

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Daniel Toledo Kitamura

**Planejamento Probabilístico de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica com
Análise de Risco**

Juiz de Fora

2022

Daniel Toledo Kitamura

**Planejamento Probabilístico de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica com
Análise de Risco**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Juiz de Fora

2022

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Sobrenome, Nome do autor.

Planejamento Probabilístico de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica
com Análise de Risco / Daniel Toledo Kitamura. – 2022.

102 f. : il.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Bruno Henriques Dias

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Sistemas híbridos de energia elétrica. 2. Análise de risco. 3.
Programação estocástica de dois estágios. 4. Otimização. 5. Fontes
renováveis de energia. I. Oliveira, Leonardo Willer de, orient. II. Dias,
Bruno Henriques, coorient. III. Título.

Daniel Toledo Kitamura

Planejamento Probabilístico de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica com Análise de Risco

Dissertação
apresentada
ao Programa de Pós-
Graduação em
Engenharia Elétrica
da Universidade
Federal de Juiz de
Fora como requisito
parcial à obtenção do
título de Mestre em
Engenharia Elétrica.
Área de
concentração:
Sistemas de Energia
Elétrica

Aprovada em 22 de fevereiro de 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Phillippe Vilaça Gomes

Universidad Rey Juan Carlos

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 08/02/2022.



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 22/02/2022, às 11:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 22/02/2022, às 11:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Phillipe Vilaça Gomes, Usuário Externo**, em 22/02/2022, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 23/02/2022, às 21:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0671554** e o código CRC **F2874223**.

Dedico este trabalho aos meus pais, Sérgio e Ilda, ao meu irmão, Danilo, e à minha namorada, Vanessa, que sempre me deram força para a conclusão de mais uma etapa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, fonte de toda a sabedoria, por iluminar sempre o meu caminho, e me dar força, paciência e discernimento para superar todos os obstáculos.

Aos meus pais, Sérgio e Ilda, meus maiores exemplos, por todo apoio e suporte durante a minha trajetória. Ao meu irmão Danilo, por todo companheirismo e incentivo.

À minha namorada Vanessa, por todo amor, carinho, amizade e pelos conselhos frequentes, que sempre contribuem para o meu crescimento profissional e pessoal.

Aos meus familiares que sempre me incentivaram e acreditaram em mim.

Ao Prof. Leonardo Willer, meu orientador, que foi fundamental para a realização deste trabalho, pela excelente orientação, por todos os conhecimentos compartilhados e debatidos, pela grande contribuição em minha formação profissional e pessoal. Ao Prof. Bruno Dias, meu coorientador, por todos os ensinamentos que me foram passados, e por toda dedicação e comprometimento.

Aos Professores e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF, por todo conhecimento compartilhado, que foi fundamental em minha formação profissional.

A todos os amigos que sempre estiveram presentes, por toda amizade e companheirismo.

À FAPEMIG pelo apoio financeiro à pesquisa.

A todos que de alguma forma contribuíram para a realização desse trabalho.

”Estou entre aqueles que pensam que a ciência tem uma grande beleza.”

Marie Curie

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento de sistemas híbridos de energia elétrica (SHEE) com análise de risco, considerando a política regulatória aplicada a sistemas de distribuição do Brasil (Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL). Para tal, o problema é modelado como programação estocástica considerando incertezas associadas às variáveis aleatórias do problema: índice de claridade para o sistema fotovoltaico, demanda de carga, preço de combustível para geração termoelétrica e tarifa de energia. No modelo proposto, cenários são definidos para considerar as variáveis aleatórias citadas de forma combinada, ou seja, uma dada combinação dessas variáveis resulta em um cenário. Adicionalmente, a metodologia inclui ferramenta de análise de propensão ao risco econômico de cada consumidor. A metodologia determina o número e tipo de painéis fotovoltaicos, a capacidade de geração a diesel e de sistema de armazenamento a bateria, em que o objetivo é minimizar os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento. Estudos de casos envolvendo dois consumidores comerciais de grande porte são introduzidos para avaliar a metodologia proposta. Para modelar e resolver o problema de otimização resultante, utilizou-se o modelo de desenvolvimento de código aberto, Pyomo, baseado em linguagem Python, em conjunto com o *solver* Gurobi. Uma importante conclusão é que a metodologia pode auxiliar consumidores na tomada de decisão sobre o investimento em SHEE.

Palavras-chave: Sistemas híbridos de energia elétrica. Análise de risco. Programação estocástica. Otimização. Fontes renováveis de energia.

ABSTRACT

This work presents a methodology for planning hybrid electrical energy systems (HEES) with risk analysis, considering the regulatory policy applied to distribution systems in Brazil (ANEEL Normative Resolution 482/2012). For this purpose, the problem is modeled as stochastic programming considering uncertainties associated with random variables of the problem: clearness index for the photovoltaic system, load demand, fuel price for thermoelectric generation and energy tariff. In the proposed model, scenarios are defined to consider the random variables mentioned in a combined way, that is, a given combination of these variables results in a scenario. Additionally, the methodology includes a tool to analyze the economic risk propensity of each consumer. The methodology determines the number and type of the photovoltaic panels, diesel generation capacity and battery storage system capacity, in which the objective is to minimize investment and operation costs over the planning horizon. Case studies involving two large commercial consumers are introduced to evaluate the proposed methodology. To model and solve the resulting optimization problem, the Pyomo, a Python-based, open-source optimization modeling language and Gurobi solver was used, respectively. An important conclusion is that the methodology can assist consumers in the decision-making of investing in HEES.

Keywords: Hybrid electrical energy systems. Risk analysis. Stochastic programming. Optimization. Renewable energy sources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Projeção da energia gerada da micro e minigeração distribuída no Brasil	15
Figura 2 – Configuração do SHEE considerado	23
Figura 3 – Evolução da média dos preços dos módulos fotovoltaicos no mundo	24
Figura 4 – Os 10 países com maior capacidade instalada adicionada e total de geração fotovoltaica em 2020	24
Figura 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil	25
Figura 6 – Tipos de células fotovoltaicas	26
Figura 7 – Diagrama do gerador a diesel	34
Figura 8 – Projeção da capacidade instalada de sistemas de armazenamento por país (excluindo hidrelétrica reversível)	35
Figura 9 – Distribuição Beta	48
Figura 10 – Distribuição Normal	50
Figura 11 – VaR e CVaR	53
Figura 12 – Curva (número de clusters x SSE) para definição dos cenários operativos - Consumidor C1	68
Figura 13 – Curva (número de clusters x SSE) para definição dos cenários operativos - Consumidor C2	69
Figura 14 – Demanda horária do consumidor C1 - Cenário S1	70
Figura 15 – Demanda horária do consumidor C2 - Cenário S1	71
Figura 16 – Índice de claridade para o Caso C1 - Cenário S1	72
Figura 17 – Índice de claridade para o Caso C2 - Cenário S1	74
Figura 18 – Temperatura ambiente	75
Figura 19 – Preço do diesel - Caso C1	76
Figura 20 – Preço do diesel - Caso C2	77
Figura 21 – Geração do sistema na bandeira vermelha patamar 2 - Dias úteis - Caso C1	81
Figura 22 – Geração do sistema na bandeira vermelha patamar 2 - Dias de final de semana e feriados - Caso C1	82
Figura 23 – Geração do sistema em cenário hidrológico adverso com viabilidade da bateria - Dias úteis - Caso C1	86
Figura 24 – Geração do sistema em cenário hidrológico adverso com viabilidade da bateria - Dias de final de semana e feriados - Caso C1	88
Figura 25 – Árvore de busca	99
Figura 26 – Planos de corte	101
Figura 27 – Técnica de paralelismo	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Probabilidade de ocorrência dos cenários	69
Tabela 2 – Parâmetros da estrutura tarifária	73
Tabela 3 – Cenários da tarifa de energia para a bandeira verde - Caso C1	73
Tabela 4 – Cenários da tarifa de energia para a bandeira verde - Caso C2	73
Tabela 5 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos	74
Tabela 6 – Especificações do inversor	74
Tabela 7 – Especificações do gerador a diesel	75
Tabela 8 – Especificações do sistema de baterias de íon lítio NCA	76
Tabela 9 – Resultados da bandeira tarifária verde - Caso C1	78
Tabela 10 – Resultados da bandeira tarifária amarela - Caso C1	79
Tabela 11 – Resultados da bandeira tarifária vermelha patamar 1 - Caso C1	80
Tabela 12 – Resultados da bandeira tarifária vermelha patamar 2 - Caso C1	80
Tabela 13 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária	82
Tabela 14 – Resultados da análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabili- dades de ocorrência - Caso C1	83
Tabela 15 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária - Cenário hidrológico adverso - Caso C1	83
Tabela 16 – Resultados do cenário hidrológico adverso - Caso C1	84
Tabela 17 – Resultados para o custo que viabiliza a bateria em cenário hidrológico adverso - Caso C1	85
Tabela 18 – Resultados da análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabili- dades de ocorrência - Caso C2	87
Tabela 19 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária - Cenário hidrológico adverso - Caso C2	87
Tabela 20 – Resultados do cenário hidrológico adverso - Caso C2	87
Tabela 21 – Resultados para o custo que viabiliza a bateria em cenário hidrológico adverso - Caso C2	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PDE	Plano Decenal de Expansão da Energia
GD	Geração distribuída
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
REN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SHEE	Sistemas híbridos de energia elétrica
VaR	<i>Value at risk</i>
CVaR	<i>Conditional value at risk</i>
PV	<i>Photovoltaic panel</i>
DSM	<i>Demand side management</i>
GBM	<i>Geometric brownian motion</i>
EVPI	<i>Expected value of perfect information</i>
VSS	<i>Value of stochastic solution</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
STC	<i>Standard test conditions</i>
GMT	<i>Greenwich mean time</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
SOC	<i>State of charge</i>
PRORET	Procedimentos de regulação tarifária
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
TE	Tarifa de energia
PIS	Programas de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
ACL	Ambiente de contratação livre
ACR	Ambiente de contratação regulado
MLE	<i>Maximum-likelihood estimation</i>
ED	<i>Euclidean distance</i>
SSE	<i>Sum of square error</i>
FOB	Função objetivo
O&M	Operação & Manutenção
MIP	<i>Mixed integer programming</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
DOD	<i>Depth of discharge</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
1.2.1	Modelos determinísticos	17
1.2.2	Modelos estocásticos	18
1.2.3	Modelos estocásticos com análise de risco	19
1.3	MOTIVAÇÃO	20
1.4	OBJETIVOS	20
1.5	PUBLICAÇÃO DECORRENTE	21
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	21
2	SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.1	INTRODUÇÃO	22
2.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO	22
2.2.1	Panorama da energia solar fotovoltaica	22
2.2.2	Características da energia solar fotovoltaica	23
2.2.3	Modelagem de um sistema fotovoltaico	26
2.3	GERADOR A DIESEL	33
2.3.1	Características dos geradores a diesel	33
2.3.2	Modelagem do gerador a diesel	34
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS	35
2.4.1	Características dos sistemas de armazenamento em baterias	35
2.4.2	Modelagem de sistemas de armazenamento em baterias	36
2.5	ENERGIA DA REDE DA CONCESSIONÁRIA	38
2.5.1	Estrutura tarifária brasileira	38
2.5.2	Incentivos para a implantação de geração distribuída no Brasil	41
2.6	CONCLUSÕES PARCIAIS	43
3	METODOLOGIA PROPOSTA	44
3.1	INTRODUÇÃO	44
3.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS	44
3.3	MODELAGEM DAS INCERTEZAS	46
3.3.1	Funções de densidade de probabilidade para modelar incertezas	46
3.3.2	Obtenção dos cenários de operação	51
3.4	ANÁLISE DE RISCO	52
3.5	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	54
3.5.1	Função objetivo	54
<i>3.5.1.1</i>	Sistema fotovoltaico	55
<i>3.5.1.2</i>	Gerador a diesel	57

3.5.1.3	Sistema de armazenamento em baterias	58
3.5.1.4	Energia da rede da concessionária	59
3.5.1.5	Parcela da métrica de risco CVaR	63
3.5.2	Restrições	63
3.5.2.1	Investimento	63
3.5.2.2	Operação	64
3.5.2.3	CVaR	65
3.5.3	Modelo de otimização proposto	65
3.6	CONCLUSÕES PARCIAIS	66
4	ESTUDOS DE CASOS	68
4.1	INTRODUÇÃO	68
4.2	DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE CENÁRIOS	68
4.3	CARACTERÍSTICAS DOS LOCAIS	70
4.4	CARACTERÍSTICAS AMBIENTAIS DO LOCAL	71
4.5	CARACTERÍSTICA TARIFÁRIA LOCAL	71
4.6	ESPECIFICAÇÕES DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA ELÉTRICA	72
4.6.1	Especificações do sistema fotovoltaico	72
4.6.2	Especificações do gerador a diesel	74
4.6.3	Especificações do sistema de baterias	75
4.7	RESULTADOS	77
4.7.1	Caso C1: consumidor C1	78
4.7.1.1	Análise individual das bandeiras tarifárias	78
4.7.1.2	Análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades de ocor- rência	81
4.7.1.3	Análise de cenário hidrológico adverso	83
4.7.1.3.1	Análise da viabilidade econômica da bateria	84
4.7.2	Caso C2: consumidor C2	85
4.8	CONCLUSÕES PARCIAIS	88
5	CONCLUSÕES	90
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	90
5.2	PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS	91
	REFERÊNCIAS	92
	APÊNDICE A – Algoritmo <i>branch-and-bound</i>	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A demanda de energia elétrica no Brasil vem aumentando ao longo dos últimos anos devido, principalmente, ao crescimento populacional do país. Segundo dados dos Estudos do Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) 2031, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2020, o consumo total de energia elétrica no Brasil foi de 540 TWh, sendo que no setor residencial foi de 148 TWh e no comercial, 83 TWh. Projeções da EPE indicam que, o consumo de energia elétrica apresentará um crescimento médio anual de 3,5% entre 2021 e 2031, sendo que no setor residencial e comercial esse crescimento será de, respectivamente, 3,3% e 4,2% [1].

Nesse contexto, as fontes renováveis variáveis¹ são excelentes opções para lidar com o desafio do crescimento da demanda de energia elétrica, pois são abundantes na natureza e estão de acordo com os objetivos contemporâneos de geração de energia limpa e sustentável [2]. Porém, o aumento da penetração dessas fontes no sistema introduz mais desafios ao operador. O avanço de tecnologias associadas a um maior aproveitamento dessas fontes tem possibilitado maior inserção dessas no sistema elétrico de potência. Segundo dados do PDE 2030, elaborado pela EPE, a energia eólica corresponderá a 14% de toda a capacidade instalada da matriz elétrica brasileira em 2030 [3].

O incentivo às fontes renováveis e alternativas possibilitou o impulsionamento da geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Da perspectiva do consumidor, a atratividade do investimento em GD é função do custo dos geradores e das tarifas de energia elétrica. Portanto, a análise deve ser baseada na comparação entre as tarifas das concessionárias de distribuição e o custo desses geradores [4]. A Figura 1 mostra a projeção da energia gerada por GD no Brasil.

A GD pode trazer benefícios macro e microeconômicos. Com relação aos benefícios macroeconômicos, a GD permite maior diversificação das fontes de energia, reduzindo a dependência dos países por fontes não renováveis, como, por exemplo, o carvão, e aumentando a eficiência e flexibilidade do sistema. Além disso, a GD pode postergar o investimento em linhas de transmissão, ao diminuir o congestionamento dessas. No nível microeconômico, a GD pode, potencialmente, diminuir a exposição dos consumidores à variação nos preços da energia elétrica e abre caminho para novos modelos de negócio e novos *players* de mercado [4].

Porém, a GD traz um grande número de desafios técnicos, regulatórios, econômicos e institucionais. Por exemplo, a natureza variável da GD a partir de fontes com alta variabilidade representa um desafio para o operador do SDEE [5]. Além disso, a GD pode

¹ Fontes, como eólica e solar, que possuem natureza estocástica.

Figura 1 – Projeção da energia gerada da micro e minigeração distribuída no Brasil



Fonte: [3]

causar impactos negativos como sobretensões em pontos da rede com um alto nível de penetração e fluxos de potência reversos [6].

No Brasil, o fator impulsionador para a GD foi a adoção do sistema de compensação de energia, ou *net metering* [7]. Esse sistema estabelece que a energia de uma unidade consumidora que é injetada na rede de distribuição deve ser compensada no faturamento de energia futuro desse consumidor [8]. Tal consumidor é denominado prossumidor, do inglês *prosumer*. De acordo com [9], um *prosumer* é um consumidor que produz energia elétrica, principalmente, para as suas próprias necessidades, mas que também pode vender a energia excedente.

A Resolução Normativa (REN) 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece o sistema de compensação de energia e as condições gerais para o acesso da micro e minigeração distribuída ao SDEE [10]. Segundo a REN 687/2015, que atualiza a REN 482/2012 a microgeração distribuída é caracterizada por ter potência instalada inferior a 75 kW, e utilizar cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia [11]. Já a minigeração é caracterizada por ter potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW com o mesmo tipo de geração [12].

A penetração de GD em SDEE permite a formação de sistemas híbridos de energia elétrica (SHEE), que são instalações residenciais, comerciais ou industriais com capacidade local de geração através de fontes diversificadas [8], [9], [13], [14]. Um SHEE pode ser uma alternativa viável, pois combina as vantagens de diferentes fontes de energia [15]. Um dos principais critérios utilizados para o seu planejamento é o econômico. Um SHEE pode ser composto por geração renovável variável, como painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, geração renovável, como biomassa, geração não renovável, como geradores a diesel, e sistemas de armazenamento como baterias. Os SHEE podem ser conectados à rede ou isolados. Os sistemas isolados são muito utilizados em localidades sem acesso à rede

de energia elétrica [16]. Já os sistemas conectados são muito utilizados em países com sistemas de compensação de energia [2].

O planejamento de SHEE é um problema de otimização, o qual pode conter muitas variáveis, tornando-o complexo. O problema pode ser sintetizado em dois pontos principais: i) o dimensionamento da capacidade dos geradores e da bateria (pode envolver decisões discretas); ii) o planejamento da operação do sistema híbrido ao longo do horizonte de planejamento. O problema pode ser modelado como linear inteiro misto [17] ou não linear inteiro misto [18], pois pode envolver decisões discretas, e, assim, o espaço de soluções é representado por uma região não convexa. Com isso, a busca pela solução ótima global consiste em uma difícil tarefa, aumentando o esforço computacional. Além disso, a representação mais detalhada dos parâmetros de otimização ao longo dos anos de planejamento faz com que o número de variáveis aumente com o horizonte considerado.

A presença de geração renovável variável em SHEE traz incertezas ao problema de otimização. Para lidar com tais incertezas, técnicas de programação estocástica mostram-se adequadas, pois representam com maior realidade as incertezas associadas às variáveis de decisão. Muitas decisões do mundo real envolvem incertezas, portanto, tais técnicas têm muitas aplicações em diversas áreas do conhecimento, como, por exemplo, na área de energia [19]. Em contraste, técnicas de otimização determinística (que não consideram incertezas associadas às variáveis de decisão) também são aplicadas no planejamento de SHEE. Tais técnicas demandam menor esforço computacional, pois representam um modelo mais simplificado da realidade [20].

As incertezas associadas às variáveis de decisão trazem riscos aos problemas de otimização. O gerenciamento de risco é o processo de identificar, avaliar e controlar as possíveis perdas em aplicações econômicas ou maximizar oportunidades. O risco pode ter origem em diversas fontes, como, por exemplo, incertezas, acidentes, desastres naturais e ciberataques. Os benefícios de se fazer um gerenciamento de risco eficiente são [21]:

- Cria um ambiente mais seguro para consumidores e investidores;
- Aumenta a estabilidade do negócio;
- Auxilia na tomada de decisão em investimentos;
- Protege consumidores e investidores contra eventos extremos.

Métricas são necessárias para caracterizar o risco associado a uma decisão. Algumas das métricas mais utilizadas são: *variance*, *shortfall probability*, *expected shortage*, *value at risk* (VaR) e *conditional value at risk* (CVaR) [22]. Para controlar o risco de uma decisão, essa modelagem é importante nos modelos de programação estocástica [22]. Para tanto, a maneira mais usual é incluir na formulação do problema um termo mensurando o risco

associado a uma distribuição de lucros ou custos. Esse termo, usualmente, é uma métrica de risco.

No planejamento de SHEE, o risco advém, principalmente, da característica da geração, que é composta por fontes variáveis de energia, as quais têm incertezas associadas. Logo, modelos de programação estocástica incluindo métricas de risco na formulação são adequados para um gerenciamento de risco eficiente em problemas de otimização de SHEE [23].

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura, muitos trabalhos vêm sendo propostos na área do planejamento de SHEE. Tais trabalhos podem ser divididos em três grupos principais: modelo determinístico, estocástico e estocástico com análise de risco. Esses podem ser caracterizados de acordo com os tipos de componentes, variáveis de decisão, conexão ou não à rede. Existem modelos que fazem a otimização do investimento e operação de SHEE, bem como os que otimizam somente a operação. Os modelos estocásticos podem ser caracterizados também de acordo com a formulação utilizada (estágio simples, dois estágios, multi-estágios). Os modelos estocásticos com análise de risco caracterizam-se também pela métrica de risco utilizada.

1.2.1 Modelos determinísticos

Muitos modelos determinísticos foram desenvolvidos para otimizar SHEE. A referência [24] determina a capacidade ótima de um sistema isolado composto por painéis fotovoltaicos, do inglês *photovoltaic panels* (PV), turbina eólica, sistema de baterias e gerador a diesel. O sistema é projetado para suprir as necessidades de energia de cinco residências na Nigéria. As variáveis de decisão são o número de painéis e turbinas, além dos dias de autonomia da bateria. A referência [25] faz a otimização de um sistema com os mesmos componentes do trabalho anterior, em que as variáveis de decisão são a potência nominal do sistema fotovoltaico, o número de dias de autonomia da bateria e o número de turbinas eólicas. O sistema visa atender a uma cidade da Arábia Saudita. A otimização técnico-econômica de um sistema PV/eólico/bateria para uma cidade da China é realizada em [26]. A referência [27] obtém a capacidade ótima de um sistema PV/eólico/biomassa incluindo fontes de *backup* como baterias e gerador a diesel para uma área remota da Índia. O modelo determina o número de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, capacidade da bateria e a potência dos geradores a diesel e geradores a biomassa, cuja matéria-prima é a casca de arroz.

A configuração e a capacidade ótima de SHEE têm sido abordadas na literatura, em que alguns tipos de sistemas híbridos são analisados. O trabalho [16] obtém a configuração ótima para os componentes PV/eólico/bateria para aplicações remotas na Índia. Resultados

mostraram que o sistema com todos esses componentes é o mais econômico. O trabalho [28] obtém a configuração ótima de um SHEE considerando os mesmos componentes do trabalho anterior para uma localidade remota na Argélia. De acordo com os resultados obtidos, o sistema PV/eólico/bateria também foi apontado como o mais econômico. A configuração ótima de um sistema PV/eólico/diesel/bateria para uma cidade nas Filipinas foi obtida em [29], em que o sistema PV/diesel/bateria foi apontado como a opção mais econômica.

Sistemas conectados à rede elétrica também vêm sendo estudados na literatura. O dimensionamento ótimo de um sistema diesel/PV/célula de combustível (hidrogênio) conectado à rede em uma cidade do Irã é realizado em [30]. O modelo otimiza o número de componentes do sistema, bem como a troca de energia com a rede. A referência [31] faz o dimensionamento de um sistema PV/diesel/bateria para uma instituição educacional na Índia, considerando os modos conectado à rede e isolado. Resultados mostraram que o sistema conectado à rede é mais econômico. A referência [2] propõe a otimização da operação de uma microrrede conectada composta por PV e bateria. Tal estudo é feito para um consumidor industrial no Brasil, considerando o sistema de compensação de energia (*net metering*), de acordo com as resoluções normativas do país.

1.2.2 Modelos estocásticos

Modelos estocásticos representam com maior fidelidade a característica estocástica das fontes renováveis variáveis, bem como de parâmetros incertos ao longo do horizonte de planejamento, como a carga. Na literatura, muitos trabalhos considerando modelos estocásticos têm sido propostos. A referência [32] realiza a otimização de um SHEE para uma microrrede conectada à rede com gerenciamento pelo lado da demanda, do inglês *demand side management* (DSM), considerando cenários representativos de carga e geração renovável. O sistema é composto por painéis fotovoltaicos, turbina eólica e bateria. O modelo também otimiza a quantidade de energia comprada da rede, bem como a potência injetada nessa, de acordo com o preço da energia, que varia com o período do dia (fora de ponta, normal e ponta). O trabalho [33] propõe um método de programação estocástica de dois estágios para o dimensionamento ótimo de um SHEE para uma base militar nos Estados Unidos. O primeiro estágio realiza as decisões sobre o investimento, enquanto o segundo trata da operação do sistema. No estágio de operação, considera-se que o sistema pode operar conectado ou não à rede principal, considerando contingências nessa. O problema é formulado como linear inteiro misto.

O trabalho [34] desenvolveu um modelo de programação estocástica de dois estágios para o dimensionamento e operação de um SHEE, considerando incertezas na geração e na carga. O modelo foi proposto para minimizar o custo esperado diário do SHEE, determinando a capacidade da bateria e planejando a operação do sistema. Métodos de

clusterização são aplicados para a construção dos cenários para o modelo. O trabalho faz a comparação entre os modelos determinístico e estocástico, e conclui que o modelo estocástico possibilitou uma diminuição dos custos. Os trabalhos [35], [36] e [37] também aplicaram a programação estocástica de dois estágios para otimizar o investimento e operação de um SHEE.

O trabalho [38] utiliza a técnica *chance constrained programming* para o dimensionamento ótimo de um SHEE. A técnica é utilizada para lidar com as incertezas das fontes de energia variáveis. As variáveis de decisão são a área varrida pelo rotor eólico, a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos e o número de baterias. A referência [39] utiliza um modelo híbrido de programação estocástica/robusta para realizar o planejamento de um SHEE para uma microrrede isolada. O problema é modelado como multi-ano para decidir em que momento investir em SHEE (planejamento dinâmico). A característica aleatória do preço da energia no longo prazo é capturada por um processo estocástico denominado *geometric brownian motion* (GBM).

1.2.3 Modelos estocásticos com análise de risco

A análise de risco no planejamento de SHEE é importante para controlar as possíveis perdas do investimento devido à natureza estocástica das fontes renováveis variáveis, da carga e do preço da energia ao longo do horizonte de planejamento. Com isso, trabalhos vêm sendo publicados na literatura considerando a análise de risco no planejamento de SHEE.

A referência [40] introduz um método de programação estocástica de dois estágios com análise de risco para o planejamento de um SHEE para uma microrrede. O sistema é composto por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, gerador a diesel e baterias. A métrica de risco utilizada é a variância. Para avaliar os benefícios de se utilizar o modelo estocástico em relação ao determinístico, duas métricas são utilizadas: *expected value of perfect information* (EVPI) e *value of stochastic solution* (VSS). A referência [23] propõe um modelo para a tomada de decisão para a operação ótima de um SHEE visando, simultaneamente, prover energia e reserva. O modelo também faz a análise de risco para controlar o risco do operador na tomada de decisão, utilizando a métrica CVaR.

O trabalho [41] propõe um método de programação estocástica multi-estágios com análise de risco para auxiliar na tomada de decisão sobre o investimento em sistemas de energia, e controlar os riscos do investimento. A métrica de risco utilizada é o CVaR. A referência [42] modela o problema de operação de uma microrrede com presença de SHEE como programação estocástica de dois estágios, considerando gerenciamento de risco. Programas de resposta à demanda são considerados no modelo. Para controlar os níveis de risco devido às incertezas na operação, a métrica CVaR é utilizada. O planejamento da operação de uma microrrede com análise de risco também é abordado em [43], envolvendo

o planejamento de energia e reserva. A referência [44] propõe um modelo de programação estocástica *bi-level* com análise de risco para o planejamento de microrredes. O nível superior faz o planejamento ótimo dos geradores distribuídos, em que são determinadas a capacidade, número dos geradores e a localização desses no sistema de distribuição, e o nível inferior realiza a alocação de chaves para dividir o sistema de distribuição em microrredes. O CVaR e o VaR são utilizados como métricas de risco.

1.3 MOTIVAÇÃO

Considerando o cenário atual de crescente penetração de GD em SDEE, possibilitando a formação de SHEE, é perceptível a importância de estudos envolvendo esse tema. Dentre os aspectos mais importantes, ressalta-se a relevância de trabalhos sobre o planejamento de SHEE, que envolvem dimensionamento, modelagem e operação desses sistemas, considerando aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

Diversos trabalhos são apresentados na literatura técnica utilizando modelos determinísticos [45], [46], [47] e, também, modelos estocásticos [48], [49], [50] para representar mais fielmente as incertezas associadas a parâmetros como, por exemplo, a geração renovável variável. Ainda, vários trabalhos com modelos estocásticos com análise de risco foram publicados [51], [52], [53]. Porém, diversos destes estudos não realizam análise de risco considerando o investimento e a operação do SHEE, de forma integrada.

Ademais, não foram encontrados na literatura trabalhos utilizando um modelo estocástico com análise de risco que auxiliam na tomada de decisão do consumidor sobre o investimento em SHEE, considerando as políticas regulatórias em sistemas de distribuição do Brasil. Logo, um modelo que incorpore todos esses elementos é um tema de muita relevância na presente área de pesquisa.

1.4 OBJETIVOS

De acordo com a relevância do tema e as motivações apresentadas anteriormente, a presente dissertação propõe um modelo de programação estocástica com análise de risco para o planejamento de SHEE, considerando as políticas regulatórias dos SDEE do Brasil. O objetivo é a minimização dos custos de investimento e operação do sistema ao longo do horizonte de planejamento.

Para tanto, o modelo de desenvolvimento de código aberto, Pyomo, [54] com o solver Gurobi [55], que utiliza o algoritmo *branch-and-bound*) para resolver problemas de programação linear inteira mista, será utilizado para modelar o problema. O modelo fornecerá o número e tipo de painéis fotovoltaicos, a capacidade do gerador a diesel e da bateria e os montantes de energia consumida e injetada na rede de distribuição. Além disso, serão feitas análises sobre a configuração e os custos totais do sistema de acordo

com o nível de aversão ao risco do consumidor.

Mais especificamente, os objetivos da presente dissertação são:

- Desenvolver um modelo para o planejamento de SHEE, considerando as políticas regulatórias brasileiras;
- Definir os componentes do SHEE: número e tipo de painéis fotovoltaicos, capacidade do gerador a diesel e da bateria;
- Desenvolver o modelo matemático dos componentes;
- Desenvolver um modelo de programação estocástica com análise de risco para auxiliar na tomada de decisão do consumidor;
- Avaliar a operação do SHEE ao longo do horizonte de planejamento.

1.5 PUBLICAÇÃO DECORRENTE

A presente dissertação resultou nas seguintes publicações em periódico internacional e simpósio nacional na área do conhecimento:

- KITAMURA, D. T.; ROCHA, K. P.; OLIVEIRA, L. W.; OLIVEIRA, J. G.; DIAS, B. H.; SOARES, T. A. Optimization approach for planning hybrid electrical energy system: a Brazilian case. *Electrical Engineering*, v. 1, p. 1–15, 2021.
- KITAMURA, D. T.; ROCHA, K. P.; OLIVEIRA, L. W.; OLIVEIRA, J. G.; DIAS, B. H.; SOARES, T. A. Planejamento de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica Utilizando Programação Inteira Mista. *XV Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 2021.

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além do presente capítulo introdutório, esta dissertação apresenta mais quatro capítulos. O capítulo 2 descreve as características dos componentes do SHEE bem como os seus modelos matemáticos.

O capítulo 3 aborda o modelo para inclusão de métricas de risco em modelos de programação estocástica. Também será apresentada a metodologia proposta para o planejamento de SHEE, com o modelo de programação estocástica com análise de risco.

No capítulo 4, são apresentados os resultados da metodologia proposta, considerando dados de consumidores comerciais brasileiros de grande porte.

O capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas híbridos de energia elétrica estão sendo amplamente estudados por serem considerados como excelentes opções para consumidores, pois são muito utilizados em aplicações que visam, principalmente, critérios econômicos. Além disso, o crescimento desses sistemas contribui para uma maior penetração de fontes renováveis variáveis em sistemas elétricos, cumprindo requisitos ambientais. Os SHEE são muito utilizados em localidades onde não há acesso à rede de energia elétrica, como, por exemplo, áreas rurais. Segundo dados do Banco Mundial, em 2019, cerca de 10% da população mundial não tinha acesso à energia elétrica [56]. Os SHEE também são utilizados conectados à rede principal para se obter, principalmente, benefícios econômicos de acordo com as políticas regulatórias nos SDEE de cada país.

A escolha dos geradores que vão compor os SHEE depende de fatores como o clima, relevo, disponibilidade de combustível e políticas regulatórias. Os sistemas fotovoltaicos, por exemplo, são excelentes opções para SHEE, especialmente no Brasil, pois o país é um dos que mais recebem radiação solar no mundo. Além disso, com o avanço das tecnologias, o custo dos sistemas fotovoltaicos está diminuindo ao longo dos anos. Geradores a diesel e sistemas de armazenamento em baterias também são ótimas opções para a composição de SHEE, pois podem oferecer benefícios econômicos.

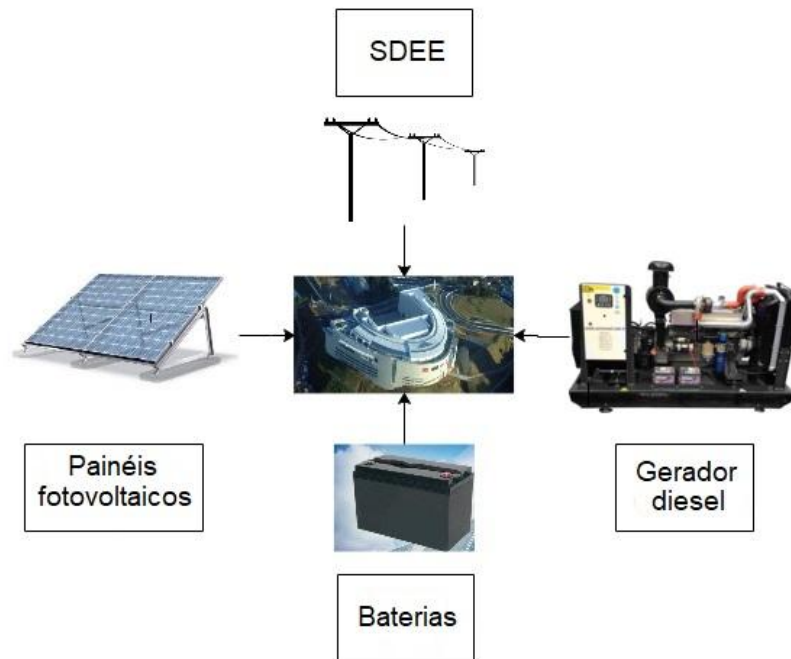
O SHEE considerado na presente dissertação é conectado à rede, e é composto por painéis fotovoltaicos, gerador a diesel e sistema de armazenamento em baterias, conforme ilustra a Figura 2. Este capítulo apresenta as principais características dos componentes do SHEE considerado. Além disso, serão abordados aspectos da estrutura tarifária brasileira para as concessionárias de energia e os incentivos fiscais para o impulsionamento da GD no Brasil.

2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.2.1 Panorama da energia solar fotovoltaica

O avanço de tecnologias para a produção de módulos fotovoltaicos, bem como o incentivo à produção de energia limpa e renovável ao longo das últimas décadas, possibilitou a diminuição dos custos dos módulos. Com isso, a energia solar fotovoltaica se tornou competitiva frente às tarifas das concessionárias de distribuição e, conseqüentemente, vem ocorrendo um grande aumento de sua capacidade instalada no mundo. A Figura 3 ilustra a evolução dos custos dos módulos fotovoltaicos no mundo de 1976 a 2019. A Figura 4 mostra os 10 países com maior capacidade instalada adicionada e total de geração fotovoltaica em 2020.

Figura 2 – Configuração do SHEE considerado



Fonte: Adaptado de [7]

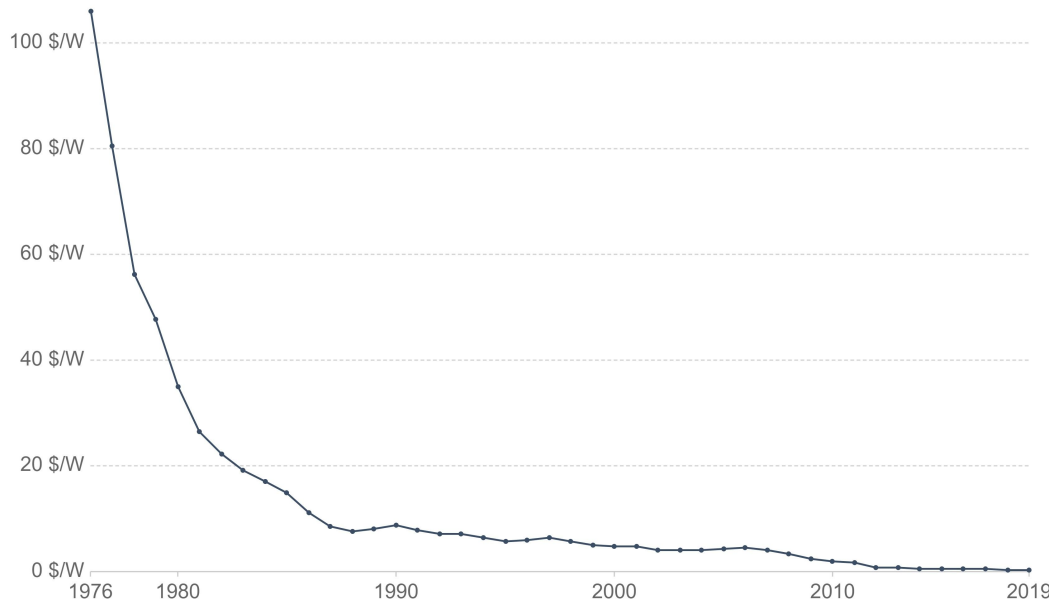
Segundo dados da Agência Internacional de Energia, do inglês *International Energy Agency* (IEA), a geração de energia solar fotovoltaica cresceu 22% em 2019 e representou o segundo maior crescimento, considerando todas as tecnologias de geração renovável, à frente das fontes hidráulicas e atrás somente da geração eólica [59].

O Brasil vem apresentando um crescimento exponencial da capacidade instalada de geração fotovoltaica ao longo dos últimos anos. A Figura 4 mostra que o Brasil figurou, em 2020, entre os 10 países que mais adicionaram capacidade instalada. A diminuição dos custos dos módulos fotovoltaicos, o incentivo financeiro e a mudança nas políticas regulatórias do país proporcionou tal crescimento. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em junho de 2021, o Brasil contava com 9451 MW de capacidade instalada de energia fotovoltaica, sendo 6024 MW (64%) de geração distribuída e 3427 MW (36%) de geração centralizada. Além disso, o país conta, em 2021, com 520.926 sistemas solares conectados à rede de distribuição [60]. A Figura 5 mostra a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.

2.2.2 Características da energia solar fotovoltaica


A energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da luz solar em eletricidade. Esse processo de conversão é denominado efeito fotovoltaico, que é a geração de tensão ou corrente elétrica em um material após a sua exposição à luz. A

Figura 3 – Evolução da média dos preços dos módulos fotovoltaicos no mundo



Fonte: [57]

Figura 4 – Os 10 países com maior capacidade instalada adicionada e total de geração fotovoltaica em 2020

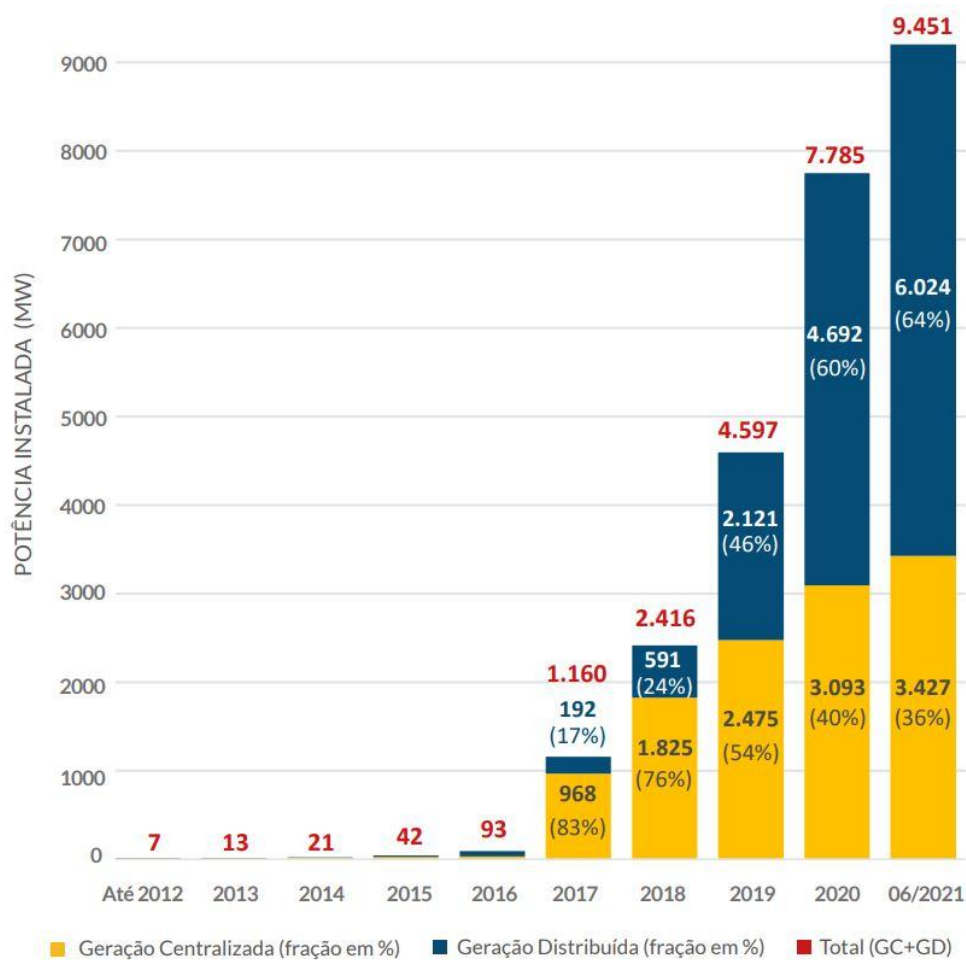
1		China	48,2 GW	1		China	253,4 GW
(2)		European Union	19,6 GW	(2)		European Union	151,3 GW
2		United States	19,2 GW	2		United States	93,2 GW
3		Vietnam	11,1 GW	3		Japan	71,4 GW
4		Japan	8,2 GW	4		Germany	53,9 GW
5		Germany	4,9 GW	5		India	47,4 GW
6		India	4,4 GW	6		Italy	21,7 GW
7		Australia	4,1 GW	7		Australia	20,2 GW
8		Korea	4,1 GW	8		Vietnam	16,4 GW
9		Brazil	3,1 GW	9		Korea	15,9 GW
10		Netherlands	3 GW	10		UK	13,5 GW

Fonte: [58]

unidade fundamental desse processo é um dispositivo fabricado com material semicondutor, denominado célula fotovoltaica.

O material mais comum para a fabricação das células fotovoltaicas é o silício, que é uma matéria-prima muito abundante no Brasil. As células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) representam mais de 85% do mercado por se inserirem em uma tecnologia confiável e consolidada, além de possuírem os maiores índices de eficiência

Figura 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: [60]

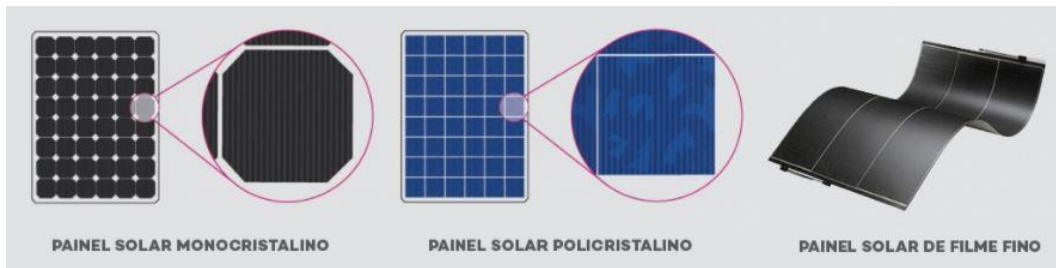
comercialmente disponíveis [61].

Outro tipo comercialmente denominado de células de filmes finos é dividido em três cadeias produtivas: telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Essas células apresentam eficiência menor que as de silício, porém, oferecem maior flexibilidade e, com isso, podem ser aplicadas em fachadas e superfícies, por exemplo [62]. A Figura 6 mostra os três tipos de células fotovoltaicas mais utilizadas comercialmente.

As principais vantagens dos sistemas fotovoltaicos são:

- Podem ser instalados em diversas localidades (presença de luz solar);
- Apresentam alta versatilidade e confiabilidade;
- Não geram ruídos;
- A instalação do sistema é simples;

Figura 6 – Tipos de células fotovoltaicas



Fonte: [62]

- Requerem pouca manutenção;
- Apresentam longa vida útil.

2.2.3 Modelagem de um sistema fotovoltaico

A potência de saída de um sistema fotovoltaico do tipo i , em um instante de tempo t e cenário s , $P_{pv,t,s}^i$ é calculada de acordo com a equação a seguir [63]:

$$P_{pv,t,s}^i = N_{pv}^i \cdot Y_{pv}^i \cdot f_{pv} \cdot \left(\frac{\bar{G}_{T,t,s}}{\bar{G}_{T,STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_p^i \cdot (T_{c,t,s} - T_{c,STC})] \quad (2.1)$$

Em que:

- N_{pv}^i é o número de painéis fotovoltaicos do tipo i ;
- Y_{pv}^i é a capacidade nominal de um painel fotovoltaico do tipo i , ou seja, a potência de saída em condições padrões de teste, do inglês, *standard test conditions* (STC) [kW];
- f_{pv} é o fator de redução, do inglês *derating factor*, que é aplicado para considerar as condições reais de operação que reduzem a potência de saída do sistema [%];
- $\bar{G}_{T,t,s}$ é a radiação incidente no painel fotovoltaico no instante t e cenário s [kW/m²];
- $\bar{G}_{T,STC}$ é a radiação incidente em condições padrões de teste [1 kW/m²];
- α_p^i é o coeficiente de temperatura de potência do painel i [%/°C];
- $T_{c,t,s}$ é a temperatura na superfície do painel fotovoltaico no instante t e cenário s [°C];
- $T_{c,STC}$ é a temperatura na superfície do painel em condições padrões de teste [25°C].

A radiação incidente no painel fotovoltaico no instante t e cenário s , $\overline{G}_{T,t,s}$, é calculada pela equação (2.2).

$$\begin{aligned} \overline{G}_{T,t,s} = (\overline{G}_{b,t,s} + \overline{G}_{d,t,s} \cdot Ai_{t,s}) \cdot R_b + \overline{G}_{d,t,s} \cdot (1 - Ai_{t,s}) \cdot \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \cdot \left[1 + f_{t,s} \cdot \text{sen}^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right] \\ + \overline{G}_{t,s} \cdot \rho_g \cdot \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \end{aligned} \quad (2.2)$$

Em que:

- $G_{b,t,s}$ é a radiação de feixe no instante t e cenário s [kW/m²];
- $G_{d,t,s}$ é a radiação difusa no instante t e cenário s [kW/m²];
- $Ai_{t,s}$ é o índice de anisotropia no instante t e cenário s . Tal índice é uma medida da transmitância atmosférica da radiação de feixe. Este fator é usado para estimar a quantidade de radiação difusa circumsolar;
- R_b é a razão entre a radiação de feixe em uma superfície inclinada e essa mesma radiação em uma superfície horizontal;
- β é a inclinação da superfície [°];
- $f_{t,s}$ é o fator de brilho do horizonte no instante t e cenário s . Tal fator é utilizado para explicar o fato de que mais radiação difusa vem do horizonte que do resto do céu. Este termo está relacionado à nebulosidade;
- $\overline{G}_{t,s}$ é a radiação global horizontal média na superfície da Terra no instante t e cenário s [kW/m²];
- ρ_g é a refletância do solo [%].

O procedimento para o cálculo da radiação incidente no painel fotovoltaico, $\overline{G}_{T,t,s}$, está representado nas equações (2.3)-(2.17) [63].

A orientação de um arranjo fotovoltaico pode ser descrita por meio de dois parâmetros: inclinação, do inglês *slope*, e azimute, do inglês *azimuth*. A inclinação é o ângulo formado entre a superfície do painel e o plano horizontal, logo, uma inclinação de 0° indica uma orientação horizontal, e 90° indica uma orientação vertical. O azimute é a direção para a qual a superfície está voltada. Usa-se uma convenção em que 0° corresponde ao sul, e valores positivos se referem às orientações voltadas para oeste. Logo, um azimute de -45° corresponde a uma orientação voltada para sudeste, e um azimute de 90° corresponde a uma orientação voltada para oeste.

Outro fator relevante é o dia do ano, pois afeta a inclinação solar, que é a latitude na qual os raios solares são perpendiculares à superfície da terra ao meio-dia solar. O cálculo da inclinação solar δ está mostrado na equação 2.3.

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen}\left(360^\circ \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2.3)$$

Em que:

- n é o dia do ano (número entre 1 e 365)

A hora do dia afeta a posição do sol no céu, a qual pode ser descrito por um ângulo horário ω . Pode-se utilizar a convenção de que o ângulo horário é 0° ao meio-dia, negativo antes do meio-dia e positivo depois. A equação (2.4) mostra o cálculo de ω .

$$\omega = (t_{sl,t} - 12\text{hr}) \cdot 15^\circ/\text{hr} \quad (2.4)$$

Em que:

- $t_{sl,t}$ é a hora solar [hr], calculada de acordo com a equação (2.5).

$$t_{sl,t} = t + \frac{\lambda}{15^\circ/\text{hr}} - Z_c + E \quad (2.5)$$

Em que:

- t é o tempo civil, em horas, correspondendo ao ponto médio do passo de tempo [hr];
- λ é a longitude [$^\circ$];
- Z_c é o fuso horário, em horas, a leste de *Greenwich Mean Time* (GMT) [hr];
- E é a equação de tempo.

A equação de tempo E , formulada na equação (2.6), considera os efeitos da obliquidade (a inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao plano elíptico) e a excentricidade da órbita da Terra.

$$E = 3,82 \cdot \left[0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(B) - 0,032077 \cdot \text{sen}(B) - 0,014615 \cdot \cos(2B) - 0,04089 \cdot \text{sen}(2B)\right] \quad (2.6)$$

Em que:

$$B = 360^\circ \cdot \frac{(n - 1)}{365} \quad (2.7)$$

O ângulo de incidência θ , que é o ângulo entre o feixe de radiação solar e a normal à superfície, pode ser definido de acordo com a equação (2.8).

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{sen}(\gamma) \cdot \text{sen}(\omega) \end{aligned} \quad (2.8)$$

Em que:

- θ é o ângulo de incidência [$^\circ$];
- ϕ é a latitude [$^\circ$];
- γ é o ângulo azimute da superfície [$^\circ$].

Um ângulo de particular importância é o ângulo zênite, do inglês *zenith*, que é o ângulo entre a linha vertical e a linha do sol. Esse ângulo é 0° quando o sol está no ponto mais alto, e 90° quando o sol está no horizonte. O ângulo zênite θ_{zn} é calculado de acordo com a equação (2.9).

$$\cos(\theta_{zn}) = \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

A radiação normal extraterrestre, G_{on} [kW/m²], é definida como a quantidade de radiação solar que atinge uma superfície normal (perpendicular) aos raios do sol no ponto mais alto da atmosfera terrestre. Seu cálculo é apresentado na equação (2.10).

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \quad (2.10)$$

Em que G_{sc} é a constante solar [1367 kW/m²].

A radiação horizontal extraterrestre é definida como a quantidade de radiação solar que incide em uma superfície horizontal no ponto mais alto da atmosfera. Para calcular a radiação horizontal extraterrestre média em um determinado passo de tempo, utiliza-se a equação (2.11).

$$\bar{G}_{o,t} = \frac{12}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot (\text{sen}(\omega_2) - \text{sen}(\omega_1)) + \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) \right] \quad (2.11)$$

Em que:

- $\overline{G}_{o,t}$ é a radiação horizontal extraterrestre média ao longo de um passo de tempo [kW/m²];
- ω_1 é o ângulo horário no começo do passo de tempo ($t_{sl,t}$) [°];
- ω_2 é o ângulo horário no final do passo de tempo ($t_{sl,t+1}$) [°].

A razão entre a radiação global na superfície da Terra e a radiação horizontal extraterrestre é denominada índice de claridade. Esse índice é uma medida da claridade da atmosfera, ou seja, a fração de radiação solar que é transmitida através da atmosfera e atinge a superfície terrestre. É um número adimensional entre 0 e 1. Em dias ensolarados, apresenta valores mais altos, e em dias chuvosos, valores mais baixos. A equação apresenta o cálculo do índice de claridade no instante t e cenário s ($k_{T,t,s}$).

$$k_{T,t,s} = \frac{\overline{G}_{t,s}}{\overline{G}_{o,t}} \quad (2.12)$$

A radiação solar na superfície da Terra pode ser dividida em duas partes: radiação de feixe (direta), definida como a radiação solar que viaja do sol para a superfície da Terra sem qualquer espalhamento pela atmosfera (projeta sombra). A outra parte é a radiação difusa, definida como a radiação solar cuja direção foi alterada pela atmosfera terrestre. A radiação difusa vem de todas as partes do céu e não projeta sombra. A soma da radiação de feixe e difusa é chamada radiação global horizontal, que está mostrada na equação (2.13) [63].

$$\overline{G}_{t,s} = \overline{G}_{b,t,s} + \overline{G}_{d,t,s} \quad (2.13)$$

A distinção entre radiação de feixe e difusa é importante para calcular a quantidade de radiação incidente em uma superfície inclinada, que é o caso dos painéis fotovoltaicos. A orientação da superfície tem mais efeito na radiação de feixe do que na difusa.

Geralmente, realiza-se a medição da radiação global horizontal, e não das componentes de feixe e difusa. Logo, para calcular a radiação difusa, pode-se utilizar a correlação de [64], que é função do índice de claridade. Com isso, pode-se calcular a radiação de feixe pela subtração da radiação global pela difusa. A correlação de [64] está expressa na equação (2.14).

$$\frac{\overline{G}_{d,t,s}}{\overline{G}_{t,s}} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_{T,t,s}, & \text{para } k_{T,t,s} \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_{T,t,s} + 4,388k_{T,t,s}^2 - 16,638k_{T,t,s}^3 + 12,336k_{T,t,s}^4, & \text{para } 0,22 < k_{T,t,s} \leq 0,80 \\ 0,165, & \text{para } k_{T,t,s} > 0,80 \end{cases} \quad (2.14)$$

Finalmente, o cálculo das variáveis R_b , $Ai_{t,s}$ e $f_{t,s}$ está apresentado nas equações (2.15), (2.16) e (2.17), respectivamente.

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (2.15)$$

$$Ai_{t,s} = \frac{\overline{G}_{b,t,s}}{\overline{G}_{o,t}} \quad (2.16)$$

$$f_{t,s} = \sqrt{\frac{\overline{G}_{b,t,s}}{\overline{G}_{t,s}}} \quad (2.17)$$

A temperatura na superfície do painel fotovoltaico do tipo i , $T_{c,t,s}^i$, é calculada de acordo com a equação (2.18). Durante a noite, é igual à temperatura ambiente, mas durante o dia, com sol pleno, pode exceder a temperatura ambiente em 30°C ou mais.

$$T_{c,t,s}^i = \frac{T_{a,t} + (T_{c,NOCT}^i - T_{a,NOCT}) \cdot \left(\frac{\overline{G}_{T,t,s}}{\overline{G}_{T,NOCT}} \right) \cdot \left[1 - \frac{\eta_{mp,STC}^i \cdot (1 - \alpha_p^i \cdot T_{c,STC})}{\tau \cdot \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT}^i - T_{a,NOCT}) \cdot \left(\frac{\overline{G}_{T,t,s}}{\overline{G}_{T,NOCT}} \right) \cdot \left(\frac{\alpha_p^i \cdot \eta_{mp,STC}^i}{\tau \cdot \alpha} \right)} \quad (2.18)$$

Em que:

- $T_{a,t}$ é a temperatura ambiente no instante t [K];
- $T_{c,NOCT}^i$ é a temperatura nominal de operação da célula, do inglês *Nominal Operating Cell Temperature* do painel do tipo i (NOCT) [K];
- $T_{a,NOCT}$ é a temperatura ambiente para a qual NOCT está definida [K];
- $G_{T,NOCT}$ é a radiação solar para a qual NOCT está definida [0,8 kW/m²];
- $\eta_{mp,STC}^i$ é o ponto de máxima eficiência de potência sobre condições padrões de teste do painel do tipo i [%];
- τ é a transmitância solar do arranjo fotovoltaico [%];
- α é a absorção solar do arranjo fotovoltaico [%].
- Considera-se que a multiplicação de τ por α é igual a 0,9 [65].

Após o seu cálculo, a temperatura $T_{c,t,s}$, que é calculada em K na equação (2.18), deve ser convertida para °C e, assim, ser aplicada na equação (2.1) para o cálculo da potência de saída do sistema fotovoltaico.

Após a apresentação de todas as equações necessárias para o cálculo da potência de saída do sistema fotovoltaico, esse cálculo pode ser sintetizado de acordo com os seguintes passos:

1. Calcule a inclinação solar δ para cada dia do ano por meio da equação (2.3);
2. Calcule o ângulo horário no início (ω_1) e fim (ω_2) do passo tempo, de acordo com a equação (2.4);
3. Obtenha a latitude ϕ [°] do local em que o sistema fotovoltaico será instalado;
4. Calcule a radiação normal extraterrestre, G_{on} , para cada dia do ano, por meio da equação (2.10).
5. Com os cálculos de δ , ω_1 , ω_2 , G_{on} e da obtenção de ϕ , calcule a radiação horizontal extraterrestre $\overline{G}_{o,t}$ para cada passo de tempo por meio da equação (2.11);
6. Obtenha os valores de radiação global horizontal no instante t , \overline{G}_t , que são medidos por meio de um equipamento denominado piranômetro [66]. Os dados horários de radiação global horizontal são fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [67];
7. Com o cálculo de $\overline{G}_{o,t}$ e a obtenção dos dados de \overline{G}_t , calcule o índice de claridade no instante t , $k_{T,t}$, por meio da equação (2.12);
8. Obtenha os cenários s de índice de claridade ($k_{T,t,s}$). A obtenção de tais cenários será explicada em **3.3.2**;
9. A partir da obtenção de $k_{T,t,s}$ e de $\overline{G}_{o,t}$ (calculado em 5), calcule $\overline{G}_{t,s}$ por meio da equação (2.12);
10. A partir de $k_{T,t,s}$, calcule a razão $\frac{\overline{G}_{d,t,s}}{\overline{G}_{t,s}}$ por meio da equação (2.14);
11. Com o cálculo da razão $\frac{\overline{G}_{d,t,s}}{\overline{G}_{t,s}}$, calcule a radiação difusa $\overline{G}_{d,t,s}$;
12. Com o cálculo de $\overline{G}_{d,t,s}$ e $\overline{G}_{t,s}$, calcule a radiação de feixe $\overline{G}_{b,t,s}$, de acordo com a equação (2.13);
13. Obtenha os ângulos de inclinação β e azimute γ da superfície do painel fotovoltaico. Em relação à inclinação, considera-se que β é igual a latitude do local de instalação. Em relação ao ângulo azimute, considera-se que γ é igual a 0° para sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério norte e 180° no hemisfério sul (caso do Brasil);
14. Com a obtenção dos ângulos δ , ϕ , β , γ e ω , calcule o ângulo de incidência θ de acordo com a equação (2.8);
15. Com a obtenção dos ângulos ϕ , δ e ω , calcule o ângulo zênite θ_{zn} por meio da equação (2.9);
16. Com os ângulos de incidência e zênite calculados, calcule R_b de acordo com a equação (2.15);

17. Com o cálculo de $\overline{G}_{b,t,s}$ e $\overline{G}_{o,t}$, calcule o índice de anisotropia $Ai_{t,s}$ por meio da equação (2.16);
18. Calcule $f_{t,s}$ a partir de $\overline{G}_{b,t,s}$ e $\overline{G}_{t,s}$ por meio da equação (2.17);
19. Obtenha os dados de temperatura ambiente, que são disponibilizados pelo INMET [67] de forma horária;
20. Obtenha os seguintes dados no *datasheet* do painel fotovoltaico do tipo i : potência de saída em condições padrões de teste Y_{pv}^i , coeficiente de temperatura de potência α_p^i , temperatura nominal de operação da célula $T_{c,NOCT}^i$ e ponto de máxima eficiência de potência sobre condições padrões de teste $\eta_{mp,STC}^i$;
21. Calcule a temperatura na superfície do painel fotovoltaico do tipo i no instante t e cenário s , $T_{c,t,s}^i$, por meio da equação (2.18);
22. Calcule a potência de saída do sistema fotovoltaico do tipo i no instante t e cenário s , $P_{pv,t,s}^i$, por meio da equação (2.1).

2.3 GERADOR A DIESEL

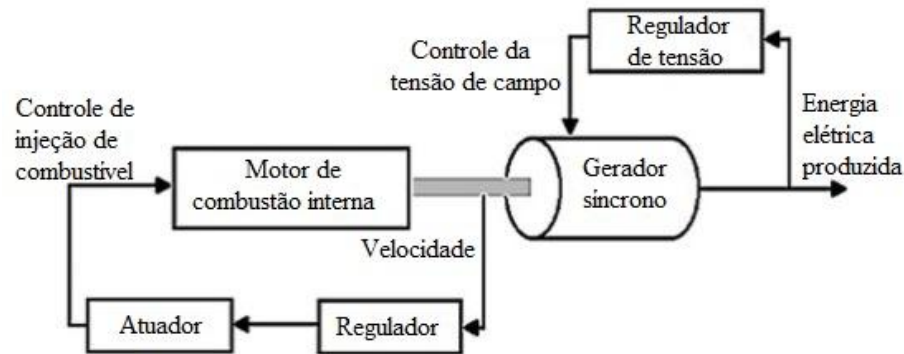
2.3.1 Características dos geradores a diesel

Geradores a diesel utilizam um motor de combustão interna movido a óleo diesel e um gerador elétrico acoplado a esse motor para gerar energia elétrica. Geralmente, utiliza-se combustível líquido. Esse gerador trabalha baseado na compressão do ar, seguida da injeção do combustível. Primeiro, o ar é injetado comprimido na câmara de combustão, posteriormente o combustível (óleo diesel) é injetado. A compressão do ar gera calor, e a subsequente injeção do combustível desencadeia a inflamação desse. Desta forma, o gerador a diesel inicia o processo de combustão [68]. O diagrama do gerador a diesel está ilustrado na Figura 7.

Os geradores a diesel podem ser utilizados em situações de emergência, em que há interrupção no fornecimento de energia da rede da concessionária. Também podem ser utilizados para gerar energia em horários em que a tarifa está mais cara (horário de ponta), o que pode reduzir a zero a compra de energia da rede nesse período. No Brasil, utiliza-se geradores a diesel principalmente para gerar energia em horário de ponta e como *backup*. A viabilização do emprego desses geradores depende da região em que está localizado o consumidor, pois é função tanto do valor da tarifa de energia, quanto do preço do diesel. Outros fatores importantes para a decisão do investimento nesses geradores são os custos de investimento, operação e manutenção, e o consumo de combustível [69]. As principais vantagens da utilização de geradores a diesel são:

- Utilização em situações de emergência;

Figura 7 – Diagrama do gerador a diesel



Fonte: Traduzido de [68]

- Tempo rápido de acionamento;
- Aumento da confiabilidade no suprimento de energia elétrica;
- Aplicação em horários de ponta para a diminuição dos custos com energia elétrica;
- Utilização em locais remotos, em que não há acesso à rede.

2.3.2 Modelagem do gerador a diesel

O consumo de combustível do gerador a diesel é dependente da potência nominal e da potência de saída instantânea, como mostra a equação (2.19).

$$Cons_{dg,t,s} = \alpha_{dg} \cdot P_{n,dg} + \beta_{dg} \cdot P_{dg,t,s} \quad (2.19)$$

Em que:

- $Cons_{dg,t,s}$ é o consumo de combustível no tempo t e cenário s [L/h];
- α_{dg} e β_{dg} são os coeficientes da curva de consumo de combustível [L/kWh];
- $P_{n,dg}$ é a potência nominal do gerador à diesel [kW];
- $P_{dg,t,s}$ é a potência de saída instantânea do gerador à diesel no tempo t e cenário s [kW].

A potência de saída instantânea do gerador a diesel deve ser menor ou igual à potência nominal desse gerador, conforme mostra (2.20).

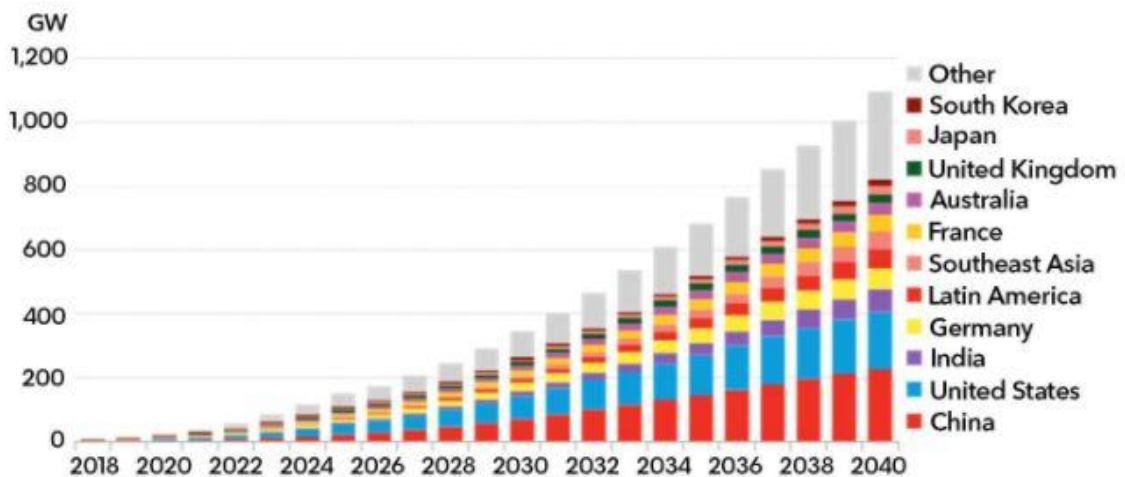
$$0 \leq P_{dg,t,s} \leq P_{n,dg} \quad (2.20)$$

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

2.4.1 Características dos sistemas de armazenamento em baterias

Os sistemas de armazenamento em baterias são um subconjunto dos sistemas de armazenamento. Estes podem utilizar soluções térmicas, eletromecânicas e eletroquímicas. Baterias são células eletroquímicas, em que um fluxo de elétrons é criado a partir de reações químicas que ocorrem em suas células. Elas podem ser constituídas de diversos elementos químicos, configurando diferentes tipos como: íon-lítio (Li-Ion), chumbo-ácido, níquel-cádmio (NiCad), sódio/enxofre (Na/S), zinco/bromo (Zn/Br), dentre outros. Os sistemas de armazenamento têm um grande potencial de crescimento nas próximas décadas. A Figura 8 apresenta a projeção da potência instalada de sistemas de armazenamento por país.

Figura 8 – Projeção da capacidade instalada de sistemas de armazenamento por país (excluindo hidrelétrica reversível)



Fonte: [70]

Os sistemas de baterias apresentam grande potencial para aplicação em sistemas elétricos. Somada à queda de custos e o avanço das tecnologias, algumas de suas características justificam o crescimento no número de projetos desenvolvidos. São elas [71]:

- Flexibilidade tanto em capacidade (sistemas customizáveis) quanto na instalação física (requer pequena área para instalação, baixa utilização de água, e não emite poluentes, podendo ser instalado em qualquer ambiente);
- Alta eficiência, alta densidade de energia e baixíssimo tempo de resposta;

- Versatilidade, pois podem ser aplicados tanto em sistemas que exigem resposta rápida e de alta potência, quanto em sistemas com baixa potência e de duração mais longa;
- Rápida instalação.

Os sistemas de armazenamento em baterias possuem muitas aplicações no setor elétrico brasileiro. Em relação ao consumidor final, a bateria pode ser aplicada para reduzir a demanda máxima do consumidor. No Brasil, os consumidores atendidos em média e alta tensão precisam contratar um valor de demanda (kW), e caso esse valor seja ultrapassado, é aplicada uma alta tarifa para a demanda de ultrapassagem. Com isso, a bateria pode proporcionar a contratação de uma menor demanda, e evitar a ultrapassagem. Os sistemas de armazenamento também podem atuar como *backup*, evitando a interrupção no fornecimento de energia, para consumidores que necessitam de uma alta confiabilidade, como, por exemplo, indústrias, hospitais, dentre outros [71].

Outra aplicação é a utilização da bateria para arbitragem de energia. Esse modelo de negócio consiste em carregar a bateria em períodos em que a tarifa está mais barata (compra da rede), e descarregá-la em períodos no qual a tarifa está mais cara, reduzindo ou zerando a compra de energia da rede nesse período. Com isso, a bateria pode atuar de forma complementar ao gerador a diesel ou até mesmo substituí-lo. No Brasil, somente consumidores atendidos em média e alta tensão (consumidores de maior porte), possuem tarifa de energia diferenciada de acordo com a hora do dia. Para tais consumidores, as baterias de íon-lítio são opções atrativas para aplicações envolvendo grandes armazenamentos de energia, pois apresentam bom desempenho, alta eficiência, rápida resposta e longa vida útil [72].

As baterias de íon lítio não são somente um tipo de bateria, mas uma categoria que utiliza o lítio como componente. Para aplicações comerciais, como, por exemplo, celulares e *notebooks*, o tipo mais utilizado é o de óxido de lítio cobalto, do inglês *lithium cobalt oxide* (LCO). No mercado de veículos elétricos, vários tipos são utilizados como: óxido de lítio níquel cobalto alumínio, do inglês *lithium nickel cobalt aluminum oxide* (NCA) e óxido de lítio fosfato de ferro, do inglês *lithium iron phosphate* (LFP) e óxido de lítio manganês, do inglês *lithium manganese oxide* (LMO). Para aplicações estacionárias com alta demanda de energia, as células de NCA e LFP são as mais atrativas [72].

2.4.2 Modelagem de sistemas de armazenamento em baterias

As baterias apresentam como principais parâmetros a capacidade de energia e de potência. A capacidade de energia é a máxima quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar no início do seu ciclo de vida. A capacidade de potência é a máxima potência que a bateria consegue despachar/absorver em uma hora de operação. Os sistemas

de armazenamento em baterias podem fornecer ou consumir energia, logo, em seu modelo, é necessário introduzir uma variável denominada estado de carga, do inglês *state of charge* (SOC), que é a quantidade de energia disponível em função da capacidade nominal da bateria. A equação (2.21) modela o comportamento do SOC [73].

$$SOC_{t,s} = SOC_{t-1,s} + \left(P_{car,t,s} \cdot \eta_{car} - \frac{P_{des,t,s}}{\eta_{des}} \right) \cdot \Delta t \quad (2.21)$$

Em que:

- $SOC_{t,s}$ é o estado de carga da bateria no instante t e cenário s [kWh];
- $P_{car,t,s}$ é a potência desenvolvida pela bateria no carregamento no instante t e cenário s [kW];
- $P_{des,t,s}$ é a potência desenvolvida pela bateria no descarregamento no instante t e cenário s [kW];
- η_{car} é a eficiência de carregamento [%];
- η_{des} é a eficiência de descarregamento [%].

As eficiências de carga e descarga estão formuladas nas equações (2.22) e (2.23), respectivamente.

$$\eta_{car} = \sqrt{\eta_{rt}} \quad (2.22)$$

$$\eta_{des} = \sqrt{\eta_{rt}} \quad (2.23)$$

Em que η_{rt} é a eficiência *round-trip*.

Os limites da potência de carregamento e descarregamento estão formulados em (2.24) e (2.25).

$$0 \leq P_{car,t,s} \leq P_{car}^{max} \cdot z_{bat,t,s} \quad (2.24)$$

$$0 \leq P_{des,t,s} \leq P_{des}^{max} \cdot (1 - z_{bat,t,s}) \quad (2.25)$$

Em que:

- P_{car}^{max} é a potência máxima de carga [kW];
- P_{des}^{max} é a potência máxima de descarga [kW];

- z_{bat} é uma variável binária que previne que a bateria carregue e descarregue simultaneamente. $z_{bat} = 1$ e 0 significa que a bateria está no modo de carga e descarga, respectivamente.

O estado de carga pode variar de 0 até a capacidade nominal da bateria. Logo, o limite de operação do SOC está formulado em (2.26).

$$0 \leq SOC_{t,s} \leq E_{bat} \quad (2.26)$$

Em que E_{bat} é a capacidade nominal da bateria em kWh.

Na prática, para aumentar a vida útil da bateria, considera-se limites mais restritos para o estado de carga, que podem variar de acordo com o tipo de bateria. Tais limites estão formulados em (2.27) de forma genérica.

$$SOC_{min} \cdot E_{bat} \leq SOC_{t,s} \leq SOC_{max} \cdot E_{bat} \quad (2.27)$$

Em que:

- SOC_{min} é o estado de carga mínimo permitido para a bateria [%];
- SOC_{max} é o estado de carga máximo permitido para a bateria [%];

A mínima autonomia da bateria, ou seja, o período mínimo para que essa carregue/descarregue toda a sua capacidade permitida, é determinada de acordo com (2.28) e (2.29).

$$P_{car}^{max} \leq \frac{E_{bat} \cdot fcd \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})}{\eta_{car}} \quad (2.28)$$

$$P_{des}^{max} \leq E_{bat} \cdot fcd \cdot (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot \eta_{des} \quad (2.29)$$

Em que fcd é o fator de carga/descarga. Por exemplo, $fcd = 33\%$ implica que a mínima autonomia da bateria é 3 horas.

2.5 ENERGIA DA REDE DA CONCESSIONÁRIA

2.5.1 Estrutura tarifária brasileira

Segundo o submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) [74], a estrutura tarifária para as concessionárias de distribuição de energia elétrica é um conjunto de tarifas para o faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que representa a diferenciação dos custos da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com a modalidade e o posto tarifário.

O custo regulatório é decomposto em vários componentes tarifários que incidem na função de custo: perdas, transporte, encargos e energia comprada para revenda. As funções de custo associam-se para formar as tarifas [74]:

- TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor financeiro unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou R\$/kWh, utilizado para efetuar o faturamento de usuários pelo uso do sistema de distribuição. Essa tarifa cobre os custos com equipamentos, instalações, manutenções para levar energia com qualidade ao usuário;
- TE - Tarifa de Energia: valor financeiro unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia.

A partir das funções de custo, obtêm-se, tanto para a TUSD quanto para a TE as diferentes modalidades tarifárias, postos tarifários e grupos/subgrupos tarifários (faixa de tensão). Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. Já a TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

Os postos tarifários são [74]:

- Posto tarifário ponta: período composto por três horas consecutivas definidas pela distribuidora e aprovada pela ANEEL para toda a área de concessão, de acordo com a curva de carga de seu sistema elétrico. Não se aplica ao dias dos finais de semana e feriados. Nesse período as tarifas de energia estão mais caras, pois é o período de maior demanda de energia;
- Posto tarifário intermediário: período composto por duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e a outra imediatamente posterior ao posto tarifário ponta;
- Posto tarifário fora de ponta: período composto pelo restante das horas não compreendidas pelo posto ponta e intermediário.

As modalidades tarifárias são [74]:

- Modalidade tarifária horária azul: caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. É aplicada aos consumidores do grupo A ($\geq 2,3\text{kV}$);
- Modalidade tarifária horária verde: caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, e uma única tarifa de demanda de potência. É aplicada aos consumidores do grupo A;

- Modalidade tarifária convencional binômia: caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia. É aplicada aos consumidores do grupo A;
- Modalidade tarifária horária branca: caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica conforme as horas de utilização do dia. É aplicada aos consumidores do grupo B ($\leq 2,3\text{kV}$);
- Modalidade tarifária convencional monômia: caracterizada por uma única tarifa de consumo de energia elétrica independente das horas de utilização do dia. É aplicada aos consumidores do grupo B.

Há ainda a aplicação de bandeiras tarifárias na tarifa de energia. O sistema de bandeiras tarifárias, instituído pela ANEEL por meio da Resolução Normativa 547/2013 de 16 de abril de 2013 [75], teve início em janeiro de 2015. Esse sistema é um sinal para o consumidor, mês a mês, sobre as condições atuais da geração e seus custos. As bandeiras tarifárias são inspiradas nas cores dos semáforos de trânsito, portanto, existem três tipos, sendo que a bandeira vermelha é segmentada em dois patamares:

- Bandeira verde: sinaliza que as condições de geração estão boas, sendo essa a tarifa base. Não implica nenhum acréscimo na tarifa;
- Bandeira amarela: sinaliza que as condições de geração estão menos favoráveis. Implica um acréscimo em relação à bandeira verde;
- Bandeira vermelha patamar 1: sinaliza que as condições de geração estão com um alto custo, implicando um acréscimo em relação à bandeira amarela.
- Bandeira vermelha patamar 2: sinaliza que as condições de geração estão com um custo ainda mais alto, implicando um acréscimo em relação à bandeira vermelha patamar 1.

Existem ainda a cobrança de tributos federais, estaduais e municipais na conta de luz [76]:

- Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): são tributos cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e atender programas sociais do Governo Federal. As alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS), apuradas de forma não-cumulativa. Portanto, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre os custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor;

- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): previsto no art. 155 da Constituição Federal, incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal. Portanto, a sua alíquota varia de estado para estado;
- CIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública: está prevista no art. 149-A da Constituição Federal, que estabelece a competência do município de dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo. Portanto, é atribuída ao Poder Público Municipal a responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública.

2.5.2 Incentivos para a implantação de geração distribuída no Brasil

No Brasil, existem dois ambientes de contratação de energia: livre e regulado. No ambiente de contratação livre (ACL), as operações de compra e venda de energia são realizadas por meio de contratos bilaterais livremente negociados. O consumidor do mercado livre de energia paga uma parcela referente ao contrato de energia com uma geradora ou comercializadora e a outra parcela referente ao uso do sistema de distribuição da concessionária local. No ambiente de contratação regulado (ACR), a energia elétrica é fornecida pela concessionária e os consumidores inseridos nesse ambiente estão sujeitos às tarifas dessa. Tais consumidores são denominados cativos. Nesse caso, a tarifa de energia é regulada e isonômica para consumidores definidos em um mesmo grupo. Somente consumidores cativos podem fazer adesão ao sistema de compensação de energia, estabelecido pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL. Tal sistema foi um incentivo à geração distribuída.

O sistema de compensação de energia estabelece que a energia ativa injetada na rede por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa [10]. Caso a energia gerada seja maior do que a consumida, o consumidor receberá um crédito pela energia excedente, medido em kWh. Esse crédito poderá ser utilizado para abater o consumo no mês em que o excedente foi gerado e nos meses posteriores, em até 60 meses. Somente consumidores cativos podem aderir ao sistema de compensação de energia.

Existe ainda a opção de usar os créditos de energia em unidades diferentes da unidade em que está instalada a geração. Essa opção está dividida em três categorias [10], [77]:

- Geração compartilhada: caracterizada quando há um grupo de consumidores na mesma área de concessão integrantes de um consórcio ou cooperativa, composta por

peças físicas ou jurídicas, que possua pelo menos uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

- Autoconsumo remoto: caracterizado quando uma pessoa, seja física ou jurídica, possui mais de uma unidade consumidora dentro da mesma área de concessão, e ao menos uma unidade possui micro ou minigeração distribuída, em que os créditos gerados também serão utilizados para abater o consumo das outras unidades;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): caracterizado quando, em uma mesma propriedade, ou em propriedades contíguas (vizinhas) existem unidades consumidoras independentes e uma unidade para atendimento da área de uso comum, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração distribuída. Os créditos gerados podem ser usados para abater o consumo da área comum e das outras unidades consumidoras ou ser dividido somente entre os condôminos, sem abater o consumo da área comum.

Segundo [11], a potência instalada de micro ou minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será instalada. Para consumidores do grupo A, a potência disponibilizada é dada pela demanda contratada. Já para consumidores do grupo B a potência disponibilizada, expressa em kVA, é dada pela multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases.

O faturamento da energia para unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída é realizado de acordo com os seguintes procedimentos [12], [77]:

- Mesmo que a unidade consumidora injete mais energia do que consuma, o valor da fatura de energia nunca será zero. Existe um valor mínimo a ser pago, que, para consumidores do grupo B, é o custo de disponibilidade, equivalente ao valor de certa quantidade de energia, de acordo com a ligação (monofásica, bifásica ou trifásica). Para consumidores com ligação monofásica, bifásica e trifásica, o custo de disponibilidade é igual ao consumo de 30, 50 e 100 kWh, respectivamente. Para consumidores do grupo A, o valor da fatura de energia nunca será menor que o custo da demanda contratada;
- Para consumidores com tarifa diferenciada conforme a hora do dia (horário de ponta e fora de ponta), os créditos gerados devem ser utilizados preferencialmente no mesmo posto horário, e se ainda houver excedente, os créditos podem ser utilizados para

compensar o consumo em posto tarifário diferente, desde que seja aplicado um fator de ajuste tarifário;

- A cobrança de bandeiras tarifárias se aplica ao valor líquido (consumo subtraído da energia injetada);
- Quanto ao PIS e COFINS, eles incidem sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada na rede somada aos créditos de energia de meses anteriores.

2.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou o panorama dos principais componentes de sistemas híbridos de energia elétrica (painel fotovoltaico, gerador a diesel e sistemas de armazenamento em baterias). Com o incentivo à implantação de geração distribuída no Brasil, a instalação de painéis fotovoltaicos vêm apresentando um crescimento exponencial nos últimos anos. Os geradores a diesel também vêm sendo bastante utilizados para gerar energia em períodos em que a tarifa está mais cara, possibilitando a redução dos custos com energia. A instalação de sistemas de baterias está apresentando um crescimento no mundo nos últimos anos, no qual o desenvolvimento tecnológico com consequente redução dos custos vêm possibilitando esse crescimento. No Brasil, uma das potenciais aplicações da bateria é a utilização para arbitragem de energia. Também foi abordado o sistema de compensação de energia no Brasil que incentivou a instalação de geração distribuída. Aspectos como as condições de acesso da geração distribuída às redes de distribuição bem como o faturamento da GD foram apresentados.

Pode-se constatar que os sistemas híbridos de energia elétrica podem ser benéficos para o consumidor, pois eles agregam as vantagens de cada uma das diferentes fontes de energia. Com isso, deve-se fazer a análise da viabilidade técnica e econômica, possibilitada pela correta modelagem dos componentes do sistema.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação propõe uma metodologia para o planejamento de sistemas híbridos de energia elétrica conectados à rede elétrica principal. O modelo faz o dimensionamento do sistema, mais especificamente, determina número e tipo de painéis fotovoltaicos, capacidade de geração a diesel e capacidade de armazenamento da bateria. O modelo de otimização define a configuração do sistema que minimiza os custos de investimento, operação e manutenção. O problema é formulado com base na Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, que estabelece as condições de acesso para a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia.

O problema é modelado como programação inteira mista estocástica de dois estágios com análise de risco, em que no primeiro estágio é determinada a capacidade dos componentes do sistema híbrido, e no segundo estágio são tomadas as decisões relativas à operação, ou seja, a potência gerada pelo sistema e a suprida pela rede da concessionária ao longo do horizonte de planejamento. As decisões do primeiro estágio são feitas antes da realização do processo estocástico, e as do segundo são feitas para cada realização do processo estocástico. A natureza estocástica do problema é representada por um conjunto de cenários, no qual as variáveis de decisão do segundo estágio estão definidas para cada um dos cenários.

3.2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS

O problema de planejamento de sistemas híbridos de energia elétrica, em que são consideradas as incertezas associadas às variáveis índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia, pode ser modelado como programação estocástica de dois estágios. No primeiro estágio (estágio de planejamento) são tomadas as decisões acerca do investimento, no qual o custo total do sistema é minimizado, sujeito às restrições de capacidade dos geradores. As decisões desse estágio são denominadas *here-and-now*, em que não se conhece as incertezas associadas às variáveis citadas anteriormente. A formulação geral do problema do primeiro estágio é apresentada a seguir:

$$\text{Min}_X CI(X) + E\{CO(X, \Lambda)\} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$h \leq 0 \quad (3.2)$$

Em que:

- CI é o custo total de investimento dos geradores;

- $E\{CO\}$ é o valor esperado do custo de operação, que compreende o custo com a energia suprida pela rede da concessionária e o custo de combustível do gerador a diesel;
- X é um vetor de variáveis de decisão acerca do investimento (número e tipo dos painéis fotovoltaicos, capacidade dos geradores e da bateria);
- Λ é um processo estocástico, que representa a incerteza das variáveis índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia. Essa incerteza é modelada por meio de cenários;
- h são as restrições do primeiro estágio, que correspondem às restrições de capacidade dos geradores.

Depois de tomadas as decisões do primeiro estágio, e quando se conhecem os cenários operativos do problema (processo estocástico), são tomadas as decisões do segundo estágio (estágio de operação), que podem ser denominadas como *wait-and-see*. A formulação geral do problema do segundo estágio é apresentada a seguir.

$$\text{Min}_Y CO(Y, \lambda) \quad (3.3)$$

sujeito a:

$$f(X, \lambda) = 0 \quad (3.4)$$

$$g(X, \lambda) \leq 0 \quad (3.5)$$

Em que:

- CO é o custo de operação do sistema;
- Y é um vetor com as decisões relativas à operação do sistema (energia suprida pela rede e injetada na rede e despacho do geradore e da bateria);
- λ é a realização de Λ ;
- $f = 0$ representa as restrições de igualdade do segundo estágio;
- $g = 0$ representa as restrições de desigualdade do segundo estágio.

Os problemas do primeiro e segundo estágio podem ser combinados, dando origem a um problema denominado equivalente determinístico [22], que é correspondente ao estocástico. A formulação desse problema é apresentada a seguir.

$$\text{Min } CI + \sum_{s \in S} \pi_s CO_s \quad (3.6)$$

sujeito a:

$$h \leq 0 \quad (3.7)$$

$$f_s = 0, \forall s \in S \quad (3.8)$$

$$g_s \leq 0, \forall s \in S \quad (3.9)$$

Em que:

- s é um cenário operativo;
- S é o conjunto de cenários;
- π_s é a probabilidade de ocorrência do cenário s .

3.3 MODELAGEM DAS INCERTEZAS

Para considerar as incertezas associadas ao índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia ao longo do horizonte de planejamento, dados sintéticos baseados em registros históricos são utilizados. Esses dados são gerados por meio de funções de densidade de probabilidade [78].

3.3.1 Funções de densidade de probabilidade para modelar incertezas

Em estatística, a função de densidade de probabilidade é uma função que descreve a probabilidade de uma variável aleatória assumir um dado valor. Ela pode ser utilizada para caracterizar o comportamento de variáveis que são dependentes do tempo, de um modo estatístico. A função de densidade de probabilidade para cada variável dependente do tempo pode ser expressa de forma geral [78] como:

$$F(x|\theta) = \sum_{i=1}^{N_p} \alpha_i f_i(x|E_i, \sigma_i) \quad (3.10)$$

Em que:

- $\theta = (\alpha_1, \dots, \alpha_{N_p}, E_1, \dots, E_{N_p}, \sigma_1, \dots, \sigma_{N_p})$ é um conjunto de parâmetros estatísticos;
- N_p é o número total de termos em $F(x|\theta)$;
- α_i ($\alpha_i > 0$) é o peso no i -ésimo termo, satisfazendo $\sum_{i=1}^{N_p} \alpha_i = 1$
- $f_i(x|E_i, \sigma_i)$ é uma sub-função de densidade de probabilidade;
- E_i é o valor esperado no i -ésimo termo de $F(x|\theta)$;

- σ_i é o desvio padrão no i -ésimo termo de $F(x|\theta)$.

A forma geral da função de densidade de probabilidade $F(x|\theta)$ dada em (3.10) é uma soma ponderada de sub-funções de densidade de probabilidade. O número total N_p e o tipo de sub-função de densidade de probabilidade $f_i(x|\mu_i, \sigma_i)$, devem ser pré-especificados. O conjunto de parâmetros em θ pode ser obtido por métodos como estimativa por máxima verossimilhança, do inglês *maximum-likelihood estimation* (MLE), o método dos mínimos quadrados ou estatística Bayesiana. Testes de adequação devem ser realizados para identificar o número e o tipo de sub-funções de distribuição de probabilidade mais adequados, que representem a característica estatística dos dados históricos.

As estatísticas de variáveis que dependem do tempo como índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia são comumente descritas usando modelos probabilísticos baseados em uma única sub-função de distribuição ($N_p = 1$). Portanto, a abordagem utilizando uma única sub-função de distribuição é adotada nesta dissertação para modelar as incertezas. O valor esperado E e o desvio padrão σ dos dados históricos podem ser diretamente estimados por meio das equações (3.11) e (3.12), respectivamente.

$$E = \sum_{j=1}^{N_d} d_j \cdot p_j \quad (3.11)$$

$$\sigma = \sqrt{E(d_j^2) - [E(d_j)]^2} \quad (3.12)$$

Em que:

- N_d é o número total de dados não repetidos;
- d_j é o j -ésimo dado;
- p_j é a probabilidade de ocorrência do j -ésimo dado, que está formulada na equação (3.13).

$$p_j = \frac{N_j}{N_{tot,d}} \quad (3.13)$$

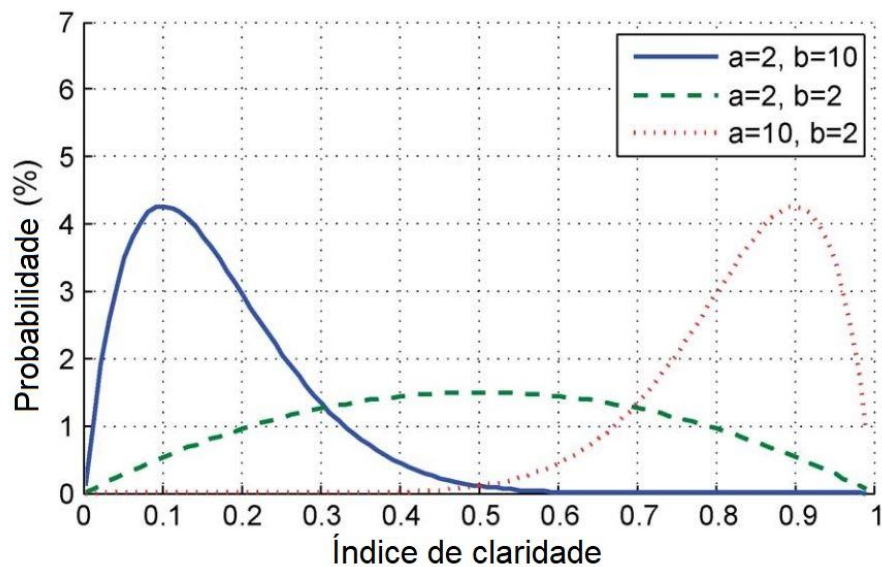
Em que:

- N_j é o número de vezes que o elemento j se repete;
- $N_{tot,d}$ é o número total de dados, incluindo os repetidos.

As funções de distribuição de probabilidade utilizadas nesta dissertação para modelar as incertezas associadas ao índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia serão apresentadas a seguir.

- Índice de claridade: a incerteza associada à radiação solar não pode ser diretamente modelada utilizando uma função de distribuição de probabilidade, ou seja, não se pode aplicar uma distribuição à variável radiação solar, devido ao fato de que essa variável tem padrões diurnos muito fortes. A incerteza na radiação incidente nos painéis fotovoltaicos advém, principalmente, das condições do clima. Para capturar a incerteza na radiação solar, é aplicado um método, utilizando o índice de claridade ($k_{T,t}$) que representa as condições do clima. O comportamento estocástico do índice de claridade pode ser estatisticamente descrito utilizando a distribuição Beta, como ilustra a Figura 9. Na distribuição Beta, a distribuição de probabilidade para o índice de claridade $k_{T,t}$ ao longo de um intervalo de tempo t pode ser expressa de acordo com a equação (3.14) [78].

Figura 9 – Distribuição Beta



Fonte: Traduzido de [78]

$$f_{ic,t} = \frac{\Gamma(a_t + b_t)}{\Gamma(a_t)\Gamma(b_t)} k_{T,t}^{a_t-1} (1 - k_{T,t})^{b_t-1} \quad (3.14)$$

A função Γ é definida como:

$$\Gamma(n) = (n - 1)!, \quad n \in Z_+ \quad (3.15)$$

Os parâmetros a e b podem ser obtidos utilizando o valor esperado $E_{ic,t}$ e o desvio padrão $\sigma_{ic,t}$ de dados históricos do índice de claridade para um determinado instante

t .

$$a_t = E_{ic,t} \left(\frac{E_{ic,t}(1 - E_{ic,t})}{\sigma_{ic,t}^2} - 1 \right) \quad (3.16)$$

$$b_t = (1 - E_{ic,t}) \left(\frac{E_{ic,t}(1 - E_{ic,t})}{\sigma_{ic,t}^2} - 1 \right) \quad (3.17)$$

Os passos para a geração de dados sintéticos para o índice de claridade, $k_{T,t}$, são apresentados a seguir:

1. Calcule o índice de claridade para cada instante t , de acordo com os 7 primeiros passos apresentados na subseção **2.2.3**;
 2. Calcule o valor esperado e o desvio padrão dos dados calculados de índice de claridade para cada instante t , de acordo com as equações (3.11) e (3.12);
 3. Com o cálculo do valor esperado e do desvio padrão, calcule os parâmetros a e b da função de distribuição Beta, de acordo com as equações (3.16) e (3.17);
 4. Gere nd dados sintéticos de índice de claridade para cada instante t por meio da inversa da função de distribuição Beta acumulada, obtida com os parâmetros calculados anteriormente;
- Carga: para gerar os dados sintéticos de carga, é utilizada a distribuição normal, conforme retrata a Figura 10. Essa distribuição é utilizada para descrever a variação da carga para um instante t . A distribuição normal para a carga l_t em um instante t pode ser expressa de acordo com a equação (3.18).

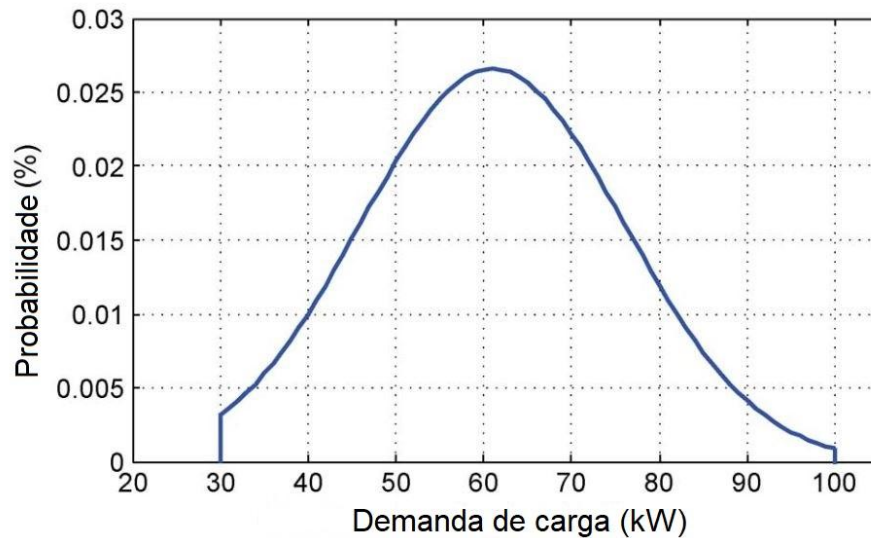
$$f_{ld,t} = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{ld,t}^2}} \exp \left[-\frac{(l_t - E_{ld,t})^2}{2\sigma_{ld,t}^2} \right] \quad (3.18)$$

em que $E_{ld,t}$ e $\sigma_{ld,t}$ são o valor esperado e o desvio padrão da carga para o instante t , obtidos por meio de dados históricos.

Os passos para o cálculo dos dados sintéticos de carga são apresentados a seguir:

1. Calcule o valor esperado e o desvio padrão dos dados históricos de carga para cada instante t , de acordo com as equações (3.11) e (3.12);
2. Gere nd dados sintéticos de carga para cada instante t por meio da função inversa de distribuição normal acumulada, obtida com os parâmetros calculados anteriormente.

Figura 10 – Distribuição Normal



Fonte: Traduzido de [78]

- Preço do diesel e tarifa de energia: a característica aleatória de flutuação do preço do diesel e da tarifa de energia ao longo do horizonte de planejamento é capturada por um processo estocástico denominado movimento browniano geométrico, do inglês *geometric brownian motion* (GBM). Esse processo é utilizado para modelar, por exemplo, crescimentos populacionais e o preço de uma ação ao longo do tempo. O GBM é formulado na equação (3.19) [39].

$$B_n = B_{n-1} \cdot e^r + \varepsilon \quad (3.19)$$

Em que B é o valor da variável aleatória, n é o período (mês, trimestre, ano, dentre outros), r é a taxa de crescimento da variável no período n , ε é uma componente aleatória que tem distribuição normal com média "0" e desvio padrão calculado utilizando a primeira diferença de uma série temporal. Em uma série temporal Y , a primeira diferença DIF em um período t é dada pela equação (3.20).

$$DIF_t(Y) = Y_t - Y_{t-1} \quad (3.20)$$

A geração de dados sintéticos para o preço do diesel e a tarifa de energia é feita de acordo com os passos a seguir:

1. Calcule o desvio padrão dos dados históricos de preço do diesel e tarifa de energia por meio da equação (3.12), utilizando a primeira diferença desses dados de acordo com o período considerado (mês, trimestre, ano, dentre outros);

2. Obtenha a taxa de reajuste (r) do preço do diesel e da tarifa de energia para o período considerado;
3. Gere os nd dados sintéticos do preço do diesel e da tarifa de energia de acordo com a equação (3.19).

3.3.2 Obtenção dos cenários de operação

Um cenário de operação é composto pelo conjunto de dados sintéticos de índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia para todo o horizonte de planejamento. Depois da geração dos dados sintéticos de acordo com o procedimento anterior, esses dados são agrupados e reduzidos, por meio do algoritmo *k-means* [79].

O algoritmo *k-means* classifica os dados, de acordo com a distância de cada dado (ponto) ao centróide de cada grupo (*cluster*). O dado d pertence ao grupo g , pois a distância de d ao centróide de g é menor do que a distância de d ao centróide dos demais grupos. É um algoritmo iterativo que começa com a escolha de k *clusters*. A cada iteração, o algoritmo escolhe novos centróides, e a distância de todos os dados para cada centróide é calculada. A nova localização dos centróides é determinada pelo cálculo da média dos dados em cada *cluster*. Em dados com n vetores de dimensões iguais $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, o *kmeans* determina o centróide para k *clusters* de vetores com dimensões iguais $V = \{v_1, v_2, \dots, v_k\}$, pela minimização da função objetivo a seguir [80]:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^n D^2(x_j, v_i) \quad (3.21)$$

Em que D é uma função de distância. No presente trabalho, utilizou-se a distância euclidiana, do inglês *Euclidian distance* (ED). Considerando os vetores x_i e v_j com dimensão d , a ED entre dois vetores é calculada de acordo com a equação (3.22).

$$ED = \sqrt{\sum_{f=1}^d (x_{if} - v_{if})^2} \quad (3.22)$$

Após a clusterização, obtém-se a probabilidade de ocorrência de cada cenário (grupo), que é dada pela expressão:

$$\pi_s = \frac{n_s}{n_{total}} \quad (3.23)$$

Em que:

- π_s é a probabilidade de ocorrência do cenário s ;
- n_s é o número de amostras do cenário s ;

- n_{total} é o número total de amostras;

Na presente dissertação, o número de *clusters* k é escolhido de acordo com um método heurístico denominado método do cotovelo, do inglês *elbow method*. Esse método é utilizado para determinar o melhor número de *clusters* ao se comparar o valor da soma quadrática do erro, do inglês *sum of square error* (SSE), de cada cluster k . A escolha do melhor número de *cluster* é feita pela observação da curva (k x SSE) de acordo com os passos a seguir [81]:

1. Varie o valor de k de 1 a n ;
2. Calcule a soma quadrática do erro (SSE) para cada valor de k ;
3. Plote a curva (k x SSE);
4. O cotovelo (*elbow*) da curva é considerado como o melhor número de *clusters*.

A soma quadrática do erro pode ser calculada de acordo com a equação (3.24).

$$SSE = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^n D^2(x_j, v_i) \quad (3.24)$$

3.4 ANÁLISE DE RISCO

O modelo estocástico (3.6)-(3.9) é considerado como neutro ao risco. Para gerenciar o risco, uma métrica é adicionada a essa formulação. Na presente dissertação, o modelo utilizado é o da métrica de risco *Conditional Value at Risk* (CVaR). Primeiramente, é necessário definir a métrica *Value at Risk* (VaR). Dado um nível de confiança α , $0 < \alpha < 1$, o VaR é o mínimo custo ν que garante que a probabilidade de se obter um custo maior do que ν é menor do que $(1 - \alpha)$. Essa métrica de risco inclui o tamanho e a probabilidade de prejuízos por meio do uso de quantis, que pode ser expresso como [41]:

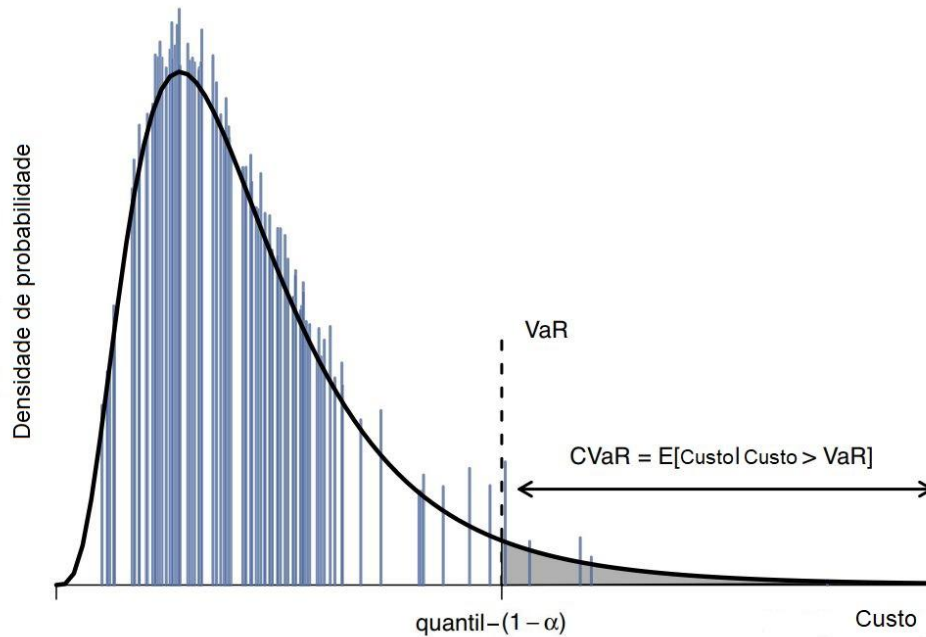
$$\text{VaR}(x, \alpha) = \min\{\nu : P[s|o(x, s) > \nu] \leq 1 - \alpha\} \quad (3.25)$$

Em que s corresponde a um dado cenário e $o(x, s)$ é a função objetivo. Portanto, o VaR corresponde ao quantil $(1 - \alpha)$ de uma distribuição de custos. Por exemplo, um VaR de 100 unidades monetárias para um nível de confiança de 95% significa que a probabilidade de se obter custos maiores do que 100 é menor do que 5%. O VaR não fornece informações sobre a distribuição de custos além dessa métrica, e, portanto, grandes prejuízos não são detectados. Para ter informações sobre tais perdas, o CVaR é utilizado. O CVaR é o valor esperado de perdas que excedem o VaR ν , que pode ser expresso como:

$$\text{CVaR} = E[o(x, s)|o(x, s) > \nu] \quad (3.26)$$

Por exemplo, um CVaR de 110 unidades monetárias para um nível de confiança de 95% significa que o valor esperado de perda dos piores casos (*fat tails*) que podem ocorrer com 5% de probabilidade é de 110 unidades monetárias. A Figura 11 ilustra o VaR e o CVaR.

Figura 11 – VaR e CVaR



Fonte: Traduzido de [41]

A implementação do CVaR em problemas de programação estocástica mantém as boas propriedades tanto da métrica de risco quanto do problema. No geral, o CVaR pode ser levado em consideração dentro do problema de otimização, adicionando um termo ponderado de risco na função objetivo, e definindo algumas restrições extras. A formulação do CVaR é apresentada a seguir e foi baseada em [23], [22]:

$$\text{Min } \xi + \frac{1}{1 - \alpha} \cdot \sum_{s \in S} \pi_s \eta_s \quad (3.27)$$

sujeito a:

$$(CI + CO_s) - \xi \leq \eta_s \quad \forall s \in S \quad (3.28)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad \forall s \in S \quad (3.29)$$

em que α é o nível de confiança, ξ e η_s são variáveis auxiliares.

O CVaR pode ser incluído no problema (3.6)-(3.9) como:

$$\text{Min } (1 - \beta) \left(CI + \sum_{s \in S} \pi_s CO_s \right) + \beta \left(\xi + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s \in S} \pi_s \eta_s \right) \quad (3.30)$$

sujeito a:

$$h \leq 0 \quad (3.31)$$

$$f_s = 0 \quad \forall s \in S \quad (3.32)$$

$$g_s \leq 0 \quad \forall s \in S \quad (3.33)$$

$$(CI + CO_s) - \xi \leq \eta_s \quad \forall s \in S \quad (3.34)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad \forall s \in S \quad (3.35)$$

Em que $\beta \in (0, 1)$ é denominado parâmetro de aversão ao risco, no qual $\beta = 0$ refere-se ao problema neutro ao risco e $\beta = 1$ representa aversão máxima ao risco.

3.5 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do problema de planejamento de sistemas híbridos de energia elétrica envolve a modelagem dos componentes desse sistema para viabilizar o processo de decisão sobre o dimensionamento dos componentes (tipo e capacidade). O objetivo do problema é a minimização do custo de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento.

Para a representação das incertezas, o problema será formulado como programação estocástica de dois estágios, em que no primeiro estágio serão tomadas as decisões sobre o investimento e no segundo sobre a operação do sistema. Serão considerados cenários de operação para o índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia para representar o comportamento estocástico desses dados. Além disso, será incluída na formulação a modelagem da métrica de risco CVaR para fazer o gerenciamento dos riscos envolvidos no problema.

3.5.1 Função objetivo

A função objetivo (FOB) referente ao problema de planejamento de SHEE envolve os custos de investimento e operação do SHEE, bem como os custos da energia suprida pela rede. A estratégia de dimensionamento do SHEE tem como objetivo principal atender a carga com o menor custo de investimento e operação possível ao longo do horizonte de planejamento. Portanto, a FOB do problema pode ser formulada como:

$$\text{Min FOB} = (1 - \beta) \left[CT_{pvinv} + CT_{dg} + CT_{bat} + \sum_{s \in S} \pi_s (CC_{dg,s} + CE_{re,s}) \right] + \beta \text{CVaR} \quad (3.36)$$

Em que:

- β é o nível de aversão ao risco;
- CT_{pvinv} é o custo total do conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores [R\$];
- CT_{dg} é o custo total de investimento e operação e manutenção (O&M) do gerador a diesel [R\$];
- CT_{bat} é o custo total do sistema de baterias [R\$];
- $CC_{dg,s}$ é o custo de combustível do gerador a diesel no cenário s [R\$];
- $CE_{re,s}$ é o custo da energia da rede da concessionária de distribuição no cenário s [R\$];
- π_s é a probabilidade de ocorrência do cenário s ;
- CVaR é a parcela referente à métrica de risco CVaR [R\$].

3.5.1.1 Sistema fotovoltaico

O custo total do conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores é composto pelo custo de investimento, CI_{pvinv} , e O&M, COM_{pvinv} . Tal custo está formulado na equação (3.37).

$$CT_{pvinv} = CI_{pvinv} + COM_{pvinv} \quad (3.37)$$

O custo de investimento, CI_{pvinv} , é referente ao custo de aquisição e instalação dos painéis fotovoltaicos do tipo i e do inversor, de acordo com a equação (3.38).

$$CI_{pvinv} = \sum_{i=1:NI} (CI_{pv}^i + CI_{inv}^i + CS_{inv}^i + Cc_{pv}^i + Ct_{pv}^i) \cdot x_i \quad (3.38)$$

Em que:

- NI é o número de tipos de painéis fotovoltaicos;
- x_i é uma variável binária que garante que apenas um tipo de painel fotovoltaico será selecionado, de acordo com o apresentado na equação (3.39).

$$\sum_{i=1:NI} x_i = 1 \quad (3.39)$$

A primeira parcela da equação (3.38) é referente ao custo de aquisição dos painéis fotovoltaicos do tipo i , que é dado pela equação (3.40).

$$CI_{pv}^i = N_{pv}^i \cdot uc_{pv}^i \quad (3.40)$$

Em que:

- N_{pv}^i é o número de painéis fotovoltaicos do tipo i ;
- uc_{pv}^i é o custo unitário dos painéis fotovoltaicos [R\$] do tipo i .

O custo do sistema inversor CI_{inv} é dado pela equação (3.41).

$$CI_{inv}^i = uc_{inv} \cdot P_{inv} \quad (3.41)$$

Em que:

- uc_{inv} é o custo unitário do sistema inversor [R\$/kW];
- P_{inv} é a potência nominal do sistema inversor [kW].

O custo de substituição do inversor é formulado na equação (3.42)

$$CS_{inv}^i = uc_{inv} \cdot P_{inv} \quad (3.42)$$

Conforme mostra a equação (3.43), a potência nominal do sistema inversor é considerada igual à potência nominal do sistema fotovoltaico, $P_{n,pv}$. A potência nominal do sistema fotovoltaico é calculada conforme a equação (3.44).

$$P_{inv} = P_{n,pv} \quad (3.43)$$

$$P_{n,pv} = \sum_{i=1:NI} \left(N_{pv}^i \cdot Y_{pv}^i \cdot x_i \right) \quad (3.44)$$

Em que Y_{pv}^i é a potência nominal do painel fotovoltaico [kW] do tipo i ;

A terceira parcela da equação (3.38) é referente aos custos de cabos de conexão, estruturas de suporte e dispositivos de proteção, que estão formulados na equação (3.45). Segundo [61], esses custos equivalem a 15% do custo de investimento dos painéis e do sistema inversor.

$$CC_{pv}^i = 0,15 \cdot (CI_{pv}^i + CI_{inv}^i) \quad (3.45)$$

A quarta parcela da equação (3.38) se refere ao custo de transporte e instalação do sistema, equivalente a 20% do custo total gasto na aquisição de todos os componentes [61]. A equação (3.46) apresenta a formulação desses custos.

$$Ct_{pv}^i = 0,20 \cdot (CI_{pv}^i + CI_{inv}^i + Cc_{pv}^i) \quad (3.46)$$

Além do custo de investimento do sistema fotovoltaico e inversor, deve-se considerar o custo anual de operação e manutenção desses sistemas. O valor abrange os custos de limpeza dos painéis e eventuais trocas de cabos de conexão. Segundo [61], esse valor pode ser definido com 0,5% do custo de investimento do sistema fotovoltaico, conforme mostra a equação (3.47).

$$COM_{pvinv} = \sum_{i=1:NI} (0,005 \cdot CI_{pvinv}^i \cdot x_i) \cdot f_{in} \quad (3.47)$$

Em que f_{in} é o fator que converte os custo anuais para valor presente, dada a taxa real de desconto r_{in} e os anos de planejamento na . A equação (3.48) mostra a formulação desse fator.

$$f_{in} = \frac{(1 + r_{in})^{na} - 1}{r_{in} \cdot (1 + r_{in})^{na}} \quad (3.48)$$

A taxa real de desconto r_{in} está formulada na equação (3.49).

$$r_{in} = \frac{i_{nom} - i_{in}}{1 + i_{in}} \quad (3.49)$$

Em que:

- i_{nom} é a taxa nominal de desconto;
- i_{in} é a taxa de inflação.

3.5.1.2 Gerador a diesel

O custo total de investimento e O&M é formulado na equação (3.50).

$$CT_{dg} = CI_{dg} + COM_{dg} \quad (3.50)$$

O custo de investimento do gerador a diesel é calculado de acordo com a equação (3.51).

$$CI_{dg} = C_{cap,dg} \cdot P_{n,dg} \quad (3.51)$$

Em que:

- $C_{cap,dg}$ é o custo de capacidade do gerador a diesel [R\$/kW];
- $P_{n,dg}$ é a potência nominal do gerador a diesel [kW].

O custo de combustível do gerador a diesel é dependente do consumo de combustível $Cons_{dg,t,s}$, que está formulado na equação (2.19) e do custo do litro do combustível, conforme mostra a equação (3.52).

$$CC_{dg,s} = \sum_{t=1}^{NT} (Cons_{dg,t,s} \cdot C_{dies,t,s}) \cdot f_{dies} \quad (3.52)$$

Em que:

- $C_{dies,t,s}$ é o preço do diesel [R\$/L] no instante t e cenário s ;
- NT é o número total de períodos t ;
- f_{dies} é o fator que converte os custos anuais de combustível para valor presente, conforme mostra a equação (3.53).

$$f_{dies} = \frac{(1 + r_{dies})^{na} - 1}{r_{dies} \cdot (1 + r_{dies})^{na}} \quad (3.53)$$

Em que r_{dies} é a taxa real de desconto do preço do diesel, formulada na equação

$$r_{dies} = \frac{i_{nom} - i_{dies}}{1 + i_{dies}} \quad (3.54)$$

Em que i_{dies} é a taxa de reajuste anual do preço do diesel.

O custo anual de operação e manutenção do gerador à diesel é função do custo de investimento. De acordo com [82], é adotado um percentual de 2% do custo de investimento para serviços de reparo e eventuais trocas de componentes do gerador. A equação (3.55) formula os custos de O&M.

$$COM_{dg} = 0,02 \cdot CI_{dg} \cdot f_{in} \quad (3.55)$$

3.5.1.3 Sistema de armazenamento em baterias

O custo total do sistema de baterias é composto pelo custo de investimento, CI_{bat} , e O&M, COM_{bat} , de acordo com a equação (3.56).

$$CT_{bat} = CI_{bat} + COM_{bat} \quad (3.56)$$

O custo de investimento do sistema de armazenamento em baterias é calculado pela equação (3.57).

$$CI_{bat} = C_{cap,bat} \cdot E_{bat} \quad (3.57)$$

Em que $C_{cap,bat}$ é o custo de capacidade da bateria [R\$/kWh].

O custo anual de O&M é uma porcentagem do custo de investimento. Essa porcentagem varia de acordo com o tipo de bateria, conforme mostra a equação (3.58).

$$COM_{bat} = p_{OM,bat} \cdot CI_{bat} \cdot f_{in} \quad (3.58)$$

Em que $p_{OM,bat}$ é a porcentagem do custo de investimento [%].

3.5.1.4 Energia da rede da concessionária

A tarifa de energia varia de acordo com o tipo de consumidor, que é incluído em uma modalidade tarifária conforme as suas características. Ademais, a tarifa pode variar com o posto tarifário (ponta e fora de ponta) e as bandeiras tarifárias. Os tributos federais e municipais também compõem a tarifa de energia conforme explicitado em **2.5.1**.

Os consumidores do grupo A possuem tarifas diferenciadas de energia [kWh] e demanda [kW]. Existem dois tipos de tarifa para tais consumidores: azul e verde. A azul possui tarifas de demanda e energia diferenciadas de acordo com o posto tarifário. Já a verde possui tarifa diferenciada somente para a energia, com uma única tarifa de demanda. O custo da demanda contratada é um valor fixo que o consumidor paga todo mês. Portanto, como esse valor não pode ser otimizado, ele não faz parte do processo de otimização, e será acrescido à função objetivo ao final do processo, formando, assim, o custo total do sistema, CT . A equação (3.59) mostra o cálculo desse custo.

$$C_{dem} = \sum_{m=1:NM} \frac{TD_{fp} \cdot D_{fp,m} + TD_p \cdot D_{p,m}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \cdot f_{en} \quad (3.59)$$

Em que:

- NM é o número de meses;
- C_{dem} é o custo da demanda contratada ao longo do período de planejamento [R\$];
- TD_{fp} é a tarifa de demanda no horário fora de ponta (FP) [R\$/kW];
- $D_{fp,m}$ é a demanda contratada no horário fora de ponta no mês m [kW];
- TD_p é a tarifa de demanda no horário de ponta (P) [R\$/kW];
- $D_{p,m}$ é a demanda contratada no horário de ponta no mês m [kW];

- ICMS, PIS e COFINS são os tributos que incidem sobre a tarifa de demanda;
- f_{en} é o fator que converte os custos anuais para o valor presente, conforme mostra a equação (3.60).

$$f_{en} = \frac{(1 + r_{en})^{na} - 1}{r_{en} \cdot (1 + r_{en})^{na}} \quad (3.60)$$

Considera-se que a tarifa de demanda possui o mesmo reajuste anual da tarifa de energia. Logo, r_{en} é a taxa real de desconto da tarifa de energia [%].

A taxa real de desconto r_{en} está formulada na equação (3.61).

$$r_{en} = \frac{i_{nom} - i_{en}}{1 + i_{en}} \quad (3.61)$$

Em que i_{en} é a taxa de reajuste anual da tarifa de energia.

O sistema de compensação de energia no Brasil, estipulado pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, estabelece que a energia ativa injetada na rede por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Para consumidores com tarifas diferenciadas de energia de acordo com o posto tarifário, o consumo de energia deve ser compensado preferencialmente no mesmo posto. Porém, se mesmo depois de compensado ainda restam créditos de energia, o excedente pode ser utilizado para compensar o consumo em outro posto tarifário, desde que se aplique um fator de ajuste.

As equações que modelam o custo da energia da rede da concessionária, considerando o sistema de compensação no Brasil, foram baseadas em [2]. Todas as condições de faturamento para a troca de energia entre a rede e a unidade consumidora estão formuladas

na equação (3.62).

$$E_{z,s} = \begin{cases} \begin{aligned} & \sum_{t \in \text{FP}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{fp,s} + Cb_z) - \\ & \sum_{t \in \text{FP}} (PI_{re,t,s}) \cdot (TA_{fp,s} + Cb_z) + \\ & \sum_{t \in \text{P}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{p,s} + Cb_z) - \\ & \sum_{t \in \text{P}} (PI_{re,t,s}) \cdot (TA_{p,s} + Cb_z), \end{aligned} & \text{se } \Delta FP \geq 0 \text{ e } \Delta P \geq 0 \\ \\ \begin{aligned} & \sum_{t \in \text{FP}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{fp,s} - TA_{fp,s}) + \\ & \sum_{t \in \text{P}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{p,s} + Cb_z) - \\ & \left(\sum_{t \in \text{P}} (PI_{re,t,s}) - \Delta FP \cdot fa_{fpp} \right) \cdot (TA_{p,s} + Cb_z), \end{aligned} & \text{se } \Delta FP < 0 \text{ e } \Delta P \geq 0 \\ \\ \begin{aligned} & \sum_{t \in \text{FP}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{fp,s} + Cb_z) - \\ & \left(\sum_{t \in \text{FP}} (PI_{re,t,s}) - \Delta P \cdot fa_{pfp} \right) \cdot (TA_{fp,s} + Cb_z) + \\ & \sum_{t \in \text{P}} (PS_{re,t,s}) \cdot (T_{p,s} - TA_{p,s}), \end{aligned} & \text{se } \Delta FP \geq 0 \text{ e } \Delta P < 0 \end{cases} \quad (3.62)$$

Em que:

- FP é referente aos períodos fora de ponta;
- P é referente aos períodos de ponta;
- $PS_{re,t,s}$ é a potência suprida pela rede no instante t e cenário s [kW];
- $PI_{re,t,s}$ é a potência injetada na rede no instante t e cenário s [kW];
- $T_{fp,s}$ é a tarifa de energia no horário fora de ponta, considerando os tributos que incidem sobre a tarifa, no cenário s [R\$/kWh], conforme mostra a equação (3.63);
- $TA_{fp,s}$ é a tarifa no horário fora de ponta, sem considerar os tributos que incidem sobre a tarifa, no cenário s [R\$/kWh];
- $T_{p,s}$ é a tarifa no horário de ponta, considerando os tributos que incidem sobre a tarifa, no cenário s [R\$/kWh], conforme mostra a equação (3.64);
- $TA_{p,s}$ é a tarifa no horário de ponta, sem considerar os tributos que incidem sobre a tarifa, no cenário s [R\$/kWh];
- ΔFP é a diferença entre a energia suprida pela rede e a injetada na rede no período fora de ponta [kWh], conforme mostra a equação (3.65);

- ΔP é a diferença entre a energia suprida pela rede e a injetada na rede no período de ponta [kWh], conforme mostra a equação (3.66);
- fa_{fpp} é o fator que faz o ajuste da tarifa de energia do período fora de ponta para o período de ponta, conforme mostra a equação (3.67);
- fa_{pfp} é o fator que faz o ajuste da tarifa de energia do período de ponta para o período fora de ponta, conforme mostra a equação (3.68).
- Cb_z é o custo adicional da bandeira tarifária z .

$$T_{fp,s} = \frac{TA_{fp,s}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \quad (3.63)$$

$$T_{p,s} = \frac{TA_{p,s}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \quad (3.64)$$

$$\Delta FP = \sum_{t \in FP} (PS_{re,t,s}) - \sum_{t \in FP} (PI_{re,t,s}) \quad (3.65)$$

$$\Delta P = \sum_{t \in P} (PS_{re,t,s}) - \sum_{t \in P} (PI_{re,t,s}) \quad (3.66)$$

$$fa_{fpp} = \frac{T_{fp,s}}{T_{p,s}} \quad (3.67)$$

$$fa_{pfp} = \frac{T_{p,s}}{T_{fp,s}} \quad (3.68)$$

O custo de energia da rede, considerando as políticas do sistema de compensação de energia no Brasil, é formulado na equação (3.69).

$$CE_{re,s} = \sum_{z \in Z} p_z E_{z,s} \cdot f_{en} \quad (3.69)$$

Em que:

- Z é o conjunto de bandeiras tarifárias;
- p_z é a probabilidade de ocorrência da bandeira z , conforme apresenta a equação (3.70);

$$p_z = \frac{n_{meses,z}}{n_{meses,tot}} \quad (3.70)$$

Em que:

- $n_{meses,z}$ é o número de meses com a vigência da bandeira z desde o início da vigência do sistema de bandeiras tarifárias;
- $n_{meses,tot}$ é o número total de meses desde o início da vigência do sistema de bandeiras tarifárias.

3.5.1.5 Parcela da métrica de risco CVaR

A parcela referente à métrica de risco CVaR é apresentada na equação (3.71).

$$CVaR = \xi + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s \in S} \pi_s \eta_s \quad (3.71)$$

3.5.2 Restrições

As restrições do modelo de otimização para planejamento de SHEE incluem as restrições relacionadas ao investimento, operação e à métrica de risco CVaR.

3.5.2.1 Investimento

Considera-se que o gerador a diesel e o sistema de baterias não estão conectados à rede da concessionária, logo, eles não são utilizados no sistema de compensação de energia. Somente o sistema fotovoltaico é considerado como micro ou minigeração distribuída [10]. Para consumidores do grupo A, a potência instalada da micro ou minigeração distribuída é limitada à demanda contratada. Esse limite é formulado em (3.72).

$$P_{n,pv} \leq D_p \quad (3.72)$$

Considerando as características do local de implantação do sistema fotovoltaico, são definidas as restrições para a área ocupada pelo sistema, de acordo com a área ocupada por um painel e o número de painéis. A equação (3.73) formula o cálculo da área ocupada pelo sistema, e o limite dessa área é mostrado em (3.74).

$$A_{pv}^i = N_{pv}^i \cdot Au_{pv}^i \quad (3.73)$$

$$A_{pv}^i \leq A_{pv,max} \quad (3.74)$$

Em que:

- A_{pv}^i é a área ocupada pelo arranjo de painéis fotovoltaicos do tipo i [m²];
- N_{pv}^i é o número de painéis fotovoltaicos do tipo i ;

- Au_{pv}^i é a área de um painel fotovoltaico do tipo i [m²];
- $A_{pv,max}$ é a área máxima disponível para a implantação dos painéis fotovoltaicos [m²].

3.5.2.2 Operação

A equação (3.75) apresenta o balanço de potência do sistema, que é função do tempo t e do cenário operativo s .

$$PS_{re,t,s} + P_{pv,t,s} + P_{dg,t,s} + P_{des,t,s} = PI_{re,t,s} + P_{car,t,s} + PD_{t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.75)$$

$$P_{pv,t,s} = \eta_{inv} \sum_{i=1:NI} (P_{pv,t,s}^i \cdot x_i), \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.76)$$

Em que $PD_{t,s}$ é a carga no instante t e cenário s e η_{inv} é a eficiência do inversor.

A restrição (3.77) é referente ao limite de potência instantânea do gerador a diesel e da potência de descarga da bateria, que não são utilizados no sistema de compensação de energia e, com isso, podem atender a no máximo a carga do consumidor (não podem injetar potência na rede).

$$P_{dg,t,s} + P_{des,t,s} + P_{pv,t,s} \leq PD_{t,s} + PI_{t,s} + P_{car,t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.77)$$

As restrições (3.78) e (3.79) previnem que ocorram fluxos de potência bidirecionais, ou seja, previnem que a potência seja suprida pela rede e injetada na rede simultaneamente. Tais restrições garantem que a rede está suprindo o consumidor ou o excedente de potência está sendo injetado nessa.

$$0 \leq PS_{re,t,s} \leq M \cdot z_{re,t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.78)$$

$$0 \leq PI_{re,t,s} \leq M \cdot (1 - z_{re,t,s}), \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.79)$$

Em que M é um número grande (*big number*) e $z_{re,t,s}$ é variável binária que impede a ocorrência de fluxos de potência bidirecionais.

As restrições (3.80) e (3.81) impedem que, ao final do horizonte de planejamento, ocorra sobra de créditos de energia.

$$\Delta FP \cdot fa_{fpp} + \Delta P \geq 0 \quad (3.80)$$

$$\Delta FP + \Delta P \cdot fa_{pfp} \geq 0 \quad (3.81)$$

3.5.2.3 CVaR

As restrições referentes ao CVaR no modelo de otimização estão apresentadas nas equações (3.82) e (3.83).

$$\left(CT_{pvinv} + CT_{dg} + CT_{bat} + CC_{dg,s} + CE_{re,s} \right) - \xi \leq \eta_s, \quad \forall s \in S \quad (3.82)$$

$$\eta_s \geq 0, \quad \forall s \in S \quad (3.83)$$

3.5.3 Modelo de otimização proposto

O modelo de otimização proposto para o planejamento de SHEE, considerando a função objetivo e as restrições apresentadas anteriormente, bem como as equações dos componentes apresentadas no Capítulo 2, está apresentado em (3.84)-(3.103).

$$\text{Min FOB} = (1 - \beta) \left[CT_{pvinv} + CT_{dg} + CT_{bat} + \sum_{s \in S} \pi_s (CC_{dg,s} + CE_{re,s}) \right] + \beta \text{CVaR} \quad (3.84)$$

sujeito a:

$$P_{n,pv} \leq D_p \quad (3.85)$$

$$A_{pv}^i = N_{pv}^i \cdot Au_{pv}^i, \quad \forall i \in \{1, \dots, NI\} \quad (3.86)$$

$$A_{pv}^i \leq A_{pv,max}, \quad \forall i \in \{1, \dots, NI\} \quad (3.87)$$

$$PS_{re,t,s} + P_{pv,t,s} + P_{dg,t,s} + P_{des,t,s} = PI_{re,t,s} + P_{car,t,s} + PD_{t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.88)$$

$$P_{pv,t,s} = \eta_{inv} \sum_{i=1:NI} (P_{pv,t,s}^i \cdot x_i), \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.89)$$

$$P_{dg,t,s} + P_{des,t,s} + P_{pv,t,s} \leq PD_{t,s} + PI_{t,s} + P_{car,t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.90)$$

$$0 \leq PS_{re,t,s} \leq M \cdot z_{re,t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.91)$$

$$0 \leq PI_{re,t,s} \leq M \cdot (1 - z_{re,t,s}), \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.92)$$

$$\Delta FP \cdot fa_{fpp} + \Delta P \geq 0 \quad (3.93)$$

$$\Delta FP + \Delta P \cdot fa_{pfp} \geq 0 \quad (3.94)$$

$$0 \leq P_{dg,t,s} \leq P_{n,dg}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.95)$$

$$SOC_{t,s} = SOC_{t+1,s} + \left(P_{car,t,s} \cdot \eta_{car} - \frac{P_{des,t,s}}{\eta_{des}} \right) \cdot \Delta t, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.96)$$

$$0 \leq P_{car,t,s} \leq P_{car}^{max} \cdot z_{bat,t,s}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.97)$$

$$0 \leq P_{des,t,s} \leq P_{des}^{max} \cdot (1 - z_{bat,t,s}), \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.98)$$

$$P_{car}^{max} \leq \frac{E_{bat} \cdot fcd \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})}{\eta_{car}} \quad (3.99)$$

$$P_{des}^{max} \leq E_{bat} \cdot fcd \cdot (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot \eta_{des} \quad (3.100)$$

$$SOC_{min} \cdot E_{bat} \leq SOC_{t,s} \leq SOC_{max} \cdot E_{bat}, \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S \quad (3.101)$$

$$(CT_{pvinu} + CT_{dg} + CT_{bat} + CC_{dg,s} + CE_{re,s}) - \xi \leq \eta_s, \quad \forall s \in S \quad (3.102)$$

$$\eta_s \geq 0, \quad \forall s \in S \quad (3.103)$$

O problema de otimização proposto na presente dissertação é resolvido por meio do *solver* Gurobi [55]. Esse *solver* utiliza o algoritmo *branch-and-bound* para resolver problemas de programação inteira mista, do inglês *mixed integer programming* (MIP). Para mais informações sobre o algoritmo consultar o APÊNDICE A [83].

3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foi apresentado um método para a geração de cenários para o problema estocástico considerado na presente dissertação, utilizando funções de densidade de probabilidade. Os cenários de índice de claridade e carga foram gerados por meio das funções de densidade beta e normal, respectivamente. Já os cenários de preço do diesel e tarifa de energia foram gerados por meio de um processo estocástico denominado *Geometric Brownian Motion* (GBM).

Ademais, foi apresentada a formulação do problema de planejamento de SHEE, em que o modelo irá decidir a configuração e a capacidade do sistema que minimiza os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento. Para considerar as

incertezas e os riscos inerentes ao problema, ele foi modelado como programação inteira-mista estocástica de dois estágios com análise de risco, em que a métrica de risco utilizada foi o CVaR.

4 ESTUDOS DE CASOS

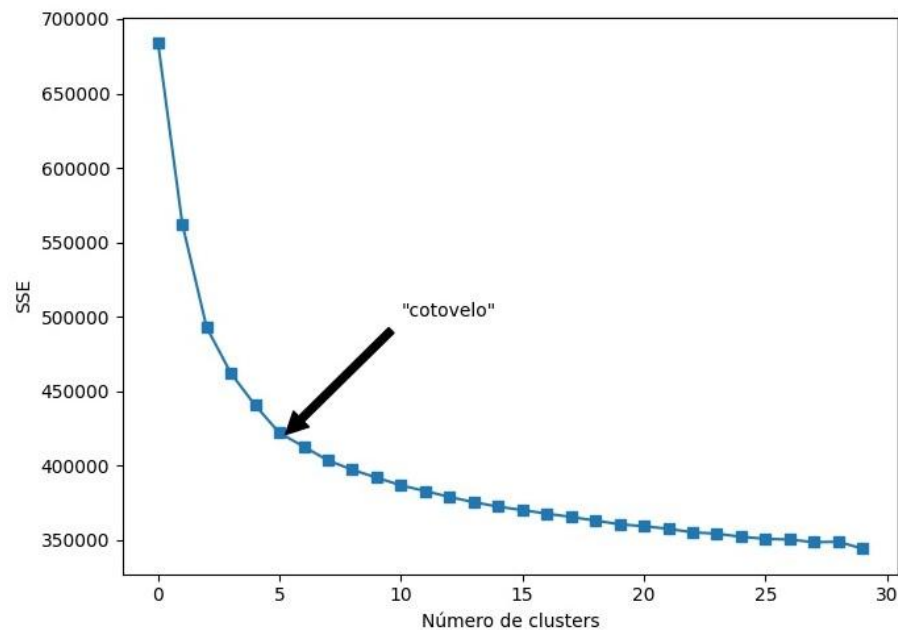
4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados dois estudos de casos com o intuito de avaliar a metodologia proposta para o planejamento de SHEE, considerando as políticas regulatórias do sistema de compensação de energia no Brasil. São feitos dois estudos para dois consumidores comerciais de grande porte, C1 e C2. Embora as variáveis aleatórias índice de claridade, preço do diesel e tarifa de energia, não variem individualmente entre os dois Casos C1 e C2, como a variação da carga é diferente entre C1 e C2, os cenários gerados pela metodologia proposta são diferentes entre C1 e C2, inclusive com relação às três primeiras variáveis citadas. Isso ocorre porque o método de clusterização opera as variáveis aleatórias de forma agregada a fim de gerar os cenários.

4.2 DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE CENÁRIOS

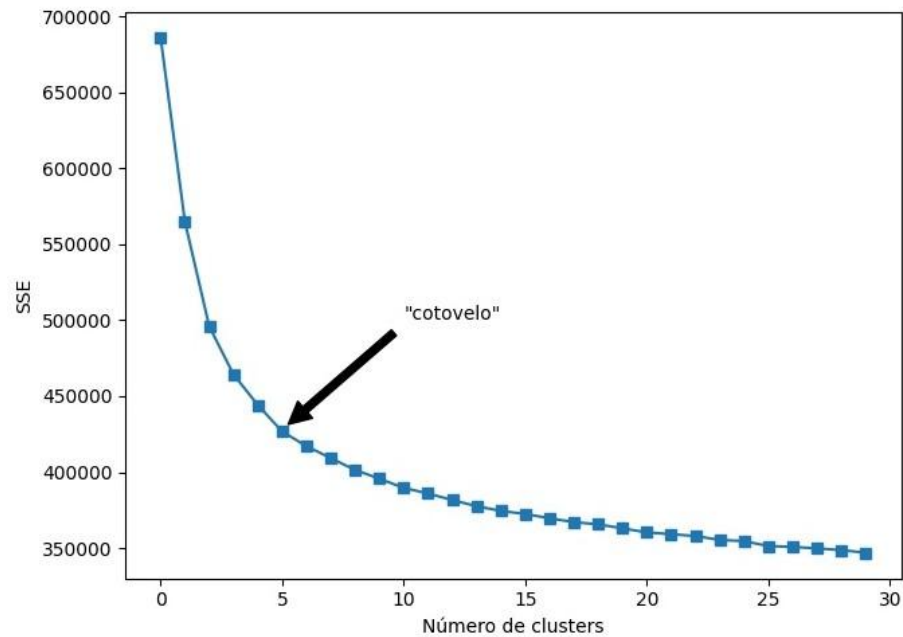
No presente trabalho, gerou-se 1000 dados sintéticos de cada uma das variáveis aleatórias mencionadas anteriormente, que serão clusterizados para a obtenção dos cenários de operação. A definição do número de cenários operativos é realizada por meio do método do "cotovelo", do inglês *elbow method*, conforme apresentado em 3.3.2. As Figuras 12 e 13 apresentam a curva (Número de clusters x SSE) para os Casos C1 e C2, respectivamente.

Figura 12 – Curva (número de clusters x SSE) para definição dos cenários operativos - Consumidor C1



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 13 – Curva (número de clusters x SSE) para definição dos cenários operativos - Consumidor C2



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 1 – Probabilidade de ocorrência dos cenários

	π_s - Consumidor C1	π_s - Consumidor C2
Cenário 1	0,052	0,045
Cenário 2	0,15	0,066
Cenário 3	0,123	0,13
Cenário 4	0,113	0,182
Cenário 5	0,092	0,071
Cenário 6	0,069	0,087
Cenário 7	0,091	0,103
Cenário 8	0,116	0,115
Cenário 9	0,087	0,125
Cenário 10	0,107	0,076

Por meio da análise das Figuras 12 e 13, escolheu-se dez cenários operativos para ambos os casos (consumidores C1 e C2), pois esse ponto está além do ponto conhecido como "cotovelo" da curva, possibilitando a representação de mais cenários. Além disso, um número maior de cenários não foi escolhido para não aumentar o esforço computacional sem ganho proporcional na representatividade das variáveis aleatórias. A probabilidade de ocorrência dos dez cenários operativos para ambos os consumidores está apresentada na Tabela 1.

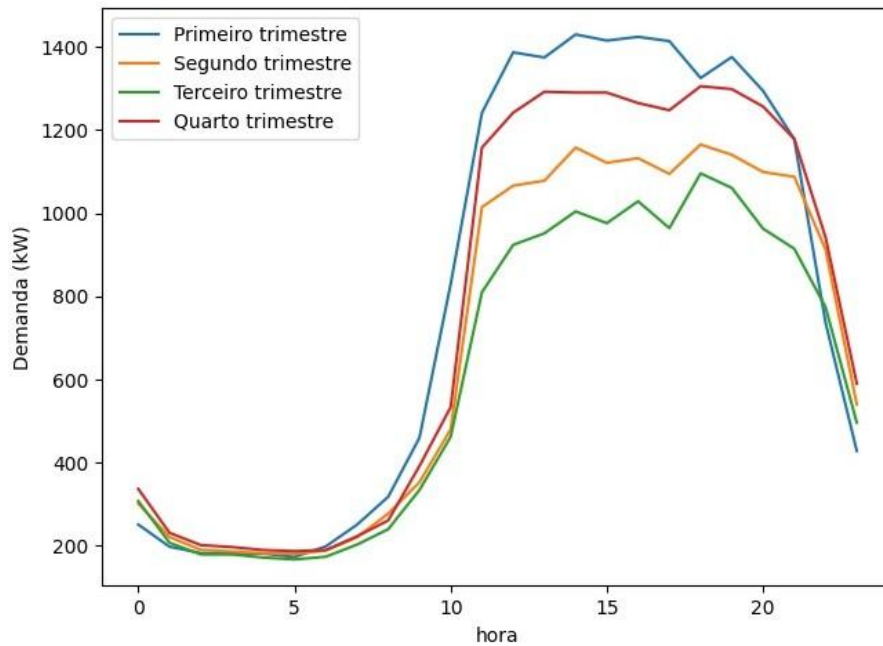
4.3 CARACTERÍSTICAS DOS LOCAIS

Os consumidores comerciais em estudo referem-se a dois *shoppings centers* localizados na cidade de Juiz de Fora (latitude: 21° 41' 20" Sul, longitude: 43° 20' 40" Oeste). Os consumidores C1 e C2 têm área disponível para instalação do sistema fotovoltaico de 11.500 e 6000 m², respectivamente. Verificou-se que em ambos os empreendimentos não ocorre o sombreamento da área de instalação dos painéis e, portanto, esse efeito não foi considerado.

Os dados de carga do consumidor C1 foram disponibilizados em intervalos horários para todo o ano de 2019 [84]. Os dados de carga do consumidor C2 foram originalmente disponibilizados em intervalos de 15 minutos para todo o ano de 2017 [82]. Esses dados de C2 foram convertidos para a base horária por meio da média dos valores compreendidos em uma hora, constituindo 8760 horas no período anual.

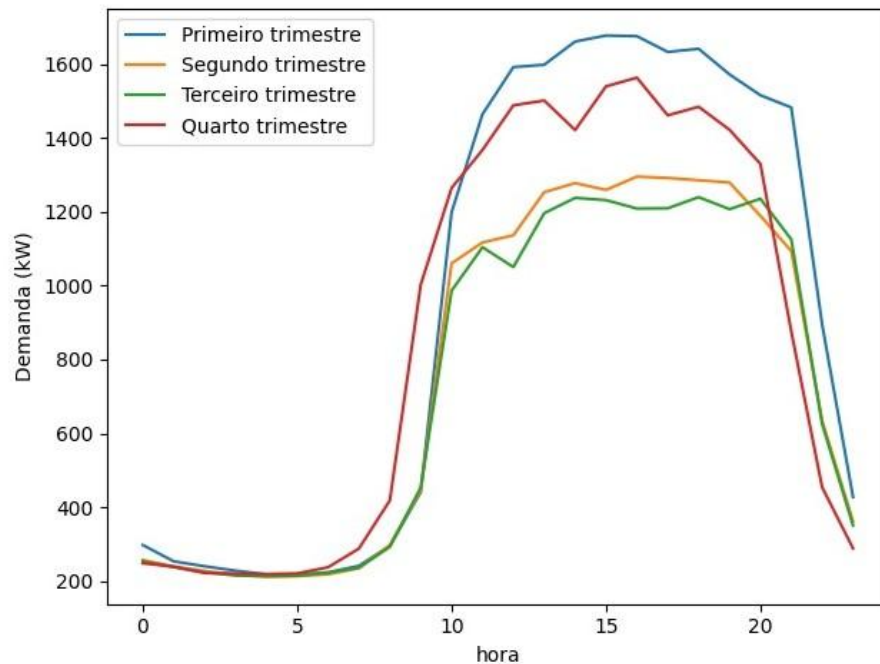
Para a diminuição do esforço computacional, os dados de carga foram representados de forma trimestral, em que cada trimestre é caracterizado por um dia representativo. A representação dos dados dessa maneira, mantém a representatividade do problema, pois, em um mesmo trimestre, esses dados são similares, em termos quantitativos, para cada instante t . As Figuras 14 e 15 apresentam a carga dos consumidores C1 e C2, respectivamente, no cenário S1 para os quatro trimestres.

Figura 14 – Demanda horária do consumidor C1 - Cenário S1



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 15 – Demanda horária do consumidor C2 - Cenário S1



Fonte: Elaborado pelo autor

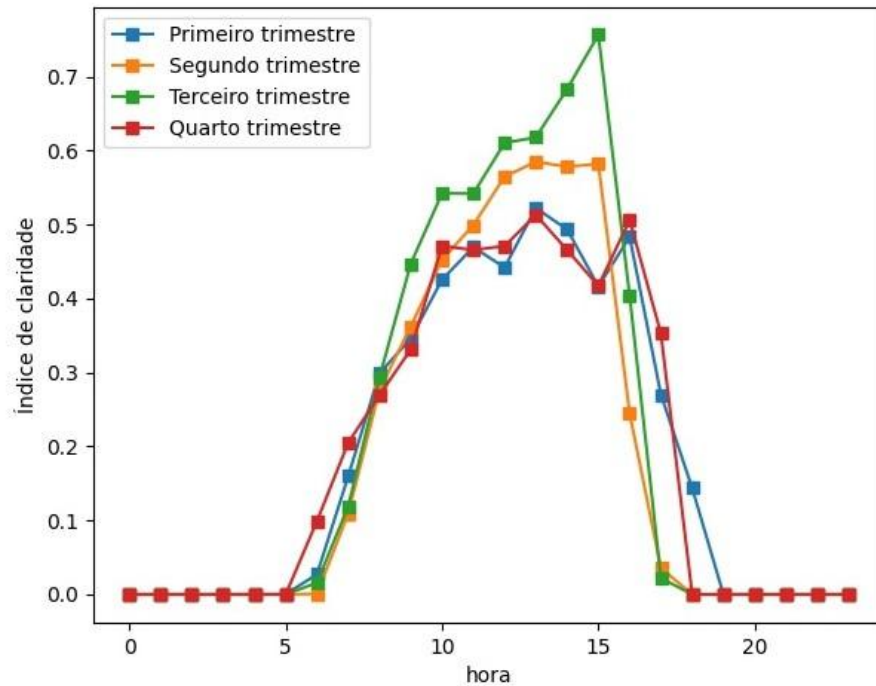
4.4 CARACTERÍSTICAS AMBIENTAIS DO LOCAL

O primeiro passo para a geração dos dados sintéticos de geração de energia por meio de fontes renováveis variáveis é a obtenção de dados meteorológicos históricos. Tais dados são disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [67] em intervalos horários. Para sistemas fotovoltaicos, foram selecionados os dados de radiação global horizontal e temperatura ambiente para todas as horas do ano de 2020. A partir dos dados de radiação global, calcula-se o índice de claridade, e posteriormente calcula-se o valor esperado e o desvio padrão de tal índice para cada hora dos dias compreendidos em um mesmo trimestre. Esses cálculos são necessários para a geração de dados sintéticos, conforme os passos detalhados no Capítulo 3. Também é calculada a média da temperatura ambiente para cada hora dos dias compreendidos em um mesmo trimestre. Tal cálculo é necessário para a obtenção da potência de saída do sistema fotovoltaico em cada hora do dia representativo de um trimestre. As Figuras 16 e 17 apresentam o cenário S1 do índice de claridade em cada trimestre para os casos C1 e C2, respectivamente. A Figura 18 apresenta os dados de temperatura ambiente média em cada trimestre.

4.5 CARACTERÍSTICA TARIFÁRIA LOCAL

Considera-se que as unidades comerciais do presente estudo estão enquadradas no ACR para, assim, contemplar o estudo do impacto tarifário desse ambiente para

Figura 16 – Índice de claridade para o Caso C1 - Cenário S1



Fonte: Elaborado pelo autor

tais consumidores, considerando o sistema de compensação de energia. A concessionária fornecedora de energia para a cidade de Juiz de Fora é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Os consumidores serão enquadrados no subgrupo A4 (2,3 a 25 kV) na modalidade tarifária horo-sazonal azul. Esse subgrupo tem tarifa binômica, com tarifas de consumo de energia e demanda de potência nos períodos de ponta e fora de ponta. O período de ponta corresponde a três horas consecutivas do dia, exceto em feriados e finais de semana. O período fora de ponta corresponde às demais horas.

A Tabela 2 apresenta os valores de demanda contratada pelos consumidores, tarifas de demanda, as alíquotas dos tributos incidentes nas tarifas de energia e demanda, o reajuste anual da tarifa de energia e o acréscimo das bandeiras nas tarifas. As Tabelas 3 e 4 apresentam os 10 cenários da tarifa com bandeira verde (sem acréscimo) para os casos C1 e C2, respectivamente [85].

4.6 ESPECIFICAÇÕES DOS COMPONENTES DO SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.6.1 Especificações do sistema fotovoltaico

Existem diversos fabricantes de painéis fotovoltaicos que desenvolvem diferentes tipos com especificações técnicas e custos variados. Para o presente estudo, foram sele-

Tabela 2 – Parâmetros da estrutura tarifária

	Variável	Unidade	Valor
Demanda contratada HFP - Consumidor C1	D_{fp}	kW	2000
Demanda contratada HP - Consumidor C1	D_p	kW	1800
Demanda contratada HFP - Consumidor C2	D_{fp}	kW	2400
Demanda contratada FP - Consumidor C2	D_p	kW	2200
Tarifa de demanda HFP	$TD_{fp,m}$	R\$/kW	14,86
Tarifa de demanda HP	$TD_{p,m}$	R\$/kW	44,90
Alíquota PIS incidente sobre a tarifa	PIS	%	5,32
Alíquota COFINS incidente sobre a tarifa	COFINS	%	1,15
Alíquota ICMS incidente sobre a tarifa	ICMS	%	25
Reajuste anual da tarifa [86]	i_{tar}	%	8,7
Acréscimo bandeira verde	Cb_1	R\$/kW	0
Acréscimo bandeira amarela	Cb_2	R\$/kW	0,01874
Acréscimo bandeira vermelha patamar 1	Cb_3	R\$/kW	0,03971
Acréscimo bandeira vermelha patamar 2	Cb_4	R\$/kW	0,09492

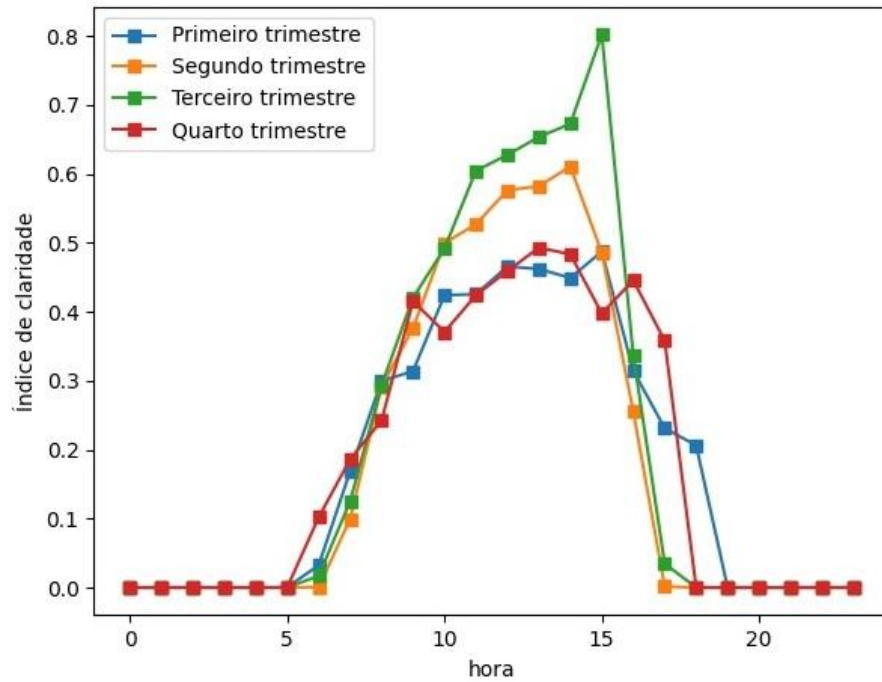
Tabela 3 – Cenários da tarifa de energia para a bandeira verde - Caso C1

	HFP (R\$/kWh)	HP (R\$/kWh)
Cenário S1	0,450505	0,60794
Cenário S2	0,35512	0,51255
Cenário S3	0,380769	0,538204
Cenário S4	0,323634	0,481069
Cenário S5	0,37983	0,537265
Cenário S6	0,27643	0,433865
Cenário S7	0,321501	0,478936
Cenário S8	0,405018	0,562453
Cenário S9	0,358876	0,516311
Cenário S10	0,434302	0,591737

Tabela 4 – Cenários da tarifa de energia para a bandeira verde - Caso C2

	HFP (R\$/kWh)	HP (R\$/kWh)
Cenário S1	0,460446	0,617881
Cenário S2	0,280049	0,437484
Cenário S3	0,351643	0,509078
Cenário S4	0,379963	0,537398
Cenário S5	0,293286	0,450721
Cenário S6	0,385181	0,542615
Cenário S7	0,357818	0,515253
Cenário S8	0,424304	0,581739
Cenário S9	0,330474	0,487909
Cenário S10	0,421055	0,57849

Figura 17 – Índice de claridade para o Caso C2 - Cenário S1



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 5 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos

Tipo	Fabricante	Modelo	Y_{pv} (W)	T_{cNOCT} ($^{\circ}C$)	T_{cSTC} ($^{\circ}C$)	A_{pv} (m^2)	α_p ($\%/^{\circ}C$)	C_{pv} (R\$)
1	Canadian Solar	CS3W-420P	420	42	25	2,209184	-0,37	854,67
2	Canadian Solar	CS3W-395P	395	42	25	2,209184	-0,37	798,87
3	Risen Solar	RSM156-6-445M	445	44	25	2,060388	-0,37	1022,07
4	Canadian Solar	CS3W-450MS	450	42	25	2,209184	-0,35	1012,77

Tabela 6 – Especificações do inversor

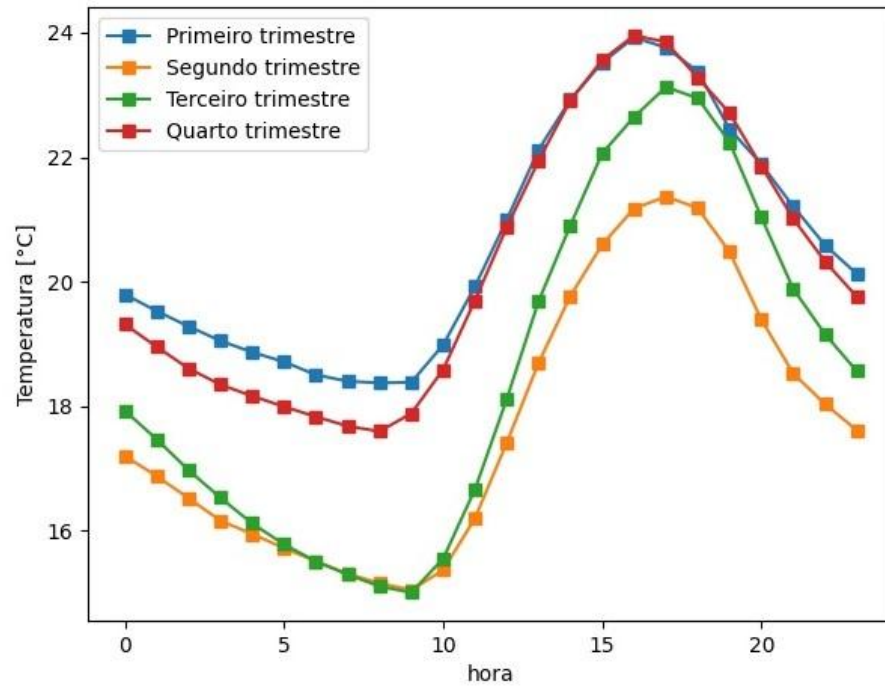
Fabricante	Modelo	η_{inv} (%)	CI_{inv} (R\$/kW)	Vida útil
ABB	PVS-100/120-TL	98,4	955,29	15 anos

cionados quatro painéis do mercado nacional [87]. Também foi selecionado um inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede [87]. A Tabela 5 apresenta as especificações técnicas dos painéis necessárias para o cálculo da potência de saída, conforme a equação (2.1). A vida útil dos painéis selecionados é 25 anos. Considerou-se que o fator de redução (f_{pv}) é igual a 1. A Tabela 6 apresenta os parâmetros do inversor selecionado.

4.6.2 Especificações do gerador a diesel

Foi realizada uma busca no mercado focada em geradores a diesel para consumidores comerciais de grande porte. Logo, selecionou-se o modelo da empresa Cummins [88]. Foi

Figura 18 – Temperatura ambiente



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7 – Especificações do gerador a diesel

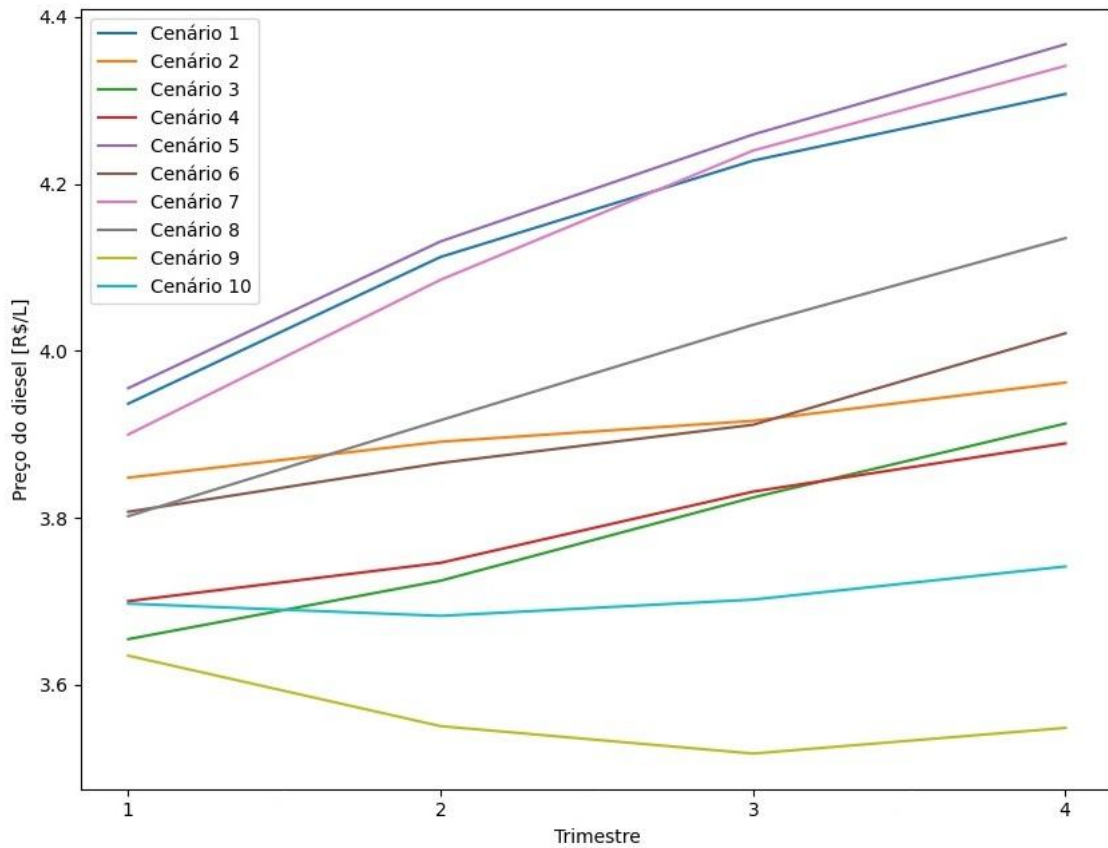
Fabricante	Modelo	α_{dg} (L/kWh)	β_{dg} (L/kWh)	$C_{cap,dg}$ (R\$/kW)	i_{dies} (%)
Cummins	C500 D6	0,015	0,246	550	7,29

feita uma pesquisa sobre os dados históricos do preço do "diesel S10" no endereço eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) [89]. Escolheu-se o "diesel S10", pois ele tem baixa quantidade de enxofre (dez partes por milhão) em relação ao "diesel S500" (quinhentas partes por milhão), reduzindo, assim, a emissão de partículas danosas ao meio ambiente. O reajuste anual do preço do diesel foi calculado pela média dos reajuste anuais desde 2013, período em que o "diesel S10" começou a ser comercializado no Brasil. A Tabela 7 apresenta as especificações técnicas do gerador a diesel selecionado, bem como o reajuste anual do preço do combustível. Considerou-se que a vida útil do gerador a diesel é superior a 25 anos. As Figuras 19 e 20 apresentam os dez cenários do preço do diesel nos quatro trimestres para os Casos C1 e C2, respectivamente.

4.6.3 Especificações do sistema de baterias

Para o presente estudo, o tipo de bateria selecionado foi a de íon-lítio. A Tabela 8 apresenta as especificações do sistema de baterias de íon-lítio do tipo NCA. Os dados

Figura 19 – Preço do diesel - Caso C1



Fonte: Elaborado pelo autor

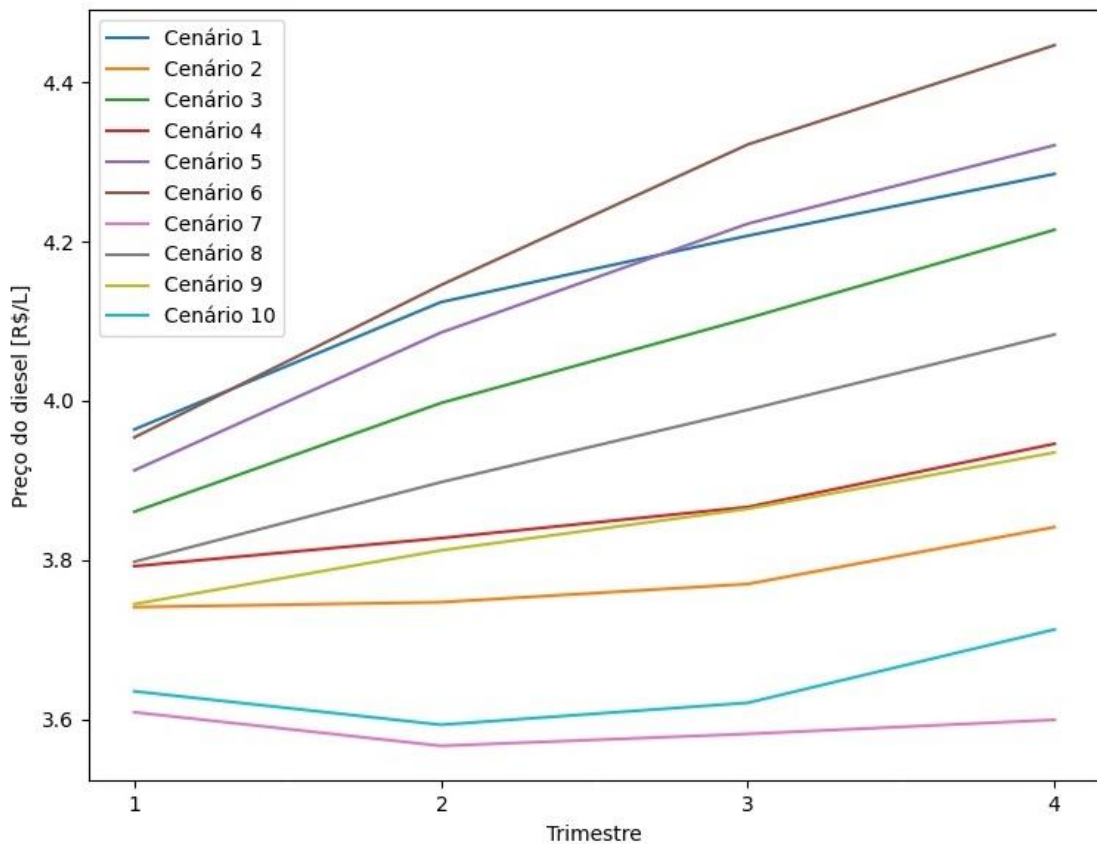
Tabela 8 – Especificações do sistema de baterias de íon lítio NCA

Ciclo de vida [20,50,80] %DOD	Eficiência <i>round-trip</i> (%)	$p_{OM,bat}$ (%)	$C_{cap,bat}$ (R\$/kWh)
[77500,9800,4800]	92	0,25	2891

foram retirados de [72]. O custo de capacidade é referente ao mercado brasileiro.

Neste estudo, considera-se que a bateria pode realizar um ciclo por dia, totalizando 365 ciclos por ano. Além disso, considera-se que a profundidade de descarga, do inglês *depth of discharge* (DOD), é 50%, levando ao número máximo de 9800 ciclos de acordo com a Tabela 8. Portanto, a vida útil da bateria nessas condições é 26 anos. Os estados de carga máximo (SOC_{max}) e mínimo (SOC_{min}) considerados nesse estudo são 90% e 40%, respectivamente. O fator de carga/descarga (fcd) é 33%, ou seja, a autonomia mínima da bateria é 3 horas, que corresponde ao período do horário de ponta.

Figura 20 – Preço do diesel - Caso C2



Fonte: Elaborado pelo autor

4.7 RESULTADOS

As simulações computacionais foram realizadas em um processador AMD Ryzen™ 5 1600 @3.2 GHz, 8 GB RAM, com sistema operacional de 64 bits. O pacote utilizado para desenvolver o programa computacional foi o Pyomo [54] com o *solver* Gurobi [55]. Foi simulado um dia útil (com tarifas diferenciadas de acordo com o posto tarifário) e um dia de final de semana e feriado (sem diferença de tarifa de acordo com o posto tarifário), com discretização horária, totalizando 48 horas (períodos) para cada trimestre. Como foi simulado 1 ano, que possui 4 trimestres, o número total de períodos simulados para cada cenário foi 192 ($48 \cdot 4$). Considerou-se que os anos subsequentes têm as mesmas características do ano simulado, com os custos corrigidos pelos fatores apresentados em (3.48), (3.53) e (3.60). A taxa de inflação considerada foi de 6,20%, que é a taxa média dos últimos 25 anos. A taxa nominal de desconto considerada foi de 12%. O horizonte de planejamento é 25 anos.

Tabela 9 – Resultados da bandeira tarifária verde - Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	38.682,30	38.682,30	38.682,30	38.682,30	38.682,30	38.682,30
CT (R\$ · 10 ³)	71.300,61	72.474,34	73.648,06	74.821,79	75.995,52	77.169,24
FOB (R\$ · 10 ³)	48.294,49	49.468,21	50.641,94	51.815,67	52.989,39	54.163,12
CVaR (R\$ · 10 ³)	55.798,43	54.163,12	54.163,12	54.163,12	54.163,12	54.163,12

4.7.1 Caso C1: consumidor C1

4.7.1.1 Análise individual das bandeiras tarifárias

Nesta análise, será feita a simulação das quatro bandeiras tarifárias individualmente, ou seja, considerando 100% de probabilidade de ocorrência de cada bandeira ($p_z = 1$), para avaliar o impacto tarifário sobre o dimensionamento do SHEE. As Tabelas 9 e 10 apresentam os resultados do dimensionamento do SHEE para a bandeira verde e amarela, respectivamente. Tais Tabelas contêm os seguintes dados:

- Dados do sistema fotovoltaico: N_{pv}^i , Tipo i , P_{pv}^i , CT_{pvinv} ;
- Dados da energia da rede: $\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$;
- Dados de custo: CT, FOB, CVaR.

Destaca-se que a diferença entre CT e FOB, é que CT inclui os custos fixos (não otimizados) relativos à demanda. A justificativa para inclusão do valor da FOB é que esse pode ser comparado com o valor de CVaR, uma vez que a FOB é o custo otimizado. Além disso, tais Tabelas apresentam o valor do CVaR para diferentes níveis de aversão ao risco e o impacto desses níveis no dimensionamento do sistema. O valor adotado para o nível de confiança do CVaR foi 80% ($\alpha = 80\%$).

Pela análise das Tabelas 9 e 10, observa-se que o modelo opta somente por um sistema fotovoltaico de grande porte para todos os níveis de aversão ao risco, em que o tipo de painel escolhido é o 2. Ou seja, o investimento inicial nesse sistema foi completamente amortizado quando utilizado no sistema de compensação de energia, gerando benefícios econômicos para o consumidor. O número de painéis, que é limitado pela área disponível

Tabela 10 – Resultados da bandeira tarifária amarela - Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ $\cdot 10^3$)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ $\cdot 10^3$)	40.470,87	40.470,87	40.470,87	40.470,87	40.470,87	41.160,02
CT (R\$ $\cdot 10^3$)	73.089,18	74.260,14	75.431,11	76.602,07	77.773,04	78.944,01
FOB (R\$ $\cdot 10^3$)	50.083,05	51.254,02	52.424,99	53.595,95	54.766,92	55.937,88
CVaR (R\$ $\cdot 10^3$)	57.569,94	55.937,88	55.937,88	55.937,88	55.937,88	55.937,88

para instalação ou demanda do consumidor (D_p), foi limitado pela segunda restrição. Como esperado, o custo total do sistema aumentou na bandeira amarela em relação à verde. O gerador a diesel não é viável economicamente devido ao menor valor da tarifa de energia. O sistema de baterias não é viável economicamente, pois o seu custo de investimento é elevado e, com isso, não conseguiu ser amortizado ao longo do horizonte de planejamento. Para ambas as bandeiras, com exceção de $\beta = 0$, o CVaR, que é o valor esperado de custo dos $(1 - \alpha)\%$ piores cenários, é igual em todos os níveis de aversão ao risco, mostrando que o risco da operação é o mesmo, independente do nível de aversão.

As Tabelas 11 e 12 apresentam os resultados para as bandeiras vermelha patamar 1 e patamar 2, em que, além dos dados contidos nas duas tabelas anteriores, essas apresentam os dados do gerador a diesel: $P_{n,dg}$, CT_{dg} e $\sum_{s \in S} \pi_s CC_{dg,s}$.

A Tabela 11 mostra que, para a bandeira vermelha patamar 1, até $\beta = 0,8$, o modelo opta somente pelo sistema fotovoltaico. No último nível de aversão ao risco ($\beta = 1$), o modelo opta por um sistema fotovoltaico-diesel para reduzir a potência suprida pela rede e, assim, diminuir a exposição à variação da tarifa de energia, que é mais crítica que a variação do preço do diesel. Observa-se que o CVaR para $\beta = 1$ é menor que os demais níveis, mostrando que o risco da operação diminuiu, porém, o valor da FOB aumentou.

A Tabela 12 mostra que, para a bandeira vermelha patamar 2, apenas no menor nível de aversão ao risco ($\beta = 0$), o modelo opta somente por um sistema fotovoltaico de grande porte. Nos demais níveis, o modelo opta por um sistema híbrido fotovoltaico-diesel, reduzindo, com isso, o custo com a potência suprida pela rede da concessionária. Observa-se que, com o aumento do nível de aversão ao risco, a capacidade do gerador a diesel aumenta para poder suprir maior potência em horário de ponta em cenários críticos. As Figuras 21 e 22 mostram a curva de geração do sistema em um dias úteis e dias de final

Tabela 11 – Resultados da bandeira tarifária vermelha patamar 1 - Caso C1

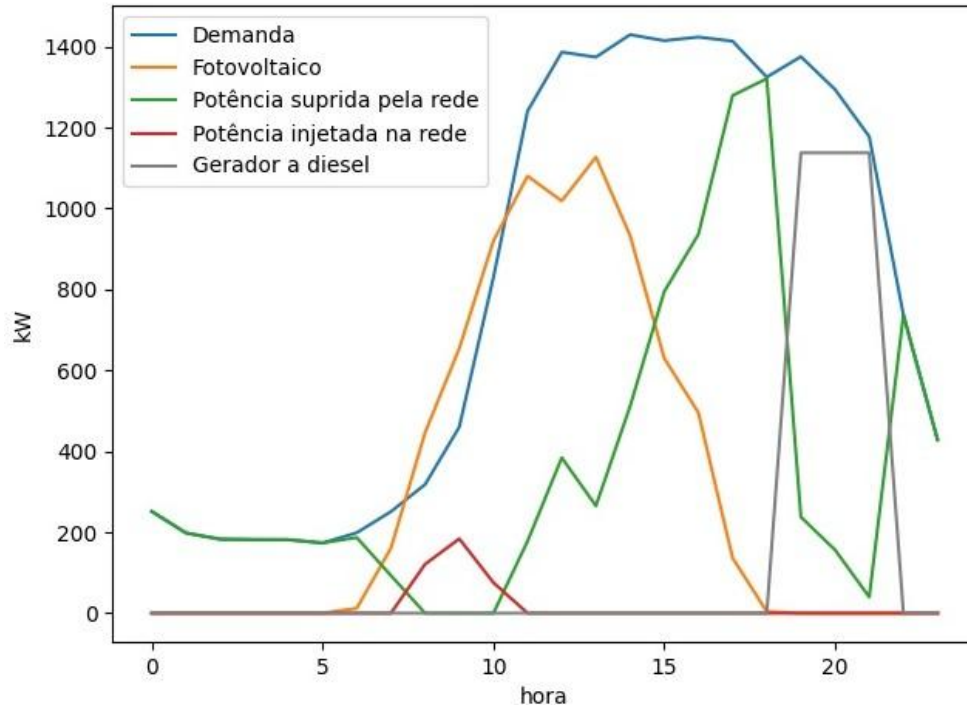
	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$P_{n,dg}$ (kW)	0	0	0	0	0	995,59
CT_{dg} (R\$ · 10 ³)	0	0	0	0	0	695,03
$\sum_{s \in S} \pi_s CC_{dg,s}$ (R\$ · 10 ³)	0	0	0	0	0	9219,00
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	42.472,27	42.472,27	42.472,27	42.472,27	42.472,27	35.923,26
CT (R\$ · 10 ³)	75.090,58	76.258,45	77.426,33	78.594,21	79.762,08	80.904,04
FOB (R\$ · 10 ³)	52.084,46	53.252,33	54.420,21	55.588,09	56.755,96	57.897,92
CVaR (R\$ · 10 ³)	59.552,25	57.923,84	57.923,84	57.923,84	57.923,84	57.897,92

Tabela 12 – Resultados da bandeira tarifária vermelha patamar 2 - Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$P_{n,dg}$ (kW)	0	1046,09	1090,52	1101,89	1126,63	1137,73
CT_{dg} (R\$ · 10 ³)	0	730,29	761,30	769,24	786,52	794,26
$\sum_{s \in S} \pi_s CC_{dg,s}$ (R\$ · 10 ³)	0	7672,50	7941,55	7999,31	7973,17	10.170,12
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	47.741,58	39.367,65	39.079,46	39.015,88	39.034,59	39.616,31
CT (R\$ · 10 ³)	80.359,89	81.332,70	82.273,35	83.208,17	84.140,99	85.072,36
FOB (R\$ · 10 ³)	57.353,76	58.326,58	59.267,23	60.202,05	61.134,86	62.066,24
CVaR (R\$ · 10 ³)	64.771,29	62.102,38	62.076,30	62.072,34	62.066,97	62.066,24

de semana e feriados, respectivamente, no primeiro trimestre e cenário S1, para $\beta = 1$.

Figura 21 – Geração do sistema na bandeira vermelha patamar 2 - Dias úteis - Caso C1



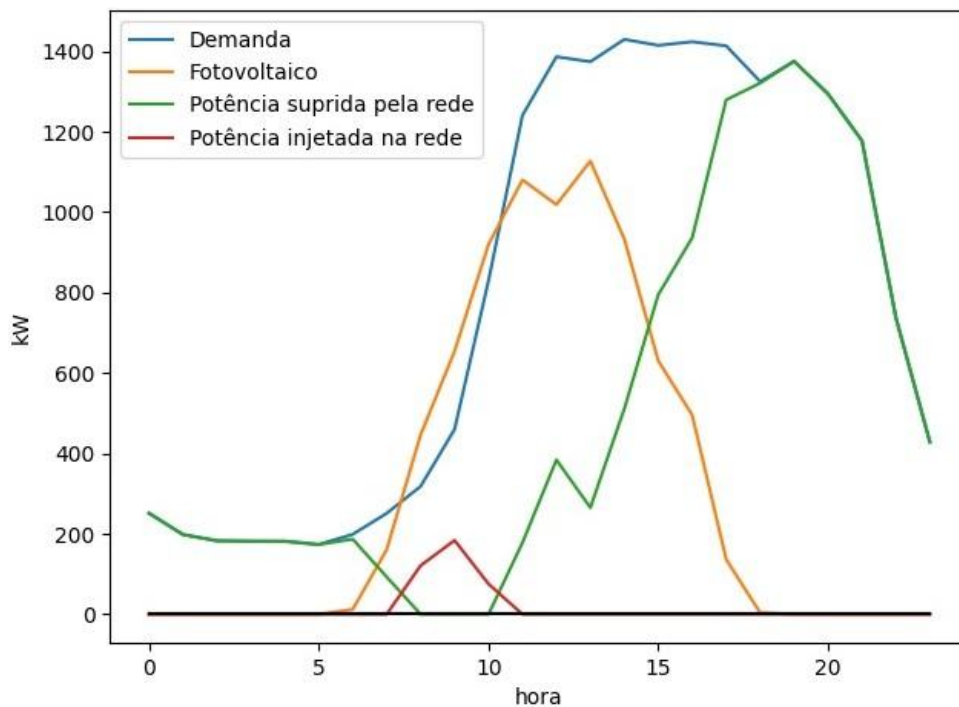
Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 21 mostra que o gerador a diesel é utilizado em dias úteis para gerar energia em horário de ponta, com maior tarifa, pois o custo com combustível é menor que o custo da potência suprida pela rede nesse horário. Já em dias de final de semana e feriados, conforme mostra a Figura 22, o gerador a diesel não é utilizado para gerar em horário de ponta, pois não há tarifas diferenciadas de acordo com o posto tarifário. Ademais, no período de 7 às 11h, a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é maior que a demanda do consumidor, sendo o excedente injetado na rede, gerando créditos ao consumidor.

4.7.1.2 Análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades de ocorrência

Nesta análise, será considerada a probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária de acordo com a equação (3.70). O período analisado para a obtenção da probabilidade de ocorrência das bandeiras foi de janeiro de 2015 a agosto de 2021. A Tabela 13 apresenta a probabilidade de ocorrência das bandeiras tarifárias verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. A Tabela 14 apresenta os resultados da análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades, contendo a configuração do SHEE e o custo associado aos seus componentes. Ademais, essa Tabela apresenta o CVaR

Figura 22 – Geração do sistema na bandeira vermelha patamar 2 - Dias de final de semana e feriados - Caso C1



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária

	Verde	Amarela	Vermelha patamar 1	Vermelha patamar 2
p_z	0,3875	0,2	0,2625	0,15

em função dos níveis de aversão ao risco e seus impactos no custo e na configuração do sistema.

Pela análise da Tabela 14, observa-se que, assim como as bandeiras verde e amarela, o modelo opta somente por um sistema fotovoltaico de grande porte em todos os níveis de aversão ao risco. Com a introdução da probabilidade de ocorrência de cada bandeira no modelo, o gerador a diesel torna-se inviável economicamente devido à baixa probabilidade de ocorrência da bandeira vermelha patamar 2, em que o gerador a diesel é viável economicamente em todos os níveis de aversão ao risco, com exceção de $\beta = 0$, caso essa bandeira tivesse 100% de probabilidade de ocorrência. A bandeira vermelha patamar 1 possui probabilidade de ocorrência maior que a amarela, porém, com 100% de probabilidade de ocorrência dessa bandeira, o modelo opta por um sistema fotovoltaico-diesel somente em $\beta = 1$. Assim, tal condição não é suficiente para tornar o gerador a diesel viável economicamente.

Tabela 14 – Resultados da análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades de ocorrência - Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	41.393,78	41.393,78	41.393,78	41.393,78	41.393,78	41.393,78
CT (R\$ · 10 ³)	74.012,08	75.181,62	76.351,16	77.520,70	78.690,25	79.859,79
FOB (R\$ · 10 ³)	51.005,96	52.175,50	53.345,04	54.514,58	55.684,12	56.853,67
CVaR (R\$ · 10 ³)	58.484,04	56.853,67	56.853,67	56.853,67	56.853,67	56.853,67

Tabela 15 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária - Cenário hidrológico adverso - Caso C1

	Verde	Amarela	Vermelha patamar 1	Vermelha patamar 2
p_z	0,3298	0,1702	0,2234	0,2766

4.7.1.3 Análise de cenário hidrológico adverso

Esta análise busca determinar a viabilidade econômica do gerador a diesel, considerando um cenário hidrológico adverso. Ou seja, busca-se, a partir de um aumento gradual na probabilidade de ocorrência da bandeira vermelha patamar 2, com consequente diminuição da probabilidade das demais bandeiras, o cenário para que o gerador seja viável economicamente. Várias simulações foram realizadas para o máximo nível de aversão ao risco ($\beta = 1$), no qual se concluiu que, para que o gerador seja viável economicamente, devem ocorrer as probabilidades mostradas na Tabela 15. A Tabela 16 mostra os resultados para o cenário hidrológico adverso.

Os resultados apresentados na Tabela 16 mostram que nos demais níveis de aversão ao risco o gerador a diesel não é viável economicamente, sendo o sistema composto somente por painéis fotovoltaicos. Em cenários hidrológicos adversos, a tendência é que o gerador a diesel seja viável para maiores níveis de aversão ao risco. Ou seja, para um consumidor mais averso ao risco, o investimento em gerador a diesel pode ser atrativo, do ponto de vista econômico, em tais cenários.

Tabela 16 – Resultados do cenário hidrológico adverso - Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ $\cdot 10^3$)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
$P_{n,dg}$ (kW)	0	0	0	0	0	995,59
CT_{dg} (R\$ $\cdot 10^3$)	0	0	0	0	0	695,03
$\sum_{s \in S} \pi_s CC_{dg,s}$ (R\$ $\cdot 10^3$)	0	0	0	0	0	8844,61
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ $\cdot 10^3$)	42.339,19	42.339,19	42.339,19	42.339,19	42.339,19	36.036,37
CT (R\$ $\cdot 10^3$)	74.957,50	76.125,58	77.293,66	78.461,74	79.629,83	80.791,17
FOB (R\$ $\cdot 10^3$)	51.951,38	53.119,46	54.287,54	55.455,62	56.623,70	57.785,05
CVaR (R\$ $\cdot 10^3$)	59.420,44	57.791,79	57.791,79	57.791,79	57.791,79	57.785,05

4.7.1.3.1 Análise da viabilidade econômica da bateria

De acordo com os resultados apresentados anteriormente, verificou-se que a bateria é inviável economicamente em todas as análises apresentadas, devido ao seu alto custo de investimento. Ou seja, o investimento inicial não consegue ser amortizado. Diante do exposto, esta análise busca determinar o custo de capacidade da bateria, considerando o cenário hidrológico adverso (Tabela 15) e máxima aversão ao risco ($\beta = 1$), para que essa substitua o gerador a diesel.

Várias simulações foram realizadas, no qual se identificou o custo viável de capacidade de R\$ 370,00 [R\$/kWh], ou seja, deve ocorrer uma redução de 87,20% no custo apresentado na Tabela 8. Considerando esse custo viável para $\beta = 1$, R\$ 370,00, a Tabela 17 apresenta os custos e a configuração do sistema também para diferentes níveis de aversão ao risco. Além dos dados apresentados nas Tabelas anteriores, essa Tabela apresenta os dados relativos ao sistema de baterias: E_{bat} , CT_{bat} .

A Tabela 17 mostra que, com exceção de $\beta = 0$, o CVaR se alterou pouco, sendo igual de $\beta = 0,4$ até $\beta = 1$. Em outras palavras, o risco da operação é praticamente o mesmo quando a bateria é inserida no sistema. As Figuras 23 e 24 apresentam a curva de geração de cada fonte do sistema para dias úteis e dias de final de semana e feriados nessa análise de viabilidade da bateria, respectivamente, no primeiro trimestre e cenário S1, para $\beta = 1$. Tais Figuras foram apresentadas para ilustrar o comportamento da bateria no

Tabela 17 – Resultados para o custo que viabiliza a bateria em cenário hidrológico adverso
- Caso C1

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	4556	4556	4556	4556	4556	4556
Tipo i	2	2	2	2	2	2
P_{pv}^i (kW)	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62	1799,62
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18	9612,18
E_{bat} (kWh)	6278,71	6242,31	6227,84	6227,84	6227,84	6227,84
CT_{bat} (R\$ · 10 ³)	2401,32	2387,40	2381,87	2381,87	2381,87	2381,87
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	38.481,27	38.495,24	38.500,85	38.500,85	38.500,85	40.725,37
CT (R\$ · 10 ³)	73.500,09	74.630,01	75.759,05	76.888,06	78.017,07	79.146,08
FOB (R\$ · 10 ³)	50.494,78	51.623,89	52.752,92	53.881,93	55.010,94	56.139,95
CVaR (R\$ · 10 ³)	57.779,29	56.140,16	56.139,95	56.139,95	56.139,95	56.139,95

sistema.

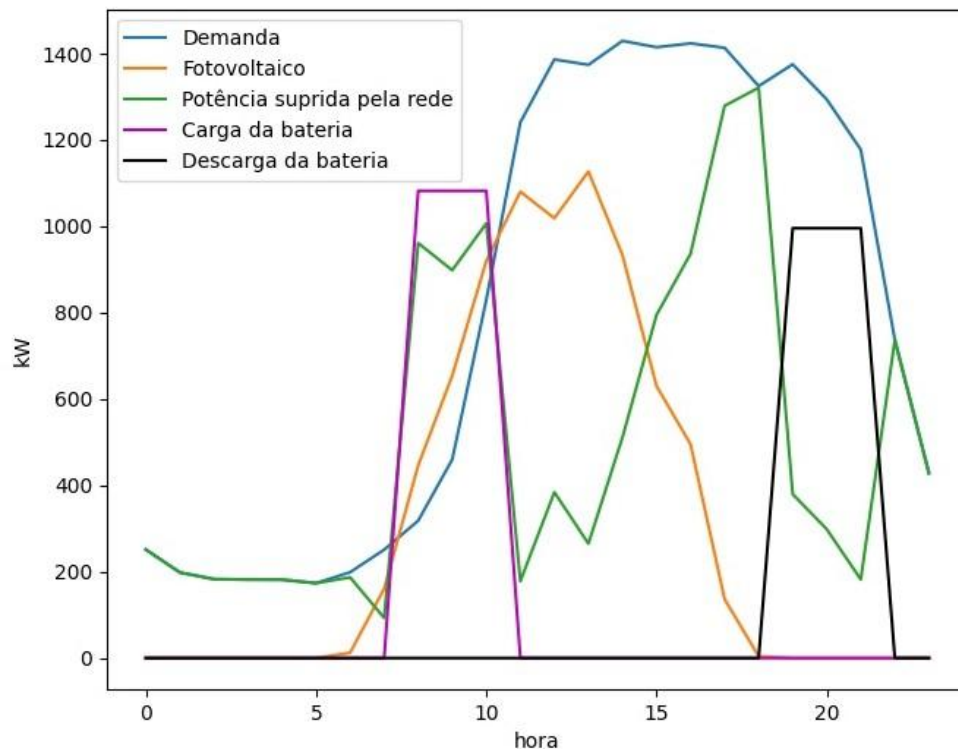
A Figura 23 mostra que o excedente de energia produzido pelo sistema fotovoltaico e a energia proveniente da rede em horário fora de ponta são utilizados para carregar a bateria, que, posteriormente, descarrega em horário de ponta, em que a tarifa é mais elevada. A Figura 24 mostra que o excedente de energia produzido pelo sistema fotovoltaico é utilizado para carregar a bateria, ao invés de ser injetado na rede, pois a tarifa de "compensação" é menor que a tarifa de energia suprida pela rede, na qual incidem tributos. Com isso, o modelo opta por carregar a bateria com o excedente de energia, e posteriormente descarregá-la, evitando que a energia seja suprida pela rede equivalente à que foi descarregada.

4.7.2 Caso C2: consumidor C2

Para o consumidor C2, são apresentados os resultados das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades de ocorrência e da análise de cenário hidrológico adverso. Estes resultados são apresentados, pois contribuem qualitativamente para as análises feitas para o consumidor C1. As demais análises apresentam comportamento similar ao Caso C1. A Tabela 18 apresenta os custos e a configuração do sistema para o consumidor C2, considerando a probabilidade de ocorrência de cada bandeira, para diferentes níveis de aversão ao risco.

Pela análise da Tabela 18, observa-se que, assim como C1, o modelo opta apenas pelo sistema fotovoltaico, em que o tipo de painel escolhido é o 3, com menor área

Figura 23 – Geração do sistema em cenário hidrológico adverso com viabilidade da bateria - Dias úteis - Caso C1



Fonte: Elaborado pelo autor

superficial, porém, maior potência nominal em relação ao tipo 2. Essa escolha pode ser explicada pela área disponível para instalação de C2, que é menor que a de C1. Nesse Caso, o número de painéis é limitado pela área disponível para instalação. O custo total é maior que o de C1 devido à maior demanda de C2. Para esse consumidor, o gerador a diesel não é viável economicamente, apresentando o mesmo comportamento de C1. Com isso, será feita a análise de cenário hidrológico adverso para C1, que busca a viabilidade do gerador a diesel para o maior nível de aversão ao risco ($\beta = 1$). A Tabela 19 apresenta as respectivas probabilidades das bandeiras tarifárias nesse cenário. A Tabela 20 apresenta os resultados do cenário hidrológico adverso.

A Tabela 20 mostra que a capacidade do gerador a diesel de C2 é maior que a de C1 devido à maior demanda de C2. Para os demais níveis de aversão ao risco, o gerador a diesel não é viável economicamente, reforçando que em cenários hidrológicos adversos, o gerador tende a ser viável para consumidores com maior aversão ao risco.

Para este caso C2, também se obtém o custo de capacidade da bateria para que ocorra a substituição do gerador a diesel, para $\beta = 1$, em cenário hidrológico adverso. De acordo com as simulações realizadas, constatou-se que tal custo é R\$ 382,00 [R\$/kWh], com redução de 86,79% no custo de capacidade apresentado na Tabela 8. Considerando o

Tabela 18 – Resultados da análise das bandeiras tarifárias com suas respectivas probabilidades de ocorrência - Caso C2

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	2912	2912	2912	2912	2912	2912
Tipo i	3	3	3	3	3	3
P_{pv}^i (kW)	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	57.529,54	57.529,54	57.529,54	57.529,54	57.529,54	57.529,54
CT (R\$ · 10 ³)	92.955,65	94.668,06	96.380,46	98.092,86	99.805,26	101.517,66
FOB (R\$ · 10 ³)	64.974,52	66.686,92	68.399,32	70.111,72	71.824,12	73.536,52
CVaR (R\$ · 10 ³)	77.540,75	73.536,52	73.536,52	73.536,52	73.536,52	73.536,52

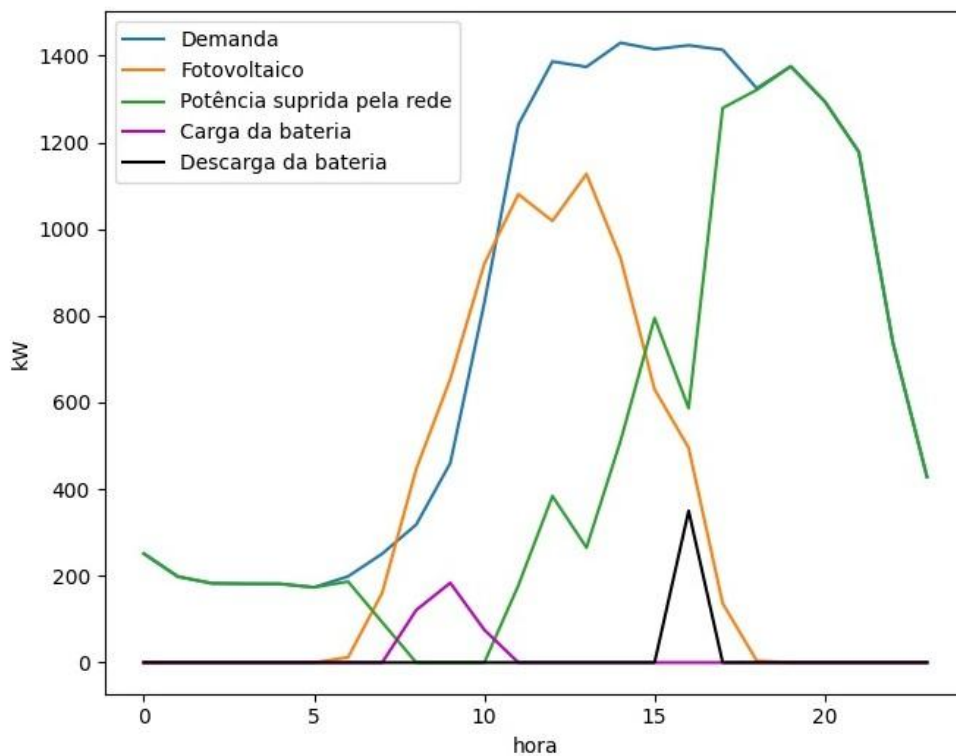
Tabela 19 – Probabilidade de ocorrência de cada bandeira tarifária - Cenário hidrológico adverso - Caso C2

	Verde	Amarela	Vermelha patamar 1	Vermelha patamar 2
p_z	0,2540	0,1311	0,1721	0,4426

Tabela 20 – Resultados do cenário hidrológico adverso - Caso C2

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	2912	2912	2912	2912	2912	2912
Tipo i	3	3	3	3	3	3
P_{pv}^i (kW)	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98
$P_{n,dg}$ (kW)	0	0	0	0	0	1189,44
CT_{dg} (R\$ · 10 ³)	0	0	0	0	0	830,36
$\sum_{s \in S} \pi_s CC_{dg,s}$ (R\$ · 10 ³)	0	0	0	0	0	13.956,06
$\sum_{s \in S} \pi_s CE_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	60.621,91	60.621,91	60.621,91	60.621,91	60.621,91	51.579,17
CT (R\$ · 10 ³)	96.048,03	97.759,06	99.470,09	101.181,12	102.892,15	104.594,93
FOB (R\$ · 10 ³)	68.066,89	69.777,92	71.488,95	73.199,98	74.911,01	76.613,79
CVaR (R\$ · 10 ³)	80.631,30	76.622,04	76.622,04	76.622,04	76.622,04	76.613,79

Figura 24 – Geração do sistema em cenário hidrológico adverso com viabilidade da bateria - Dias de final de semana e feriados - Caso C1



Fonte: Elaborado pelo autor

custo viável de R\$ 382,00, a Tabela 21 apresenta os resultados da simulação do sistema também para diferentes níveis de aversão ao risco.

Pela análise dessa Tabela observa-se que, com a bateria no sistema, o valor de CVaR se manteve praticamente o mesmo para diferentes níveis de aversão ao risco, com exceção de $\beta = 0$. Em outras palavras, o risco da operação é quase o mesmo, independente do nível de aversão ao risco do consumidor. A capacidade da bateria é maior que em C1 devido à maior demanda de C2.

4.8 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou dois estudos de casos referentes a dois consumidores comerciais, envolvendo diferentes análises. As decisões do modelo proposto envolvem o dimensionamento dos componentes do sistema híbrido, considerando o sistema de compensação de energia no Brasil, de acordo com o nível de aversão ao risco do consumidor. Constatou-se que a bandeira tarifária é um fator relevante no dimensionamento do sistema, assim como a propensão ao risco de cada consumidor. O sistema fotovoltaico foi viável economicamente em todas as análises, mostrando a sua importância para sistemas híbridos. O gerador a diesel foi viável na bandeira vermelha patamar 1 (para $\beta = 1$) e patamar 2,

Tabela 21 – Resultados para o custo que viabiliza a bateria em cenário hidrológico adverso
- Caso C2

	$\beta = 0$	$\beta = 0,2$	$\beta = 0,4$	$\beta = 0,6$	$\beta = 0,8$	$\beta = 1$
N_{pv}^i	2912	2912	2912	2912	2912	2912
Tipo i	3	3	3	3	3	3
P_{pv}^i (kW)	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84	1295,84
CT_{pvinv} (R\$ · 10 ³)	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98	7444,98
E_{bat} (kWh)	7408,24	7408,24	7408,24	7408,24	7440,46	7440,46
CT_{bat} (R\$ · 10 ³)	2925,21	2925,21	2925,21	2925,21	2937,93	2937,93
$\sum_{s \in S} \pi_s C E_{re,s}$ (R\$ · 10 ³)	57.520,71	57.520,71	57.520,71	57.520,71	57.508,08	61.372,65
CT (R\$ · 10 ³)	95.872,03	97.595,81	99.319,59	101.043,37	102.767,12	104.490,87
FOB (R\$ · 10 ³)	67.890,90	69.614,67	71.338,45	73.062,23	74.785,99	76.509,73
CVaR (R\$ · 10 ³)	80.547,63	76.509,79	76.509,79	76.509,79	76.509,73	76.509,73

mostrando que, para valores mais elevados de tarifa, a utilização desse é vantajosa em termos econômicos. Em cenários hidrológicos adversos, o gerador a diesel tende a ser viável economicamente para consumidores mais aversos ao risco. Além disso, verificou-se que, para que a bateria seja viável economicamente em tais cenários, o seu custo deve sofrer uma redução significativa.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação apresentou uma proposta para o planejamento de sistemas híbridos de energia elétrica, considerando o contexto regulatório brasileiro (Resolução 482/2012 da ANEEL). Para tal, o problema foi modelado como programação estocástica com análise de risco. No processo de tomada de decisão, a configuração e a capacidade dos componentes do sistema foram determinadas, mais especificamente, o tipo e número de painéis fotovoltaicos, a capacidade do gerador a diesel e da bateria. O objetivo do problema proposto é minimizar os custos totais do sistema ao longo do período de planejamento, considerando o custo de investimento, combustível, operação e manutenção e compra de energia da rede da concessionária. Foram realizados dois estudos de casos com dois consumidores comerciais de grande porte para avaliar a metodologia proposta.

Durante os estudos e revisões bibliográficas realizadas para o presente trabalho, constatou-se a importância de modelar o comportamento estocástico do problema. Tal comportamento foi modelado por meio de cenários, em que, no modelo proposto, obteve-se cenários de índice de claridade, carga, preço do diesel e tarifa de energia. Além disso, a análise de risco é importante para considerar a predisposição ao risco de cada consumidor. Para tal, utilizou-se a métrica CVaR para quantificar o risco a que um determinado consumidor está sujeito.

Pela análise dos resultados, pode-se concluir que o modelo proposto auxilia os consumidores na tomada de decisão sobre investimento em SHEE, considerando as atuais políticas regulatórias do Brasil. Desta maneira, o dimensionamento de SHEE depende do sistema de bandeiras tarifárias. Considerando as bandeiras com suas respectivas probabilidades (situação real), somente um sistema fotovoltaico de grande porte mostrou-se viável economicamente para o consumidor, pois o investimento inicial foi totalmente amortizado ao longo do horizonte de planejamento. Além disso, o sistema fotovoltaico preenche os requisitos contemporâneos de sustentabilidade ambiental, pois gera energia por meio de uma fonte limpa e renovável.

Nas análises individuais das bandeiras, para as bandeiras com menor acréscimo na tarifa (verde e amarela) somente o sistema fotovoltaico foi viável. Porém, com o aumento do valor da tarifa, mais especificamente, nas bandeiras vermelhas, a depender do nível de aversão ao risco do consumidor, o gerador a diesel tornou-se viável para utilização em horário de ponta, pois o investimento nesse gerador proporciona a redução no custo total com a energia, em relação ao caso em que o consumidor é atendido somente pela concessionária nesse horário. A análise de cenário hidrológico adverso mostrou que o investimento em gerador a diesel tende a ser viável para consumidores com maior nível de aversão ao risco. O investimento em baterias não foi viável devido ao seu alto custo

de investimento. Visando cumprir as questões relativas à sustentabilidade ambiental, fez-se a análise de viabilidade da bateria nesse cenário, em que se constatou que os custos da bateria devem sofrer uma redução relevante para que essa substitua o gerador nas aplicações em questão neste trabalho.

A análise de risco foi importante para auxiliar os consumidores na tomada de decisão, de acordo com a propensão ao risco desses. Para a bandeira vermelha patamar 1, o gerador a diesel é utilizado somente no maior nível de aversão ao risco ($\beta = 1$). Já para a bandeira vermelha patamar 2, o gerador a diesel é utilizado em todos os níveis aversão ao risco, com exceção do menor nível ($\beta = 0$). Ou seja, a depender da bandeira vigente, o nível de aversão ao risco altera a configuração do sistema.

Por fim, os SHEE são uma importante opção para o setor elétrico brasileiro, de acordo com os critérios de sustentabilidade, confiabilidade e flexibilidade. O modelo proposto tem potencial para se apresentar como uma importante ferramenta de suporte ao planejamento de SHEE, o que pode levar a projetos mais eficientes e sustentáveis, além de gerar benefícios aos consumidores e à sociedade em geral.

5.2 PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS

A partir dos resultados obtidos na presente dissertação, e da linha de pesquisa em que esta se encontra, lista-se a seguir alguns pontos promissores para pesquisas futuras:

- Avaliar esquemas de decomposição para o problema de planejamento de SHEE;
- Incluir análise de confiabilidade no problema proposto;
- Incluir critérios de rede por meio de um algoritmo de dois níveis (*bilevel*);
- Incluir a opção de outras modalidades de geração distribuída do SHEE;
- Modelar as transações energéticas entre microrredes e/ou prossumidores no problema de planejamento de SHEE.

REFERÊNCIAS

- 1 EPE. Estudos do plano decenal de expansão de energia 2031 - demanda de eletricidade. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202031_rv1.PDF, 2021.
- 2 LÓPEZ-SALAMANCA, H. L.; ARRUDA, L. V.; MAGATÃO, L.; NORMEY-RICO, J. E. Optimization of grid-tied microgrids under binomial differentiated tariff and net metering policies: A brazilian case study. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 29, p. 731–741, 2018.
- 3 EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. *Ministério de Minas e Energia–Empresa de Pesquisa Energética.*, 2021.
- 4 CASTRO, N.; DANTAS, G. *Distributed generation: international experiences and comparative analyses*. Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ, 2017.
- 5 STRNAD, I.; PRENC, R. Optimal sizing of renewable sources and energy storage in low-carbon microgrid nodes. *Electrical Engineering*, v. 100, p. 1661–1674, 2018.
- 6 CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 19, p. 764–773, 2004.
- 7 KITAMURA, D. T.; ROCHA, K. P.; OLIVEIRA, L. W.; OLIVEIRA, J. G.; DIAS, B. H.; SOARES, T. A. Optimization approach for planning hybrid electrical energy system: a brazilian case. *Electrical Engineering*, v. 1, p. 1–15, 2021.
- 8 ANEEL. Agência nacional de energia elétrica. <https://www.aneel.gov.br/>.
- 9 EURELECTRIC. Prosumers: an integral part of the power system and the market. https://www.eurelectric.org/media/1945/prosumers_an_integral_part_of_the_power_system_and_market_june_2015-2015-2110-0004-01-e.pdf.
- 10 ANEEL. Resolução normativa 482. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, 2012.
- 11 ANEEL. Resolução normativa 687. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>, 2015.
- 12 ANEEL. Resolução normativa 786. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>, 2017.
- 13 ASKARZADEH, A. Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application. *Energy*, v. 122, p. 542–551, 2017.
- 14 D'ARCO, S.; SUUL, J. A.; FOSSO, O. B. Virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids. *Electric Power System Research*, v. 102, p. 779–791, 2015.

- 15 FODHIL, F.; HAMIDAT, A.; NADJEMI, O. Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in algeria. *Energy*, v. 169, p. 613–624, 2019.
- 16 SINGH, S. S.; FERNANDEZ, E. Modeling, size optimization and sensitivity analysis of a remote hybrid renewable energy system. *Energy*, v. 143, p. 719–731, 2018.
- 17 PEREIRA, M. T.; REGO, E. E.; NAGANO, M. S. A multiobjective optimization model for the design of hybrid renewable energy systems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, p. 2925–2933, 2018.
- 18 SHIVAIE, M.; MOKHAYERI, M.; KIANI-MOGHADDAM, M.; ASHOURI-ZADEH, A. A reliability-constrained cost-effective model for optimal sizing of an autonomous hybrid solar/wind/diesel/battery energy system by a modified discrete bat search algorithm. *Solar Energy*, v. 189, p. 344–356, 2019.
- 19 HAN, D.; LEE, J. H. Two-stage stochastic programming formulation for optimal design and operation of multi-microgrid system using data-based modeling of renewable energy sources. *Applied Energy*, v. 291, p. 116830, 2019.
- 20 MING, M.; WANG, R.; ZHA, Y.; ZHANG, T. Multi-objective optimization of hybrid renewable energy system using an enhanced multi-objective evolutionary algorithm. *Energies*, v. 10, p. 674, 2017.
- 21 TECHTARGET. Risk management.
<https://searchcompliance.techtarget.com/definition/risk-management>.
- 22 CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. *Decision making under uncertainty in electricity markets*. Springer, 2010.
- 23 BAHRAMARA, S.; SHEIKHAHMADI, P.; GOLPÎRA, H. Co-optimization of energy and reserve in standalone micro-grid considering uncertainties. *Energy*, v. 176, p. 792–804, 2019.
- 24 BUKAR, A. L.; TAN, C. W.; LAU, K. Y. Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization algorithm. *Solar Energy*, v. 188, p. 685–696, 2019.
- 25 RAMLI, M. A.; BOUCHEKARA, H.; ALGHAMDI, A. S. Optimal sizing of pv/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renewable Energy*, v. 121, p. 400–411, 2018.
- 26 YANG, Y.; LI, R. Techno-economic optimization of an off-grid solar/wind/battery hybrid system with a novel multi-objective differential evolution algorithm. *Energies*, v. 13, p. 1585, 2020.
- 27 SAWLE, Y.; GUPTA, S.; BOHRE, A. K. Optimal sizing of standalone pv/wind/biomass hybrid energy system using ga and pso optimization technique. *Energy Procedia*, v. 117, p. 690–698, 2017.
- 28 KAABECHE, A.; DIAF, S.; IBTIOUEN, R. Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria. *Solar Energy*, v. 155, p. 727–738, 2017.

- 29 TSAI, C. T.; BEZA, T. M.; WU, W. B.; KUO, C. C. Optimal configuration with capacity analysis of a hybrid renewable energy and storage system for an island application. *Energies*, v. 13, 2019.
- 30 GHARIBI, M.; ASKARZADEH, A. Size and power exchange optimization of a gridconnected diesel generator-photovoltaic-fuel cell hybrid energy system considering reliability, cost and renewability. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, p. 25428–25441, 2019.
- 31 NESAMALAR, J. J. D.; SURUTHI, S.; RAJA, S. C.; TAMILARASU, K. Techno-economic analysis of both on-grid and off-grid hybrid energy system with sensitivity analysis for an educational institution. *Energy Conversion and Management*, v. 239, p. 114188, 2021.
- 32 CHEN, J.; ZHANG, W.; LI, J.; ZHANG, W.; LIU, Y.; ZHAO, B.; ZHANG, Y. Optimal sizing for grid-tied microgrids with consideration of joint optimization of planning and operation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 19, p. 237–248, 2018.
- 33 WU, D.; MA, X.; HUANG, S.; FU, T.; BALDUCCI, P. Stochastic optimal sizing of distributed energy resources for a cost-effective and resilient microgrid. *Energy*, v. 198, p. 117284, 2020.
- 34 YU, J.; RYU, J.; LEE, I. A stochastic optimization approach to the design and operation planning of a hybrid renewable energy system. *Applied Energy*, v. 247, p. 212–220, 2019.
- 35 LI, R.; GUO, S.; YANG, Y.; LIU, D. Optimal sizing of wind/ concentrated solar plant/ electric heater hybrid renewable energy system based on two-stage stochastic programming. *Energy*, v. 209, p. 118472, 2020.
- 36 LI, R.; YANG, Y. Multi-objective capacity optimization of a hybrid energy system in two-stage stochastic programming framework. *Energy Reports*, v. 7, p. 1837–1846, 2021.
- 37 MAVROMATIDIS, G.; OREHOUNIG, K.; CARMELIET, J. Design of distributed energy systems under uncertainty: A two-stage stochastic programming approach. *Applied Energy*, v. 222, p. 932–950, 2018.
- 38 KAMJOO, A.; MAHERI, A.; DIZQAH, A. M.; PUTRUS, G. A. Multi-objective design under uncertainties of hybrid renewable energy system using nsga-ii and chance constrained programming. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 74, p. 187–194, 2016.
- 39 LIU, Y.; LI, G.; HOU, R.; WANG, C.; WANG, X. A hybrid stochastic/robust-based multi-period investment planning model for island microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 130, p. 106998, 2021.
- 40 NARAYAN, A.; PONNAMBALAM, K. Risk-averse stochastic programming approach for microgrid planning under uncertainty. *Renewable Energy*, v. 101, p. 399–408, 2017.
- 41 CANO, E. L.; MOGUERZA, J. M.; ALONSO-AYUSO, A. A multi-stage stochastic optimization model for energy systems planning and risk management. *Energy and Buildings*, v. 110, p. 49–56, 2016.

- 42 SHEIKHAHMADI, P.; MAFAKHERI, R.; BAHRAMARA, S.; DAMAVANDI, M. Y.; CATALÃO, J. P. S. Risk-based two-stage stochastic optimization problem of micro-grid operation with renewables and incentive-based demand response programs. *Energies*, v. 11, p. 610, 2018.
- 43 VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M.; RASHIDIZADEH-KERMANI, H.; NAJAFI, H.; ANVARI-MOGHADDAM, A.; GUERRERO, J. M. Stochastic security and risk-constrained scheduling for an autonomous microgrid with demand response and renewable energy resources. *IET Renewable Power Generation*, v. 11, p. 1812–1821, 2017.
- 44 GAZIJAHANI, F. S.; SALEHI, J. Optimal bilevel model for stochastic risk-based planning of microgrids under uncertainty. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 14, p. 3054–3064, 2018.
- 45 YANG, B.; GUO, Y.; XIAO, X.; TIAN, P. Bi-level capacity planning of wind-pv-battery hybrid generation system considering return on investment. *Energies*, v. 13, p. 3046, 2020.
- 46 ULLAH, Z.; ELKADEEM, M.; KOTB, K. M.; TAHA, I. B.; WANG, S. Multi-criteria decision-making model for optimal planning of on/off grid hybrid solar, wind, hydro, biomass clean electricity supply. *Renewable Energy*, v. 179, p. 885–910, 2021.
- 47 NADERIPOUR, A.; RAMTIN, A. R.; ABDULLAH, A.; MARZBALI, M. H.; NOWDEH, S. A.; KAMYAB, H. Hybrid energy system optimization with battery storage for remote area application considering loss of energy probability and economic analysis. *Energy*, v. 239, p. 122303, 2022.
- 48 JITHENDRANATH, J.; DAS, D. Stochastic planning of islanded microgrids with uncertain multi-energy demands and renewable generations. *IET Renewable Power Generation*, v. 14, p. 4179–4192, 2021.
- 49 FIORITI, D.; POLI, D.; DUENAS-MARTINEZ, P.; PEREZ-ARRIAGA, I. Multi-year stochastic planning of off-grid microgrids subject to significant load growth uncertainty: overcoming single-year methodologies. *Electric Power Systems Research*, v. 194, p. 107053, 2021.
- 50 MA, G.; CAI, Z.; XIE, P.; LIU, P.; XIANG, S.; SUN, Y.; GUO, C.; DAI, G. A bi-level capacity optimization of an isolated microgrid with load demand management considering load and renewable generation uncertainties. *IEEE Access*, v. 7, p. 83074–83087, 2019.
- 51 DOLATABADI, A.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Stochastic risk-constrained optimal sizing for hybrid power system of merchant marine vessels. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 14, p. 5509–5517, 2018.
- 52 ÖZLEM, C.; KOCAMAN, A. S.; ÖZLEM, Y. A risk-averse approach for the planning of a hybrid energy system with conventional hydropower. *Computers & Operations Research*, v. 126, p. 105092, 2021.
- 53 VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M.; RASHIDIZADEH-KERMANI, H.; ANVARI-MOGHADDAM, A. Risk-based stochastic scheduling of resilient microgrids

- considering demand response programs. *IEEE Systems Journal*, v. 15, p. 971–980, 2021.
- 54 PYOMO. <http://www.pyomo.org/>.
- 55 GUROBI. Gurobi optimization. <https://www.gurobi.com/>.
- 56 THE-WORLD-BANK. Access to electricity. <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&start=1990&view=chart>.
- 57 OUR-WORLD-IN-DATA. Solar pv module prices. <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>.
- 58 IEA. Snapshots of global pv markets 2021.
- 59 IEA. Solar pv. <https://www.iea.org/reports/solar-pv>.
- 60 ABSOLAR. Energia solar fotovoltaica no brasil. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- 61 CEPTEL-CRESEB. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*, 2014.
- 62 NEOSOLAR. Energia solar fotovoltaica: tudo sobre. <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica#tipos-celulas-fotovoltaicas>.
- 63 HOMER. How homer calculates the pv array power output. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html.
- 64 ERBS, D.; KLEIN, S.; DUFFIE, J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily, and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, v. 28, p. 293–302, 1982.
- 65 DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes - 2nd edition*. Wiley, 1991.
- 66 CRESEB. Solarimetria e instrumentos de medição. http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=311.
- 67 INMET. Históricos de dados meteorológicos. <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>.
- 68 SHAYEGHI, H.; ALILOU, M. *Hybrid renewable energy systems and microgrids - chapter 3*. Elsevier, 2020.
- 69 EPE. Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no sin: Aplicações no horário de ponta. *Ministério de Minas e Energia—Empresa de Pesquisa Energética*, 2015.
- 70 BLOOMBERG-NEF. Energy storage investments boom as battery costs halve in the next decade. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>.

- 71 EPE. Sistemas de armazenamento em baterias: Aplicações e questões relevantes para o planejamento. *Ministério de Minas e Energia–Empresa de Pesquisa Energética*, 2019.
- 72 MARTINEZ-BOLANOS, J. R.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; SILVA, V. O. Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs. *Energy Storage*, v. 29, p. 101373, 2020.
- 73 KARIMI, H.; BAHMANI, R.; JADID, S.; MAKUI, A. Dynamic transactive energy in multi-microgrid systems considering independence performance index: A multi-objective optimization framework. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 126, p. 106563, 2021.
- 74 ANEEL. Submódulo 7.1 - procedimentos de regulação tarifária - proret (versão 2.5 - 02/02/2021).
- 75 ANEEL. Resolução normativa 547.
<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2013547.pdf/c891e96e-9d30-43a0-870c-c1c4b725dbbd?version=1.0>.
- 76 ANEEL. Por dentro da conta de luz - 7ª edição.
<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15290115/Por+dentro+da+conta+de+luz+2016/19593350-705c-e18b-bca5-b18ba7ed7217>.
- 77 CEMIG. Cartilha de faturamento para geração distribuída (gd) - cemig.
https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/cartilha_de_faturamento_para_geracao_distribuida_cemig.pdf.
- 78 ZOU, K.; AGALGAONKAR, A. P.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S. Distribution system planning with incorporating dg reactive capability and system uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, p. 112–123, 2012.
- 79 PEDREGOSA, F.; VAROQUAUX, G.; GRAMFORT, A.; MICHEL, V.; THIRION, B.; GRISEL, O.; BLONDEL, M.; PRETTENHOFER, P.; WEISS, R.; DUBOURG, V.; VANDERPLAS, J.; PASSOS, A.; COURNAPEAU, D.; BRUCHER, M.; PERROT, M.; DUCHESNAY, E. Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, v. 12, p. 2825–2830, 2011.
- 80 LAI, C.; JIA, Y.; MCCULLOCH, M.; XU, Z. Daily clearness index profiles cluster analysis for photovoltaic system. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 13, p. 2322–2332, 2017.
- 81 NAINGGOLAN, R.; PERANGIN-ANGIN, R.; SIMARMATA, E.; TARIGAN, A. F. Improved the performance of the k-means cluster using the sum of squared error (sse) optimized by using the elbow method. *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1361, p. 012015, 2019.
- 82 ROCHA, K. P. *Planejamento de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2018. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2018.
- 83 GUROBI-MIP. Mixed-integer programming (mip) – a primer on the basics.
<https://www.gurobi.com/resource/mip-basics/>.

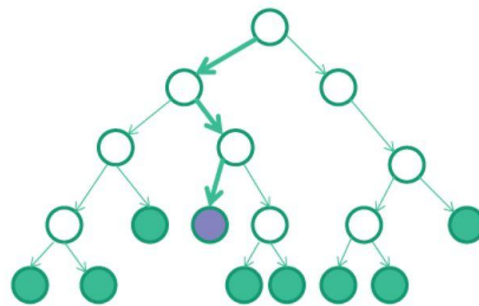
- 84 GOMES, G. S. *Mercado livre de energia elétrica e geração distribuída em shopping centers*. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2017.
- 85 CEMIG. Valores de tarifas e serviços. <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>.
- 86 NAKABAYASHI, R. Microgeração fotovoltaica no brasil: Viabilidade econômica. Technical report, Instituto de Energia e Ambiente da USP, 2015.
- 87 MINHA-CASA-SOLAR. <https://www.minhacasasolar.com.br/>.
- 88 CUMMINS. Grupos geradores. <https://www.cummins.com.br/>.
- 89 ANP. Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis - sistema de levantamento de preços. <https://preco.anp.gov.br/>.

APÊNDICE A – Algoritmo *branch-and-bound*

O algoritmo *branch-and-bound* baseia-se na ideia de enumerar as possíveis soluções candidatas à solução ótima de um problema de programação inteira. Primeiramente, remove-se todas as restrições que envolvem variáveis inteiras e, com isso, o problema resultante é um problema relaxado. Se, ao resolvê-lo, o resultado satisfaz todas as restrições de variáveis inteiras, a solução ótima foi obtida. Caso contrário, escolhe-se alguma variável que deve ser inteira, mas no problema relaxado não é, e realiza-se o procedimento a seguir: por exemplo, uma variável x , que tem o valor 5,7 no problema relaxado, pode ter esse valor excluído pela imposição das restrições $x \leq 5$ e $x \geq 6$.

Se o problema MIP original é denotado por P_0 , então pode-se denotar esses dois novos MIP por P_1 , em que há a imposição da restrição $x \leq 5$, e P_2 , em que há a restrição $x \geq 6$. A variável x é chamada de variável de ramificação e a ramificação em x produz os dois subproblemas P_1 e P_2 . Caso esses dois sub-problemas tenham soluções viáveis (inteiras), a melhor solução entre elas será a ótima do problema original P_0 . Essa mesma ideia é aplicada a esses dois MIPs, resolvendo os problemas relaxados correspondentes e, se necessário, selecionando novas variáveis de ramificação. Com isso, gera-se a chamada árvore de busca, conforme ilustra a Figura 25. Os MIPs gerados pelo procedimento de busca são chamados de nós da árvore, com P_0 designado como nó raiz. As folhas da árvore são todos os nós que ainda não foram ramificados. Caso todos os nós folha possam ser resolvidas ou descartadas, o problema MIP original foi resolvido.

Figura 25 – Árvore de busca



Fonte: Adaptado de [83]

Uma lógica adicional é aplicada ao processamento dos nós da árvore de busca. Caso todas as restrições de variáveis inteiras sejam satisfeitas ao resolver o problema relaxado de algum nó da árvore de busca, uma solução viável para o MIP original foi encontrada. Esse nó, então, é podado, e não é necessário ramificá-lo, sendo ele uma folha permanente da árvore de busca. A melhor solução encontrada em qualquer ponto da busca é denominada incumbente. Se a solução viável encontrada nesse nó tiver um valor da função objetivo

melhor que o incumbente atual (ou se não houver nenhum incumbente), então essa solução é a nova incumbente. Caso contrário, nenhuma atualização é necessária e prossegue-se com a busca.

Existem duas outras possibilidades que podem levar à poda de um nó. A primeira é caso o ramo que levou a um nó tenha adicionado uma restrição que inviabiliza a solução do problema desse nó. Logo, esse nó não possui nenhuma solução inteira viável. A segunda possibilidade é uma solução viável que foi encontrada em algum nó, porém o valor da sua função objetivo é maior do que a incumbente atual (problemas de minimização). Portanto, esse nó não pode produzir uma solução inteira melhor e deve ser podado.

Para completar a descrição do algoritmo *branch-and-bound*, os conceitos de limite inferior e superior serão apresentados a seguir. Assumindo que o problema é de minimização e uma vez que a solução incumbente foi obtida, tem-se que o valor da função objetivo dessa incumbente é um limite superior válido para o problema, ou seja, uma solução inteira de valor superior a esse limite não deve ser considerada. Durante a busca de soluções, tem-se um limite inferior válido, que é o mínimo valor entre os valores da função objetivo dos nós folha atuais. A diferença entre os limites superior e inferior é conhecida como *gap*. Quando o *gap* é igual a zero, a solução ótima foi encontrada.

O campo da programação inteira mista observou melhorias notáveis em seus algoritmos. Quatro das maiores contribuições foram a pré-solução, planos de corte, heurísticas e paralelismo.

A pré-solução é o processo de redução de problemas de otimização que é normalmente aplicado antes do início do procedimento de ramificação e limitação (*branch-and-bound*). Suponha que um determinado problema tenha as seguintes restrições: $x_1 + x_2 + x_3 \geq 15$; $x_1 \leq 7$; $x_2 \leq 3$; $x_3 \leq 5$.

A única maneira de todas essas restrições serem satisfeitas é: $x_1 = 7$; $x_2 = 3$; $x_3 = 5$.

Portanto, pode-se remover essas variáveis do problema de otimização juntamente com as quatro restrições. A remoção dessas restrições pode proporcionar grandes reduções no tamanho do problema. A redução do problema acima é chamada de pré-solução linear, uma vez que não depende de restrições de variáveis inteiras. Um exemplo de pré-solução contendo restrições inteiras é apresentado a seguir. Suponha que um determinado problema de otimização tenha as seguintes restrições, em que x_1 e x_2 são variáveis inteiras maiores ou iguais a zero: $2x_1 + 2x_2 \leq 1$

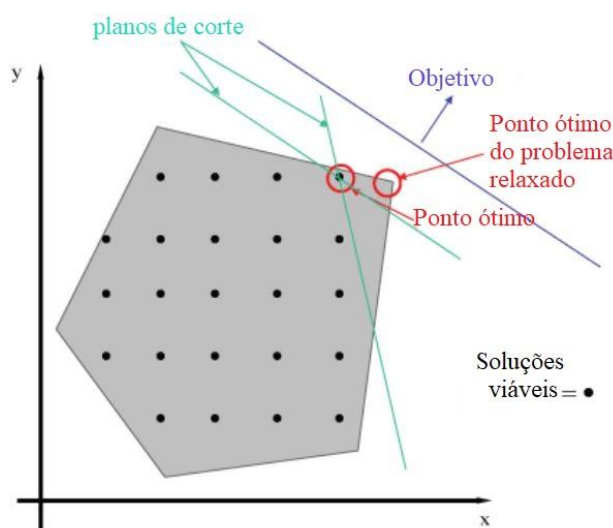
Dividindo ambos os lados por 2, resulta em: $x_1 + x_2 \leq \frac{1}{2}$

Uma vez que x_1 e x_2 devem ser inteiras, a desigualdade acima implica que $x_1 + x_2 \leq 0$ e, portanto, como ambas são maiores ou iguais a zero, $x_1 = x_2 = 0$. Logo, essas variáveis e essa restrição podem ser removidas da formulação.

Os planos de corte são um dos avanços computacionais mais importantes para resolver problemas de programação inteira. A ideia dos planos de corte é que eles removem soluções não inteiras do problema de otimização, e fazem isso durante o processo de solução, mas sem criar novos subproblemas, ao contrário do que faz o processo de ramificação. Suponha que um problema tenha a seguinte restrição: $6x_1 + 5x_2 + 7x_3 + 4x_4 + 5x_5 \leq 15$.

Em que x_1 a x_5 são variáveis binárias. Suponha que após resolver um problema relaxado obteve-se a seguinte solução: $x_1 = 0, x_2 = 1, x_3 = x_4 = x_5 = \frac{3}{4}$. Esta solução pode ser excluída, pois não é possível que $x_3 = x_4 = x_5 = 1$ (não atende a restrição acima). Portanto, adiciona-se uma nova restrição ao problema: $x_3 + x_4 + x_5 \leq 2$, que "corta" a solução atual, conforme ilustra a Figura 26.

Figura 26 – Planos de corte



Fonte: Traduzido de [83]

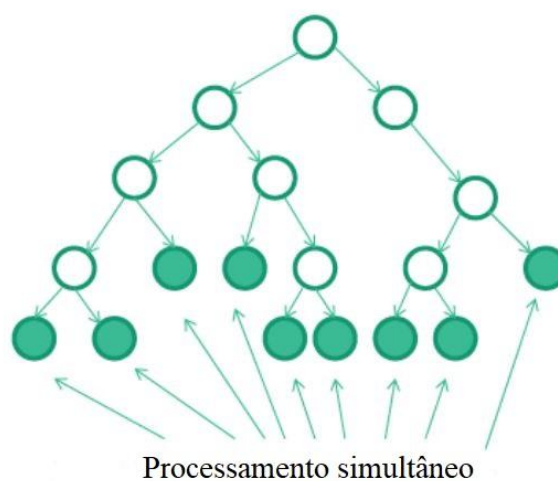
Essas novas restrições não são adicionadas antes do processo de solução, pois, geralmente, há um grande número de restrições que podem ser adicionadas e, portanto, demandaria muito esforço computacional para encontrá-las. Além disso, adicionar essas novas restrições pode tornar os problemas relaxados mais difíceis de serem resolvidos. Deve-se adicionar essas restrições somente se elas tiverem um efeito benéfico para o processo de solução.

O algoritmo também utiliza processos heurísticos que ajudam a encontrar mais rapidamente a solução do problema. Por exemplo, se, ao resolver um problema relaxado em algum nó da árvore de busca, variáveis que devem ser inteiras possuírem valores muito próximos de valores inteiros, pode-se arredondar o valor de algumas dessas variáveis, fixando-as nesses valores e, assim, repetir esse procedimento até que todas as variáveis sejam inteiras. Se a função objetivo dessa solução tiver um valor melhor do que a incumbente

atual, pode-se substituí-la e prosseguir com o processo. O Gurobi inclui diversas heurísticas no processo de solução.

O algoritmo utilizado no *solver* Gurobi é executado em paralelo. O paralelismo está no fato de que diferentes nós da árvore de busca podem ser processados de forma independente. O nó raiz apresenta oportunidades limitadas de paralelismo. Assim, os modelos que exploram grandes árvores de busca podem explorar núcleos de maneira bastante eficaz, enquanto aqueles que passam a maior parte do tempo de execução no nó raiz, são mais limitados em sua capacidade de utilizar vários núcleos. A Figura 27 ilustra a técnica de paralelismo.

Figura 27 – Técnica de paralelismo



Fonte: Adaptado de [83]

Além das técnicas citadas anteriormente, um algoritmo para resolver problemas de programação inteira inclui outras técnicas. Alguns exemplos são técnicas sofisticadas de seleção de variável de ramificação, pré-solução de nó, detecção de simetria e detecção de subárvore disjunta. O objetivo, na maioria dos casos, é limitar o tamanho da árvore de busca.