estudo de caso em um hotel, em Pequim.

No Brasil, região de estudo deste trabalho, há ainda poucos estudos relacionados com sistemas de utilidades. Morawski *et al.* (2021) realizaram um processo de otimização termoeconômica para identificar a melhor estratégia, considerando a síntese, projeto e otimização, para a recuperação de calor em usinas de motor a diesel no Brasil.

Melo *et al.* (2020) aplicaram um método de otimização em um edifício residencial localizado no nordeste brasileiro, considerando um sistema CCHP convencional, sem integração com equipamentos de energias renováveis. Souza *et al.* (2021) compararam três métodos de otimização de um sistema CCHP convencional em um edifício comercial no Brasil.

Correia *et al.* (2021) utilizaram um modelo de otimização baseado em programação linear inteira mista para uma indústria de laticínios no Nordeste do Brasil. A solução do modelo de otimização apresentou módulos de cogeração a diesel e gás natural para substituir a eletricidade da rede nos horários de pico. Além do mais, esta solução apresentou bom desempenho sob as variações de preços de combustíveis.

Silva *et al.* (2019) aplicaram um modelo financeiro para determinar a viabilidade de sistemas de cogeração em um campus universitário no nordeste do brasileiro. A simulação do sistema foi realizada no software TRNSYS. Dois sistemas foram avaliados: um sistema com motor de combustão interna e outro com microturbina a gás. Chun *et al.* (2021) realizaram um estudo de exergoeconomia para auxiliar no processo de tomada de decisão quanto a viabilidade de sistemas de trigeração, definição da estratégia operacional, ajuste da demanda elétrica variável e definição da estratégia de manutenção. Um método de otimização foi utilizado para superar limitações na definição da estratégia operacional.

No Brasil, o uso de biomassa em sistemas CCHP é vantajoso devido a abundância desse recurso. Leocadio *et al.* (2020) utilizaram o bagaço da cana-de-

açúcar de indústrias sucroalcooleiras na otimização de um sistema de cogeração. Burin *et al.* (2016) realizaram uma análise termo econômica para avaliar a integração da energia solar em uma planta de cogeração de bagaço de cana. Pina *et al.* (2020) apresentaram um método de otimização que considera os fluxos de energia em termos de quantidade (kWh) e qualidade (níveis de temperatura do sistema térmico), sendo o estudo de caso em um hospital brasileiro. Khan e Schulz (2019) empregaram o software *Hybrid Optimization of Multiple Energy Sources* (HOMER) para otimizar sistemas em três áreas rurais, uma das quais no Brasil. O sistema híbrido foi composto por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a diesel, baterias e biogeradores.

Muitos estudos utilizam algoritmos genéticos na otimização de operação de sistemas CCHP devido à complexidade e a característica não linear dos modelos. No entanto, devido à complexidade operacional do problema, os modelos não lineares demandam um grande esforço computacional e muitas vezes não convergem, resultando em soluções inviáveis. Nesse contexto, Chen e Pan (2021), propuseram um método determinístico para otimização de um sistema CCHP, e comparou os resultados com soluções obtidas por algoritmo genético. Os resultados mostraram que em algumas situações os dados obtidos com o algoritmo genético foram inviáveis. Em outras situações, a solução obtida pelo método determinístico alcançou a economia de energia e economia de custos semelhantes ao algoritmo genético, e satisfaz todas as restrições operacionais no sistema CCHP. Para enfrentar os desafios de parâmetros não lineares nos modelos de otimização, Luo, *et al.* (2018) propuseram um modelo de otimização econômica robusto para incorporar as curvas lineares de eficiência térmica e elétrica por partes. Assim, a operação do sistema pôde ser melhor aproximada sem sacrificar a linearidade do modelo.

Em um projeto comercial de um sistema de utilidade, é necessário oferecer um resultado rápido e simplificado para a partir dele, iniciar um processo de contratação e especificações de equipamentos. Nesse sentido, esse trabalho apresenta um método de otimização híbrido, baseado em programação linear, busca exaustiva e método de tomada de decisão, com algumas simplificações no sistema, mas que abrange toda a complexidade de identificar a topologia, configuração e a operação flutuante de várias variáveis, com baixo esforço computacional e sem problemas de convergência, quando comparados com problemas não lineares.

Portanto, no modelo apresentado nesta tese, alguns detalhes técnicos do sistema e dos equipamentos são desconsiderados para simplificar o modelo.

Normalmente em sistemas CCHP com poligeração, um motor de combustão interna ou uma turbina a gás converte energia primária (combustível fóssil) em energia elétrica. Os gases de combustão que seriam descartados com elevada energia térmica são aproveitados para a demanda térmica do sistema. A demanda de resfriamento é atendida por uma máquina por refrigeração de absorção (*chiller* de absorção). Outros componentes podem auxiliar o sistema como a máquina de refrigeração de compressão (*chiller* de compressão), caldeiras elétricas, caldeiras a gás e bomba de calor.

Outros componentes foram integrados em sistemas CCHP nos últimos anos em razão de preocupações ambientais. Tang *et al.* (2020) otimizaram um sistema constituído por turbina eólica, painel fotovoltaico, *chiller* de compressão, *chiller* de absorção, caldeira a gás, coletor solar e térmico. Alguns estudos têm se concentrado na otimização apenas da operação, como Li *et al.* (2017b) que propuseram um modelo de Programação Linear Inteira Mista para otimizar um sistema CCHP com geração eólica. O objetivo era minimizar os custos de operação, identificando a estratégia de operação ideal para um edifício residencial na China. Outros estudos se concentraram na otimização da configuração, como Yousefi *et al.* (2017) que otimizaram as potências dos equipamentos, incluindo um conjunto moto-gerador, *chiller* de compressão, *chiller* de absorção, painel fotovoltaico e coletor solar para um prédio comercial no Irã. Ma *et al.* (2017) realizaram uma otimização com base em aspectos econômicos, energéticos e ambientais para determinar a configuração ideal de um sistema híbrido com energia solar e geotérmica.

A Tabela 1 apresenta o resultado de uma revisão, comparando estudos recentes que otimizaram os sistemas CCHP através dos equipamentos disponíveis para a otimização. A Tabela 1 também mostra os equipamentos disponibilizados neste trabalho para otimização.

A partir da revisão bibliográfica realizada e contrapondo os artigos estudados com este trabalho pôde-se observar: Todos os artigos científicos estudados sobre otimização multiobjetivos utilizaram métodos de tomada de decisão conhecidos ((HOU *et al.* 2021b), (YANG *et al.* 2021), (SONG *et al.* 2020), (PINA *et al.* 2020), (GHERSI *et al.*, 2021), (ZHANG *et al.*, 2020), (WANG *et al.*, 2021a), (LI *et al.* 2020), (CHEN *et al.*, 2018), (YANG e ZHAI, 2018), (REN *et al.* 2021), (KANG *et al.*, 2021).

Nenhum desses artigos utilizou diretamente o ganho ambiental e financeiro como indicador para tomada de decisão, como é o método proposto por este trabalho. A maioria dos artigos estudados não consideram a realização de estudos paramétricos e análise de risco de investimento para auxiliar no processo de tomada de decisão. Estas duas análises foram importantes neste trabalho pois permitiu identificar sistemas mais resilientes. Os equipamentos considerados no processo de otimização, mostrados na Tabela 1, também se contrapôs com os equipamentos de outros artigos. Neste trabalho se integrou três equipamentos de energias renováveis, coletor solar, turbina eólica e painel fotovoltaico, com um sistema CCHP que continha grupo moto-gerador, *Chiller* de absorção, *Chiller* de compressão, caldeira de recuperação e caldeira a gás. Nenhum dos artigos apresentados utilizaram um método de otimização por faixa tarifária. No Brasil, região de estudos deste trabalho, a integração de equipamentos de energias renováveis com sistemas CCHP nos problemas de otimização é importante em razão do elevado potencial eólico e solar, sendo ainda pouco explorados nos artigos científicos estudados.

Tabela 1 - Comparação entre trabalhos em relação ao equipamento utilizado

	Equipamento																		
	Moto-gerador	Turbina a gás	Motor Stirling	Célula de combustível	Chiller de absorção	Chiller de compressão	Caldeira a gás	Trocador de calor	Torre de resfriamento	Armazenador térmico	Caldeira de recuperação	Caldeira elétrica	Armazenador elétrico	CCHP	Armazenador de ar	Bomba de calor geotérmica	Painel fotovoltaico	Coletor solar	Turbina eólica
Este trabalho	X				X	X	X				X						X	X	X
Abbasi <i>et al.</i> , (2018)	X	X	X	X	X		X												
(MAJEWSKI <i>et al.</i> , 2017)	X				X	X	X												
Yousefi <i>et al.</i> (2017)	X				X	X											X	X	
Ma <i>et al.</i> , (2017)	X				X	X	X									X	X		
Ershadi <i>et al.</i> , (2018)	X				X	X	X		X										
Yan <i>et al.</i> , (2021)		X			X					X						X	X		X
Yousefi <i>et al.</i> , (2017)	X				X	X											X	X	
(LI <i>et al.</i> , 2017a)				X	X	X				X		X	X				X		
Pina <i>et al.</i> , (2020)	X				X	X	X		X		X								
Souza <i>et al.</i> , (2021)	X				X	X	X				X	X							
Luo <i>et al.</i> , (2018a)	X				X	X				X			X				X	X	
Afzali <i>et al.</i> , (2017)		X			X	X	X				X								
Hou <i>et al.</i> , (2021a)		X			X	X	X											X	
Zheng <i>et al.</i> , (2018)					X	X	X			X				X		X	X		
Lorestani <i>et al.</i> , (2018)										X		X	X				X	X	X
Yan <i>et al.</i> , (2018)	X				X	X	X		X		X				X		X		X
Yao <i>et al.</i> , (2017)	X	X			X										X				
Chen <i>et al.</i> , (2018)				X	X														
Wang <i>et al.</i> , (2021a)					X					X			X	X		X	X	X	
(ZHOU <i>et al.</i> , 2021)					X	X	X				X			X					

Fonte: O autor (2022).

4 MODELAGEM DO SISTEMA DE UTILIDADES

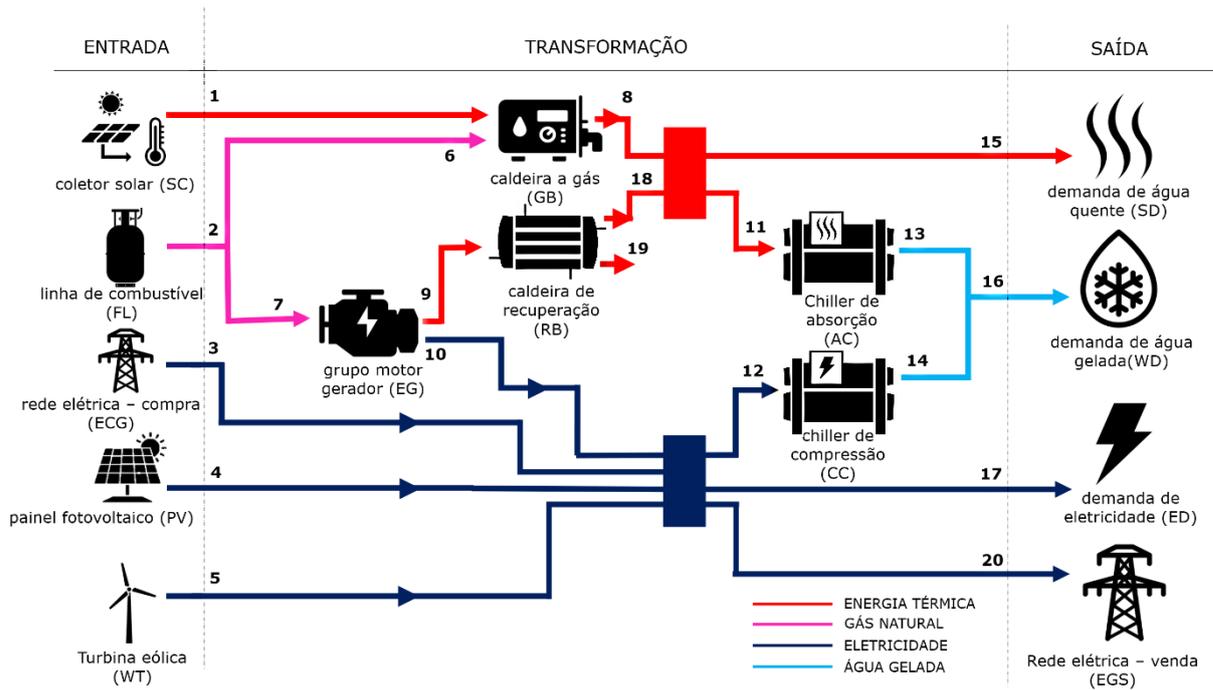
Neste capítulo é apresentado todo o modelo do sistema de utilidades energéticas. Primeiro será apresentado o sistema genérico, que é o sistema considerado nos estudos de caso deste trabalho, em seguida, será apresentado o modelo matemático do problema de otimização com a respectiva função objetivo e as restrições do problema.

4.1 SISTEMA GENÉRICO

Deve-se inserir no modelo de otimização uma topologia genérica, aqui chamada de **sistema genérico**. A solução do modelo de otimização será um subconjunto deste sistema. O sistema genérico utilizado neste trabalho integra equipamentos de energias renováveis com equipamentos de energias não renováveis e pode ser observado na . Na observa-se as entradas de energia, os equipamentos que realizam as conversões de energia e as saídas, que são as demandas energéticas e a rede elétrica que recebe o excedente de eletricidade gerado pelos equipamentos de energias renováveis. No total tem-se 20 linhas de fluxos de energia. Cada linha de fluxo passa uma utilidade energética específica.

O modelo do sistema permite a compra de eletricidade e combustível das concessionárias correspondentes, permite também a venda da eletricidade excedente oriunda de fontes de energias renováveis para a rede elétrica, de acordo com a resolução normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015).

Figura 2 - Sistema Genérico.



Fonte: O autor (2022).

A solução do modelo de otimização, que é um subconjunto do sistema genérico, consiste na melhor topologia, configuração e operação possível. A topologia está relacionada ao tipo de equipamento que compõe o sistema, por exemplo, se uma caldeira a gás, um *chiller* de compressão ou um *chiller* de absorção, e como esses equipamentos estão conectados entre si. Já a configuração do sistema se relaciona com as potências nominais de cada equipamento identificado na topologia, por exemplo, uma caldeira a gás de 1000 kW, um *chiller* de compressão de 2000 kW e um *chiller* de absorção de 3000 kW. A operação se relaciona com como cada equipamento disponível nessa configuração do sistema irá operar ao longo de todos os intervalos de tempos característicos.

4.2 FUNÇÃO OBJETIVO

O modelo é formado por uma função objetivo que se deseja otimizar e as restrições. O problema de otimização foi resolvido por meio de uma função de programação linear, *linprog*, no MATLAB. A função objetivo é expressa de acordo com a Equação 16.

$$NPV_{comb} = \alpha \frac{NPV_{fin}}{NPV_{fin\ max}} + (1 - \alpha) \frac{NPV_{env}}{NPV_{env\ max}} \rightarrow \min \quad (16)$$

NPV é o *Net Present Value*, ou valor presente líquido (VPL), α é o peso dado para cada valor presente líquido financeiro (NPV_{fin}), que tem unidade em R\$, representando todo o custo de aquisição e operação do sistema em 20 anos, e o valor presente líquido ambiental (NPV_{env}), que tem unidade em kg CO₂-eq, representando toda a emissão relacionada à aquisição e operação do sistema. Quando $\alpha = 0$ a otimização é exclusivamente ambiental e quando $\alpha = 1$ a otimização é exclusivamente financeira. O valor presente financeiro é dado de acordo com a Equação 17.

$$NPV_{fin} = C_{ini,fin} + \mu \cdot C_{mes,fin} \quad (17)$$

Onde:

$$\mu = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (18)$$

$C_{ini,fin}$ é o custo inicial financeiro, $C_{mes,fin}$ é o custo mensal financeiro, μ é o fator de valor presente, i é a taxa de juros e n é o tempo de vida do sistema (meses). O produto do fator de valor presente pelo custo mensal indica quanto deve-se possuir em valor financeiro no momento do investimento para pagar mensalmente esse investimento em um prazo de n meses a uma taxa de juros i . O custo inicial financeiro ($C_{ini,fin}$) consiste do somatório da multiplicação da potência nominal instalada (kW) de cada equipamento P_Y pelo seu respectivo coeficiente de custo de investimento (preço do equipamento dividido pela sua potência nominal) $K_{Y,fin}$ (\$ / kW), conforme Equação 19.

$$C_{ini,fin} = A_{SC}K_{SC,fin} + \sum P_Y K_{Y,fin} \quad (19)$$

Onde Y é cada um dos equipamentos disponíveis no sistema genérico (PV, WT, GB, EG, RB, AC, CC). Para o coletor solar (SC), a área A_{SC} (m²) foi multiplicada pelo coeficiente de custo de investimento do coletor solar $K_{SC,fin}$, onde a unidade é \$ / m². O custo mensal financeiro representa os custos relacionados ao consumo de gás natural, energia elétrica e a receita devido à exportação de energia excedente. O custo mensal pode ser expresso de acordo com a Equação 20.

$$C_{mes,fin} = \sum_{t_i}^{t_f} (n_t \cdot R(t)) \{ X_{(t-1)np+2} K_{fuel,fin} \beta_{fuel} + [H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_{ele} X_{(t-1)np+3} - [H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_{ele} X_{(t-1)np+20} \} \quad (20)$$

n_t indica a quantidade de horas que um intervalo de tempo característico (t) possui. $H(t)$ e $R(t)$ são dois vetores. O vetor binário $H(t)$ representa os intervalos de tempos característicos, indicando se o intervalo está no período de ponta ou fora de ponta da rede elétrica. Quando $H(t) = 0$, é considerado $K_{FP,fin}$ (horário fora de ponta) como o valor da tarifa, e quando $H(t) = 1$, é considerado o valor $K_{HP,fin}$ (horário de ponta). $R(t)$ vai indicar quantas repetições aquele intervalo de tempo terá ao longo do mês, 21 se for dia de semana ou 9 se for no final de semana (considerando que em um mês tem 21 dias de dia de semana e 9 dias de final de semana).

Ainda na Equação 20, n_p é a quantidade de linhas de fluxos de energia no sistema (no caso 20, de acordo com a), β_{fuel} é um número multiplicador que tem a função de aumentar ou reduzir a tarifa de combustível. β_{ele} é um número multiplicador que tem a função de aumentar ou reduzir a tarifa de eletricidade. $K_{fuel,fin}$ representa a tarifa de combustível (\$ / kWh). $X_{(t-1)np+2}$ representa a potência na linha 2 () no tempo característico t . $K_{HP,fin}$ é a tarifa de eletricidade no horário de ponta (\$ / kWh). $K_{FP,fin}$ é a tarifa de eletricidade do período fora de ponta (\$ / kWh). $X_{(t-1)np+3}$ é a potência na linha 3 (Figura 2) no tempo característico t e $X_{(t-1)np+20}$ é a potência na linha 20 no tempo característico t .

Para linearizar a função objetivo, a tarifa de energia elétrica é uma combinação da tarifa de consumo de energia e da tarifa de demanda contratada, conforme demonstrado na Equação 21 e na Equação 22.

$$K_{HP,fin} = K_{CON,HP} + \frac{K_{DEM,HP}}{N_H} \quad (21)$$

$$K_{FP,fin} = K_{CON,FP} + \frac{K_{DEM,FP}}{N_H} \quad (22)3$$

$K_{CON,HP}$ representa a tarifa de consumo no período de ponta, $K_{DEM,HP}$ representa a tarifa de demanda no período de ponta, $K_{CON,FP}$ representa a tarifa de consumo no período fora de ponta, $K_{DEM,FP}$ representa a tarifa de demanda no período fora de ponta e N_H é o número de horas utilizadas no período correspondente.

O valor presente ambiental é calculado de acordo com a Equação 23.

$$NPV_{env} = C_{ini,env} + nC_{mes,env} \quad (23)$$

Onde $C_{ini,env}$ são os custos iniciais ambientais devido à emissão no processo de fabricação dos equipamentos, n é o número de meses analisados e $C_{mes,env}$ são os custos mensais ambientais devido à emissão de gases de efeito estufa na operação dos equipamentos. O custo inicial ambiental ($C_{ini,env}$) consiste do somatório da multiplicação da potência nominal instalada (kW) de cada equipamento P_Y pelo seu respectivo coeficiente de emissão $K_{Y,env}$ (kg CO₂-eq / kW), que se referem às emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas aos equipamentos, conforme Equação 24.

$$C_{ini,env} = A_{SC}K_{SC,env} + \sum P_Y K_{Y,env} \quad (24)4$$

Para o coletor solar (SC), a área A_{SC} (m²) é multiplicada pelo fator de emissão do coletor solar $K_{SC,env}$, onde a unidade é kg CO₂-eq / m².

O custo mensal ambiental representa as emissões relacionadas ao consumo de gás natural, energia elétrica e a emissão negativa, relacionada com a exportação de eletricidade a partir de fontes renováveis para a rede elétrica. O custo mensal ambiental está sendo apresentada na Equação 25:

$$C_{mes,env} = \sum_{t_i}^{t_f} (n_t \cdot R(t)) \{ X_{(t-1)np+2} K_{fuel,env} \beta_{fuel} + [(H(t)K_{HP,env} + (1 - H(t))K_{FP,env}] \beta_{ele} X_{(t-1)np+3} - [H(t)K_{HP,env} + (1 - H(t))K_{FP,env}] \beta_{ele} X_{(t-1)np+20} \} \quad (25)5$$

$K_{fuel,env}$ é a emissão unitária relacionada ao consumo de combustível (kg CO₂-eq / kWh), $K_{FP,env}$ é a emissão unitária relacionada com o consumo de eletricidade no horário fora de ponta (kg CO₂-eq / kWh) e $K_{HP,env}$ é a emissão unitária relacionada com o consumo de eletricidade no horário de ponta da rede elétrica (kg CO₂-eq / kWh). As tarifas ambientais de eletricidade no horário de ponta e no horário fora de ponta foram consideradas iguais neste trabalho, porém, elas podem ser diferentes no caso de, por exemplo, no período de ponta da rede a geração termoelétrica for mais expressiva.

Uma vez que o combustível é consumido na alimentação, ele será queimado em um dos equipamentos do sistema. Por essa razão, na Equação 25, é considerado a emissão da linha de alimentação ($X_{(t-1)np+2}$) e não no escape dos equipamentos.

4.3 EQUAÇÕES DE RESTRIÇÃO

As restrições impõem limitações baseadas no balanço de energia em cada linha de energia do sistema (). Por exemplo, para $t \in \{1, 2, \dots, 32\}$, a equação que restringe a geração de calor na caldeira a gás é a Equação 26, onde η_{CG} é a eficiência da caldeira a gás.

$$\eta_{GB}X_{(t-1)np+6} + X_{(t-1)np+1} - X_{(t-1)np+8} = 0 \quad (26)$$

A equação que limita a geração térmica e elétrica do conjunto moto-gerador é a Equação 27 e Equação 28, onde $\eta_{EG,ELE}$ é a eficiência elétrica do conjunto moto-gerador e $\eta_{EG,TER}$ é a eficiência térmica.

$$\eta_{EG,ELE}X_{(t-1)np+7} - X_{(t-1)np+10} = 0 \quad (27)$$

$$\eta_{EG,TER}X_{(t-1)np+7} - X_{(t-1)np+9} = 0 \quad (28)$$

As potências de saída dos *chillers* e da caldeira de recuperação são limitadas pela Equação 29, Equação 30, Equação 31 e Equação 32. Onde COP_{AC} é o coeficiente de desempenho do *chiller* de absorção, COP_{CC} é o coeficiente de desempenho do *chiller* de compressão e η_{RB} é a eficiência da caldeira de recuperação.

$$COP_{AC}X_{(t-1)np+11} - X_{(t-1)np+13} = 0 \quad (29)$$

$$COP_{CC}X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+14} = 0 \quad (30)$$

$$(1 - \eta_{RB})X_{(t-1)np+9} - X_{(t-1)np+19} = 0 \quad (31)$$

$$\eta_{RB}X_{(t-1)np+9} - X_{(t-1)np+18} = 0 \quad (32)$$

Aplicando o balanço de energia no distribuidor térmico, na saída da linha de combustível, no distribuidor de eletricidade e na saída dos *chillers*, obtém-se a Equação 33, Equação 34, Equação 35 e Equação 36.

$$(33)6 \quad X_{(t-1)np+8} + X_{(t-1)np+18} - X_{(t-1)np+15} - X_{(t-1)np+11} = 0$$

$$X_{(t-1)np+2} - X_{(t-1)np+6} - X_{(t-1)np+7} = 0 \quad (34)$$

$$(35)7 \quad X_{(t-1)np+3} + X_{(t-1)np+4} + X_{(t-1)np+5} + X_{(t-1)np+10} - X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+7,t} - X_{(t-1)np+20} = 0$$

$$X_{(t-1)np+13} + X_{(t-1)np+14} - X_{(t-1)np+16} = 0 \quad (36)$$

A Equação 37 deve ser atendida no caso de exportação de energia elétrica para a rede, onde essas exportações devem ser provenientes de fontes renováveis, atendendo aos requisitos legais.

$$X_{(t-1)np+3} + X_{(t-1)np+10} - X_{(t-1)np+12} - X_{(t-1)np+17} \leq 0 \quad (37)$$

Aplicando o balanço de energia na saída do sistema, obtém-se a Equação 38, Equação 39 e Equação 40.

$$X_{(t-1)np+15} = DEV_t \quad (38)$$

$$X_{(t-1)np+16} = DAG_t \quad (39)$$

$$X_{(t-1)np+17} = DEE_t \quad (40)$$

Há um outro conjunto de restrições que se referem às restrições de limite ou fronteira. Essas restrições fornecem limites de potência em cada ponto do sistema e são representadas pela Equação (41- 59). A potência deve ser maior que zero e menor que a potência nominal de cada equipamento. Para as potências $X_{(t-1)np+1}$, $X_{(t-1)np+4}$ e $X_{(t-1)np+5}$, devido suas dependências com as condições meteorológicas de velocidade do vento e de radiação solar, elas devem ser inferiores à capacidade de geração horária do equipamento correspondente. A capacidade de geração do painel fotovoltaico ($C_{PV,t}$), a capacidade de geração do coletor solar ($C_{CS,t}$) e a capacidade de geração da turbina eólica ($C_{TE,t}$), serão apresentadas no capítulo posterior.

$$0 \leq X_{(t-1)np+1} \leq P_{1,t} \quad P_{1,t} = A_{CS} \cdot C_{CS,t} \quad (41)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+2} \leq \infty \quad (42)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+3} \leq \infty \quad (43)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+4} \leq P_{4,t} \quad P_{4,t} = P_{PV} \cdot C_{PV,t} \quad (44)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+5} \leq P_5 \quad P_5 = P_{TE} \cdot C_{TE,t} \quad (45)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+6} \leq \infty \quad (46)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+7} \leq \infty \quad (47)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+8} \leq P_{CG} \quad (48)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+9} \leq \eta_{GMGter} P_{GMG} / \eta_{GMGel} \quad (49)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+10} \leq P_{MG} \quad (50)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+11} \leq \infty \quad (51)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+12} \leq \infty \quad (52)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+13} \leq P_{CA} \quad (53)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+14} \leq P_{CC} \quad (54)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+15} \leq \infty \quad (55)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+16} \leq \infty \quad (56)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+17} \leq \infty \quad (57)$$

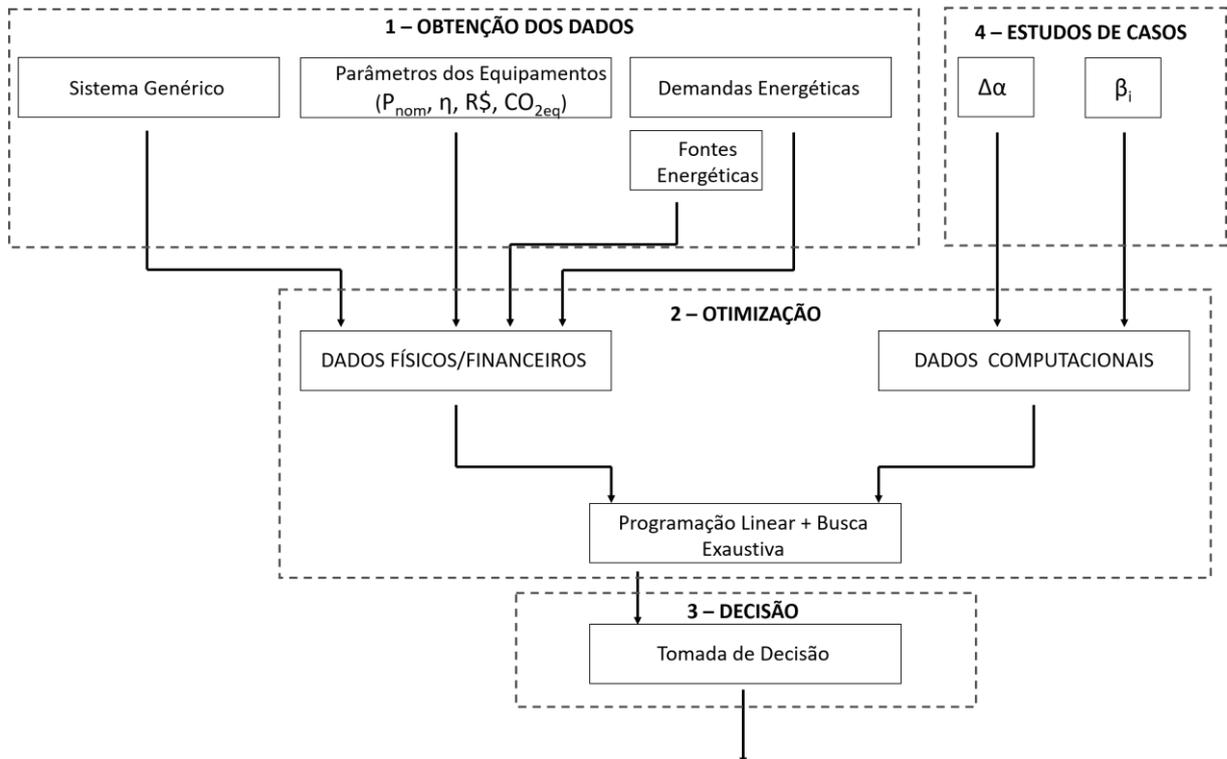
$$0 \leq X_{(t-1)np+18} \leq P_{CRE} \quad (58)$$

$$0 \leq X_{(t-1)np+19} \leq \infty \quad (59)$$

5 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para auxiliar o tomador de decisão é composta por quatro processos bem definidos e está sendo apresentada na Figura 3.

Figura 3 - Metodologia utilizada para auxiliar a tomada de decisão



Fonte: O Autor (2022).

5.1 OBTENÇÃO DOS DADOS

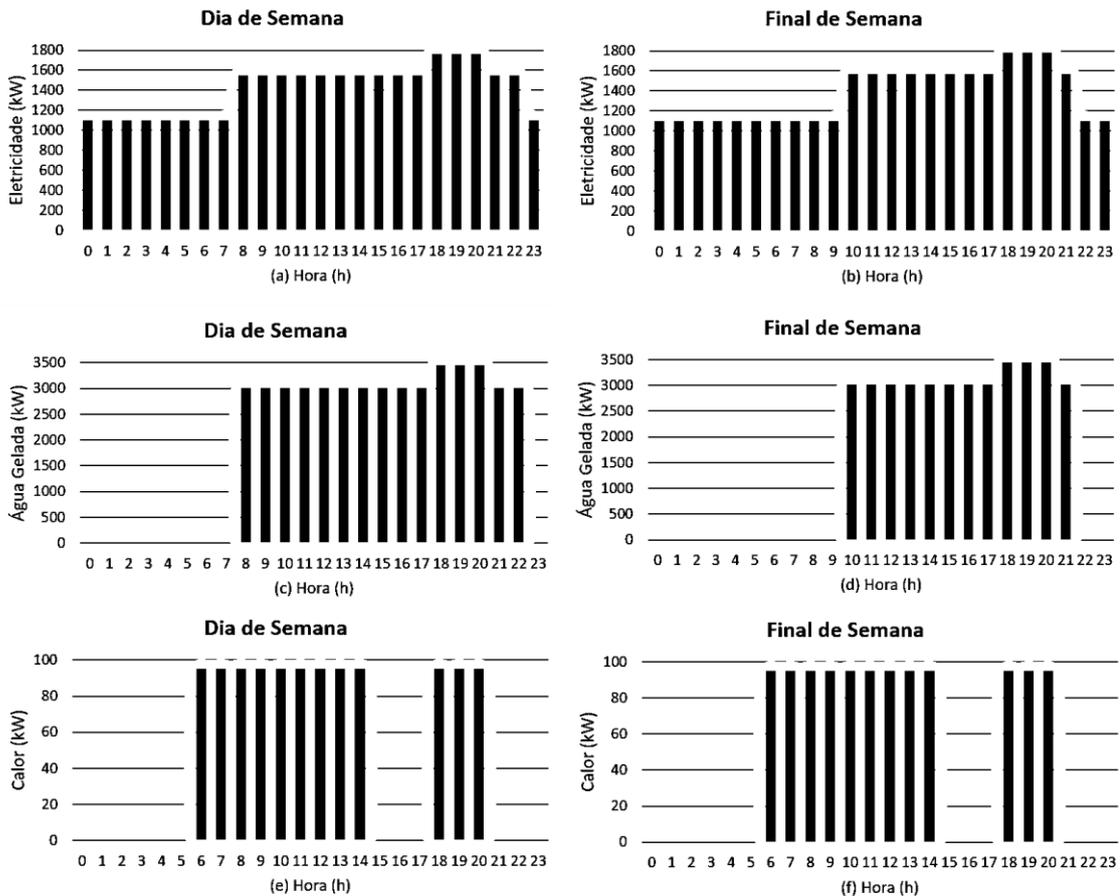
Nesta seção são apresentados os dados que foram utilizados no modelo e os métodos de obtenção desses dados.

5.1.1 Demandas Energéticas

As demandas de eletricidade e água gelada do edifício foram obtidas de Freitas *et al.* (2017), que consideraram um shopping center localizado em Recife, Pernambuco. A Figura 4 ilustra essas demandas de energia, onde (a) demanda de eletricidade nos dias de semana, (b) demanda de eletricidade nos fins de semana,

(c) demanda de água gelada nos dias de semana, (d) demanda de água gelada nos fins de semana, (e) demanda de calor nos dias de semana, e (f) demanda de calor nos fins de semana. A demanda de água quente refere-se às atividades de 50 restaurantes.

Figura 4 - Demandas de energia do shopping.



Fonte: O Autor (2022).

5.1.2 Tarifa de Eletricidade e Gás Natural.

A Tabela 2 apresenta a tarifa de energia elétrica. O horário de ponta da rede elétrica é entre 18:00h e 21:00h, sendo o intervalo restante considerado fora de ponta. A tarifa do gás natural é de 0,476 \$ / m³ (COPERGÁS, 2020), para a qual não há distinção horária.

Tabela 2 - Tarifas de energia elétrica.

	Tarifa de Consumo	Tarifa de demanda
Horário de ponta da rede elétrica	0,102 \$ / kWh (ANEEL, 2019)	2,964 \$ / kW (ANEEL, 2019)
Horário fora de ponta da rede elétrica	0,064 \$ / kWh (ANEEL, 2019)	1,583 \$ / kW (ANEEL, 2019)

Fonte: O autor (2022).

5.1.3 Dados Técnicos, Financeiros e Ambientais dos Equipamentos.

A Tabela 3 indica os dados técnicos, financeiros e ambientais dos equipamentos. Os dados técnicos e financeiros foram obtidos por meio da literatura científica.

Os dados ambientais dos equipamentos foram obtidos a partir de uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) que considerou a composição material de cada equipamento. A ACV considerou a extração de matéria-prima, manufatura, transporte, operação e disposição final (materiais recicláveis são reciclados, e o restante vai para aterro sanitário), considerando a unidade funcional de 1 kW. A ACV foi desenvolvida com o auxílio do software Simapro 9.0.0.49 (PRÉCONSULTANTS, 2019), usando o banco de dados Ecoinvent versão 3.5 (DATABASE, 2019). O método de avaliação de impacto ambiental escolhido foi o IPCC 2013 GWP 100a (IPCC, 2013), que quantifica e agrupa as emissões de GEE em uma métrica comum (CO₂-eq) ao longo de um horizonte de tempo de 100 anos.

Da Tabela 3 observa-se que o painel fotovoltaico tem as maiores emissões unitárias dos equipamentos considerados no sistema genérico. A fabricação de painéis fotovoltaicos envolve matérias-primas de potencial risco ambiental. Da ACV constatou-se que dentre os materiais da matéria-prima, o silício tinha uma elevada participação na emissão unitária do painel fotovoltaico.

Na Tabela 3, o valor das emissões associadas ao consumo de eletricidade da rede elétrica ($k_{HP,env}$ e $k_{FP,env}$) seguiu a metodologia de Carvalho e Delgado (2017), considerando hidrelétrica 71,80%, térmica 16,70%, eólica 8,30%, nuclear 2,70% e solar 0,50% (ONS, 2019).

Tabela 3 - Dados Técnicos, Financeiros e Ambientais.

Equipamento (X)	Dados financeiros ($K_{Y,fin}$)	Dados Técnicos	Dados Ambientais ($K_{Y,env}$)
Coletor Solar (SC)	415,4 $\$/m^2$ (LUO et al., 2019)	$\eta = 0,5$ (MORINI et al., 2013)	213 $kg CO_2\text{-eq}/m^2$
Painel Fotovoltaico (PV)	1776 $\$/kW$ (LUO et al., 2019)	$\eta = \eta_{mp}$ (Eq. 3)	2456 $kg CO_2\text{-eq}/kW$
Turbina Eólica (WT)	770 $\$/kW$ (YAN et al., 2018)	$N_{WT} = 6000$ W (SOLACITY, 2004)	601 $kg CO_2\text{-eq}/kW$
Caldeira a Gás (GB)	90 $\$/kW$ (LI et al., 2016)	$\eta = 0,85$ (MORINI et al., 2013)	53 $kgCO_2\text{-eq}/kW$
Grupo Moto-Gerador (EG)	500 $\$/kW$ (LUO et al., 2019)	$\eta_{ele} = 0,26$, $\eta_{the} = 0,61$ (PINA; LOZANO; SERRA, 2020)	24 $kgCO_2\text{-eq}/kW$
Caldeira de Recuperação (RB)	200 $\$/kW$ (TEIXEIRA; JUNIOR OLIVEIRA, 2001)	$\eta = 0,8$ (ZHOU et al., 2021)	21 $kgCO_2\text{-eq}/kW$
Chiller de Absorção (AC)	516 $\$/kW$ (LUO et al., 2019)	$COP = 0,6$ (MORINI et al., 2013)	311 $kgCO_2\text{-eq}/kW$
Chiller de Compressão (CC)	400 $\$/kW$ (LUO et al., 2019)	$COP = 2,5$ (MORINI et al., 2013)	20 $kgCO_2\text{-eq}/kW$
	$k_{fuel,env}$		0,250
	$k_{HP,env}$		0,259
	$k_{FP,env}$		0,259

Fonte: O autor (2022).

Para o consumo de gás natural ($k_{fuel,env}$), o processo é representativo para o Brasil. Inclui a rede de produção e distribuição, mais a combustão. O gás natural aqui considerado apresenta baixos teores de sulfetos de hidrogênio, mercaptanos e enxofre elementar, que estão fortemente associados aos níveis de impactos ambientais.

5.1.4 Divisão dos Grupos de Meses Característicos.

Os meses foram separados em dois grupos: um grupo com menor geração solar e eólica (G1) e outro grupo com maior geração solar e eólica (G2). Os meses foram agrupados de acordo com:

- Cálculo da eletricidade gerada em cada mês do ano pelo painel fotovoltaico.
- Cálculo da eletricidade gerada em cada mês do ano pela turbina eólica.
- Somatório da eletricidade gerada pelo painel fotovoltaico e turbina eólica para cada mês do ano.
- Normalização da energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico e turbina eólica em relação ao mês que gerou maior energia elétrica por esses equipamentos.

$H(t)$ representa os 32 intervalos de tempo característicos e indica se o intervalo é no período de ponta ou fora de ponta. Se o intervalo de tempo for no período de ponta, $H(t) = 1$. Se o intervalo for fora de ponta, $H(t) = 0$. Ao todo tem-se quadro dias característicos. Entre os dois primeiros dias característicos, o primeiro é dia de semana e o segundo é final de semana. Entre os dois segundos dias característicos, o primeiro é dia de semana e o segundo é final de semana. $R(t)$ indica a quantidade de vezes que o intervalo de tempo característico se repete ao longo do mês. Se o respectivo intervalo de tempo característico é dia de semana, ele se repetirá 21 vezes. Se for final de semana, se repetirá 9 vezes.

5.1.5 Capacidade de Geração Elétrica pelo Pannel Fotovoltaico

Os dados de radiação e velocidade do vento foram obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) considerando as coordenadas geográficas da estação meteorológica (-7,22 ° latitude, -35,9 ° longitude). Os dados são registrados de hora em hora. O pannel fotovoltaico utilizado é o SA275-60P (SINOSOLAR, 2006), com potência máxima de saída de 275 W. A eficiência do pannel fotovoltaico depende da temperatura da célula, conforme Equação 63 (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

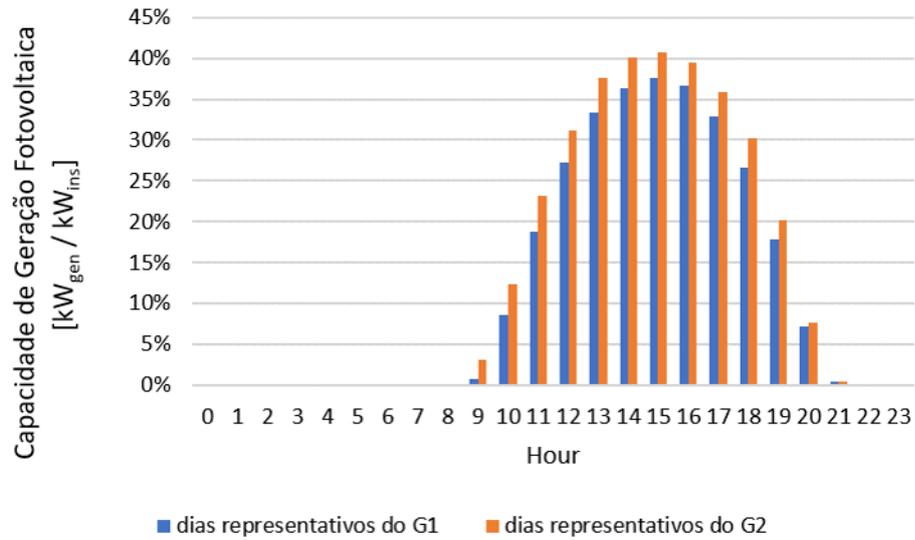
$$\eta_{mp} = \eta_{mp,ref} + \mu_{\eta,mp} * (T_c - T_{c,ref}) \quad (63)$$

Onde $\eta_{mp,ref}$ é a eficiência da célula para a temperatura de referência ($\eta_{mp,ref} = 16,9\%$), $T_{c,ref}$ é a temperatura de referência da célula fotovoltaica ($T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$) e T_c é a temperatura da célula. $\mu_{\eta,mp}$ está sendo apresentado na Equação 64 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$\mu_{mp} = \eta_{mp,ref} \frac{\mu_{VOC}}{V_{mp}} \quad (64)$$

Onde μ_{VOC} é o coeficiente de temperatura do pannel ($\mu_{VOC} = -0.307$), V_{mp} é a tensão em máxima potência ($V_{mp} = 31,22$ V). A Figura 6 apresenta os resultados da potência horária dos dias representativos dividida pela potência nominal da unidade fotovoltaica. Esse resultado indica a capacidade de geração horária em relação à potência máxima do pannel fotovoltaico de cada dia representativo.

Figura 6 - Capacidade de geração elétrica pelo painel fotovoltaico.

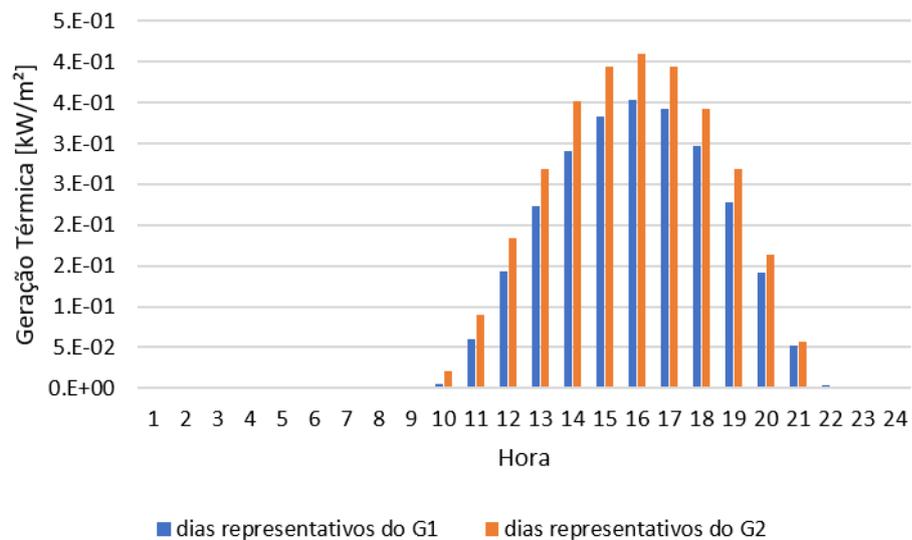


Fonte: O Autor (2022).

5.1.6 Capacidade de Geração Térmica pelo Coletor Solar

A geração térmica foi obtida usando dados de radiação do INMET e a eficiência do coletor de 50% (MORINI *et al.*, 2013). A Figura 7 mostra a energia térmica média horária por dia representativo.

Figura 7 - Capacidade de geração térmica pelo coletor solar.



Fonte: O autor (2022).

5.1.7 Capacidade de Geração Elétrica pela Turbina Eólica

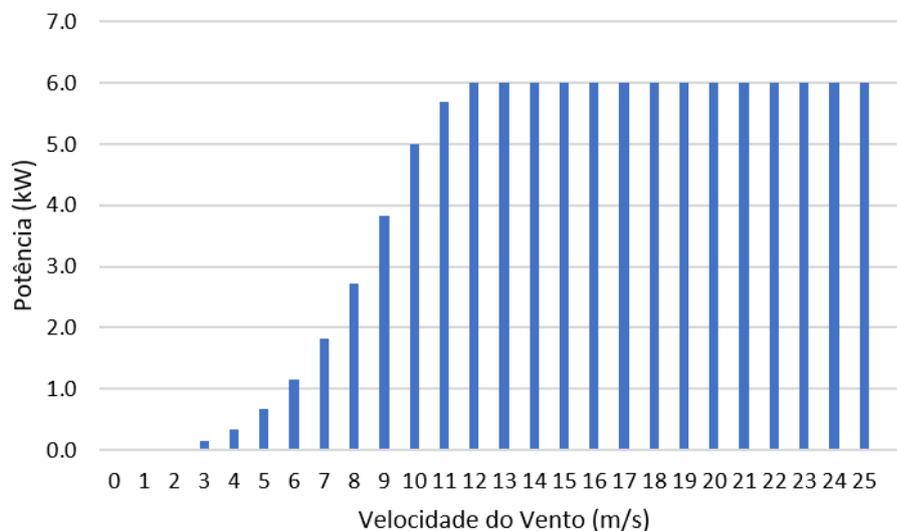
Os dados de velocidade do vento da estação meteorológica foram coletados em uma altura de 10 metros. Algumas turbinas eólicas mais modernas podem alcançar facilmente 150 metros de altura (DUFFIE e BECKMAN, 2013). Portanto, é necessário extrapolar os dados de velocidade do vento para outras alturas além daquela na qual os dados foram mensurados. A extrapolação pode ser feita de acordo com a Equação 65 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$\frac{U(z_1)}{U(z_2)} = (z_1/z_2)^\gamma \quad (65)$$

Onde z é a altura e $U(z)$ a velocidade na correspondente altura. O expoente γ depende do terreno, da rugosidade da superfície, da hora do dia, da estação do ano, da temperatura e da velocidade do vento. Porém, normalmente o valor de 0,14 é aceito para γ (DUFFIE e BECKMAN, 2013). Assim, foi possível extrapolar os dados de velocidade do vento para uma altura de 30 metros.

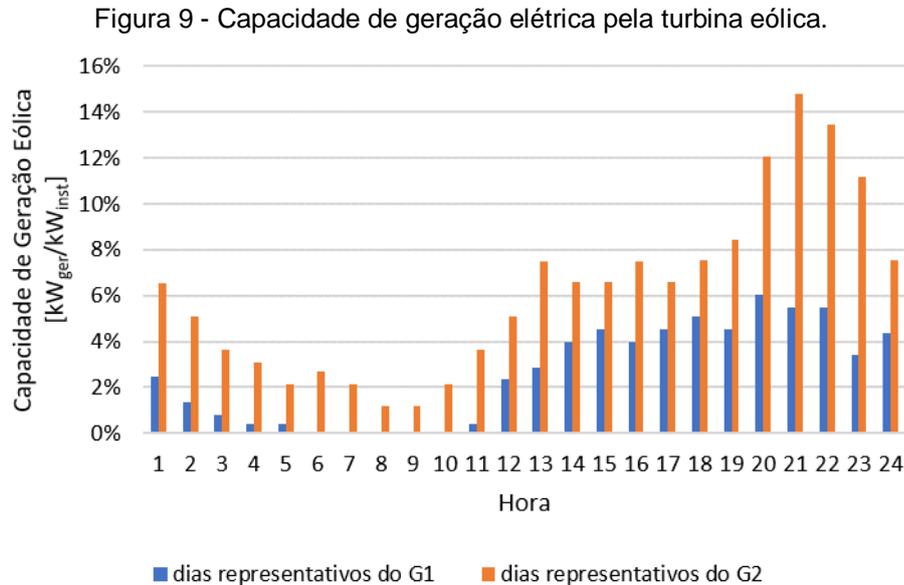
Foi escolhida a turbina eólica Eoltec Scirocco E5.6-6 de 6 kW de potência nominal. A Figura 8 apresenta os dados da curva de potência dessa turbina, onde, a partir dela, foi possível obter a potência gerada para cada faixa de velocidade de vento.

Figura 8 - Curva de potência da turbina eólica.



Fonte: O Autor (2022).

A Figura 9 apresenta os resultados da potência horária para cada dia representativo, dividida pela potência nominal de uma turbina. Isso indica a capacidade de geração em relação à potência nominal instalada.



Fonte: O autor (2022).

5.2 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

O método de otimização é baseado em Magnani *et al.*, (2013), com três etapas:

- 1ª etapa: Propor uma topologia geral que será chamada de sistema genérico (). Todas as soluções serão um subconjunto do sistema genérico.
- 2ª etapa: Inserção do modelo de todos os dados físicos e computacionais.
- 3ª etapa: Realizar a programação linear de todas as configurações e promover a busca exaustiva do sistema ótimo.
 - 3ªa etapa: Criar todas configurações possíveis de equipamentos através da permutação das potências nominais pré-selecionadas, na qual uma delas será escolhida na 3cª etapa.
 - 3ªb etapa: Otimizar a operação de todas as configurações (usando programação linear) para cada valor de α .

- 3ª etapa: Escolher a melhor configuração/operação (melhor NPV_{comb}) para cada valor de α .

A 1ª etapa do método de otimização é uma etapa manual, onde o usuário irá inserir a topologia geral, que é um conjunto de equipamentos que será considerado em todo o processo de otimização. A 2ª etapa também será manual, onde um conjunto de dados deve ser fornecido ao modelo computacional. Esses dados serão intrínsecos aos equipamentos indicados na etapa anterior, às demandas energéticas e à região de estudo. A 3ª etapa é realizada de modo automático pelo algoritmo, onde será obtido como solução um subconjunto do sistema genérico indicado na 1ª etapa para cada valor de α , formando assim um conjunto de solução de Pareto.

5.3 MÉTODO DE TOMADA DE DECISÃO

Dado que um conjunto de soluções ótimas é gerado pelo método de otimização, o método de tomada de decisão deve ser utilizado para escolher uma, dentre as soluções, com máximo ganho ambiental e financeiro.

O método de decisão proposto escolhe a solução que apresentou o máximo ganho percentual combinado ambiental e financeiro com relação ao ponto ideal financeiro (ponto obtido com $\alpha = 1$), conforme pode ser observado na Equação 66. $I_{max} \in I_i$ onde i é cada uma das soluções de Pareto. O primeiro termo da Equação 66 é o ganho ambiental, onde este será sempre positivo pois enquanto a solução definida para um α qualquer se afasta da solução exclusivamente financeira, com $\alpha = 1$, o valor presente ambiental diminui. O segundo termo da Equação 66 é o ganho financeiro, onde este será sempre negativo pois enquanto a solução definida para um α qualquer se afasta da solução exclusivamente financeira, com $\alpha = 1$, o valor presente financeiro aumenta.

$$I_i = \frac{NPV_{env}^{i(\alpha=1)} - NPV_{env}^{i(\alpha)}}{NPV_{env}^{i(\alpha=1)}} + \frac{NPV_{fin}^{i(\alpha=1)} - NPV_{fin}^{i(\alpha)}}{NPV_{fin}^{i(\alpha=1)}} \quad (66)$$

5.4 ESTUDOS DE CASO

Nesta seção é apresentado alguns estudos de caso que foram realizados em uma avaliação exclusivamente financeira e em uma avaliação financeira e ambiental.

5.4.1 Avaliação Financeira

A avaliação financeira foi composta de uma otimização financeira do sistema genérico, de estudos paramétricos onde o sistema genérico foi otimizado em diferentes valores de β , de avaliação de risco de investimento e otimização por faixa do sistema genérico. Esta avaliação também pode ser observada em uma publicação de periódico em Melo *et al.*, (2022a).

5.4.1.1 Otimização Financeira e Estudos Paramétricos

O sistema genérico considerado nesta avaliação é aquele já apresentado na Figura 2. A pré-seleção das potências nominais de cada equipamento do sistema genérico pode ser observada nas Equações (67 – 74). Na etapa 3ª do método de otimização um total de 6480 configurações foram obtidas através da permutação dessas potências nominais, na qual uma delas pode ser a solução do método de otimização (5 SC x 3 PV x 3 WT x 6 GB x 3 EG x 2 RB x 2 AC x 2 CC = 6480 configurações).

$$A_{CS}(m^2) = \{0, 3200, 6400, 9600, 12800\} \quad (67)$$

$$P_{PV}(kW) = \{0, 5550, 11000\} \quad (68)$$

$$P_{WT}(kW) = \{0, 2400, 4800\} \quad (69)$$

$$P_{GB}(kW) = \{0, 734, 1468, 2202, 2903, 3670\} \quad (70)$$

$$P_{EG}(kW) = \{0, 2252, 4504\} \quad (71)$$

$$P_{RB}(kW) = \{0, 2317\} \quad (72)$$

$$P_{AC}(kW) = \{0, 3500\} \quad (73)$$

$$P_{CC}(kW) = \{0, 3500\} \quad (74)$$

Para uma otimização exclusivamente financeira o valor de α deve ser igual a uma unidade ($\alpha = 1$). Para $\alpha = 1$, a otimização se torna de objetivo único, possuindo uma solução única, não necessitando dessa maneira da aplicação do método de decisão. Primeiro foi realizada uma otimização com β_{ele} e β_{fuel} igual a um ($\beta_{ele} = \beta_{fuel} = 1$). Em seguida, os seguintes estudos paramétricos foram realizados simulando uma variação no valor tarifário: $\beta_{fuel} = 1$ e β_{ele} variando de 0,8 até 2; $\beta_{ele} = 1$ e β_{fuel} variando de 0,8 até 2.

5.4.1.2 Avaliação de Risco de Investimento

Uma vez que um projeto ou configuração específica é instalada, essa configuração pode estar sujeita às flutuações nas tarifas. Portanto, o conhecimento do comportamento histórico das variações tarifárias é essencial para analisar como o sistema ótimo pode se comportar ao longo de sua vida. A avaliação do risco de investimento será realizada fixando algumas configurações obtidas nos estudos paramétricos e, otimizando a operação dessas configurações ao longo dos intervalos de tempos característicos. Sendo assim, pode-se avaliar a operação em diferentes cenários tarifários e observar se ao longo de sua vida útil, considerando um aumento ou uma diminuição nas tarifas, esse sistema trará resultados satisfatórios ou indesejáveis, e se tal configuração tem um elevado ou um baixo risco de investimento.

As configurações analisadas nessa avaliação de risco de investimento tiveram sua operação otimizada para um β_{ele} variando de 0,8 até 2.

5.4.1.3 Otimização por Faixa

Até aqui três estudos de caso foram discutidos: uma otimização financeira com tarifas vigentes do sistema genérico, uma otimização financeira do sistema

genérico considerando uma variação tarifária e uma otimização da operação de algumas configurações pré-determinadas (avaliação de risco de investimento), que são fixadas no modelo, para diferentes valores de β , com o objetivo de analisar o comportamento dessa configuração ao longo da variação da tarifa. No estudo proposto por esta seção o modelo matemático é alterado, visando otimizar todas as configurações possíveis (6480 configurações) ao longo de uma faixa de valores de β , e escolher aquela que obteve o melhor resultado financeiro. Assim, será obtido uma solução ótima global para uma faixa de valores de tarifa, e não mais para uma tarifa pontual.

Para $\alpha = 1$, na Equação 16, a otimização se torna exclusivamente financeira. O modelo de otimização será composto pela função objetivo representada na Equação 75.

$$NPV_{fin} = C_{ini,fin} + \sum_{i=1}^n \mu \cdot C_{mes,fin}(i) \quad \rightarrow \quad min \quad (75)$$

Onde, $C_{mes,fin}(i)$ pode é reescrito de acordo com a Equação 76.

$$C_{mes,fin}(i) = \sum_{t=1}^m \sum_{t=1}^{32} (3 \cdot R(t)) \{ X_{(t-1)np+2} K_{fuel,fin} + [H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_i X_{(t-1)np+3} - [H(t)K_{HP,fin} + (1 - H(t))K_{FP,fin}] \beta_i X_{(t-1)np+20} \} \quad (76)$$

Será considerado uma faixa de β de 0,8 até 2, variando em intervalos de 0,01.

5.4.2 Avaliação Financeira e Ambiental

A avaliação financeira e ambiental foi composta de uma otimização do sistema genérico, considerando a métrica financeira e ambiental, de estudos paramétricos onde o sistema genérico foi otimizado em diferentes valores de β e de avaliação de risco de investimento. Esta avaliação também pode ser observada em uma publicação de periódico em Melo et al., (2022).

5.4.2.1 Otimização Financeira e Ambiental e Estudos Paramétricos

O sistema genérico considerado nesta avaliação é aquele já apresentado na Figura 2. A pré-seleção das potências nominais de cada equipamento do sistema genérico pode ser observada nas Equações (77 – 84). Na etapa 3ª do método de

otimização, um total de 9720 configurações foram obtidas através da permutação dessas potências nominais, na qual uma delas pode ser a solução do método de otimização para cada valor de α (4 SC x 3 PV x 3 WT x 6 GB x 3 EG x 2 RB x 3 AC x 3 CC = 9720 configurações).

$$A_{CS}(m^2) = \{0, 6400, 9600, 12800\} \quad (77)$$

$$P_{PV}(kW) = \{0, 5550, 11000\} \quad (78)$$

$$P_{WT}(kW) = \{0, 2400, 4800\} \quad (79)$$

$$P_{GB}(kW) = \{0, 734, 1468, 2903, 3670\} \quad (80)$$

$$P_{EG}(kW) = \{0, 2252, 4504\} \quad (81)$$

$$P_{RB}(kW) = \{0, 2317\} \quad (82)$$

$$P_{AC}(kW) = \{0, 2000, 3500\} \quad (83)$$

$$P_{CC}(kW) = \{0, 2200, 3500\} \quad (84)$$

Para uma otimização financeira e ambiental as duas métricas devem ser ponderadas através do valor de α . Foi considerado uma variação de α de zero até um, com incremento de um centésimo de uma unidade ($\alpha = [0;0.01...1]$). Em razão de um conjunto de soluções ótimas ser gerado pelo método de otimização, sendo uma solução para cada valor de α , o método de decisão deve ser aplicado para escolher entre essas soluções, aquela com maior ganho combinado ambiental e financeiro.

Primeiro foi realizada uma otimização com β_{ele} e β_{fuel} igual a um ($\beta_{ele} = \beta_{fuel} = 1$). Em seguida, os seguintes estudos paramétricos foram realizados simulando uma variação no valor tarifário: $\beta_{fuel} = 1$ e β_{ele} variando de 0,8 até 2; $\beta_{ele} = 1$ e β_{fuel} variando de 0,8 até 2.

5.4.2.2 Avaliação de Risco de Investimento

De maneira semelhante ao estudo realizado na Seção 5.4.1.2, a avaliação de risco realizada nesta seção analisa como algumas configurações específicas irá operar em condições indicadas de tarifas energéticas. Essa análise será feita fixando uma configuração no modelo do sistema, e otimizando a operação dessa configuração para um valor de β_{ele} e β_{fuel} especificado.

6 RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo são apresentados todos resultados dos estudos de caso realizados na avaliação financeira e na avaliação financeira e ambiental.

6.1 AVALIAÇÃO FINANCEIRA

A avaliação exclusivamente financeira foi realizada através da otimização financeira do sistema genérico, estudos paramétricos, análise de risco de investimento e otimização por faixa tarifária do sistema genérico. Os resultados destas análises estão sendo apresentados nesta seção.

6.1.1 Otimização Financeira

A solução da otimização financeira resultou em um sistema de utilidade ótimo composto apenas com equipamentos de energias não renováveis. A solução foi obtida com valores de β_{ele} e $\beta_{fuel} = 1$. Esta solução foi chamada de **caso base**. A topologia e configuração do caso base está representada na Figura 10, composta por uma caldeira a gás para atender a demanda de água quente e um *chiller* de compressão para atender a demanda de água gelada. A demanda de eletricidade é atendida diretamente pela rede elétrica. Isso significa que o caso base depende inteiramente da rede elétrica para satisfazer as demandas de eletricidade e água gelada.

A operação do sistema do caso base é mostrada na Figura 11, onde (a) representa a potência elétrica de entrada e (b) representa a potência elétrica de saída em todos os intervalos de tempos característicos (t). A caldeira a gás consome a mínima quantidade de combustível possível para atender, somente, a pequena demanda de água quente do edifício.

Figura 10 - Caso base.

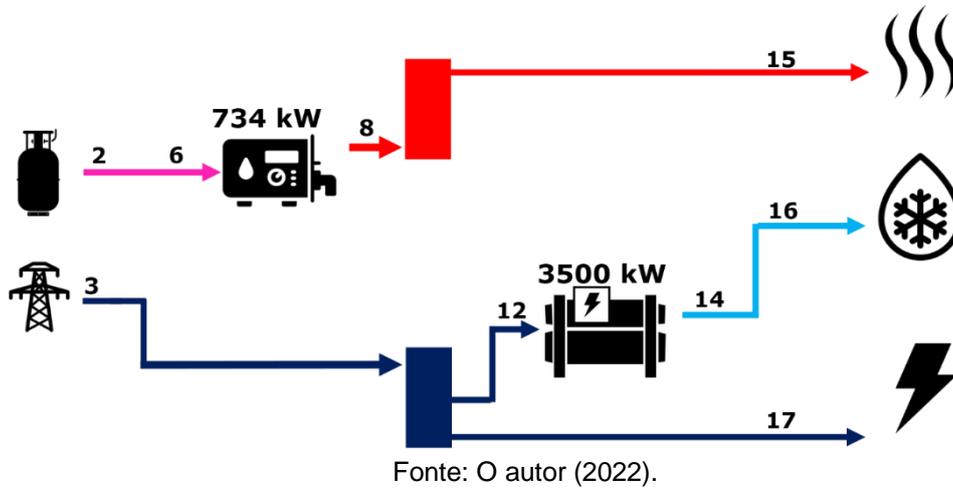
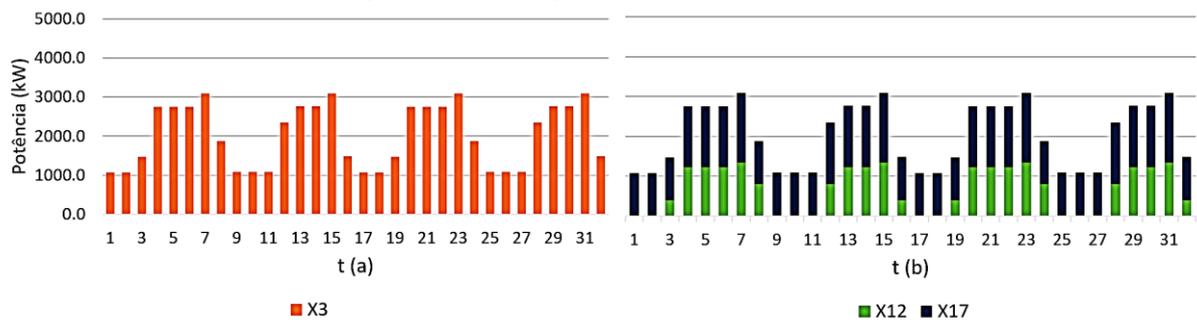


Figura 11 - Operação elétrica do caso base.



6.1.2 Estudos Paramétricos

Nesta seção serão apresentados os resultados dos estudos paramétricos da avaliação financeira, variando a tarifa de eletricidade e variando a tarifa de combustível, através do número β .

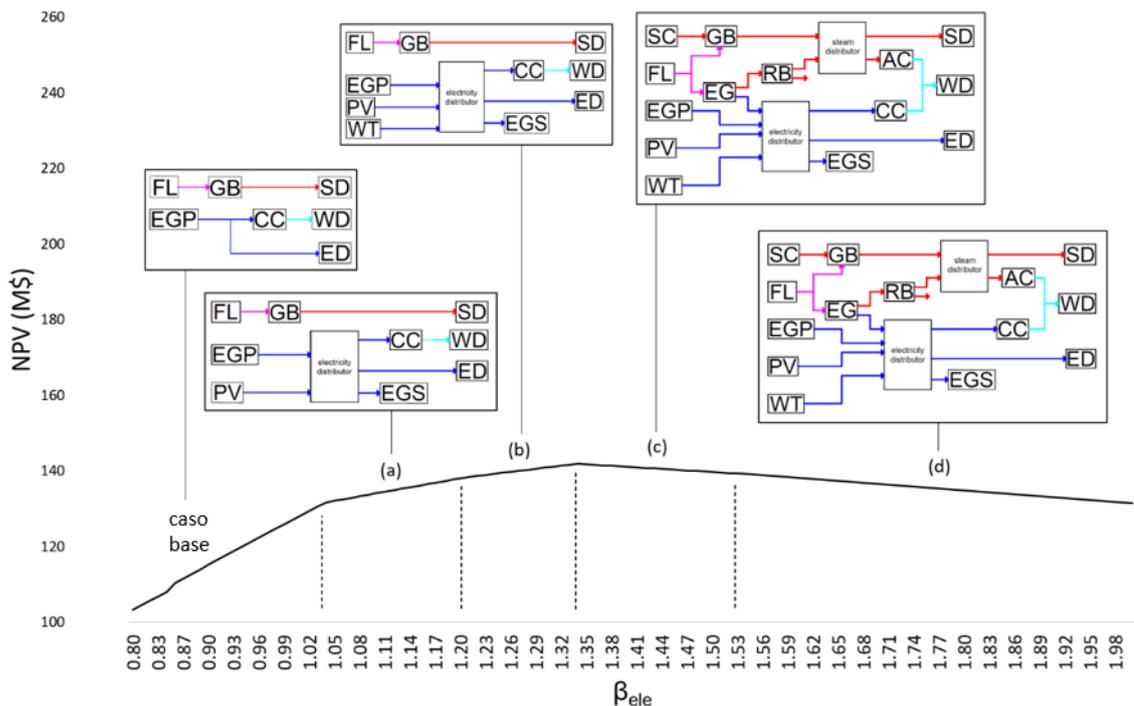
6.1.2.1 Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}

A Figura 12 mostra a curva NPV_{fin} para diferentes valores de β_{ele} . Embora o sistema de utilidade ótimo obtido com $\beta_{ele} = 1$ (caso base) não inclua equipamentos de energias renováveis, painéis fotovoltaicos são instalados quando $\beta_{ele} > 1,03$ (correspondendo a um aumento de pelo menos 3% na tarifa de energia elétrica).

Para $\beta_{ele} < 1$, o uso da eletricidade da rede elétrica torna-se ainda mais vantajoso, e não há alteração na configuração ótima do sistema. A Figura 12 mostra

cinco regiões: caso base para $0,8 < \beta_{ele} \leq 1,03$; região (a) para $1,03 < \beta_{ele} \leq 1,2$; região (b) para $1,2 < \beta_{ele} \leq 1,33$, região (c) para $1,33 < \beta_{ele} \leq 1,53$; região (d) para $1,53 < \beta_{ele} \leq 2$. Cada região apresenta sua própria topologia e configuração do sistema. Observa-se que o valor financeiro diminui para $\beta_{ele} > 1,33$. Nesta situação o sistema de utilidade fornece para a rede de distribuição uma energia elétrica em uma tarifa mais elevada, promovendo essa redução no valor financeiro.

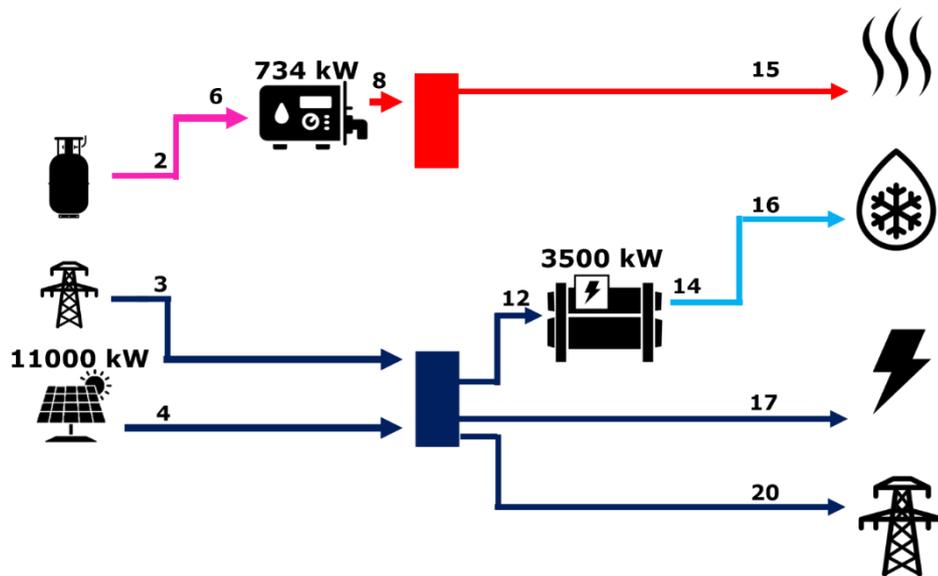
Figura 12 - Curva NPV x β_{ele} (análise variando a tarifa de energia elétrica).



Fonte: O autor (2022).

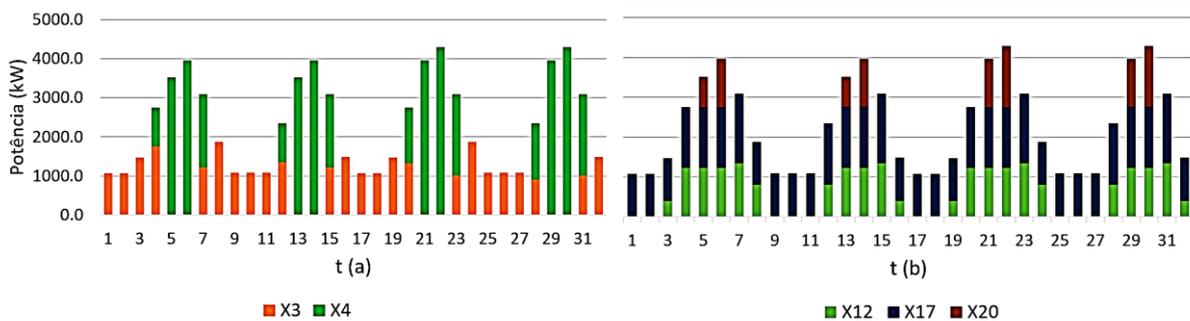
A primeira região é o caso base, apresentado na Figura 10. A configuração do sistema para a região (a) é mostrada na Figura 13. Para $\beta_{ele} > 1,03$ a solução ótima possui a quantidade máxima de painéis fotovoltaicos, usados para acionar o *chiller* de compressão, para atender a demanda de eletricidade e exportar o excedente (Figura 14).

Figura 13 - Configuração do sistema para a região (a) da Figura 12.



Fonte: O autor (2022).

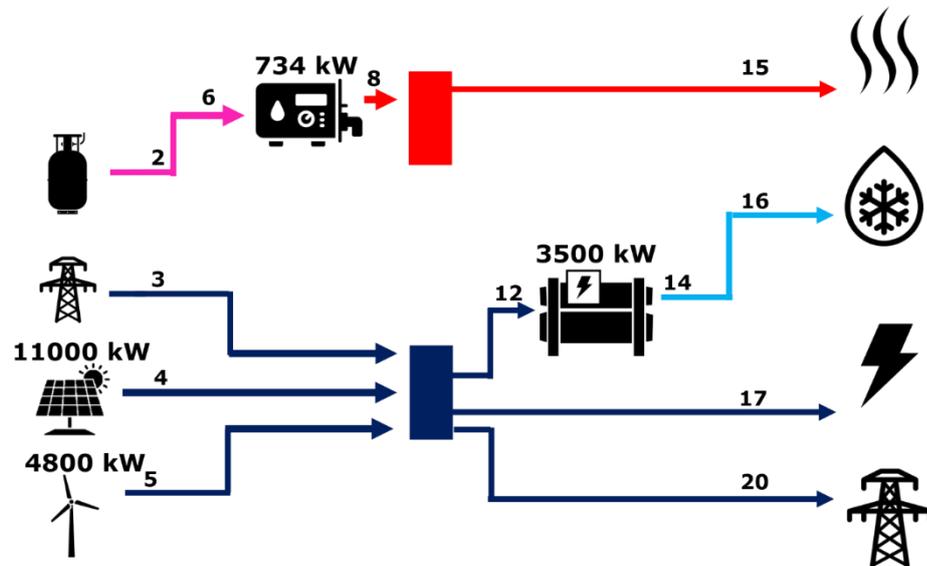
Figura 14 - Operação elétrica do sistema para a região (a).



Fonte: O autor (2022).

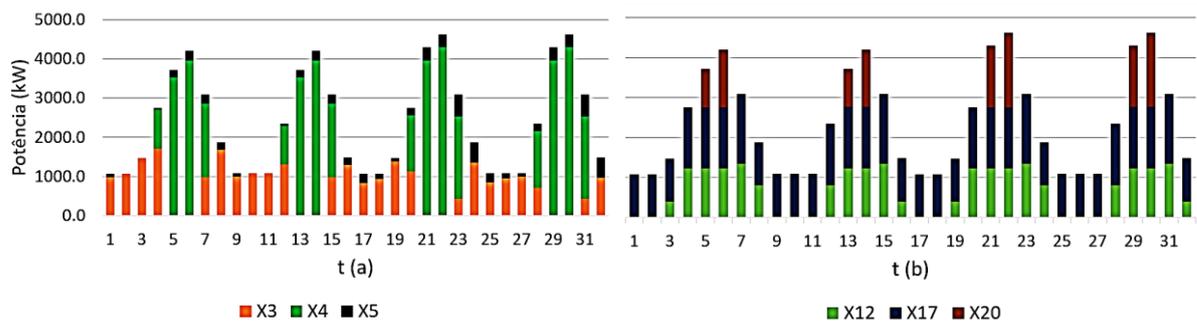
A configuração do sistema para a região (b) é mostrada na Figura 15. Para $\beta_{ele} > 1,2$, o sistema ótimo possui a quantidade máxima disponível de turbinas eólicas para gerar eletricidade. Apesar da alta potência instalada, a Figura 16 revela uma baixa geração de eletricidade pelas turbinas eólicas ($X5_i$), consequência das condições de velocidade do vento.

Figura 15 - Configuração do sistema para a região (b) da Figura 12.



Fonte: O autor (2022).

Figura 16 - Operação elétrica do sistema para a região (b).



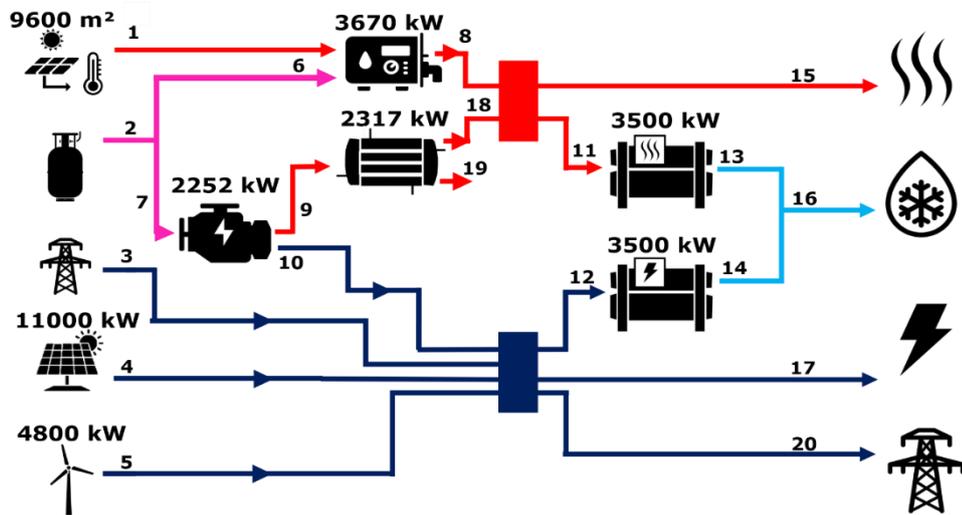
Fonte: O autor (2022).

A configuração do sistema para a região (c) é mostrada na Figura 17. Para $\beta_{ele} > 1,33$, o sistema ótimo tem todos os equipamentos disponíveis no sistema genérico, integrando equipamentos de energias renováveis e não renováveis. A Figura 18 mostra a operação elétrica do sistema na região (c). O conjunto moto-gerador é utilizado apenas nos intervalos de tempos característicos que representam o período de ponta da rede elétrica ($t = 7$ e $t = 23$) e toda a eletricidade gerada pelo conjunto moto-gerador ($X10_t$) é consumida pelo sistema ($X12_t$ e $X17_t$).

A Figura 19 mostra os detalhes da produção de água gelada, onde parte da água gelada é fornecida pelo *chiller* de absorção ($X13_t$) e o restante é fornecida pelo *chiller* de compressão ($X14_t$). A Figura 20 mostra a entrada e a saída de água quente no distribuidor. A maior parte da água quente vem da caldeira a gás ($X8_t$). Uma quantidade menor de água quente é produzida pelo grupo moto-gerador, que

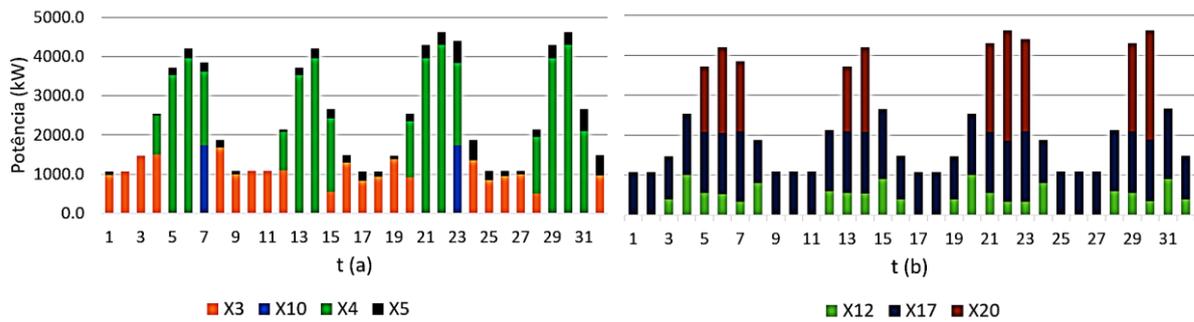
opera apenas nos horários de ponta da rede elétrica. A maior parte da água quente é consumida pelo *chiller* de absorção (X11).

Figura 17 - Configuração do sistema para a região (c) da Figura 12.



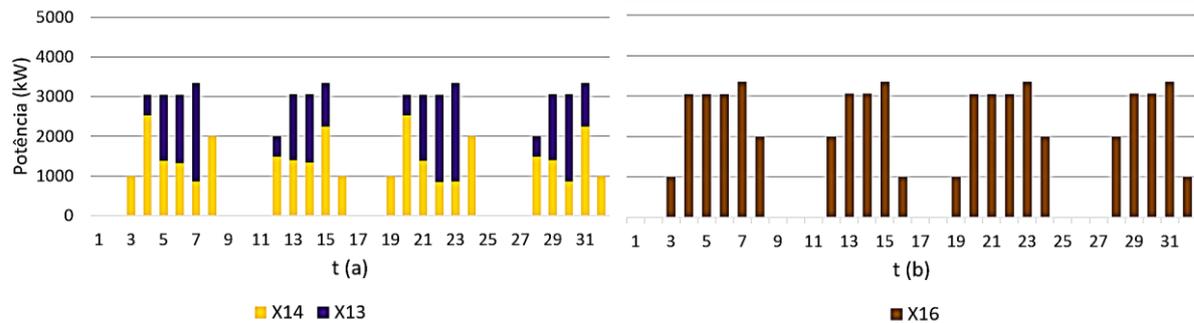
Fonte: O autor (2022).

Figura 18 - Operação elétrica do sistema para a região (c).



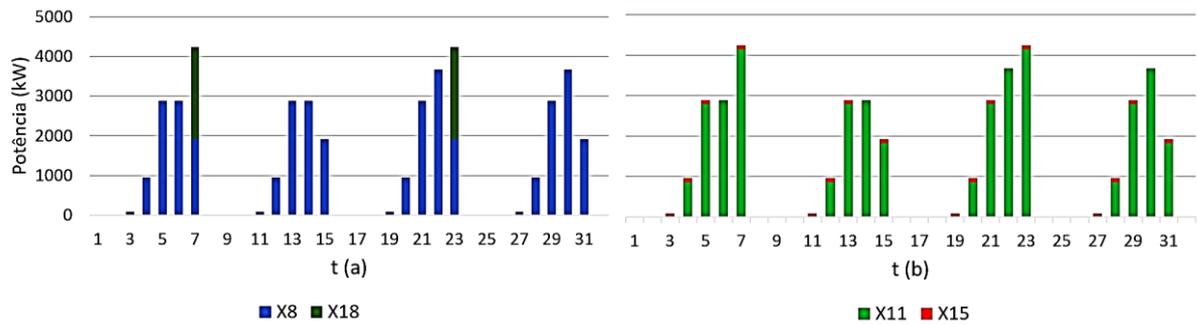
Fonte: O autor (2022).

Figura 19 - Operação de água gelada do sistema para a região (c).



Fonte: O autor (2022).

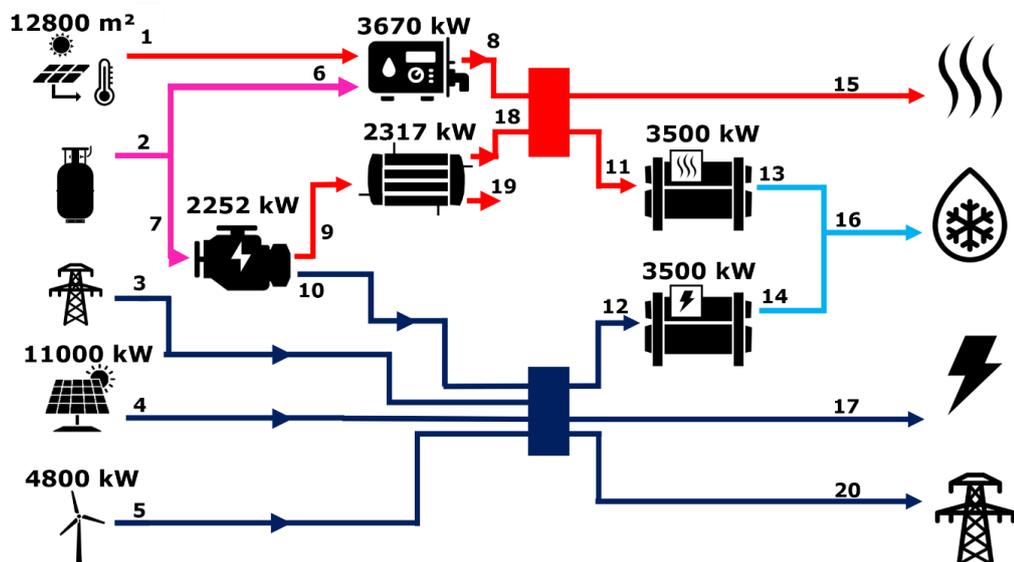
Figura 20 - Operação de água quente do sistema para a região (c).



Fonte: O autor (2022).

A Figura 21 descreve a configuração do sistema ótimo para a região (d). Para $\beta_{ele} > 1,53$, o sistema ótimo muda sua configuração, mas mantém a mesma topologia da região (c). O sistema utiliza todos os equipamentos do sistema genérico e apresenta uma área instalada de coletor solar diferente daquela apresentada na região (c). A operação do sistema é semelhante às Figura 18, Figura 19 e Figura 20, com o conjunto moto-gerador sendo utilizado nos períodos de ponta da rede elétrica e água gelada sendo fornecida por ambos os *chillers*.

Figura 21 - Configuração do sistema para a região (d) da Figura 12.

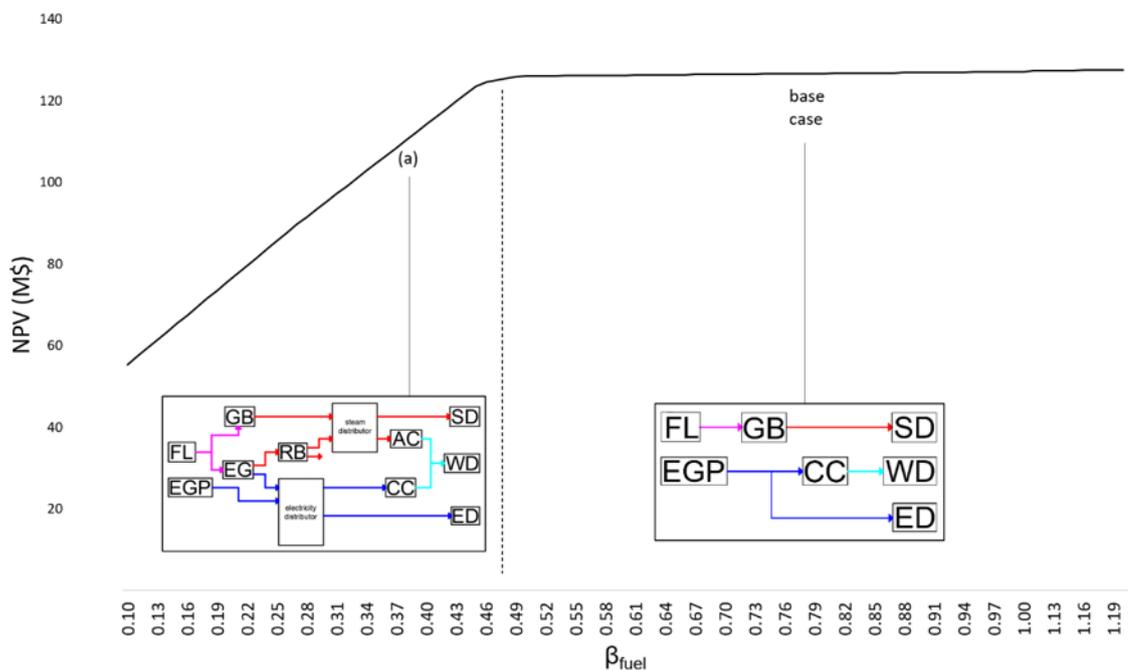


Fonte: O autor (2022).

6.1.2.2 Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}

O caso base mostrado na Figura 10 consome gás natural apenas na caldeira a gás. Por isso, para $\beta_{fuel} > 1$, o consumo de gás natural será ainda menos vantajoso e não haverá alteração na configuração do sistema. A Figura 22 mostra a curva NPV para diferentes valores de β_{fuel} . Para $\beta_{fuel} < 0,48$, o sistema ótimo muda sua configuração para aquela representada pelo sistema na região (a).

Figura 22 - Curva NPV x β_{fuel} (análise variando a tarifa de gás natural).



Fonte: O autor (2022).

A Figura 23 mostra a configuração do sistema na região (a). Nesta região, o sistema utiliza um conjunto moto-gerador, caldeira de recuperação, um *chiller* de absorção, um *chiller* de compressão e uma caldeira a gás. A Figura 24 mostra a operação elétrica desse sistema. Devido a redução da tarifa de combustível, o conjunto moto-gerador é usado na maioria dos intervalos de tempos característicos para atender a demanda de eletricidade.

Figura 23 - Configuração do sistema para a região (a) da Figura 22.

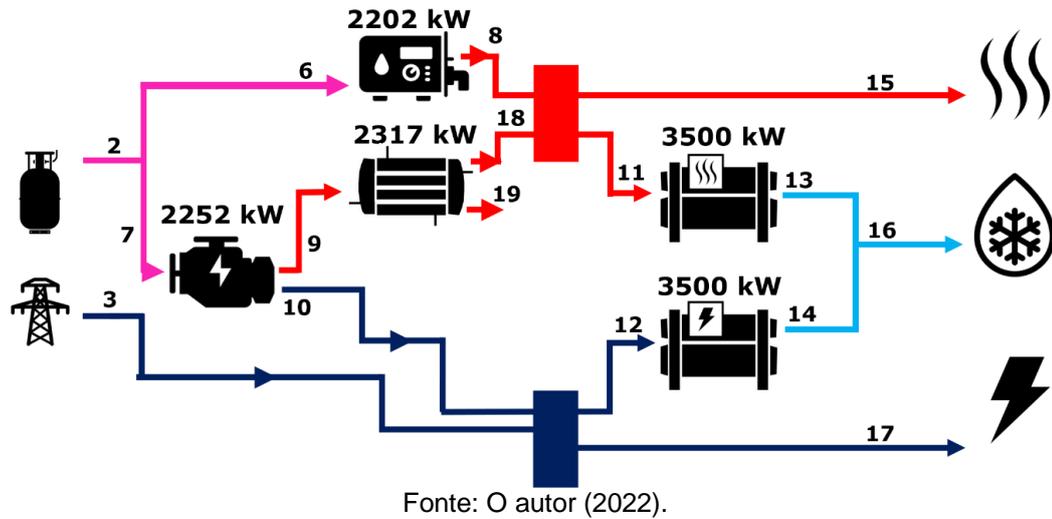
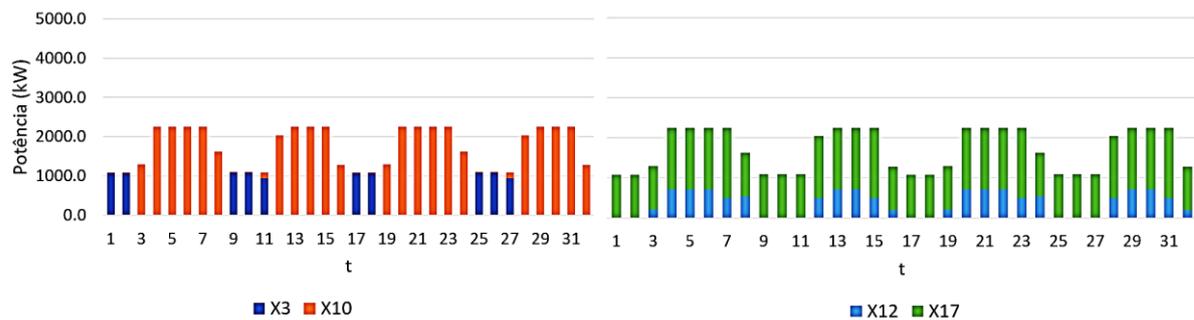


Figura 24 - Operação elétrica para o sistema (a) da Figura 22.



6.1.3 Avaliação de Risco de Investimento

A evolução da tarifa de energia elétrica residencial no Brasil mostra um aumento médio de 6% ao ano (ANEEL, 2020). Portanto, ao longo da vida do sistema, é provável que haja uma variação na tarifa de energia elétrica. Até agora, todas as otimizações foram realizadas para valores específicos de β_{ele} . No entanto, uma vez que o sistema esteja instalado, ele terá que operar mesmo que não seja mais ideal. Isso pode levar a problemas pois, por exemplo, o sistema ótimo (caso base) é o melhor para $\beta_{ele} = 1$, mas, um ligeiro aumento de 3% na tarifa pode mudar o cenário.

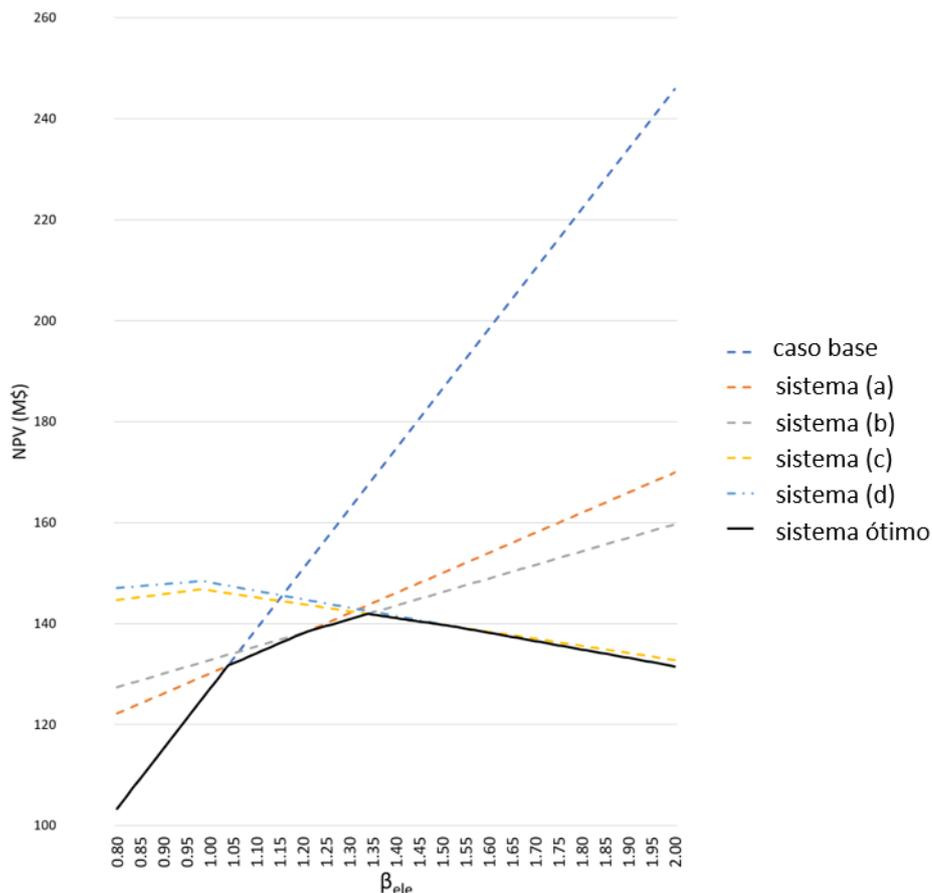
Nesta seção, a configuração será fixada no modelo de otimização e a cada nova otimização, o sistema identifica sua melhor operação, sem alterações nos equipamentos instalados (configuração fixa). Dessa forma, o risco de investimento

de cada sistema é avaliado em relação as variações das tarifas de energia elétrica, e pode ser observado Figura 25.

A Figura 25 mostra que as linhas de declive dos sistemas (c) e (d) mudam para $\beta_{ele} = 0,95$. Isso ocorre devido a uma mudança no funcionamento do sistema (c) (Figura 17) e do sistema (d) (Figura 21), que possuem um conjunto moto-gerador. A Figura 26 mostra o resultado da otimização dos sistemas sem permitir que a operação seja alterada. Nesse caso a inclinação das linhas dos sistemas (c) e (d) não alterou.

Para $\beta_{ele} < 0,95$, os sistemas (c) e (d) não utilizam o grupo moto-gerador. Nesse caso, a presença do conjunto moto-gerador ofereceu mais flexibilidade ao sistema. Quando a tarifa de eletricidade é baixa ($\beta_{ele} < 0,95$), o sistema opera sem o grupo moto-gerador e consome toda a eletricidade da rede e de equipamentos de energias renováveis. Quando a tarifa aumenta ($\beta_{ele} > 0,95$), o grupo moto-gerador é utilizado devido as suas vantagens financeiras em gerar sua própria eletricidade.

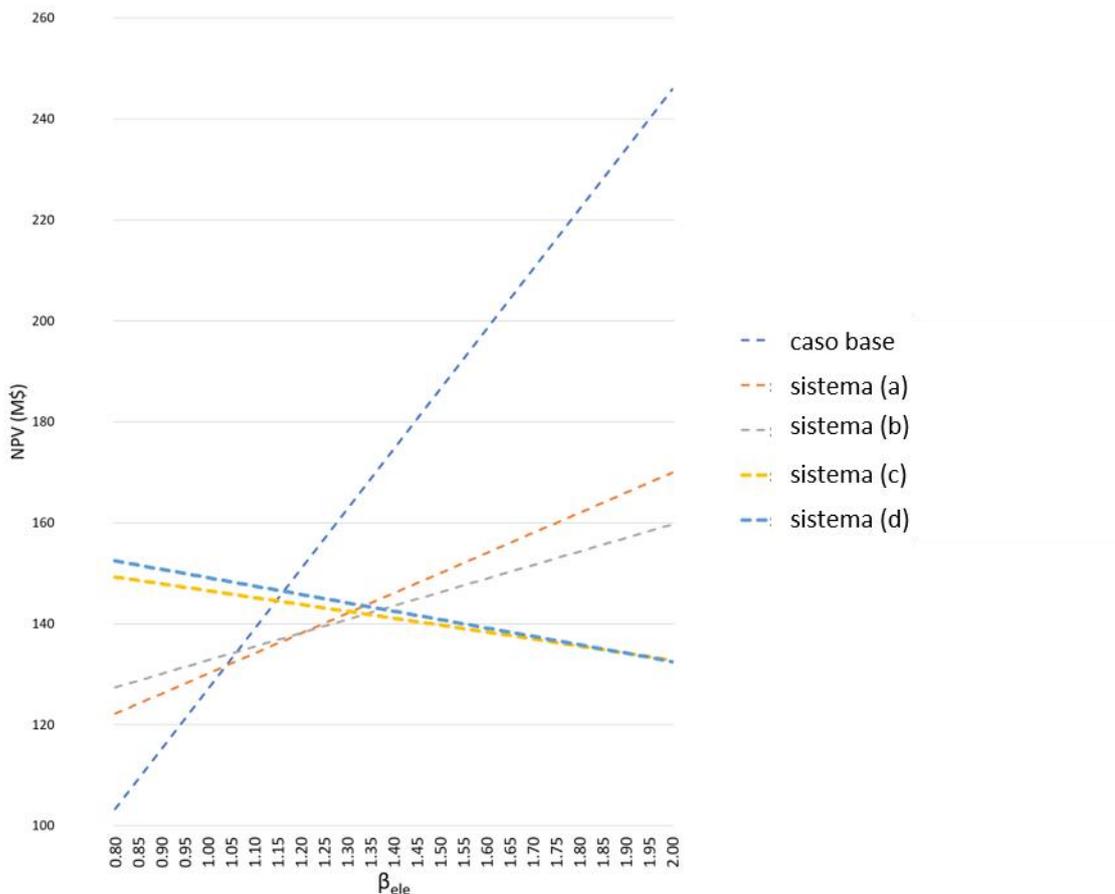
Figura 25 - Análise de risco de investimento dos sistemas.



Fonte: O autor (2022).

Na Figura 25, embora o caso base seja o sistema ótimo ($\beta_{ele} = 1$), ele apresenta um alto risco de investimento. Para altos valores de β_{ele} , o caso base tem altos valores de NPV . É provável que no futuro, considerando o histórico de evolução da tarifa de energia elétrica, o caso base resulte em perdas relevantes para o investidor caso a tarifa aumente significativamente. Porém, se a tarifa de energia elétrica diminuir, o caso base trará excelentes resultados financeiros.

Figura 26 - otimização de todos os sistemas corrigindo seu funcionamento.

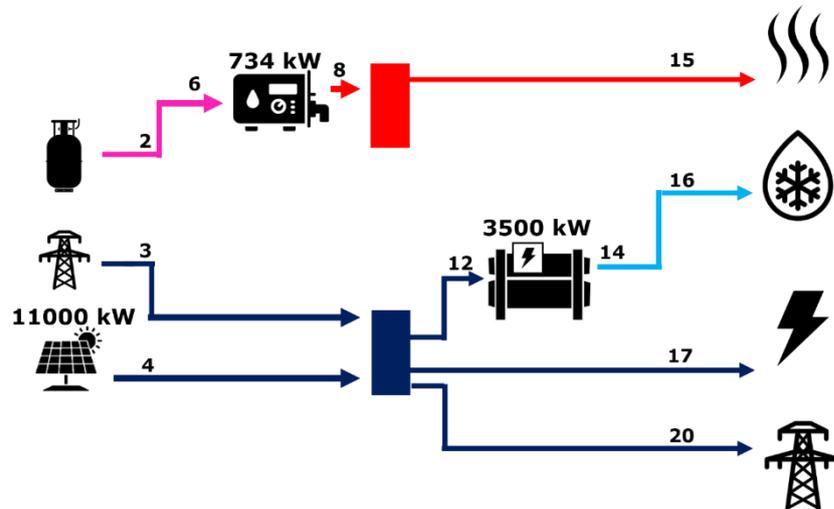


Fonte: O autor (2022).

6.1.4 Otimização por Faixa

Na otimização por faixa apresentada, na qual todas as configurações possíveis foram otimizadas para uma faixa de valores de β_{ele} variando de 0,8 até 2, em intervalos de 0,01, resultou em um sistema que está sendo representado na Figura 27.

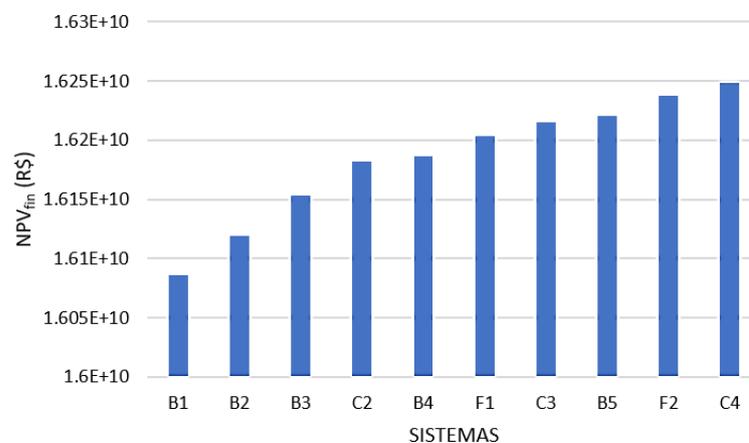
Figura 27 - Sistema ótimo para β_{ele} variando de 0,8 até 2, em intervalos de 0,01.



Fonte: O autor (2022).

Nota-se que esse sistema possui a mesma topologia e configuração daquele apresentado na Figura 13, que foi obtido na otimização pontual para $1,03 > \beta_{ele} > 1,20$. Este sistema será representado por uma letra (letra B) que representa sua topologia e por um número (número 1) que representa sua configuração. Os dez sistemas mais bem colocados, com menores valores financeiros ao longo da faixa de β_{ele} avaliada, estão sendo apresentados na Figura 28. Na Figura 28 os sistemas também estão sendo representados por uma letra e um número. A letra representa a topologia e o número representa a configuração. Dentre os sistemas ótimos apresentados, a topologia B apareceu cinco vezes.

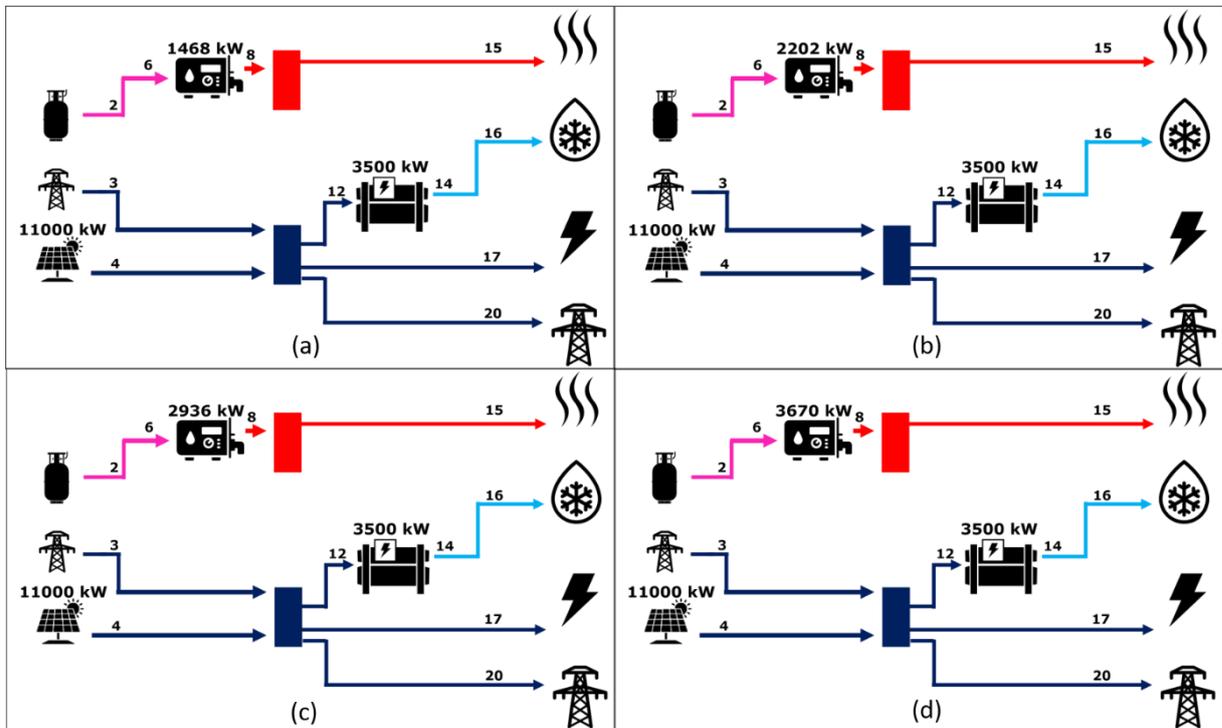
Figura 28 - Sistema ótimos, obtidos na otimização por faixa.



Fonte: O autor (2022).

O sistema B1 é aquele apresentado na Figura 27. Os sistemas B2, B3, B4 e B5 estão sendo apresentados na Figura 29. A potência nominal da caldeira a gás é a única diferença nas configurações da topologia B.

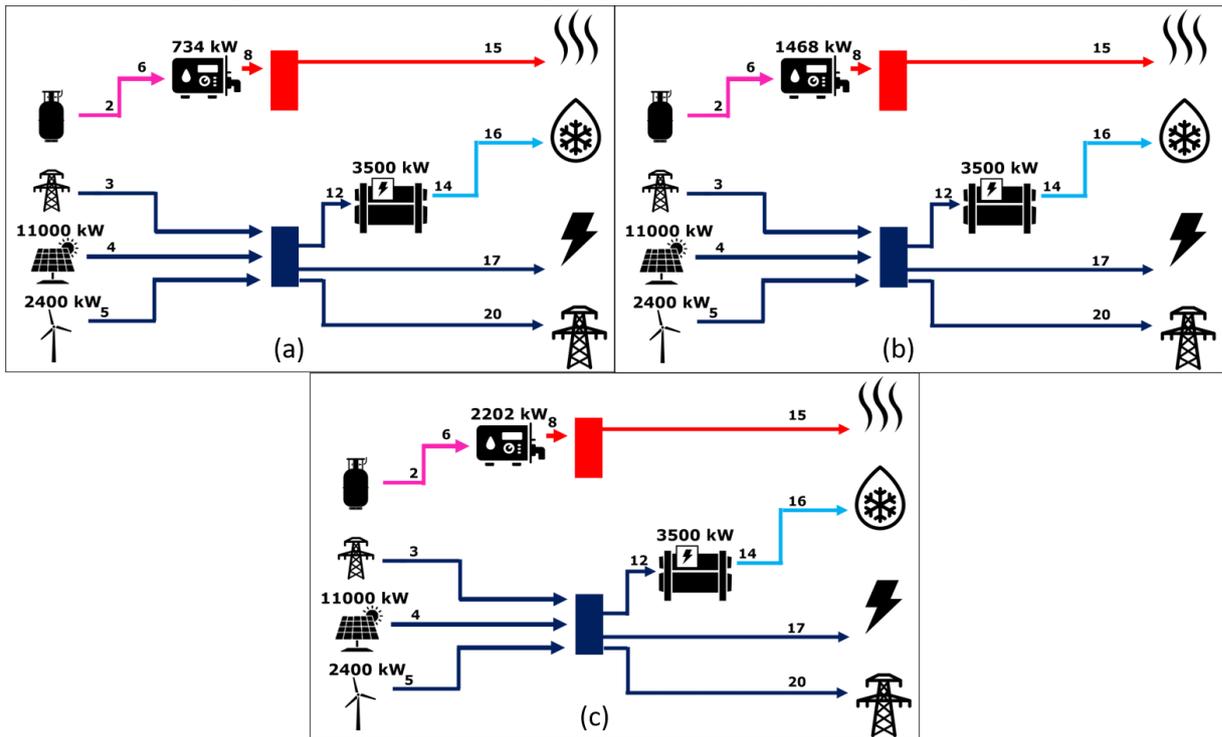
Figura 29 - Sistema da configuração 2 (a), 3 (b), 4 (c) 5 (d) da topologia B.



Fonte: O autor (2022).

Os sistemas C2, C3 e C4 estão sendo apresentados na Figura 30. A potência nominal da caldeira a gás também é a única diferença nas configurações da topologia C.

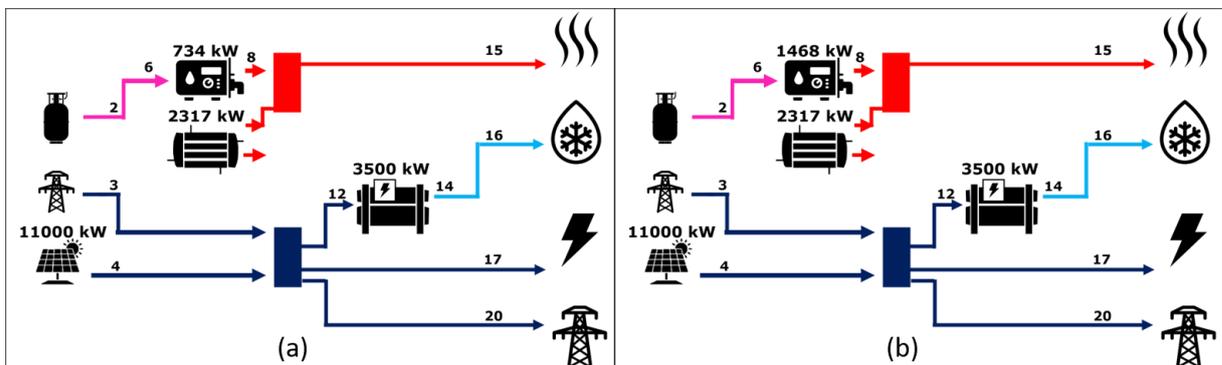
Figura 30 - Sistema da configuração 2 (a), 3 (b), 4 (c) da topologia C.



Fonte: O autor (2022).

Os sistemas F1 e F2 estão sendo apresentados na Figura 31. Essa topologia apresenta uma caldeira de recuperação mesmo sem utilizá-la, pois, a caldeira de recuperação só é utilizada junto com o grupo moto-gerador. Ou seja, mesmo o sistema sendo penalizado, com um equipamento a mais sem utilizá-lo, esse sistema ainda está entre os dez melhores ao longo da faixa de β_{ele} otimizada.

Figura 31 - Sistema da configuração 1 (a) e 2 (b) da topologia F.



Fonte: O autor (2022).

6.2 AVALIAÇÃO FINANCEIRA E AMBIENTAL

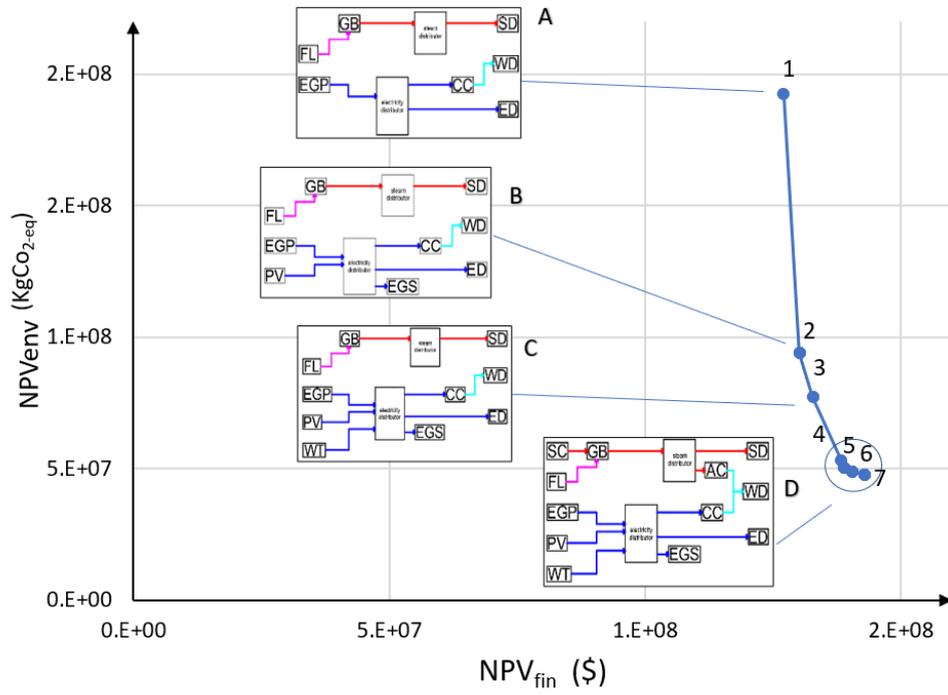
A avaliação financeira e ambiental foi realizada através da otimização financeira e ambiental do sistema genérico, estudos paramétricos e análise de risco de investimento. Os resultados destas análises estão sendo apresentados nesta seção.

6.2.1 Otimização Financeira e Ambiental

A solução do problema de otimização pontual financeira e ambiental resultou em um conjunto de soluções de Pareto composto por 4 topologias: A, B, C e D, conforme pode ser observado na Figura 32. A topologia A utiliza uma caldeira a gás e um *chiller* de compressão para atender as demandas de energias. A topologia B utiliza uma caldeira a gás, painéis fotovoltaicos, e um *chiller* de compressão. A topologia C utiliza uma caldeira a gás, painéis fotovoltaicos, turbina eólica e um *chiller* de compressão. Já a topologia D utiliza uma caldeira a gás, painéis fotovoltaicos, turbina eólica, *chiller* de absorção e *chiller* de compressão.

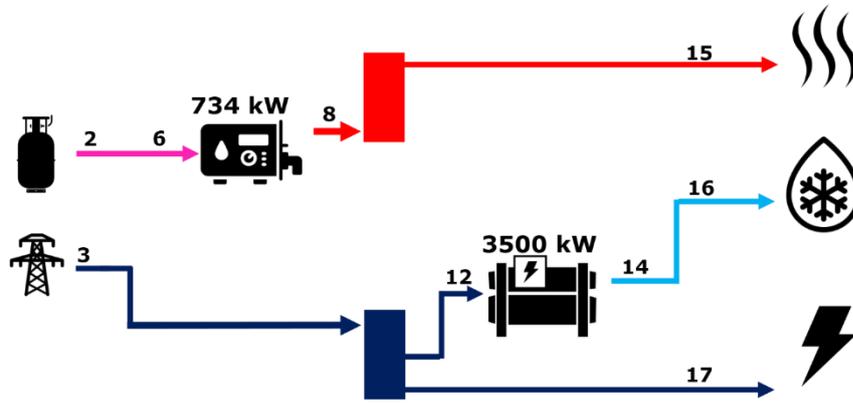
As sete configurações de quatro topologias diferentes que foram obtidas no conjunto de soluções de Pareto podem ser observadas na Figura 33, Figura 34, Figura 35 e na Figura 36.

Figura 32 - Conjunto de soluções para uma otimização com $\beta_{fuel} = \beta_{ele} = 1$.



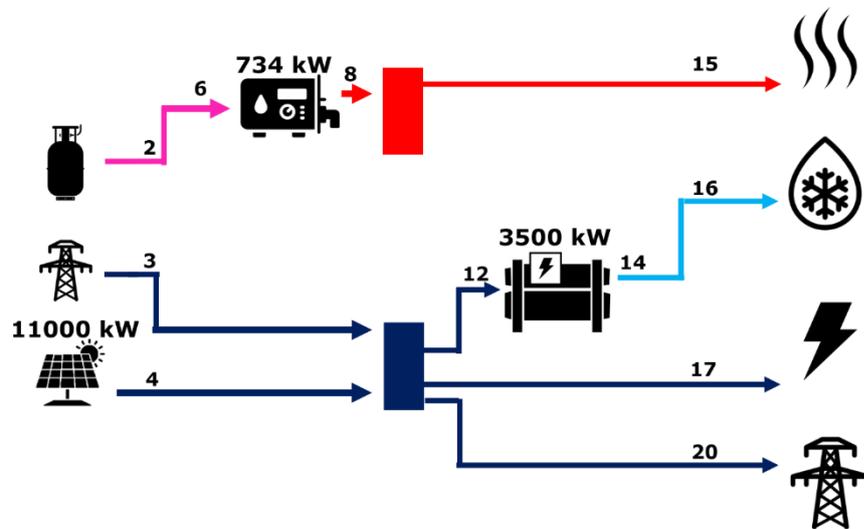
Fonte: O autor (2022).

Figura 33 - Sistema da configuração 1 e topologia A.



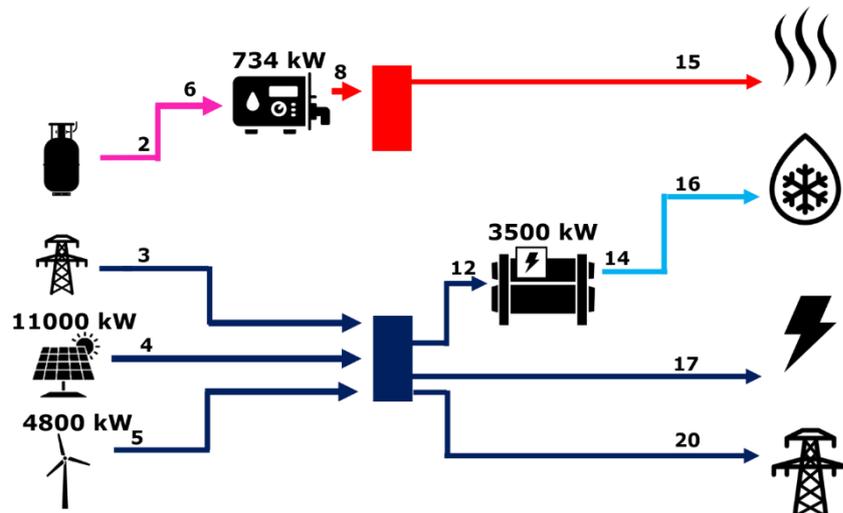
Fonte: O autor (2022).

Figura 34 - Sistema da configuração 2 e topologia B.



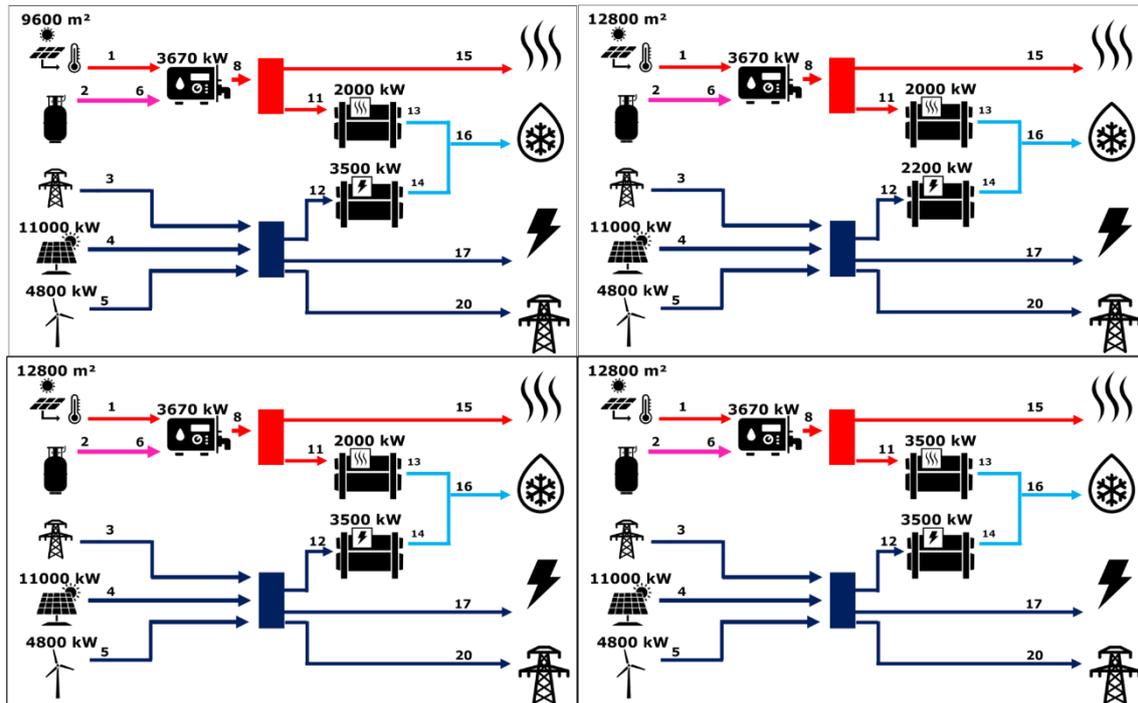
Fonte: O autor (2022).

Figura 35 - Sistema da configuração 3 e topologia C.



Fonte: O autor (2022).

Figura 36 - Sistema da configuração 4 (a), 5 (b), 6 (c) e 7 (d) da topologia D.



Fonte: O autor (2022).

Há uma redução de 75,1% entre o valor presente ambiental do ponto 1 e do ponto 7 e um aumento de 12,4% entre o valor presente financeiro do ponto 1 e do ponto 7 (Figura 32). A comparação dos valores presentes entre as soluções pode ser observada na Tabela 4. A Tabela 4 também indica a faixa de α que corresponde a cada uma das soluções e o resultado da tomada de decisão (I_i). Pode-se observar que a topologia D, que apresenta uma redução de até 75,1% no NPV_{env} para um aumento de até 12,4% no NPV_{fin} , é a solução ideal para uma ponderação na função objetivo de 0 até 0,81. Em outras palavras, a topologia D é obtida para uma otimização exclusivamente ambiental ($\alpha = 0$) até para uma otimização considerando 19% do NPV_{env} e 81% do NPV_{fin} (otimização com $\alpha = 0,81$). A configuração 5 da topologia D foi a escolhida como a melhor solução, com valor máximo de ganho percentual combinado ambiental e financeiro.

Tabela 4 - Dados de todas as soluções de Pareto.

Ponto	NPV_{env} (kg CO ₂ -eq)	NPV_{fin} (R\$)	I_i	Topologia	Configuração	Faixa de α
	$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1$					
1	192.10 ⁶	127.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
2	94.10 ⁶	130.10 ⁶	48,8%	B	2	0,87 - 0,97
3	77.10 ⁶	133.10 ⁶	55,4%	C	3	0,82 - 0,86
4	53.10 ⁶	138.10 ⁶	63,6%	D	4	0,79 - 0,81
5	51.10 ⁶	139.10 ⁶	64,3%	D	5	0,52 - 0,78
6	49.10 ⁶	140.10 ⁶	64,0%	D	6	0,32 - 0,51
7	47.10 ⁶	143.10 ⁶	62,7%	D	7	0 - 0,31

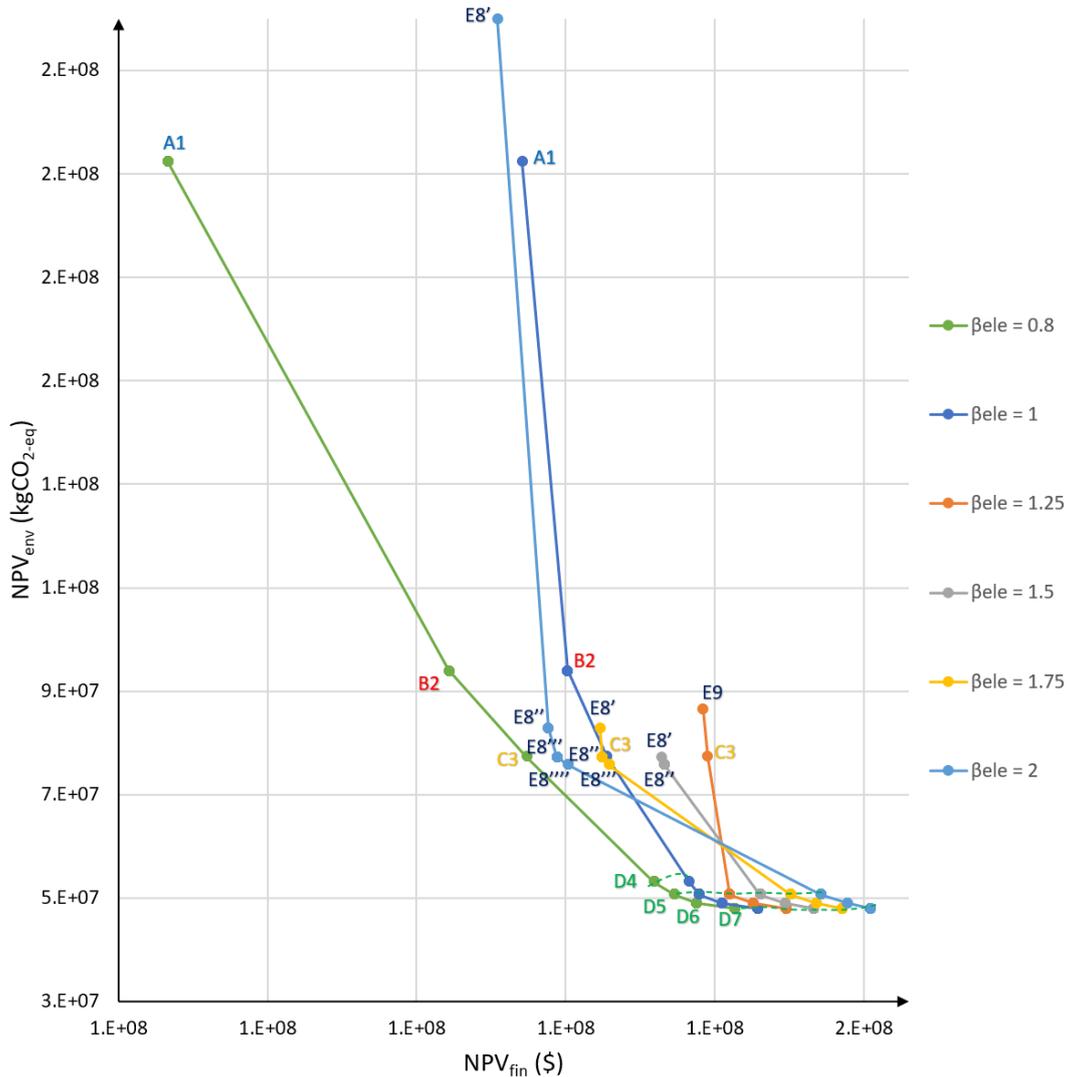
Fonte: O autor (2022).

6.2.2 Estudos Paramétricos

Nesta seção serão apresentados os resultados dos estudos paramétricos onde o sistema genérico foi otimizado em diferentes valores de β_{ele} e β_{fuel} .

6.2.2.1 Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}

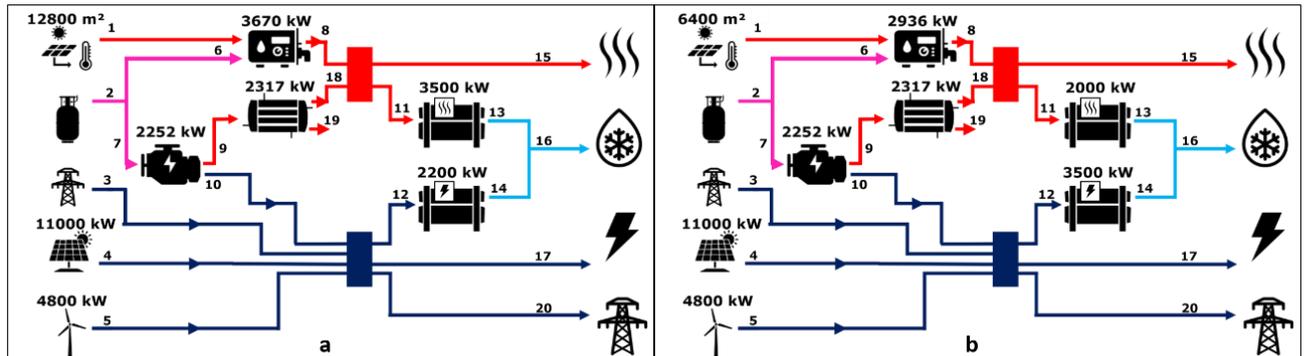
A Figura 37 apresenta as soluções de Pareto para diferentes β_{ele} , variando de 0,8 até 2. Percebe-se novamente que os pontos na área inferior das curvas, soluções para α próximo de zero, tendem a apresentar uma melhoria ambiental significativa para uma pequena piora no valor presente financeiro. Cada ponto na Figura 37 está representado por uma letra, que representa a topologia, e um número, que representa a configuração.

Figura 37 - Conjunto de soluções para diferentes β_{ele} .

Fonte: O autor (2022).

Duas novas configurações apareceram para uma otimização com $\beta_{ele} = 1,25$, $\beta_{ele} = 1,5$, $\beta_{ele} = 2$ e $\beta_{ele} = 1,75$, a configuração 8 e 9, ambas da topologia E. As configurações 8 e 9 da topologia E apresenta a mesma topologia do sistema genérico () e pode ser observada na Figura 38.

Figura 38 - (a) Sistema E8; (b) Sistema E9.



Fonte: O autor (2022).

A

Tabela 5 indica os valores financeiro e ambiental de cada solução da Figura 37, a faixa de α que corresponde a essa solução e o valor do ganho percentual combinado ambiental e financeiro. Observa-se que a topologia D está presente para todos os valores de β_{ele} , e está presente na maior faixa de α . Ou seja, mesmo ponderando o α para valorizar mais o NPV_{fin} (α próximo de 1), a topologia D ainda se mostra como a solução ótima no conjunto de soluções.

Para $\beta_{ele} = 0,8$, simulando uma redução de 20% na tarifa de eletricidade, a configuração 4 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{ele} = 1,25$, simulando um aumento de 25% na tarifa de eletricidade, a configuração 6 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{ele} = 1,5$, simulando um aumento de 50% na tarifa de eletricidade, a configuração 6 e 7 da topologia D foram escolhidas na tomada de decisão. Para $\beta_{ele} = 1,75$, simulando um aumento de 75% na tarifa de eletricidade, a configuração 7 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{ele} = 2$, simulando um aumento de 100% na tarifa de eletricidade, foi o único caso que uma topologia diferente foi escolhida na tomada de decisão, a configuração 8 da topologia E.

Tabela 5 - Dados de todas as soluções de Pareto para diferentes valores de β_{ele} .

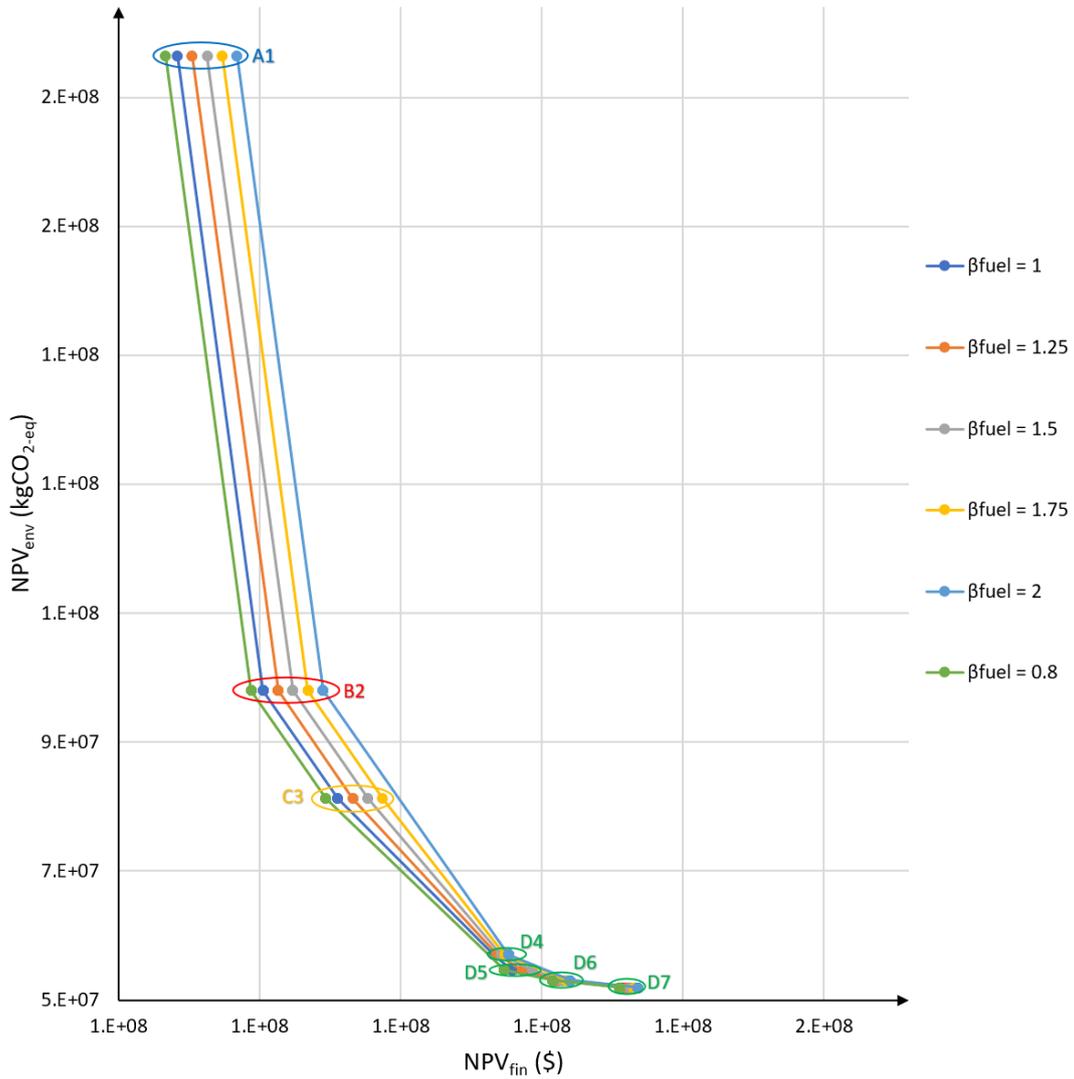
Ponto	NPV_{env} (kg CO ₂ -eq)	NPV_{fin} (R\$)	l_i	Topologia	Configuração	Faixa de α
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 0,8$						
A1	192.10 ⁶	103.10 ⁶	0%	A	1	0,84 - 1
B2	94.10 ⁶	122.10 ⁶	32,9%	B	2	0,77 - 0,83
C3	77.10 ⁶	127.10 ⁶	36,5%	C	3	0,74 - 0,76
D4	53.10 ⁶	136.10 ⁶	40,9%	D	4	0,64 - 0,73
D5	51.10 ⁶	137.10 ⁶	40,8%	D	5	0,53 - 0,63
D6	49.10 ⁶	139.10 ⁶	40,2%	D	6	0,31 - 0,52
D7	48.10 ⁶	141.10 ⁶	38,3%	D	7	0 - 0,30
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,25$						
E9	86.10 ⁶	139.10 ⁶	0%	E	9	0,97 - 1
C3	77.10 ⁶	139.10 ⁶	10,4%	C	3	0,95 - 0,96
D5	51.10 ⁶	141.10 ⁶	40,1%	D	5	0,51 - 0,94
D6	49.10 ⁶	142.10 ⁶	40,8%	D	6	0,34 - 0,52
D7	48.10 ⁶	145.10 ⁶	40,5%	D	7	0 - 0,33
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,5$						
E8'	77.10 ⁶	136.10 ⁶	0%	E	8	0,90 - 1
E8''	76.10 ⁶	137.10 ⁶	1,9%	E	8	0,80 - 0,89
D5	51.10 ⁶	143.10 ⁶	29,6%	D	5	0,50 - 0,79
D6	49.10 ⁶	145.10 ⁶	30,4%	D	6	0,37 - 0,49
D7	48.10 ⁶	147.10 ⁶	30,4%	D	7	0 - 0,36
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,75$						
E8'	83.10 ⁶	132.10 ⁶	0%	E	8	0,98 - 1
E8''	77.10 ⁶	132.10 ⁶	6,7%	E	8	0,77 - 0,97
E8'''	76.10 ⁶	133.10 ⁶	8,2%	E	8	0,68 - 0,76
D5	51.10 ⁶	145.10 ⁶	29,2%	D	5	0,49 - 0,67
D6	49.10 ⁶	147.10 ⁶	29,8%	D	6	0,39 - 0,48
D7	48.10 ⁶	149.10 ⁶	29,9%	D	7	0 - 0,38
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 2$						
E8'	220.10 ⁶	125.10 ⁶	0%	E	8	0,98 - 1
E8''	83.10 ⁶	129.10 ⁶	59,6%	E	8	0,91 - 0,97
E8'''	77.10 ⁶	129.10 ⁶	61,7%	E	8	0,67 - 0,90
E8''''	76.10 ⁶	130.10 ⁶	61,8%	E	8	0,60 - 0,66
D5	51.10 ⁶	147.10 ⁶	59,7%	D	5	0,48 - 0,59
D6	49.10 ⁶	149.10 ⁶	59,5%	D	6	0,42 - 0,47
D7	48.10 ⁶	150.10 ⁶	58,3%	D	7	0 - 0,41

Fonte: O autor (2022).

6.2.2.2 Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}

A Figura 39 apresenta as curvas de Pareto para diferentes β_{fuel} , variando de 0,8 até 2. Percebe-se novamente que os pontos na área inferior das curvas, soluções para α próximo de zero, tendem a apresentar uma melhoria ambiental significativa para uma pequena piora no financeiro.

Figura 39 - Conjunto de soluções para diferentes β_{fuel} .



Fonte: O autor (2022).

A Tabela 6 indica os valores presentes financeiro e ambiental de cada solução da Figura 39, a faixa de α que corresponde a essa solução e o valor do ganho percentual. A topologia D continua presente na maior faixa de α neste estudo paramétrico.

Tabela 6 - Dados de todas as Soluções de Pareto para diferentes valores de β_{fuel} .

Ponto	NPV_{env} (kg CO2-eq)	NPV_{fin} (R\$)	l_i	Topologia	Configuração	Faixa de α
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 0,8$						
A1	192.10 ⁶	127.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
B2	94.10 ⁶	130.10 ⁶	48,7%	B	2	0,87 - 0,97
C3	77.10 ⁶	132.10 ⁶	55,3%	C	3	0,81 - 0,86
D5	51.10 ⁶	139.10 ⁶	64,2%	D	5	0,49 - 0,80
D6	49.10 ⁶	140.10 ⁶	63,7%	D	6	0,32 - 0,48
D7	48.10 ⁶	143.10 ⁶	62,4%	D	7	0 - 0,31
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,25$						
A1	192.10 ⁶	128.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
B2	94.10 ⁶	131.10 ⁶	48,8%	B	2	0,87 - 0,97
C3	77.10 ⁶	133.10 ⁶	55,4%	C	3	0,83 - 0,86
D4	53.10 ⁶	138.10 ⁶	63,9%	D	4	0,74 - 0,82
D5	50.10 ⁶	139.10 ⁶	64,5%	D	5	0,56 - 0,73
D6	49.10 ⁶	141.10 ⁶	64,3%	D	6	0,32 - 0,55
D7	48.10 ⁶	143.10 ⁶	63,0%	D	7	0 - 0,31
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,5$						
A1	192.10 ⁶	128.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
B2	94.10 ⁶	131.10 ⁶	48,8%	B	2	0,87 - 0,97
C3	77.10 ⁶	134.10 ⁶	55,4%	C	3	0,84 - 0,86
D4	53.10 ⁶	139.10 ⁶	64,3%	D	4	0,69 - 0,83
D5	51.10 ⁶	140.10 ⁶	64,7%	D	5	0,61 - 0,68
D6	49.10 ⁶	141.10 ⁶	64,7%	D	6	0,32 - 0,60
D7	48.10 ⁶	143.10 ⁶	63,0%	D	7	0 - 0,31
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,75$						
A1	192.10 ⁶	129.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
B2	94.10 ⁶	131.10 ⁶	48,8%	B	2	0,87 - 0,97
C3	77.10 ⁶	134.10 ⁶	55,4%	C	3	0,85 - 0,86
D4	53.10 ⁶	139.10 ⁶	64,6%	D	4	0,65 - 0,84
D6	49.10 ⁶	141.10 ⁶	65,0%	D	6	0,32 - 0,64
D7	48.10 ⁶	143.10 ⁶	63,8%	D	7	0 - 0,31
$\beta_{fuel} = 1$ e $\beta_{ele} = 2$						
A1	192.10 ⁶	129.10 ⁶	0%	A	1	0,98 - 1
B2	94.10 ⁶	132.10 ⁶	48,8%	B	2	0,87 - 0,97
D4	54.10 ⁶	139.10 ⁶	65,0%	D	4	0,65 - 0,86
D6	49.10 ⁶	141.10 ⁶	65,4%	D	6	0,32 - 0,64
D7	48.10 ⁶	144.10 ⁶	64,1%	D	7	0 - 0,31

Fonte: O autor (2022).

Para $\beta_{fuel} = 0,8$, simulando uma redução de 20% na tarifa de combustível, a configuração 5 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{fuel} = 1,25$, simulando um aumento de 25% na tarifa de combustível, a configuração 5 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{fuel} = 1,5$, simulando um aumento de 50% na tarifa de combustível, a configuração 5 e 6 da topologia D foram escolhidas na tomada de decisão. Para $\beta_{fuel} = 1,75$, simulando um aumento de 75% na tarifa de combustível, a configuração 6 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão. Para $\beta_{fuel} = 2$, simulando um aumento de 100% na tarifa de combustível, a configuração 6 da topologia D foi escolhida na tomada de decisão.

6.2.3 Avaliação de Risco de Investimento

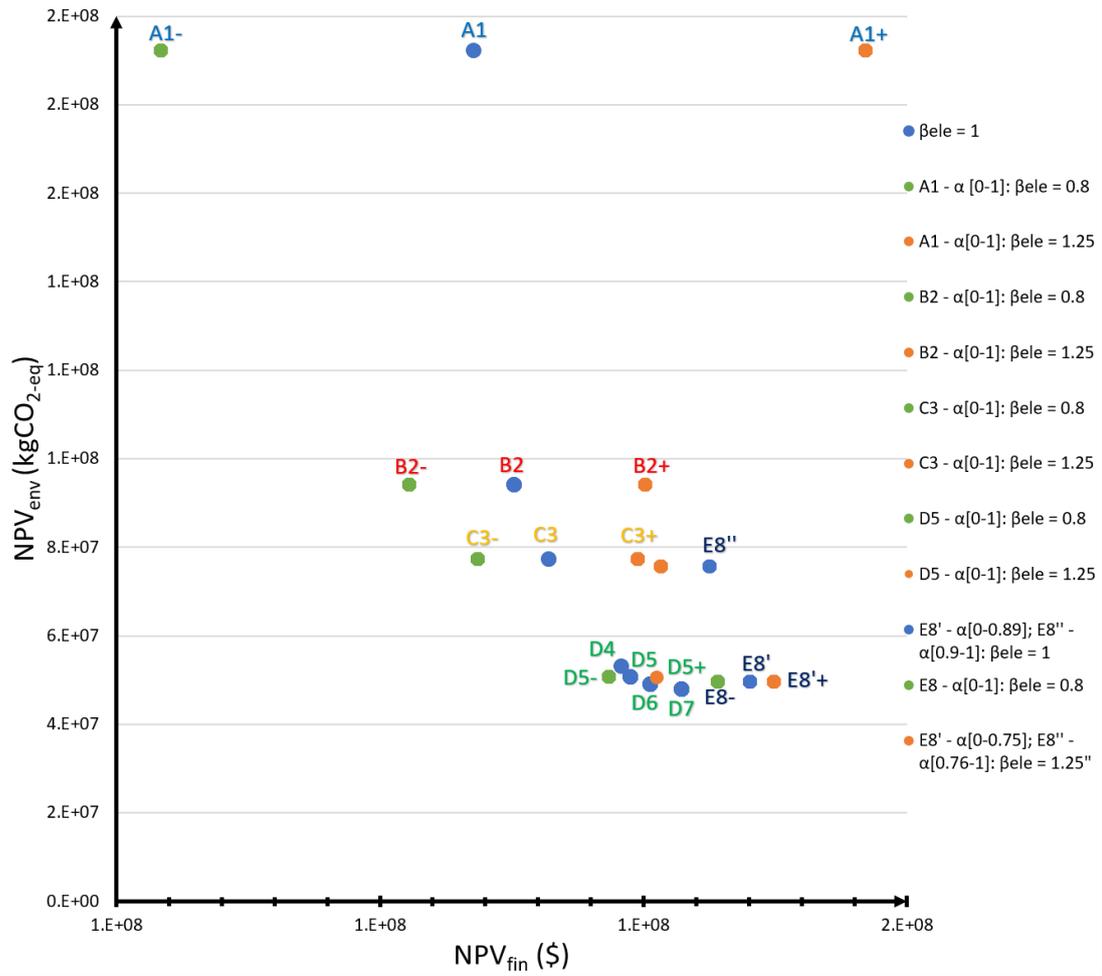
Esta seção visa analisar o risco de investir em 5 configurações diferentes: a configuração 1, 2, 3, 5 e 8. Uma vez investido em uma configuração, ela irá operar em toda a vida útil do sistema. Conhecer o comportamento sob a diminuição e aumento de tarifas é fundamental para analisar o risco de investimento desses sistemas. Em razão das configurações de mesma topologia apresentarem comportamentos semelhantes sob o aumento ou diminuição na tarifa, apenas a configuração 5 e a configuração 8 da topologia D e E, respectivamente, foram apresentadas.

6.2.3.1 Variação da Tarifa de Eletricidade, β_{ele}

Para um valor de $\beta_{fuel} = 1$, fixando as configurações obtidas do estudo paramétrico no modelo de otimização, e otimizando essas configurações para diferentes valores de β_{ele} , pode-se obter resultados que estão sendo apresentados na Figura 40. Para facilitar a visualização dos resultados, a Figura 40 foi dividida em duas, apresentadas na Figura 41 e Figura 42. O símbolo de - indica que a configuração foi otimizada para um $\beta_{ele} = 0,8$. O símbolo de + indica que a configuração foi otimizada para um $\beta_{ele} = 1,25$.

O sistema da configuração 1 da topologia A apresenta um elevado risco de investimento caso seja instalado. Se houver um aumento na tarifa de eletricidade, o sistema proporcionará um prejuízo financeiro elevado. Por outro lado, se houver uma redução na tarifa de eletricidade, ele proporcionará uma boa vantagem financeira. De forma semelhante, mas em uma proporção menor, acontecerá com a configuração 2, 3 e 5 da topologia B, C e D, respectivamente. Dentre as topologias apresentadas na Figura 41, a topologia D foi a que apresentou o menor risco de investimento.

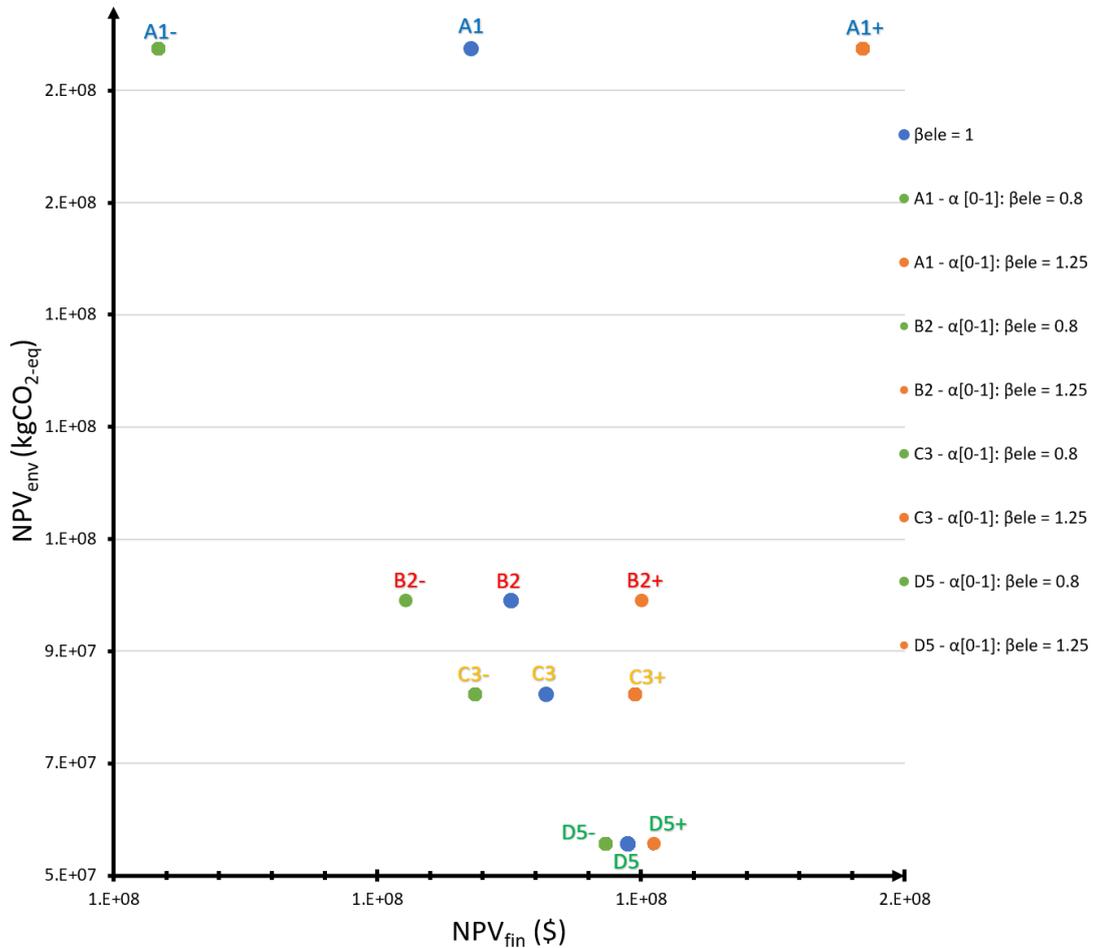
Figura 40 - Análise de risco da topologia A, B, C, D e E, variando β_{ele} .



Fonte: O autor (2022).

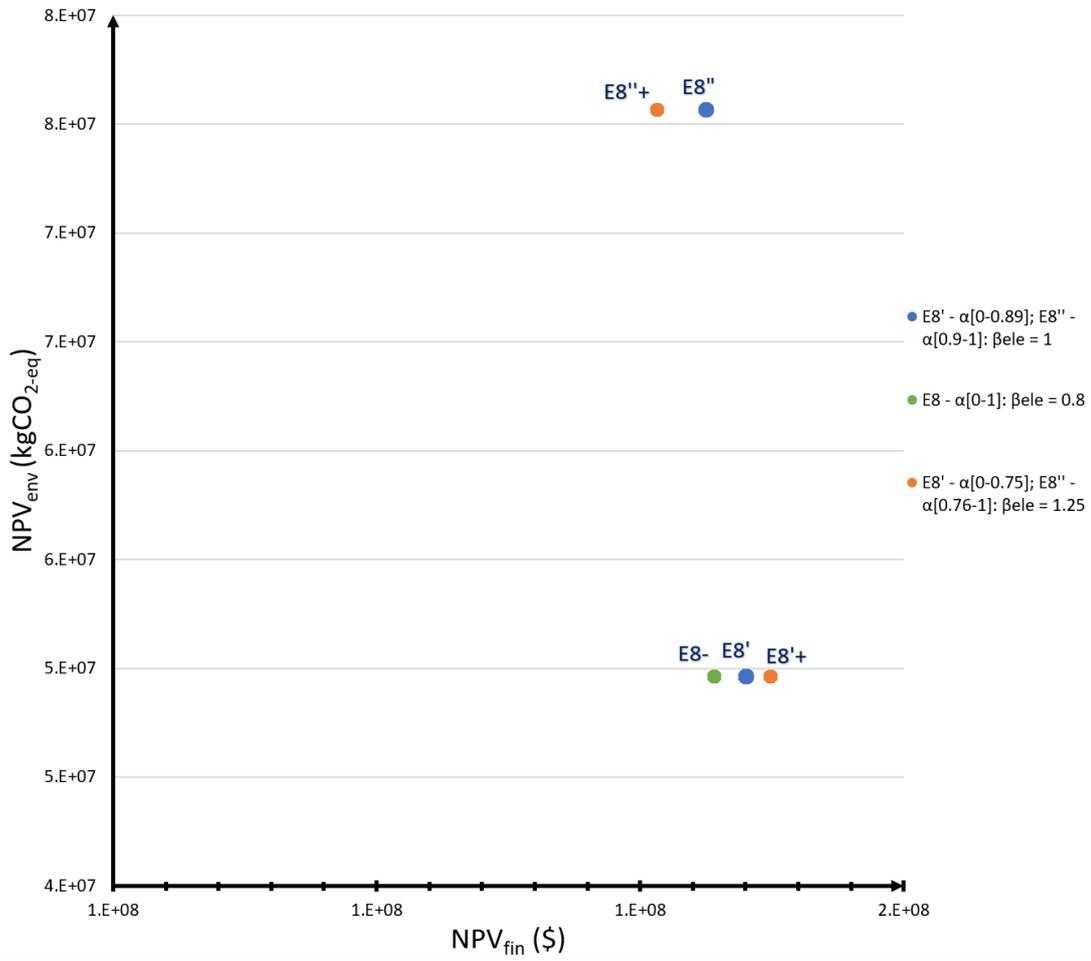
Na Figura 42 observa-se que a topologia E apresenta uma adaptabilidade da operação em qualquer configuração em razão da integração energética que ocorre no *chiller* de absorção e no grupo moto-gerador. A adaptação da operação ocorre em função do peso dado na função objetivo (valor de α).

Figura 41 - Análise de risco da topologia A, B, C e D.



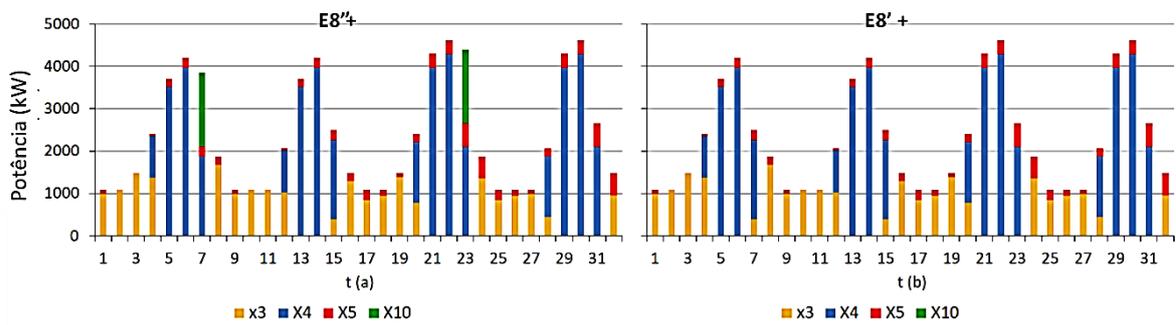
Na Figura 42, para uma otimização com $\beta_{ele} = 0,8$, o uso de combustível se torna inviável pois a energia elétrica está mais barata, e o sistema opera no ponto indicado em $E8-$, sem utilizar o conjunto moto-gerador. Para uma otimização com $\beta_{ele} = 1$ e $\beta_{ele} = 1,25$, o uso do combustível se torna mais viável e o sistema opera de duas formas: uma indicada no ponto $E8''$, e outra indicada no ponto $E8'$. A operação elétrica de $E8+$ ao longo dos 32 intervalos de tempos característicos está sendo mostrada na Figura 43. Em $E8''+$ o conjunto moto-gerador (linha de fluxo de energia número 10 do sistema da Figura 38) é utilizado nos períodos de ponta da rede elétrica (intervalos de tempos característicos 7 e 23). Em $E8'+$ o conjunto moto-gerador não é utilizado em nenhum momento ao longo dos intervalos de tempos característicos.

Figura 42 - Análise de risco da topologia E.



Fonte: O autor (2022).

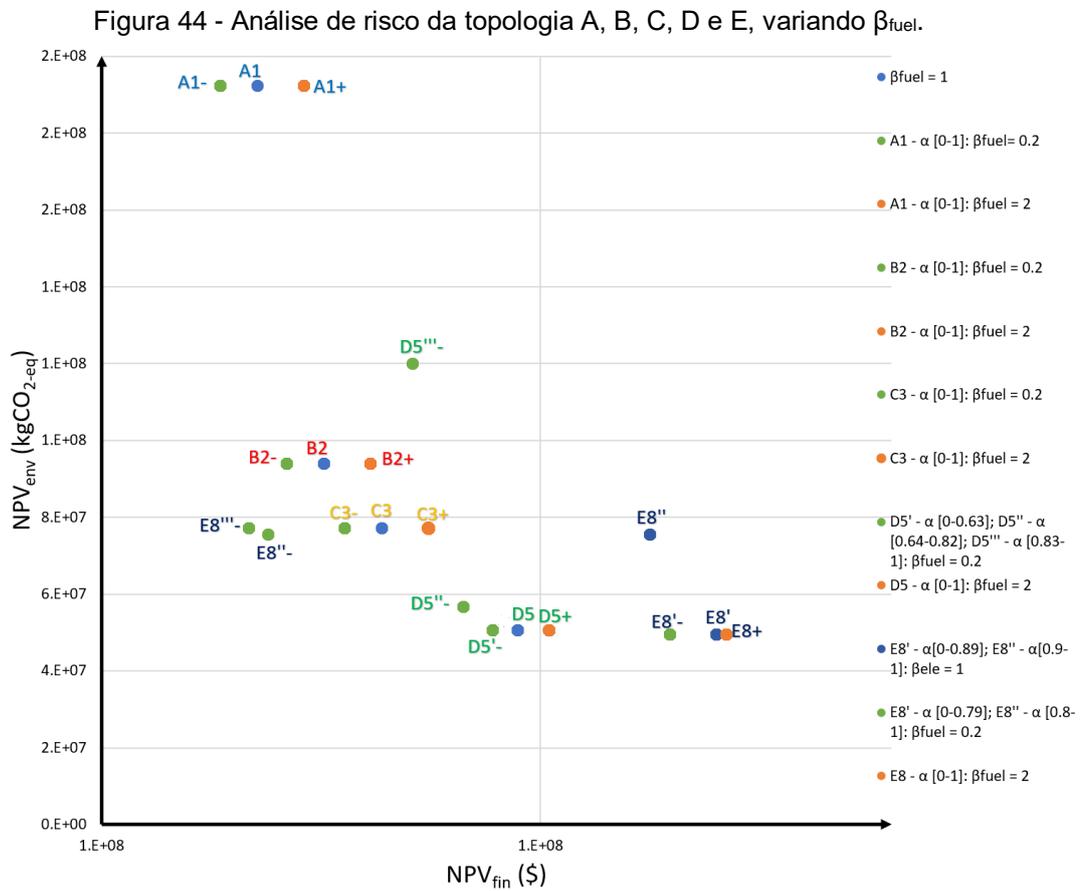
Figura 43 - Operação elétrica do sistema E8, para um aumento de 25% na tarifa.



Fonte: O autor (2022).

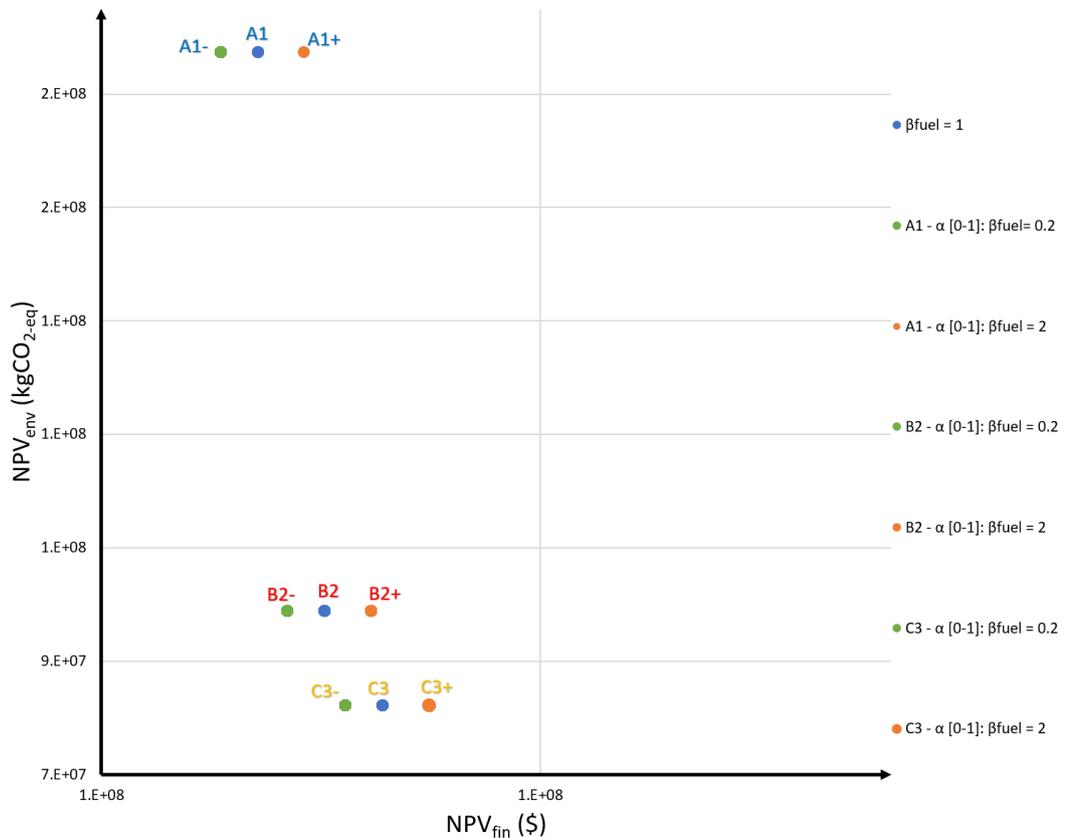
6.2.3.2 Variação da Tarifa de Combustível, β_{fuel}

Para um valor de $\beta_{ele} = 1$, fixando as configurações obtidas do estudo paramétrico no modelo de otimização, e otimizando essas configurações para diferentes valores de β_{fuel} , foram obtidos resultados que estão sendo apresentados na Figura 44. Para facilitar a visualização dos resultados, a Figura 44 foi dividida em duas, apresentadas na Figura 45 e Figura 46. O símbolo de - indica que a configuração foi otimizada para um $\beta_{fuel} = 0,2$. O símbolo de + indica que a configuração foi otimizada para um $\beta_{fuel} = 2$.



Fonte: O autor (2022).

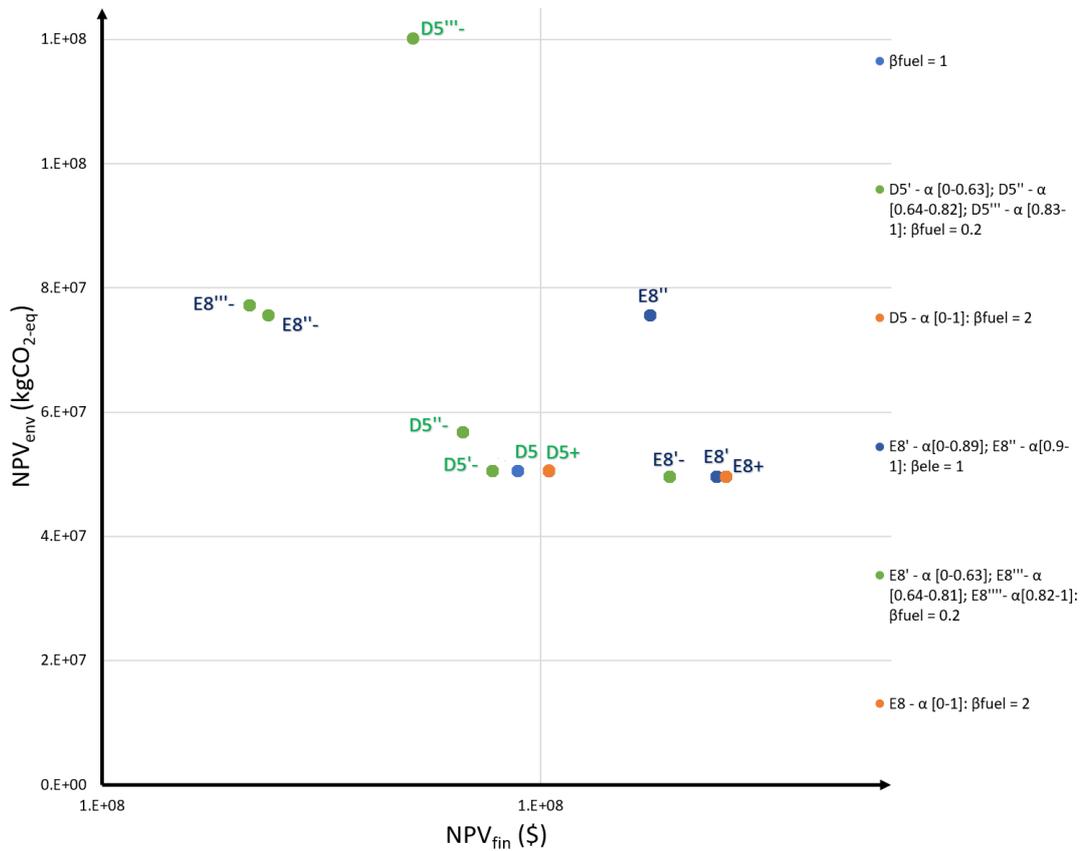
Figura 45 - Análise de risco da topologia A, B e C.



Fonte: O autor (2022).

Na Figura 45 observa-se que a mudança na tarifa de combustível não altera o NPV_{env} e provoca a mesma variação no NPV_{fin} nas configurações 1, 2 e 3 das topologias A, B e C, respectivamente. Isso acontece em razão dessas configurações utilizarem a mesma quantidade de combustível na caldeira a gás ao longo da sua operação para atender, somente, a demanda de calor.

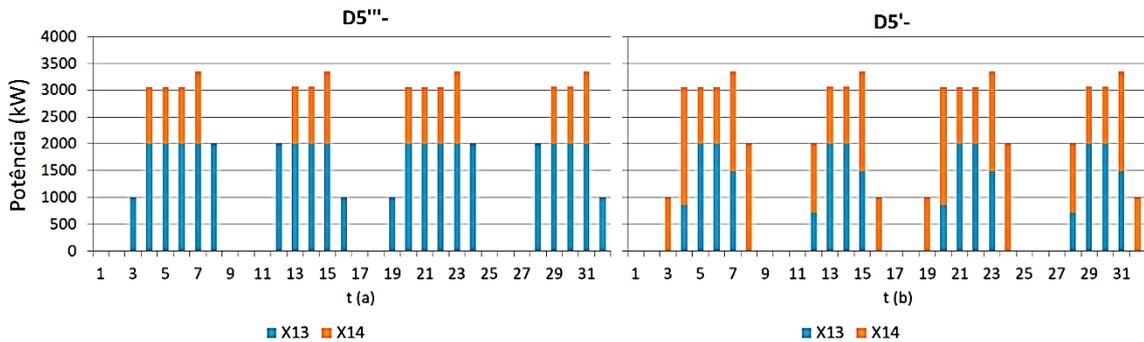
Figura 46 - Análise de risco da topologia D e E.



Fonte: O autor (2022).

Na Figura 46, para uma otimização com $\beta_{fuel} = 2$, o sistema da configuração 5 opera no ponto indicado por $D5+$, com um pequeno aumento no NPV_{fin} com relação ao ponto $D5$. Para a otimização com $\beta_{fuel} = 0,2$, o uso do combustível se torna mais viável e o sistema opera de três formas diferentes, indicados por $D5'$ - (para α de 0 até 0.63), $D5''$ - (para α de 0.64 até 0.82) e $D5'''$ - (para α de 0.83 até 1). Enquanto a otimização vai se tornando mais financeira (α se aproxima de 1), o sistema adapta sua operação para consumir mais combustível e utilizar o *chiller* de absorção ao invés do *chiller* de compressão. A Figura 47 apresenta a mudança na operação de água gelada entre os pontos $D5'''$ - e $D5'$ -. Em $D5'''$ - utiliza-se mais o *chiller* de absorção, que está sendo representado por $X13_t$ (linha de fluxo de energia 13).

Figura 47 - Operação do sistema D5, para uma redução de 80% na tarifa.

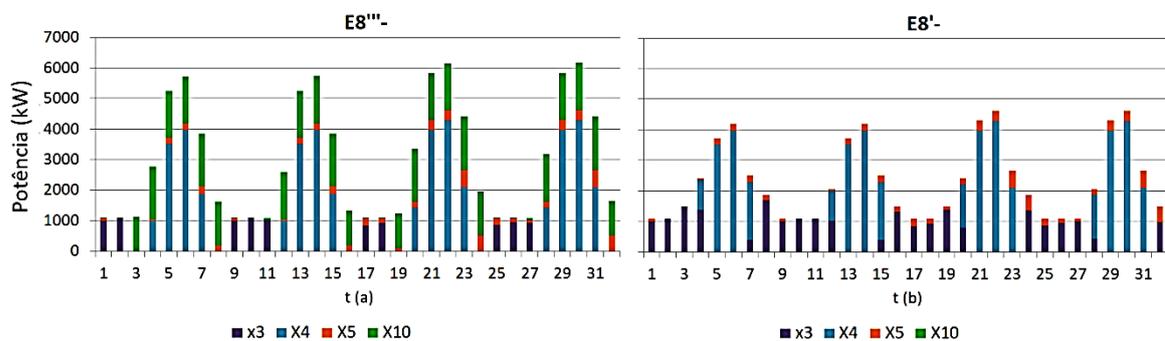


Fonte: O autor (2022).

Ainda na Figura 46, para a otimização com $\beta_{fuel} = 2$, o sistema da configuração 8 opera no ponto indicado por $E8+$. O uso do combustível se torna inviável e o sistema não utiliza o conjunto moto-gerador. Há um pequeno aumento no NPV_{fin} com relação ao ponto $E8'$, pois o sistema continua consumindo gás natural na caldeira. Para a otimização com $\beta_{fuel} = 0,2$, o sistema opera de três formas diferentes, indicados por $E8'$ - (para α de 0 até 0,63), $E8''$ - (para α de 0,64 até 0,81) e $E8'''$ - (para α de 0,82 até 1).

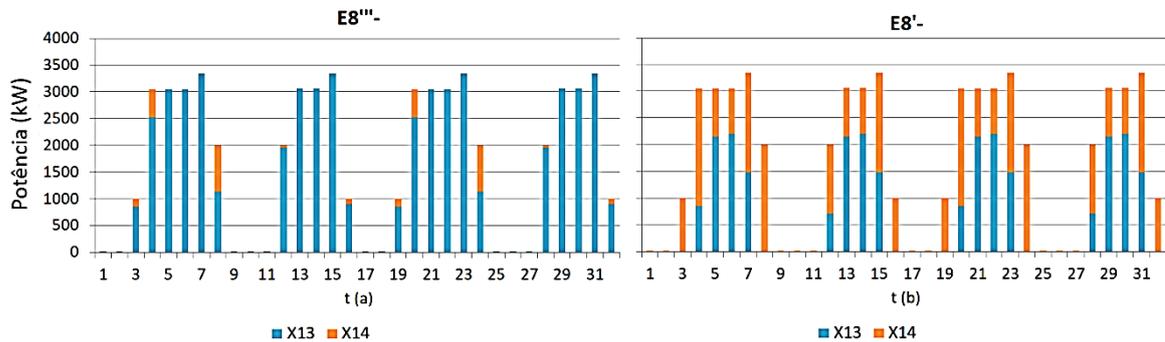
Enquanto a otimização vai se tornando mais financeira (α se aproxima de 1), o sistema adapta sua operação para consumir mais combustível e utilizar o conjunto moto-gerador e *chiller* de absorção. É o que está sendo apresentado na Figura 48 e na Figura 49.

Figura 48: Operação do sistema E8, para uma redução de 80% na tarifa.



Fonte: O autor (2022).

Figura 49: Operação do sistema E8, para uma redução de 80% na tarifa.



Fonte: O autor (2022).

No ponto $E8'''$ -, o sistema da configuração 8 consome menos energia da rede de distribuição elétrica do que que no ponto $E8'$ - (linha de fluxo de energia 3), e utiliza o conjunto moto-gerador (linha de fluxo de energia 10). Em $E8'''$ -, o sistema também utiliza mais o *chiller* de absorção (linha de fluxo de energia 13), que é alimentado por água quente, do que em $E8'$ -.

6.3 DISCUSSÕES

Na análise financeira realizada por meio de um problema de otimização, um total de 6480 sistemas tiveram sua operação otimizada, e aquele que apresentou o melhor resultado financeiro foi escolhido. O sistema escolhido, chamado de caso base, possui uma topologia simples e convencional, sendo composta de: uma caldeira a gás e um *chiller* de compressão. Toda demanda de eletricidade era atendida pela rede elétrica. Apesar do caso base ter sido escolhido pelo método de otimização, as análises paramétricas mostraram que um aumento de 3% na tarifa de eletricidade fazia com que o método escolhesse outra topologia de sistema, inserindo toda a disponibilidade de painéis fotovoltaicos. Com um aumento de 20% na tarifa de eletricidade, o método escolhia outra topologia de sistema, inserindo toda a disponibilidade de turbinas eólicas. Com um aumento de 33%, o método escolhia uma topologia complexa, com todos os equipamentos considerados no sistema genérico. Na análise paramétrica variando a tarifa de combustível, o método escolhia outra topologia de sistema quando a tarifa de combustível diminuía em 52%.

O sistema convencional chamado de caso base foi o ideal para as condições presentes analisadas. No entanto, sob um cenário de incertezas os valores tarifários podem mudar. Nestes cenários os sistemas híbridos que integram equipamentos de energias renováveis com equipamentos de energias não renováveis se mostraram ideais. Os resultados também mostraram que esses sistemas híbridos podem ajudar a reduzir o valor financeiro quando a tarifa de eletricidade é mais cara. Isso ocorre em razão da venda de eletricidade para a concessionária.

Na análise de risco de investimento da avaliação financeira, o caso base se mostrou muito arriscado sob uma variação na tarifa de eletricidade. Enquanto a tarifa de eletricidade aumentava, o valor financeiro do caso base aumentava em uma proporção elevada, pois ele era completamente dependente de energia elétrica. Por outro lado, quando o valor da energia elétrica diminuía, o caso base apresentava um resultado financeiro muito desejável. A topologia que apresentou um menor risco de investimento foi aquela mais complexa. A topologia mais complexa possui uma adaptabilidade maior, sendo capaz de trabalhar com os equipamentos ligados, desligados, ou em carga parcial, com a finalidade de reduzir o valor presente financeiro.

Em seguida, o método de otimização foi adaptado para realizar uma otimização por faixa. Neste processo, o método de otimização escolhe um sistema que obteve o melhor resultado financeiro dentre as 6480 configurações otimizadas para uma faixa de β_{ele} variando de 0,8 até 2. O melhor sistema dessa otimização por faixa foi aquele que apresentava uma caldeira a gás, *chiller* de compressão e painéis fotovoltaicos, onde sua topologia foi denominada de topologia B. Dentre os dez sistemas mais bem colocados na otimização por faixa, cinco eram da topologia B, diferindo em configuração apenas na potência nominal da caldeira a gás. Dentro os dez sistemas mais bem colocados na otimização por faixa, três eram da topologia C, composta por caldeira a gás, *chiller* de compressão, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, diferindo também na potência nominal da caldeira a gás. Dois sistemas dentre os dez mais bem colocados eram da topologia F. Essa topologia possui uma caldeira de recuperação mesmo sem utilizá-la. Mesmo o sistema sendo penalizado, com um equipamento a mais sem utilizá-lo, esse sistema ainda está entre os dez melhores ao longo da faixa de β_{ele} otimizada.

A topologia do caso base, que foi o sistema convencional mais simples, não estava entre os dez melhores sistemas da otimização por faixa. A otimização por

faixa se contrapôs à otimização pontual que indicou um sistema convencional como o sistema ótimo. Enquanto que a otimização por faixa se preocupa com o resultado financeiro considerando uma variação tarifária ao longo de toda vida útil do sistema, a otimização pontual se preocupa com o resultado financeiro da vida útil sem considerar essa variação.

A segunda análise foi feita considerando também a métrica ambiental. A avaliação financeira e ambiental foi realizada por meio do método de otimização e subsequente aplicação do novo método proposto de decisão, onde 9720 sistemas tiveram sua operação otimizada e aquela que apresentou o melhor resultado do valor presente, em função de α , para cada β , era escolhido. Assim, um conjunto de soluções foi gerado para cada valor de β . Nesse conjunto de soluções, cada solução foi obtida para uma faixa α . Cada solução, denominada de solução Pareto, tinha um compromisso específico com a métrica financeira e ambiental. Após formada a fronteira de Pareto (conjunto de soluções), um método de tomada de decisão identifica a solução que apresentou o melhor ganho percentual combinado ambiental e financeiro.

Na análise ambiental e financeira, um sistema mais complexo foi identificado pelo método. A topologia desse sistema, topologia D, era composta de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, coletores solares, caldeira a gás, *chiller* de absorção e *chiller* de compressão. Essa topologia foi escolhida para um compromisso de 100% ambiental e 0% financeiro até um compromisso de 19% ambiental e 81% financeiro. Além disso, ela apresentou uma diminuição significativa no valor ambiental (73%), para um pequeno aumento no valor financeiro (9%) quando comparada com a solução que tinha um compromisso 100% financeiro.

Nas análises paramétricas, na qual foi formado outros conjuntos de soluções para diferentes valores de β_{ele} e β_{fuel} , a topologia D continuou sendo a escolhida no método de decisão para a maioria dos casos avaliados, exceto para o caso que considerou um aumento de 100% na tarifa de eletricidade (otimização com $\beta_{ele} = 2$). Para esse caso, uma topologia ainda mais complexa, a topologia E, foi escolhida. A topologia desse sistema foi composta de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, coletores solares, caldeira a gás, *chiller* de absorção, *chiller* de compressão, conjunto moto-gerador e caldeira de recuperação.

Na análise de risco de investimento, as topologias mais simples se mostraram com um risco de investimento mais elevado, enquanto que as topologias mais

complexas, a topologia D e E, se mostraram com um menor risco, pois eram capazes de adaptar sua operação, ligando, desligando e mantendo equipamentos em carga parcial, se adequando ao peso dado entre o valor financeiro e o valor ambiental.

7 CONCLUSÕES

Definir um sistema de utilidade que atenda adequadamente as demandas energéticas de um edifício é um trabalho complexo, pois existem diferentes variáveis que devem ser levadas em consideração. Existe uma diversidade grande de equipamentos que podem ser inseridos para compor o sistema. Esses equipamentos consomem recursos energéticos e produzem energia para ser utilizada pelo consumidor. Equipamentos de energias renováveis dependem da sazonalidade e intermitência dessas fontes. Equipamentos que consomem combustível fóssil emitem mais gases de efeito estufa em sua operação. Cada equipamento tem sua particularidade. Saber quais equipamentos inserir em um sistema, qual o tamanho desses equipamentos e como eles devem operar ao longo do tempo, foi o foco desta pesquisa, levando em consideração métricas financeira e ambiental.

Na avaliação exclusivamente financeira, a inclusão de equipamentos de energias renováveis no modelo matemático permitiu identificar sistemas de utilidades mais robustos, que se adaptam às incertezas do futuro. Esses sistemas robustos são sistemas complexos, com diversos tipos de equipamentos e fontes de energias. Esses sistemas, apesar de não serem ótimos para as condições de tarifas vigentes, aparecem como sistemas ótimos sob pequenas variações tarifárias. Um aumento de 3% na tarifa de eletricidade fazia com que o método escolhesse outra topologia de sistema, inserindo toda a disponibilidade de painéis fotovoltaicos. Com um aumento de 20% na tarifa de eletricidade, o método escolhia outra topologia de sistema, inserindo toda a disponibilidade de turbinas eólicas. Um aumento de 33%, o método escolhia uma topologia complexa, com todos os equipamentos considerados no sistema genérico. Portanto, a inclusão de equipamentos de energias renováveis no modelo foi importante para considerar diversas fontes de energias e aumentar a complexidade do sistema genérico.

Considerar métricas ambientais nos processos de tomada de decisão, além de ser essencial para mitigar os efeitos das mudanças climáticas, foi também uma alternativa interessante do ponto de vista financeiro. Através da inclusão da métrica ambiental e do método de tomada de decisão no método de otimização, foi possível encontrar soluções que tinham um grande compromisso ambiental com um pequeno aumento de valor financeiro. A solução exclusivamente financeira apresenta um

custo total de $127 \cdot 10^6$ M\$ e uma emissão de $192 \cdot 10^6$ kgCO₂-eq enquanto que a solução escolhida pelo método de tomada de decisão apresenta um custo de $139 \cdot 10^6$ \$ e uma emissão de $51 \cdot 10^6$ kgCO₂-eq. Se considerarmos a monetização por meio da redução das emissões de carbono, essas soluções se provariam ainda mais viáveis financeiramente. Em convergência com a análise exclusivamente financeira, os resultados da análise financeira e ambiental também mostraram que aumentar a complexidade do sistema, investindo em diferentes tipos de equipamentos e diferentes fontes de energia, pode ser uma alternativa interessante para enfrentar as incertezas do futuro. Esses sistemas complexos se adaptam melhor às condições impostas e, assim, reduzem o risco de investimento.

Um dos desafios que faz parte da agenda do século XXI é a descarbonização energética. O mundo precisa dessa transição para mitigar os efeitos climáticos. Portanto, como trabalhos futuros tem-se: investigar como as tarifas *feed-in* podem ajudar a descarbonizar o setor energético brasileiro, como o comércio de carbono também pode incentivar nesse processo de descarbonização e aumentar ainda mais a complexidade do sistema genérico, incluindo outras fontes de energia, como por exemplo biomassa e hidráulica, e outros equipamentos como armazenadores elétricos, e térmicos, outros tipos de caldeiras, turbina a vapor e turbina a gás.

REFERÊNCIAS

ABBASI, M. H.; SAYYAADI, H.; TAHMASBZADEBAIE, M. A methodology to obtain the foremost type and optimal size of the prime mover of a CCHP system for a large-scale residential application. **Applied Thermal Engineering**, v. 135, p. 389–405, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.02.062>>

AFZALI, S. F.; MAHALEC, V. Optimal design, operation and analytical criteria for determining optimal operating modes of a CCHP with fired HRSG, boiler, electric chiller and absorption chiller. **Energy**, v. 139, p. 1052–1065, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.029>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Residencial Evolução**. 2020. Disponível em:

<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaOTY0NWQzOGltMmQ3ZS00MWUzLTlINmMtNTA5NTYxODdhYTgzliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 23 jul. 2020.

ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.535 DE 23 DE ABRIL DE 2019. v. 2p. 5–10.

BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. **Resolution nº 482, of April 17, (2012). Establishes the general conditions for access of distributed micro and mini-generation and creates an electricity compensation system.**

BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. **Resolution nº 687, of November 24, (2015). Alter resolution nº 482.**

BURIN, E. K.; VOGEL, T.; MULTHAUPT, S.; THELEN, A.; OELJEKLAUS, G.; GÖRNER, K.; BAZZO, E. Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. **Energy**, v. 117, p. 416–428, 2016.
CARVALHO, M.; DELGADO, D. Potential of Photovoltaic Solar Energy To Reduce the Carbon Footprint of the Brazilian Electricity Matrix. **LALCA- Revista Latino Americana em Avaliação do Ciclo de Vida**, v. 1, n. 1, p. 64, 2017.

CHEN, K.; PAN, M. Operation optimization of combined cooling, heating, and power superstructure system for satisfying demand fluctuation. **Energy**, v. 237, p. 121599, 2021.

CHEN, X.; ZHOU, H.; LI, W.; YU, Z.; GONG, G.; YAN, Y. Multi-criteria assessment and optimization study on 5 kW PEMFC based residential CCHP system. **Energy Conversion and Management**, v. 160, n. December 2017, p. 384–395, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.01.050>>

CHUN, A.; JOAQUIM C. S. SANTOS, J.; VILL LOVATI, C.; LUIZ M. DONATELLI, J.; CARVALHO, M. On the definition of part-load operation strategies in a complex trigeneration system with hourly-seasonal demands: Exergoeconomics and optimization. **Energy Conversion and Management**, v. 246, p. 114688, 2021.

COELLO, C. A. C.; LAMONT, G. B.; VELDHUIZEN, D. A. Van. **Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems Second Edition Genetic and Evolutionary Computation Series Series Editors Selected titles from this**

series : 2° ed. New York.

COPERGÁS. **Tarifas**. 2020. Disponível em: <<https://www.copergas.com.br/atendimento-ao-cliente/tarifas/>>. Acesso em: 3 fev. 2020.

CORREIA, V. H. L.; ABREU, R. P. De; CARVALHO, M. Robustness within the optimal economic polygeneration system for a dairy industry. **Journal of Cleaner Production**, v. 314, p. 127976, 2021.

Database, version 3.5. (2019). 2019. Disponível em: <<https://www.ecoinvent.org/>>. Acesso em: 14 set. 2021.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4° ed. 2020. EPE. BEN 2021 Relatório Síntese. p. 1–73, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>

ERSHADI, H.; KARIMIPOUR, A. Present a multi-criteria modeling and optimization (energy, economic and environmental) approach of industrial combined cooling heating and power (CCHP) generation systems using the genetic algorithm, Case study: A tile factory. **Energy**, v. 149, p. 286–295, 2018.

FAZLOLLAHI, S.; MANDEL, P.; BECKER, G.; MARÉCHAL, F. Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems. **Energy**, v. 45, n. 1, p. 12–22, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.046>>

FREITAS, L. A. **Estudo Energético e Econômico de Sistemas Térmicos de Fornecimento de Eletricidade e Água Gelada: O caso dos shoppings centers de Pernambuco**. 2016. Universidade Federal de Pernambuco, 2016.
FREITAS, L. A.; MAGNANI, F. S.; HORNSBY, E. M. Robustness of electricity and chilled water supply systems subject to change technical and economic. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 5, 2017.

GAO, L.; HWANG, Y.; CAO, T. An overview of optimization technologies applied in combined cooling , heating and power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 114, n. January, p. 109344, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109344>>

GHERSI, D. E.; AMOURA, M.; LOUBAR, K.; DESIDERI, U.; TAZEROUT, M. Multi-objective optimization of CCHP system with hybrid chiller under new electric load following operation strategy. **Energy**, v. 219, p. 119574, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119574>>

GIDDENS, A. **politics of climate change**. 1° ed.: Zahar-Brasil, 2010.
GUERRA, M. R. **Otimização de Sistemas de Cogeração Flexíveis Usando Método de Programação Linear**. 2011. Universidade Federal de Pernambuco, 2011.

HORNSBY, E. M. **Adaptive Systems for the Generation of Electricity , Steam and Chilled Water : Optimization Considering Financial and Environmental Metrics**. 2014. Universidade Federal de Pernambuco, 2014.

HOSSEIN ABBASI, M.; SAYYAADI, H.; TAHMASBZADEBAIE, M. A methodology to obtain the foremost type and optimal size of the prime mover of a CCHP system for a large-scale residential application. **Applied Thermal Engineering**, v. 135, p. 389–405, 2018.

HOU, H.; WU, J.; DING, Z.; YANG, B.; HU, E. Performance analysis of a solar-assisted combined cooling, heating and power system with an improved operation strategy. **Energy**, v. 227, p. 120516, 2021. a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120516>>

HOU, J.; WANG, J.; ZHOU, Y.; LU, X. Distributed energy systems: Multi-objective optimization and evaluation under different operational strategies. **Journal of Cleaner Production**, v. 280, p. 124050, 2021. b.

IEA. **Data & Statistics - IEA**. 2021. Disponível em: <[https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=WORLD&fuel=Energy consumption&indicator=TFCShareBySector](https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=TFCShareBySector)>. Acesso em: 31 ago. 2021.

IPCC. **Intergovernmental Panel on Climate Change. Report Climate Change 2013: The Physical Science Basis**. NY, USA: Gian-Kasper Plattner, 2013.
KANG, L.; WU, X.; YUAN, X.; MA, K.; WANG, Y.; ZHAO, J.; AN, Q. Influence analysis of energy policies on comprehensive performance of CCHP system in different buildings. **Energy**, v. 233, p. 121159, 2021.

KHAN, R.; SCHULZ, N. N. Cost Optimization of Hybrid Islanded Microgrid for Rural Electrification. In: (IEEE, Ed.) **IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING 2019**, Atlanta. **Anais...** Atlanta

KIM, I. Y.; WECK, O. L. Adaptive weighted sum method for multiobjective optimization : **Structural and Multidisciplinary Optimization**, v. 31, p. 105–116, 2006.

LEOCADIO, C. M.; RICHA, S. G.; FORTES, M. Z.; FERREIRA, V. H.; DIAS, B. H. Economic evaluation of a CHP biomass plant using stochastic dual dynamic programming. **Electrical Engineering**, n. 102, 2020. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs00202-020-01056-w>>

LI, B.; ROCHE, R.; PAIRE, D.; MIRAOU, A. Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power , cooling / heating , hydrogen loads and hydrogen storage degradation. **Applied Energy**, v. 205, n. July, p. 1244–1259, 2017. a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.142>>

LI, G.; ZHANG, R.; JIANG, T.; CHEN, H.; BAI, L.; CUI, H.; LI, X. Optimal dispatch strategy for integrated energy systems with CCHP and wind power. **Applied Energy**, v. 192, p. 408–419, 2017. b. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.139>>

LI, L.; MU, H.; LI, N.; LI, M. Economic and environmental optimization for distributed energy resource systems coupled with district energy networks. **Energy**, v. 109, p. 947–960, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.026>>.

LI, L.; YU, S.; MU, H.; LI, H. Optimization and evaluation of CCHP systems considering incentive policies under different operation strategies. **Energy**, v. 162, p. 825–840, 2018.

LI, Y.; TIAN, R.; WEI, M.; XU, F.; ZHENG, S.; SONG, P.; YANG, B. An improved operation strategy for CCHP system based on high-speed railways station case study. **Energy Conversion and Management**, v. 216, p. 112936, 2020.

LORESTANI, A.; ARDEHALI, M. M. Optimization of autonomous combined heat and power system including PVT , WT , storages , and electric heat utilizing novel evolutionary particle swarm optimization algorithm. **Renewable Energy**, v. 119, p. 490–503, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.037>>
LUENBERGER, D.; YE, Y. **Linear and Nonlinear Programming**. 4^o ed.: Springer, 2016.

LUO, X.; LIU, J.; LIU, Y.; LIU, X. Bi-level optimization of design , operation , and subsidies for standalone solar / diesel multi-generation energy systems. **Sustainable Cities and Society**, v. 48, p. 101592, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101592>>

LUO, X.; ZHU, Y.; LIU, J.; LIU, Y. Design and analysis of a combined desalination and standalone CCHP (combined cooling heating and power) system integrating solar energy based on a bi-level optimization mode. **Sustainable Cities and Society**, v. 43, p. 166–175, 2018. a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.08.023>>

LUO, Z.; GU, W.; WU, Z.; WANG, Z.; TANG, Y. A robust optimization method for energy management of CCHP microgrid. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 6, n. 1, p. 132–144, 2018. b. Disponível em: <<https://link-springer-com.ez364.periodicos.capes.gov.br/article/10.1007/s40565-017-0290-3>>. Acesso em: 24 ago. 2021.

MA, W.; FANG, S.; LIU, G. Hybrid optimization method and seasonal operation strategy for distributed energy system integrating CCHP, photovoltaic and ground source heat pump. **Energy**, v. 141, p. 1439- 1455 Energy, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.081>>

MACHAIRAS, V.; TSANGRASSOULIS, A.; AXARLI, K. Algorithms for optimization of building design: A review. v. 31, n. 1364, p. 101–112, 2014.

MAGNANI, F. S.; DA SILVA, P. P.; GUERRA, M. R.; HORNSBY, E. M. Adaptability of optimized cogeneration systems to deal with financial changes occurring after the design period. **Energy and Buildings**, v. 58, p. 183–193, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.11.023>>

MAJEWSKI, D. E.; WIRTZ, M.; LAMPE, M.; BARDOW, A. Robust multi-objective

optimization for sustainable design of distributed energy supply systems. **Computers and Chemical Engineering**, v. 102, p. 26–39, 2017.

MELO, F. M.; MAGNANI, F. S.; CARVALHO, M. Optimization of an integrated combined cooling, heat, and power system with solar and wind contribution for buildings located in tropical areas. **International Journal of Energy Research**, v. 46, n. 2, p. 1263–1284, 2022. a. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/er.7244>>. Acesso em: 3 maio. 2022.

MELO, F. M.; MAGNANI, F. S.; CARVALHO, M. A decision-making method to choose optimal systems considering financial and environmental aspects: Application in hybrid CCHP systems. **Energy**, v. 250, p. 123816, 2022. b.

MELO, F.; PINA, E.; CARVALHO, M. Optimization and sensitivity analyses of a combined cooling, heat and power system for a residential building. **Thermal Science**, n. 00, p. 335–335, 2020.

MORAWSKI, A. P.; DE ARAÚJO, L. R.; SCHIAFFINO, M. S.; DE OLIVEIRA, R. C.; CHUN, A.; RIBEIRO, L. C.; SANTOS, J. J. C. S.; DONATELLI, J. L. M.; CUNHA, C. C. M. On the suitable superstructure thermoeconomic optimization of a waste heat recovery system for a Brazilian diesel engine power plant. **Energy Conversion and Management**, v. 234, p. 113947, 2021.

MORINI, M.; PINELLI, M.; RUGGERO, P.; VENTURINI, M. Optimal allocation of thermal, electric and cooling loads among generation technologies in household applications. **Applied Energy**, v. 112, p. 205–214, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.078>>

NEIVA, A.; DUTRA, R.; MELO, S.; GUEDES, V.; CABRERA, A.; ALMEIDA, W.; BRAZ, R. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. **CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica**, p. 50, 2017. Disponível em: <<http://novoatlas.cepel.br/>>
ONS, O. N. D. S.-. **DADOS ABERTOS ONS**. 2019. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 mar. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas Brasileiro de Energia Solar. n. 2º, p. 80, 2017. Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; RAMOS, J. C.; SERRA, L. M. Tackling thermal integration in the synthesis of polygeneration systems for buildings. **Applied Energy**, v. 269, n. April, p. 115115, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115115>>

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. A multiperiod multiobjective framework for the synthesis of trigeneration systems in tertiary sector buildings. **International Journal of Energy Research**, v. 44, n. 2, p. 1140–1166, 2020. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5006>>. Acesso em: 15 maio. 2020.

PINTO, E. S.; SERRA, L. M.; LÁZARO, A. Optimization of the design of polygeneration systems for the residential sector under different self-consumption regulations. **International Journal of Energy Research**, v. 44, n. 14, p. 11248–11273, 2020.

PréConsultants. 2019. Disponível em: <<https://simapro.com/>>. Acesso em: 14 set. 2021.

REN, F.; WEI, Z.; ZHAI, X. Multi-objective optimization and evaluation of hybrid CCHP systems for different building types. **Energy**, v. 215, p. 119096, 2021.

RONG, A.; SU, Y. Polygeneration Systems in Buildings : A Survey on Optimization Polygeneration is an integrated process that produces two or more energy products from one or more. **Energy & Buildings**, v. 151, p. 439, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.06.077>>

SAYYAADI, H.; MEHRABIPOUR, R. Efficiency enhancement of a gas turbine cycle using an optimized tubular recuperative heat exchanger. **Energy**, v. 38, n. 1, p. 362–375, 2012.

SILVA, H. C. N.; DUTRA, J. C. C.; COSTA, J. A. P.; OCHOA, A. A. V.; DOS SANTOS, C. A. C.; ARAÚJO, M. M. D. Modeling and simulation of cogeneration systems for buildings on a university campus in Northeast Brazil – A case study. **Energy Conversion and Management**, v. 186, p. 334–348, 2019.

SILVA, P. P. **Estudo da Habilidade de Sistemas de Cogeração em Suportar Variações Financeiras**. 2012. Universidade Federal de Pernambuco, 2012. SINOSOLAR. **SA275-60P**. 2006. Disponível em: <www.sinosola.cn>. Acesso em: 3 jun. 2020.

SOLACITY. **Eoltec Scirocco (Weole) Wind Turbine**. 2004. Disponível em: <<https://www.solacity.com/eoltec-scirocco-weole-wind-turbine/>>. Acesso em: 30 jan. 2020.

SONG, Z.; LIU, T.; LIN, Q. Multi-objective optimization of a solar hybrid CCHP system based on different operation modes. **Energy**, v. 206, p. 118125, 2020.

SONG, Z.; LIU, T.; LIU, Y.; JIANG, X.; LIN, Q. Study on the optimization and sensitivity analysis of CCHP systems for industrial park facilities. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 120, p. 105984, 2020.

SOUZA, Marcela França Prado. **Estudo do Impacto da Tarifa do Crédito de Carbono Sobre a otimização de Sistemas Térmicos**. 2017a. UFPE, 2017.

SOUZA, S. B. de L. **Otimização de Sistemas Térmicos Usando um Método Híbrido Baseado na Programação Linear Inteira Mista**. 2017b. UFPE, 2017.

SOUZA, S. B. L.; SOUZA, M. F. P.; FREITAS, L. A.; SILVA, P. P.; MELO, F. M.; MAGNANI, F. S. Design and Operational Optimization of CCHP Systems Using a Hybrid Method Based on MILP. **IEEE Latin America Transactions**, v. 19, n. 2, p.

326–334, 2021.

STOECKER, W. F. **DESIGN OF THERMAL SYSTEM**. 3° ed. Singapore.

TANG, T.; DING, H.; NOJAVAN, S.; JERMSITTIPARSERT, K. Environmental and Economic Operation of Wind-PV- CCHP-Based Energy System Considering Risk Analysis via Downside Risk Constraints Technique. **IEEE ACCESS**, 2020.

TEIXEIRA, M. de S.; JUNIOR OLIVEIRA, S. Thermo-economic Evaluation of Cogeneration Systems for a Chemical. **Applied Thermodynamics**, v. 4, n. 3, p. 157–163, 2001.

WANG, J.; LIU, Y.; REN, F.; LU, S. Multi-objective optimization and selection of hybrid combined cooling, heating and power systems considering operational flexibility. **Energy**, v. 197, p. 117313, 2020.

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

WANG, J.; ZHOU, Y.; ZHANG, X.; MA, Z.; GAO, Y.; LIU, B.; QIN, Y. Robust multi-objective optimization with life cycle assessment of hybrid solar combined cooling, heating and power system. **Energy Conversion and Management**, v. 232, p. 113868, 2021. b.

YAN, R.; LU, Z.; WANG, J.; CHEN, H.; WANG, J.; YANG, Y.; HUANG, D. Stochastic multi-scenario optimization for a hybrid combined cooling, heating and power system considering multi-criteria. **Energy Conversion and Management**, v. 233, n. February, p. 113911, 2021. Disponível em:
<<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113911>>

YAN, Y.; ZHANG, C.; LI, K.; WANG, Z. An integrated design for hybrid combined cooling , heating and power system with compressed air energy storage. **Applied Energy**, v. 210, p. 1151–1166, 2018.

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

YANG, X.; LENG, Z.; XU, S.; YANG, C.; YANG, L.; LIU, K.; SONG, Y.; ZHANG, L. Multi-objective optimal scheduling for CCHP microgrids considering peak-load reduction by augmented ϵ -constraint method. **Renewable Energy**, v. 172, p. 408–423, 2021.

YAO, E.; WANG, H.; WANG, L.; XI, G.; MARÉCHAL, F. Multi-objective optimization and exergoeconomic analysis of a combined cooling , heating and power based compressed air energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 138, p. 199–209, 2017. Disponível em:
<<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.071>>

YOUSEFI, H.; GHODUSINEJAD, M. H.; KASAEIAN, A. Multi-objective Optimal Component Sizing of a Hybrid ICE + PV / T Driven CCHP Microgrid. **Applied Thermal Engineering**, v. 122, p. 126–138, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.017>>

YOUSEFI, H.; HASAN, M. G.; NOOROLLAHI, N. Y. GA / AHP-based Optimal Design of a Hybrid CCHP System Considering Economy , Energy and Emission. **Energy & Buildings**, v. 138, p. 309–317, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.048>>

ZHANG, T.; WANG, M.; WANG, P.; GU, J.; ZHENG, W.; DONG, Y. Bi-stage stochastic model for optimal capacity and electric cooling ratio of CCHPs—a case study for a hotel. **Energy and Buildings**, v. 194, p. 113–122, 2019.

ZHANG, T.; YANG, C.; CHEN, H.; SUN, L.; DENG, K. Multi-objective optimization operation of the green energy island based on Hammersley sequence sampling. **Energy Conversion and Management**, v. 204, p. 112316, 2020.

ZHENG, X.; WU, G.; QIU, Y.; ZHAN, X.; SHAH, N.; LI, N.; ZHAO, Y. A MINLP multi-objective optimization model for operational planning of a case study CCHP system in urban China. **Applied Energy**, v. 210, p. 1126–1140, 2018. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.038>>

ZHOU, L.; ZHANG, W.; LIU, X.; CAO, W. Optimal design and 4E assessment of typical combined cooling, heating and power systems considering the effects of energy price fluctuation. **International Journal of Energy Research**, v. 45, n. 1, p. 568–589, 2021.

APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO

Artigo Publicado no Congresso Internacional de Engenharia Mecânica (COBEM - 2019)



25th ABCM International Congress of Mechanical Engineering
October 20-25, 2019, Uberlândia, MG, Brazil

COB-2019-0861

ANALYSIS OF THE ECONOMIC VIABILITY OF RENEWABLE ENERGY RESOURCES IN DISTRIBUTED GENERATION

Filipi Maciel de Melo
Fabio Santana Magnani
 Universidade Federal de Pernambuco. Av. da Arquitetura s/n.
 filipismaciel@gmail.com
 motomagnani@gmail.com

Monica Carvalho
 Universidade Federal da Paraíba. Campus I - Lot. Cidade Universitaria.
 Monica@cear.ufpb.br

Abstract. Distributed generation is shown as an alternative to accommodate the expansion of the consumption of electricity in the world, besides providing benefits such as the reduction of transmission and distribution costs, enhanced reliability and generation of work positions. Renewable energy technologies can be considered as a "clean" form of distributed generation because there are no (or minimal) emissions of greenhouse gases during their operation. However, the competitiveness of these renewable energy sources in distributed generation is still questionable when compared to conventional forms of power generation. Thus, an economic viability study becomes necessary. This work carried out an economic viability analysis through an optimization of an energy system, based on linear programming methods, and considering renewable energy resources (solar energy and wind energy) as well as conventional resources (electric grid and fuel line), to meet the energy demands of a consumer center (electricity, steam and cooling). This study presents a methodology for the optimization of energy systems, considering renewable resources, and the results provide information about the economic impact on the use of renewable resources in energy systems, helping in the decision-making process.

Keywords: Renewable energy, Optimization, Linear Programming.

APÊNDICE B – ARTIGO PUBLICADO EM CONGRESSO

Artigo Publicado no Congresso Internacional de Engenharia Mecânica (COBEM - 2019)



25th ABCM International Congress of Mechanical Engineering
October 20-25, 2019, Uberlândia, MG, Brazil

COB-2019-0862

FINANCIAL AND ENVIRONMENTAL EVALUATION OF ENERGY SYSTEMS CONSIDERING RENEWABLE ENERGY RESOURCES: MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION

Filipi Maciel de Melo
Fabio Santana Magnani
Universidade Federal de Pernambuco. Av. da Arquitetura s/n.
filipismaciel@gmail.com
motomagnani@gmail.com

Monica Carvalho
Universidade Federal da Paraíba. Campus I - Lot. Cidade Universitaria.
monica@cear.ufpb.br

Abstract. Combined cooling, heat, and power systems (CCHP) employ energy integration strategies to satisfy the energy demands (refrigeration, heat, and electricity) of consumer centers. Due to the wide availability of energy conversion technologies, there are numerous ways to meet energy demands, from more traditional systems to more complex, exotic configurations. An optimal result depends on several factors, such as fuel and electricity tariffs, capital costs of equipment, energy demands, and legal constraints. Also, the desired goal of the project influences the most appropriate scenario to meet the demands. When optimizing CCHP systems, the objective function can be the minimization of costs (financial metrics), maximization of profits (financial metrics), or the minimization of carbon emissions (environmental metrics). The introduction of indigenous renewable resources in energy systems can bring economic benefits, reducing operating costs, but above all, environmental benefits can be obtained due to the low operational emissions of renewable technologies. Financial and environmental metrics are frequently divergent, and this study proposes a bicriteria optimization of a CCHP system, considering renewable resources (solar and wind). The linear programming model proposed herein considers a combination of financial and environmental metrics and also evaluates the impact of fuel rate variation on costs and carbon emissions.

Keywords: Renewable energy, optimization, Linear Programming, Life cycle assessment.

APÊNDICE C – ARTIGO PUBLICADO NA THERMAL SCIENCE

Artigo Publicado na Thermal Science



Thermal Science 2021 Volume 25, Issue 5 Part B, Pages: 3969-3986

<https://doi.org/10.2298/TSCI200718335M>

[Full text](#) (PDF) 1023 KB

[Cited by](#)

Optimization and sensitivity analyses of a combined cooling, heat and power system for a residential building

Melo Filipi Maciel (Federal University of Paraíba, João Pessoa, Brazil)

Pina Eduardo Antonio (University of Zaragoza, Zaragoza, Spain)

Carvalho Monica (Federal University of Paraíba, João Pessoa, Brazil), monica@cear.ufpb.br

In the quest for a better use of energy resources, energy integration, and cogeneration strategies have been employed in the industrial and commercial sectors with considerable benefits realized. However, the residential sector remains underexplored. An optimization procedure should be carried out whenever there is a need to ensure or verify the economic viability of an energy system. This study uses Mixed Integer Linear Programming to optimize the energy supply to a residential building, with 20 floors and 40 apartments, located in the city of Joao Pessoa (northeast Brazil). The equipment available includes gas engines, electric and natural gas boilers, heat exchangers, cooling towers, and absorption and mechanical chillers. The optimization establishes the optimal system configuration and operational strategy (operation throughout the year). Economic, technical, and legal aspects were considered in the minimization of the total annual costs associated with the building's energy supply. The energy demands were calculated on an hourly basis, throughout one year, by the EnergyPlus software and corresponded to hot water (83 MWh per year), electricity (171 MWh per year), and cooling (242 MWh per year) demands. The optimal system was entirely reliant on the electric grid to meet the electricity demand directly and to satisfy heating and cooling demands by means of an electric hot water boiler and a mechanical chiller. The optimal solution is tested by varying, within reasonable limits, selected parameters: natural gas and electricity tariffs, the behavior of residents, amortization factor, and relationship between the tariffs of electricity and natural gas.

Keywords: optimization, mixed integer linear programming, energy, building, residential, sensitivity analysis, northeast Brazil

APÊNDICE D – ARTIGO PUBLICADO NA LATIN AMERICAN

Artigo Publica na IEEE Latin America Transactions

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

Publisher: IEEE

[Cite This](#)

[PDF](#)

Stevie B. L. Souza ; Marcela F. P. Souza ; Lucas A. Freitas ; Petronio P. Silva ; Filipi M. Melo  ; Fabio S. Magnani  [All Authors](#)

1
Paper
Citation

25
Full
Text Views



[Abstract](#)

[Authors](#)

[Citations](#)

[Keywords](#)

[Metrics](#)

Abstract:

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

Published in: IEEE Latin America Transactions (Volume: 19 , Issue: 02, February 2021)

Page(s): 326 - 334

INSPEC Accession Number: 21009058

Date of Publication: 27 May 2021 

DOI: 10.1109/TLA.2021.9443075

Electronic ISSN: 1548-0992

Publisher: IEEE

APÊNDICE E – ARTIGO PUBLICADO NA IJER

Artigo publicado na International Journal of Energy Research



RESEARCH ARTICLE

Optimization of an integrated combined cooling, heat, and power system with solar and wind contribution for buildings located in tropical areas

Filipi Maciel Melo, Fabio Santana Magnani, Monica Carvalho 

First published: 06 September 2021 | <https://doi.org/10.1002/er.7244>

Funding information: National Council for Scientific and Technological Development, Grant/Award Number: 307394/2018-2

[Read the full text >](#)

 PDF  TOOLS  SHARE

APÊNDICE F – ARTIGO PUBLICADO NA ENERGY

Artigo Aceito para publicação



Energy

Available online 25 March 2022, 123816

In Press, Journal Pre-proof 



A decision-making method to choose optimal systems considering financial and environmental aspects: Application in hybrid CCHP systems

F.M. Melo ^{a, b}, F.S. Magnani ^a, M. Carvalho ^c  

Show more 

+ Add to Mendeley  Share  Cite

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123816>

[Get rights and content](#)
